



ИТОГИ
2016 г.

РЕЖИМЫ
ТРУБОПРОВОДНОГО
ТРАНСПОРТА

 **МАММОЕТ**

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

[11–12] 2016

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА
В ТРАНСПОРТИРОВКЕ



Входит в перечень ВАК



RESHNASTIL

РЕШЕТЧАТЫЙ НАСТИЛ

ПЛОЩАДКИ ОБСЛУЖИВАНИЯ, МЕЖЭТАЖНЫЕ ПЕРЕКРЫТИЯ,

мы производим

24 000 м² в месяц

от **2 000 руб/м²**
решетчатого
настила

скорость монтажа
и демонтажа

400 м² – 3 человека

гарантия на покрытие

20 лет

Настил
с противоскольжением



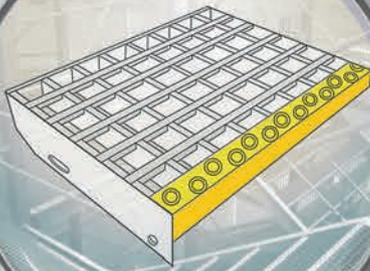
ОБЪЕКТЫ, ГДЕ ПРИМЕНЯЛСЯ РЕШЕТЧАТЫЙ НАСТИЛ



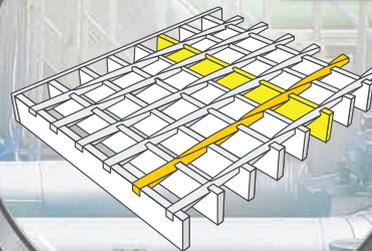
РЕКЛАМА

ЛЕСТНИЧНЫЕ СТУПЕНИ

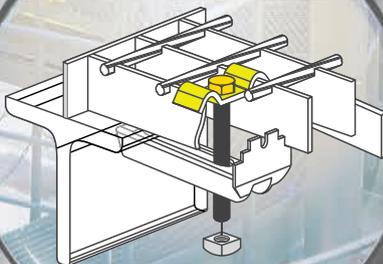
Ступени для лестниц



Сварной настил



Крепеж







ПРИВИЛЕГИЯ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

ЭЛИТНЫЙ ОБЪЕКТ
№1 В РОССИИ*

крестовский остров
ВЯЗОВАЯ
8

**ИСПОЛНЯТЬ ВАШИ
◆ МЕЧТЫ – НАША ◆
ПРИВИЛЕГИЯ**

Квартиры на Крестовском
острове от 220 тыс.руб./м²
Срок сдачи – IV квартал 2016 г.

(812) 66 888 88
www.privilege-spb.ru



ЕВРОСТРОЙ

Застройщик ООО «Еврострой». Генеральный подрядчик
ООО «Еврострой-Развитие». Разрешение на строительство
№78-13019520-2014 от 19.02.2014г. Проектная декларация
на сайте www.privilege-spb.ru

*Победитель премии «Рекорды рынка недвижимости 2016»
в номинации «Элитный объект №1 в России»

Трудное отрезвление



12

Россия строит нефтепродуктопроводы



16

Эпохи НГК

8

РОССИЯ Главное

2017

6

Идем на восток: Газпром расширяет энергосотрудничество с Китаем

8

События

10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Трудное отрезвление. Мифы импортозамещения и возвращение к здравому смыслу

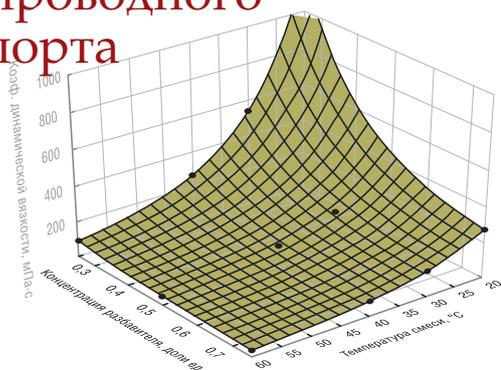
12

Россия строит нефтепродуктопроводы

16

СОДЕРЖАНИЕ

Обоснование режимов трубопроводного транспорта



44

Аналитическое и численное исследование жидкостных инжекторов в гидравлических системах

56



ТРАНСПОРТИРОВКА

Стратегия технической политики

20

Импортозамещение на рынке трубопроводной арматуры

26

Утилизация нефтесодержащих сточных вод

28

Прогнозирование потерь нефти вследствие аварии в разветвленных нефтепроводах

33

Российский морской регистр судоходства: сварочные процессы при постройке МПТ

42

Обоснование режимов трубопроводного транспорта

44

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Перспективы развития ветроэнергетики в России

50

Механизм образования трещин в колонне гибких труб

62



Индикаторы эффективности

68



Проектное управление в downstream



78

Нетегазовая отрасль в 2016 году



86

ОБОРУДОВАНИЕ

Аналитическое и численное исследование жидкостных инжекторов в гидравлических системах	56
Решетчатый настил. Замена просечно-вытяжного листа (ПВЛ)	58
Уникальные объекты для традиционной отрасли	60
Механизм образования трещин в колонне гибких труб	62

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Индикаторы эффективности	68
--------------------------	----

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

Выставка «Нефтегаз» – стимул к развитию отрасли	72
Эффективность на уровне первого квартала	74
Проектное управление в downstream	78

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

МИОГ помогает развивать сотрудничество	80
----------------------------------------	----

ЭКОЛОГИЯ

Нарушенные тундровые почвы: влагоемкость и рекультивация	82
----------------------------------------------------------	----

ИТОГИ

Нефтегазовая отрасль в 2016 году	86
<i>Хронограф</i>	90
<i>Россия в заголовках</i>	93
<i>Нефтегаз. Life</i>	94
<i>Классификатор</i>	96
<i>Календарь событий</i>	98
<i>Цитаты</i>	100

5 тыс. лет назад

В 3 тысячелетии до н. э. жители ближневосточных стран собирали нефть с поверхности земли и использовали в качестве топлива для светильников. Также они использовали битум и асфальт в качестве строительного материала.

1669 лет назад

В 347 году в Китае впервые пробурили скважины в земле для получения нефти. В качестве труб использовались полые стволы бамбука.

168 лет назад

В 1848 году на Апшеронском полуострове неподалеку от Баку пробурена первая в мире нефтяная скважина современного типа.

158 лет назад

В 1858 году в канадской провинции Онтарио начали впервые добывать нефть.

154 года назад

В 1862 году нефть начали измерять баррелями, один баррель равен 42 галлонам, а один галлон – 4 литрам. Этот объем нефтяной бочки равен официально признанному в Великобритании объему бочки для перевозки селедки.

138 лет назад

В 1878 году Томас Эдисон изобрел электрическую лампочку. Массовая электрофикация городов и снижение потребления керосина привели к тому, что нефтяная промышленность на некоторое время оказалась ввергнутой в состояние депрессии.

108 лет назад

В 1908 году в Иране открыты первые нефтяные месторождения. Для их эксплуатации создана Англо-Персидская Нефтяная Компания, позднее ставшая компанией British Petroleum.

65 лет назад

В 1951 году впервые в истории США нефть стала главным источником энергии, оттеснив уголь на второе место.

30 лет назад

В 1986 году началась «Танкерная война» между Ираком и Ираном. В течение двух лет авиация и ВМС враждующих сторон нападали на нефтепромыслы и танкеры друг друга.

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Светлана Вяземская

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Татьяна Абрамова,
Елена Алифирова
Ольга Цыганова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

Редколлегия

Ампилов Ю.П.

Галиулин Р.В.

Гриценко А.И.

Данилов А.М.

Данилов-Данильян В.И.

Макаров А.А.

Мастепанов А.М.

Салыгин В.И.

Третьяк А.А.



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Кирилл Болтаев
Валентина Горбунова
Ольга Щербакова
Ольга Ющенко
Александр Лобзов
Елизавета Кобцева
Алевтина Губаева

reklama@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Менеджер по работе с клиентами
Антон Бородин

Выставки, конференции, распространение
Татьяна Петрова
Татьяна Хаяркина

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

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

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

Подписной индекс
МАП11407

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



9 772410 383004

*Дорогие друзья, коллеги, партнеры!
Поздравляем вас с Новым 2017 годом!*

Наступающий год станет для компании «ВАРК» юбилейным. За десять лет работы на рынке трубопроводной арматуры «ВАРК» прочно вошел в историю отечественной нефтегазовой отрасли. Компания зарекомендовала себя как надежный партнер, строящий свою работу на принципах кооперации. В своей работе мы используем технологии, отвечающие последнему слову прогресса и самое новое оборудование, что позволяет «ВАРК» гарантировать доступные цены, достойное качество, короткие сроки производства и поставки. Это не стало бы возможным без наших надежных поставщиков – ведущих компаний отрасли.

Прошедший год для «ВАРК» прошел под знаком плодотворного сотрудничества с нашими постоянными клиентами, среди которых ПАО «Газпром», ОАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО АНК «Башнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «НК «АЛЬЯНС», ОАО «ТАИФ-НК», АК «АЛРОСА», НХК «Узбекнефтегаз» и многие другие. Мы надеемся, что в новом году эти контакты станут еще более крепкими.

Благодаря нашим длительным эффективным партнерским отношениям российская нефтегазовая отрасль наращивает потенциал: реализуются технически сложные проекты, повышается эффективность производства.

Несмотря на непростые экономические реалии прошедшего года наши клиенты по-прежнему отмечают нашу особенную мобильность и оперативность принятия решений специалистами компании «ВАРК».

В будущем году мы продолжим свой самоотверженный труд, как это было 10 лет назад: вкладывая всю душу в дело, которое мы знаем и любим. Совместными усилиями мы сможем закрепить ранее достигнутые успехи и завоевать новые конкурентные позиции.

Поздравляем всех работников отрасли и желаем интересных проектов, реализации намеченных планов, непрерывного движения вперед, благополучия и успеха!



Генеральный директор
ООО «ВАРК»
А.К. Абдуллин





Зависимость от нефтяных цен обусловлена сырьевым характером экономики



Дж. Сорос считает, что у России достаточно резервов

2017

ПЕРЕД ВАМИ ПОСЛЕДНИЙ ЗА ЭТОТ ГОД НОМЕР ЖУРНАЛА NEFTEGAZ.RU. И, КОНЕЧНО, МЫ НЕ УДЕРЖАЛИСЬ ОТ СВОЙСТВЕННОГО ЖУРНАЛИСТАМ СОБЛАЗНА ПОДВЕСТИ ИТОГИ, ПОСМОТРЕТЬ С ВЫСОТЫ 12-ГО МЕСЯЦА НА ЖИЗНЬ ОТРАСЛИ В УХОДЯЩЕМ ГОДУ И ЗАГЛЯНУТЬ В ПЕРСПЕКТИВЫ НАСТУПАЮЩЕГО

Анна Павлихина

О ключевых событиях мы рассказали в материале на стр. 86. Среди них есть улучшенные технологии, увеличение мощностей, расширение транспортных маршрутов. Но достаточно не самого пристального взгляда, чтобы заметить отсутствие нового. За минувший год (как и за многие предыдущие) в нашей стране не было построено ни одного нового производства. Застывшая отрасль временами лишь отсвечивает небольшими изменениями, не меняющими вектор развития, которого требуют новые политико-экономические реалии, и не обеспечивающими переход на новый этап качества, без которого нельзя занять достойное место в мире непрерывного научно-технического прогресса.

Почему так происходит и что ожидает нас в наступающем году?

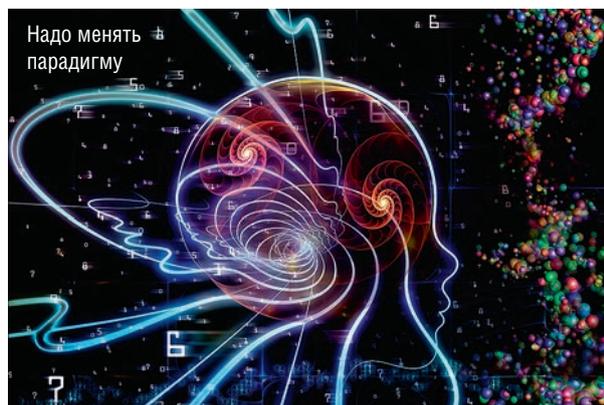
Почти все эксперты сходятся во мнении, что будущий год принципиальных улучшений не принесет. При отсутствии сильных потрясений страна сможет продержаться на средствах резервного фонда. Сильных потрясений, скорее всего, не будет. Даже задержание А. Улюкаева никак не повлияло на ситуацию. Что произошло бы при аресте главы Минэкономразвития в другой стране? В США рынки ценных бумаг начало бы лихорадить, случись такое в одной из стран Европы, премьер подал бы в отставку, в Японии — сделал хакари. В России сильным потрясением может быть только одно — падение цен на нефть. В будущем году катастрофических колебаний эксперты не прогнозируют.

При цене на нефть в 50 долл США за барр ВВП будет продолжать сокращаться. Скорее





Рецессия увеличит безработицу до 8% в 2017 г.



Надо менять парадигму



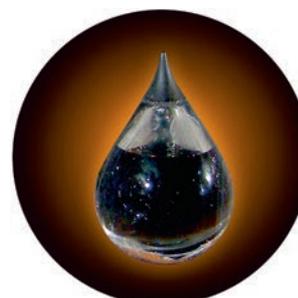
всего, непривычно низкие цены на углеводороды сохранятся не один год, это потребует новых подходов к развитию экономики страны. Пока в этом направлении не сделано ни одного шага.

Согласно прогнозу ВШЭ при цене на нефть 50 долл США за барр, уровень реальных зарплат может снизиться на 10%, такая рецессия увеличит безработицу до 8% в 2017 г., как следствие снизится покупательная способность населения, что точно не улучшит экономическую ситуацию.

Санкции, низкие цены на сырье и падение рубля, как бы их не старались представить основными причинами всех бедствий, не самые страшные химеры российской действительности. В 2016 г. не было построено ни одного завода. Отсутствие собственных производств лишает страну автономности. Зависимость от нефтяных цен обусловлена характером экономики, который, несмотря на частые заявления президента о необходимости перестраиваться на инновационные рельсы, остается исключительно сырьевым. А агрессивная внешняя политика приводит к непоправимым в кризис расходам на оборонный комплекс – 80 млрд руб. ежегодно. Для сравнения, в 2017 г. на науку планируют выделить 11 млрд руб.

Можно, вслед за А. Кудриным, надеяться, что санкции ослабнут и в течение двух лет экономика страны вновь обретет тенденцию к росту. Или, как Дж. Сорос, считать, что у России достаточно резервов, чтобы выдержать текущие обстоятельства.

Но новые вызовы год от года будут все более очевидными. Ответы на них следует искать не в повышении нефтяных цен. Перестройка в этом отношении потребует многих лет осмысленной работы, немалых финансовых вливаний, иного позиционирования себя на международной арене и в целом сдвига парадигмы. ●



ИДЕМ НА ВОСТОК: ГАЗПРОМ РАСШИРЯЕТ ЭНЕРГОСОТРУДНИЧЕСТВО С КИТАЕМ

Татьяна Абрамова

Газпром, CNPC и China Development Bank Corporation подписали ряд документов о развитии сотрудничества.

Подписание соглашений прошло 7 ноября 2017 г. в рамках встречи глав правительств России и Китая Д. Медведева и Л. Кэцзяна в г. Санкт-Петербурге.

В частности, глава Газпрома А. Миллер и вице-президент CNPC С. Вэньжун подписали соглашение о сотрудничестве в области взаимного признания стандартов и результатов оценки соответствия.

Соглашение предусматривает совместную работу по созданию межкорпоративных технических стандартов и их применению в деятельности компаний.

Также Газпром и CNPC подписали меморандум о проведении исследования возможности сотрудничества в области газомоторного топлива.

Компании договорились выполнить совместное маркетинговое исследование потенциала использования сжиженного природного газа (СПГ) в качестве моторного топлива на международном транспортном маршруте Европа–Китай.

Кроме того, А. Миллер и президент China Development Bank Ч. Чжицзе подписали меморандум о взаимопонимании.

Этот документ определяет общие принципы сотрудничества сторон в сфере организации проектного и иного финансирования, в частности при реализации проекта строительства Амурского газоперерабатывающего завода (ГПЗ), который должен стать крупнейшим в России заводом по переработке природного газа, проектной мощностью до 49 млрд м³/год.

«Российско-китайское сотрудничество в газовой сфере продолжает расширяться и демонстрировать отличную динамику. Подписаны важные документы по целому ряду направлений двустороннего партнерства. Эти соглашения являются значимым этапом в развитии взаимодействия Газпрома и китайских компаний в совместных энергетических проектах», – сказал А. Миллер. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

О необходимости создавать продукцию, которая заменит импортные аналоги, говорят сегодня и в правительственных и в бизнес кругах. Но одного понимания, конечно, недостаточно. Создаются протекционистские программы, правительственные гранды, а воз и ныне там. Почему другие страны производят и экспортируют, а у нас никак не получается?

Почему программа импортозамещения в нефтегазе провалилась?

21 %

Потому что российская наука плохо финансируется

36 %

Из-за коррупции

14 %

Потому что в 90-е гг развалились все НИИ, а новые не создали

14 %

На российское оборудование нет спроса со стороны компаний

14 %

По-моему, импортозамещение уверенно шагает по стране

Тенденция укрупнения различных отраслей прослеживается в отечественной промышленности на протяжении порядка 10 лет. Сначала это было замечено в химпроме, когда концентрировалась калийная отрасль, теперь дошли до главной в экономике – нефтяной промышленности. К чему приведет такое колапсирование?

Чем обернется приватизация госкомпаний?

56 %

Концентрацией отрасли под контролем одного монополиста

4 %

Более эффективным управлением и, как следствие, большими налоговыми поступлениями

12 %

Значительными кадровыми рокировками в высших эшелонах власти

8 %

Улучшением инвестиционного климата

20 %

Ухудшением инвестиционного климата

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Модульные установки газоподготовки: внимание к деталям – от идеи до воплощения



РЕКЛАМА



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМировАНИЕ

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

info@energass.ru www.energass.ru

Выборы президента

Запуск нового производства

Отмена пошлин

Цены на нефть

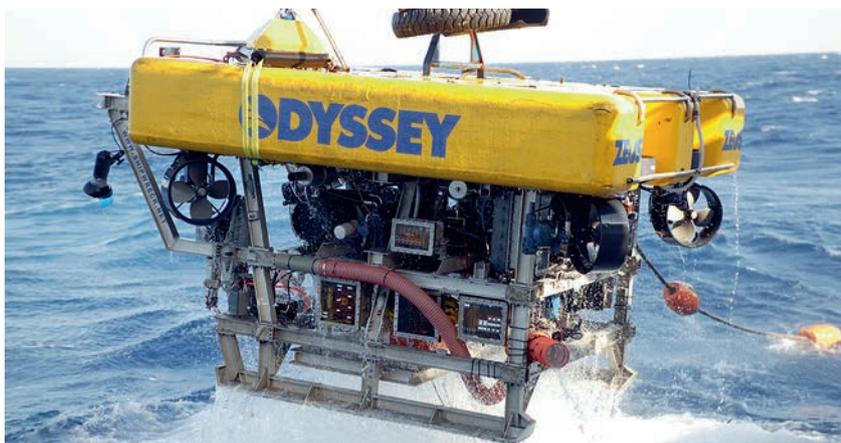
Северный поток

Обвал рынка акций

Газовые войны

Слишком капиталов

Новый глава Роснефти



Минэнерго спрогнозировало научный вектор

Глава Минэнерго А. Новак утвердил прогноз научно-технологического развития отраслей ТЭК России до 2035 г.

В разработке документа участвовал Институт энергетических исследований РАН, а сам прогноз НТР Минэнерго учитывает при подготовке проекта Энергетической стратегии России до 2035 г.

К числу наиболее перспективных направлений отнесли технологии увеличения нефтеотдачи и КИН, освоение ТРИЗ и шельфовых месторождений, СПГ и его транспортировку. Предполагается, что сдерживанию роста затрат в добывающих отраслях и повышению производительности труда будет способствовать реализация концепций «Интеллектуальная скважина» и «Интеллектуальное месторождение».

В электроэнергетике повышению надежности функционирования энергосистем будет способствовать развитие технологий активно-адаптивных электрических сетей, концепций Smart Grid и Энерджинет, внедрение систем

автоматизированной защиты и управления электрическими подстанциями («цифровой подстанции»), нового оборудования и конструкционных материалов.

Также к числу перспективных технологических направлений отнесены водородная энергетика, малая распределенная генерация с использованием возобновляемых источников энергии, фотоэлектрические преобразователи и сетевые накопители.

Томские ученые создали подводного робота

Магистранты Томского политехнического университета (ТПУ) создали подводного робота, который станет «глазами» оператора под водой, позволит диагностировать и ремонтировать подводные объекты.

Роботом по имени Одиссей уже заинтересовались потенциальные инвесторы. Одиссей предназначен для мониторинга и обслуживания нефтяных и газовых трубопроводов, которые пролегают в водоемах России на глубинах от 5 до 50 м.

От существующих аналогов он отличается некоторыми

преимуществами. Робот оснащен адаптивной системой управления и стабилизации под водой, что позволяет ему постоянно находиться в горизонтальном положении, не крениться и не переворачиваться; системой видеонаблюдения с эффектом полного присутствия, а также манипуляторами, которые способны захватывать объемные грузы весом до 20 кг.

Основное же преимущество Одиссея – его конструкция по модульному принципу. К базовой комплектации можно доставить дополнительное оборудование, датчики.

В перспективе устройство можно будет применять не только в нефтегазовой отрасли, но и в научных целях, например, для исследования недр мирового океана и поисково-спасательных операций.

Евро-6

ЛУКОЙЛ начал выпуск бензина экологического стандарта Евро-6 на НПЗ в Волгограде.



Евро-6 – экологический стандарт, регулирующий содержание вредных веществ в выхлопных газах, согласно этому стандарту выбросы углекислого газа новыми легковыми автомобилями должны составлять менее 130 г/км пути. Компания рассчитывает стать одной из первых, кто сможет предложить на рынке топливо Евро-6. Начало производства бензина стандарта Евро-6 стало возможным после запуска установки гидрокрекинга. ●



Второй век ВСТО *Продажа квот*
Богучанская ТЭС запущена *Второй век кризиса*
Южный поток *Цены на газ*
Дошли руки до Арктики
Северный поток достроили

Ермак Нефтегаз займется геологоразведкой

Роснефть и ВР закрыли сделку по созданию нового СП – Ермак Нефтегаз, которое займется геологоразведкой в двух зонах взаимных интересов (ЗВИ) – в Западной Сибири и бассейне Енисей-Хатанга общей площадью 260 тыс. км².

Уже в зимний сезон 2016–2017 гг. СП намерено приступить к бурению 1-й скважины (Бкл-21), продолжив оценку Байкаловского месторождения, открытого Роснефтью в 2009 г. и расположенного в ЗВИ Енисей-Хатанга.



Работы предполагают региональные исследования, проведение сейсморазведочных работ и бурение поисково-разведочных скважин. ВР выделит до 300 млн долларов США в 2 этапа в качестве своего вклада в финансирование работ совместного предприятия на этапе ГРП. Роснефть предоставит лицензии и производственные мощности в Западной Сибири и бассейне Енисей-Хатанга.

Также Ермак Нефтегаз начнет сейсморазведку на Западно-Ярудейском участке недр. Кроме того, СП будет вести геологоразведку на Хейгинском и Аномальном участках недр в ЗВИ в Западной Сибири.



Газпром нефть разделит добычу с арабами

Газпром нефть и Mubadala Petroleum, суверенный фонд ОАЭ, подписали соглашение о создании совместного предприятия для проведения геологоразведочных работ (ГРП) на территории России.

Уже подписано рамочное соглашение для создания СП по реализации этих работ. Mubadala вошла в состав Западно-Сибирского инвестиционного консорциума с долей участия 24,5%, в котором также присутствует Газпром нефть с 26%, Энергопроект, дочка Газпромбанка, с 25% и РФПИ с 24,5%. Западно-Сибирский инвестиционный консорциум уже подал заявку на участие в аукционе на Назымский участок недр в ХМАО. За этот участок недр консорциум будет конкурировать с Роснефтью. Также Mubadala не скрывает интереса к Эргинскому участку недр, аукцион по которому планируется провести до конца года.

Башнефть покончила с «Дружбой»

Башнефть прекратила поставки нефти в Венгрию и Словакию по магистральному нефтепроводу (МНП) «Дружба».

В течение последних 4 лет Башнефть экспортировала нефть по МНП «Дружба» по долгосрочным контрактам, заключенным через трейдинговую компанию Normeston.

По условиям соглашений с Венгрией и Словакией, Башнефть в октябре-декабре 2016 г. должна поставить 525 тыс. т нефти. В октябре 2016 г. поставки шли по графику, было поставлено 180 тыс. т сырья, но с начала ноября поставки прекратились, а предназначавшаяся Венгрии и Словакии нефть сейчас перенаправляется в портовые нефтяные терминалы. Скорее всего, это стало следствием изменения торговой политики компании в результате смены контролирующего акционера.

12 октября 2016 г. Роснефть приобрела 50,1% акций Башнефти. Сейчас Роснефть думает о полной консолидации Башнефти и обратилась за соответствующим разрешением в ФАС.

В связи с этим Башнефть прекращает продажу нефти через трейдеров, в частности через Normeston, т.к. Роснефть отдает предпочтение прямым контрактам с конечными потребителями. ●

ТРУДНОЕ ОТРЕЗВЛЕНИЕ

Мифы импортозамещения и возвращение к здравому смыслу

РОСТ ВЫПУСКА ОТЕЧЕСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ – ДАВНЯЯ ПРОБЛЕМА РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ. НАЧИНАЯ С 90-Х ГОДОВ ПРОШЛОГО СТОЛЕТИЯ ОБЪЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ ЗНАЧИТЕЛЬНО СОКРАТИЛИСЬ, ПОСКОЛЬКУ ИХ ПРОДУКЦИЯ БЫЛА ВЫТЭСНЕНА ЗАПАДНЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ. В СВЯЗИ С ОБОСТРЕНИЕМ ВНЕШНЕПОЛИТИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ И ВВЕДЕНИЕМ САНКЦИЙ В ОТНОШЕНИИ РОССИИ СО СТОРОНЫ ЗАПАДНЫХ СТРАН И ОТВЕТНЫХ МЕР РФ, БЫЛИ ПРЕДПРИНЯТЫ ПОПЫТКИ ЗАМЕЩЕНИЯ ИМПОРТИРУЕМОГО В СТРАНУ ОБОРУДОВАНИЯ. ОДНАКО РЕАЛЬНЫХ УСПЕХОВ В ЭТОЙ ОБЛАСТИ ПОКА МАЛО

Мария Кутузова

Смена риторики

Выступая 19 ноября на проходившем в Москве Общероссийском гражданском форуме, бывший министр финансов, глава Совета Центра стратегических разработок Алексей Кудрин заявил, что антизападная риторика не улучшает положение дел в стране. По его мнению, в России существует гораздо больше рисков технологического отставания, чем реальных геополитических и военных угроз. «Мы слышим и видим антизападную риторику абсолютно необоснованную. Я часто вижу дискуссии на каких-то ток-шоу и я удивляюсь, что эти люди не знают, как сегодня устроен бизнес, что большая часть промышленности, включая военную, зависит от привоза технологий. Это миллионы контрактов, которыми сегодня связана наша страна со всем миром», – отметил Кудрин.

Самые острые материально-технические проблемы в Российской Федерации сегодня – инфраструктура, технологии, оборудование. Износ основных фондов превысил 50%, а средств на замену в российском бюджете недостаточно. К таким печальным выводам пришла Счетная палата Российской Федерации. Глава ведомства Татьяна Голикова, выступая с отчетом в Госдуме отметила, что для остановки процесса ветшания промышленной, транспортной и другой инфраструктуры потребуется порядка 4 трлн рублей в год. Тогда как в проекте «Основных направлений единой государственной денежно-кредитной политики» на 2017–2019 годы,



подготовленном Банком России, сообщается, что при нынешнем состоянии федерального бюджета возможности поддержки российской промышленности со стороны государства весьма ограничены. По мнению ЦБ, массированное эмиссионное финансирование промышленности не станет эффективным инструментом развития производства. Общая долговая нагрузка в корпоративном секторе уже высока, и дальнейшее расширение кредитования чревато риском кризиса плохих долгов.

Еще в прошлом году на проходившем в Сочи заседании правительственной комиссии по импортозамещению председатель правительства РФ Дмитрий Медведев честно признался, что Россия проводит курс на замещение импорта в ситуации, когда у правительства «мало

денег», но улучшения ждать, по его словам, тоже нельзя. «Тема импортозамещения очень важная, но ее ни в коем случае нельзя доводить до абсурда. Это тоже мы с вами должны понимать. Надо замечать важнейшие сегменты того, что критически важно производить в нашей стране. Речь не идет о том, чтобы заместить все, как иногда у нас это пытаются представить... Наша задача – прежде всего, сконцентрироваться на промышленности, причем на высокотехнологичных изделиях, на производстве средств производства, как еще в советские времена говорили, – машинах, механизмах, транспортных средствах, целом ряде современных технологий, биотехнологий, медицинских технологий и, конечно, на продуктах питания, на сельском хозяйстве. Вот если мы сможем это сделать,



мы превратимся в высокоразвитую страну», – пообещал премьер.

Однако экспертные оценки успехов в сфере импортозамещения далеки от оптимизма. Так называемые инвестиционные товары (включая наземный транспорт и запчасти к нему, телекоммуникационное оборудование и т.д.), доля которых в российском импорте составляет порядка 40%. Несмотря на изменение обменного курса рубля, доля таких товаров оставалась в 2014–2016 годах практически неизменной. Единственное реальное изменение – перераспределение спроса в пользу более дешевых аналогов. Более того, согласно оценкам ЦБ, в этом году доля импорта в совокупном товарообороте машин и оборудования, составлявшая ранее около 30%, стала расти.

По данным Банка России, в период с января 2014 г. по сентябрь 2016 г. ослабление российской валюты составило около 25%, соответственно выросли рублевые цены импортных товаров. Как следствие, произошло сокращение объемов импорта. При этом доля инвестиционных товаров в совокупном импорте в течение всего этого периода оставалась стабильной. Со второй половины 2016 г. на фоне укрепления рубля происходит рост импорта инвестиционных товаров, что свидетельствует о приостановке процессов импортозамещения. «С января по сентябрь 2016 г. реальный курс рубля по отношению к доллару вырос, что снизило рублевые цены импортных товаров и способствовало переходу к положительным темпам прироста импорта инвестиционных товаров (как в стоимостном, так и в физическом объемах)», – отмечает ЦБ.

Российские потребители, в том числе промышленность, переориентировались на покупку более дешевых образцов техники. Как свидетельствует Банк России, наблюдаемое сжатие границ ценового диапазона в разрезе стран происхождения одной и той же товарной группы является признаком сокращения продуктового разнообразия и иллюстрацией развития кризисных тенденций. В числе основных факторов, которые могли бы способствовать реализации в России политики импортозамещения, следует отметить: ослабление национальной

валюты; введение ограничений, связанных с применением санкций и контрсанкций; реализацию целенаправленной политики экономических властей. Но закрепить временные «успехи импортозамещения» не получилось: краткосрочное преимущество, полученное рядом отраслей от падения курса рубля и введения санкций и контрсанкций, не было подкреплено преобразованиями, которые стали бы основой устойчивого роста в средне- и долгосрочном периоде. Статистические данные за 2015 г. свидетельствуют, что реализация потенциала импортозамещения была низкой, новыми возможностями смогли воспользоваться лишь некоторые отрасли.

Увы, проблемы замещения импортной продукции в России – это не только технологические или технические, а и серьезные социальные. Их невозможно решить без реформ, которые нельзя проводить в тяжелой экономической обстановке, да еще и накануне президентских выборов. Скорее всего, мы увидим постепенное затухание патриотической риторики и продолжение роста импорта промышленного оборудования.

Новые технологические области

Российских нефтяников, прежде всего, волнуют вопросы материально-технического снабжения и отсутствия отечественных технологий во многих областях. В первую очередь, это технологии горизонтального бурения (доля, которого возросла сегодня с 10 до 30% в общих объемах проходки за последние годы), гидроразрыва пласта (необходимых для освоения трудноизвлекаемых ресурсов и повышения КИН).

Что касается отраслевого машиностроения, на прошедшем недавно Петербургском международном газовом форуме глава Минпромторга Денис Мантуров рассказал о подготовке плана работы межведомственной рабочей группы по импортозамещению в нефтегазовой промышленности. «Поскольку у нас нет Госплана, вряд ли он будет снова существовать, для таких эксклюзивных вещей, как запуск импортозамещения в нефтегазовом машиностроении, мы ввели систему, в которой модераторами рабочих

подгрупп являются представители компаний-заказчиков. Наши машиностроители имеют четкую ориентацию и понимание, в каких объемах и в какие годы могут быть осуществлены поставки. Мы ставим перед собой задачу не только импортозаместить, но и двигаться дальше с учетом потенциала по поставке нашей продукции на внешние рынки», – отметил Мантуров.

Если для Минпромторга приоритетом является развитие отечественных промышленных мощностей, Минэнерго озабочено новыми технологиями. В начале ноября министр энергетики РФ Александр Новак утвердил «Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 г.» (или Прогноз НТР). Разработанный Институтом энергетических исследований РАН прогноз на основе обсуждений и консультаций крупнейших компаний ТЭК содержит анализ глобальных тенденций технологического развития энергетики, способных в перспективе оказать существенное влияние на дальнейшее развитие мировой энергетики, а также определяет конкретные технологии, которые могут быть востребованы российским ТЭК в кратко-, средне- и долгосрочной перспективе. «Прогноз НТР – основополагающий документ научно-технологического развития в ТЭК. Он определяет перспективные области научных исследований и разработок технологий, а также задает целевые ориентиры для участников отрасли по развитию и внедрению инновационных технологий и современных материалов в ТЭК», – отмечает Александр Новак.

Среди наиболее перспективных направлений развития нефтегазового сектора – технологии увеличения нефтеотдачи и коэффициента извлечения нефти, освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и шельфовых месторождений, а также производства сжиженного природного газа и его транспортировки. В числе перспективных технологических направлений, которые могут серьезно повлиять на развитие мирового ТЭК, прогнозом отнесены водородная энергетика, малая распределенная генерация с использованием возобновляемых источников энергии, фотоэлектрические

преобразователи, сетевые накопители. По информации первого заместителя министра энергетики Алексея Текслера, основной целью развития возобновляемой энергетики в России является не введение дополнительной мощности, а наработка технологических компетенций. Так, в рамках поддержки ВИЭ уже запланировано введение порядка 6 ГВт мощности в России. Основным условием решения этой задачи замминистра назвал локализацию производства оборудования для новой отрасли: в стране уже построено несколько заводов по производству солнечных батарей, создаются производства для ветровой генерации.

По мнению Алексея Текслера, российские нефтегазовые компании являются интеграторами инноваций в своей отрасли и одними из самых крупных потребителей инновационных услуг. Согласно его оценкам, при добыче традиционной нефти обеспеченность отечественными технологиями достигает 80–95%. Совсем иные цифры в случае трудноизвлекаемых и шельфовых запасов, повышения КИН, а также нефтепереработки. По мнению замминистра, задача импортозамещения является экономически обоснованной. «В рамках девальвационного окна компании, применяющие отечественные технологии, выигрывают в расходах. Кроме того, их внедрение помогает нивелировать эффект санкций, действующих в отдельных секторах», – утверждает Текслер.

Щедрые инвестиции выделяет сегодня государство на импортозамещение оборудования для шельфовых проектов. Напомним, что в отношении арктических и глубоководных морских нефтегазовых проектов в России действуют санкции со стороны Запада. Выступая на форуме Offshore Marintec Russia, замглавы Минэнерго Кирилл Молодцов рассказал, что на цели импортозамещения оборудования для арктического шельфа РФ в 2016 г. выделено более 1,3 млрд рублей, а в следующем году эти средства достигнут цифры в 3 млрд рублей. По словам Молодцова, в федеральных органах власти находятся более 20 научно-исследовательских работ, направленных на решение задач по вопросам разработки

и обустройства морских месторождений, строительства добычных платформ и судов.

Но есть и успехи...

Положительным примером импортозамещения стали те отрасли, в которых у России и до санкций все было в порядке. Трубная промышленность, например, а также масляное направление в нефтепереработке. Компании не только отхватили большую долю на внутреннем рынке за счет сокращения импорта, но и успешно продвигают свою продукцию на мировом рынке. Наши производители труб утверждают, что отечественные технические и технологические разработки ничем не отличаются от западных аналогов, и даже превосходят их по целому ряду параметров. Российские трубы большого диаметра уже экспортируются в 80 стран мира.

В нефтепереработке можно отметить проект развития катализаторного производства на Омском НПЗ. Качество катализаторов, которые производит на нем компания Газпром нефть, уже соответствует мировому уровню, а по некоторым показателям превышает зарубежные аналоги. Еще одна инновация – запуск на Омском НПЗ производства игольчатого кокса, используемого для производства крупногабаритных и чистейших электродов для металлургической индустрии и атомной промышленности.

Газпром нефть и дочерняя компания ЛУКОЙЛа – ЛЛК-Интернешнл – являются сегодня лидерами на российском рынке производства масел и смазочных материалов. Индустрия смазочных материалов – один из самых конкурентных сегментов на рынке нефтепродуктов, именно в нем зафиксированы существенные изменения в сторону роста доли российских производителей и снижения импортных поставок. Так, например, Газпром нефть в рамках реализуемой федеральной программы заключила с администрацией ряда российских регионов соглашения о содействии импортозамещению моторных масел и смазочных материалов и эффективно продвигает свои масла на внутреннем рынке.

Россия даже в кризис остается единственным развивающимся

масляным рынком в Европе. На фоне девальвации рубля отечественные производители обрели второе дыхание. Предприятия, ранее с недоверием относившиеся к российскому производителю, сегодня сами выходят с инициативой замены импортной продукции на отечественную. Несмотря на проблемы падения продаж новых автомобилей на российском рынке, для отечественных производителей масел 2016 г. – один из самых успешных: рекордный по прибыли, выручке, объемам реализации.

Еще 10 лет назад ЛЛК-Интернешнл была исключительно поставщиком масел для отечественных производителей, а сегодня в клиентском портфеле компании уже два десятка известных зарубежных брендов, в том числе Ford, GM, Renault и MAN. Активно развивается совместное предприятие ЛЛК с «Российскими железными дорогами» – компания «Интесмо», принципиально новое предприятие для страны, способное производить смазки, которые раньше только импортировались в РФ. Завоевав ведущие позиции на российском рынке, масляная дочка ЛУКОЙЛа активно развивает международные проекты. Сейчас продукция ЛЛК-Интернешнл представлена уже в 100 странах мира. В этом году компания открыла офис в Китае, продолжает строительство завода в Казахстане. Кроме того, ЛЛК за последние годы удалось завоевать 10% мирового рынка судовых масел.

Сейчас перед российской промышленностью непростой выбор: возвращаться ли к недавнему тренду на интеграцию в мировую экономику или все-таки пойти своим путем к самодостаточности? Рационально ли в ситуации экономического кризиса и недостатка бюджетных средств проводить кампанию на импортозамещение или, наоборот, именно переход к поддержке отечественного производителя сможет спасти российскую экономику? Непростые вопросы для российского правительства. Но, как показали последние годы, выживают наиболее эффективные отечественные предприятия, которые быстро могут реагировать на изменения как внутри страны, так и на зарубежных рынках. ●

С 2017 года редакция журнала Neftegaz.RU увеличивает количество выпусков с 8 до 12. Четыре специализированных выпуска с названием Neftegaz.RU Offshore будут посвящены вопросам освоения шельфовых месторождений



ТЕХНИЧЕСКАЯ
ДОСТУПНОСТЬ
РОССИЙСКОГО
ШЕЛЬФА

МОБИЛЬНЫЕ И
СТАЦИОНАРНЫЕ
МОРСКИЕ
ПЛАТФОРМЫ

ТЕХНОЛОГИИ
НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ
НА ШЕЛЬФЕ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

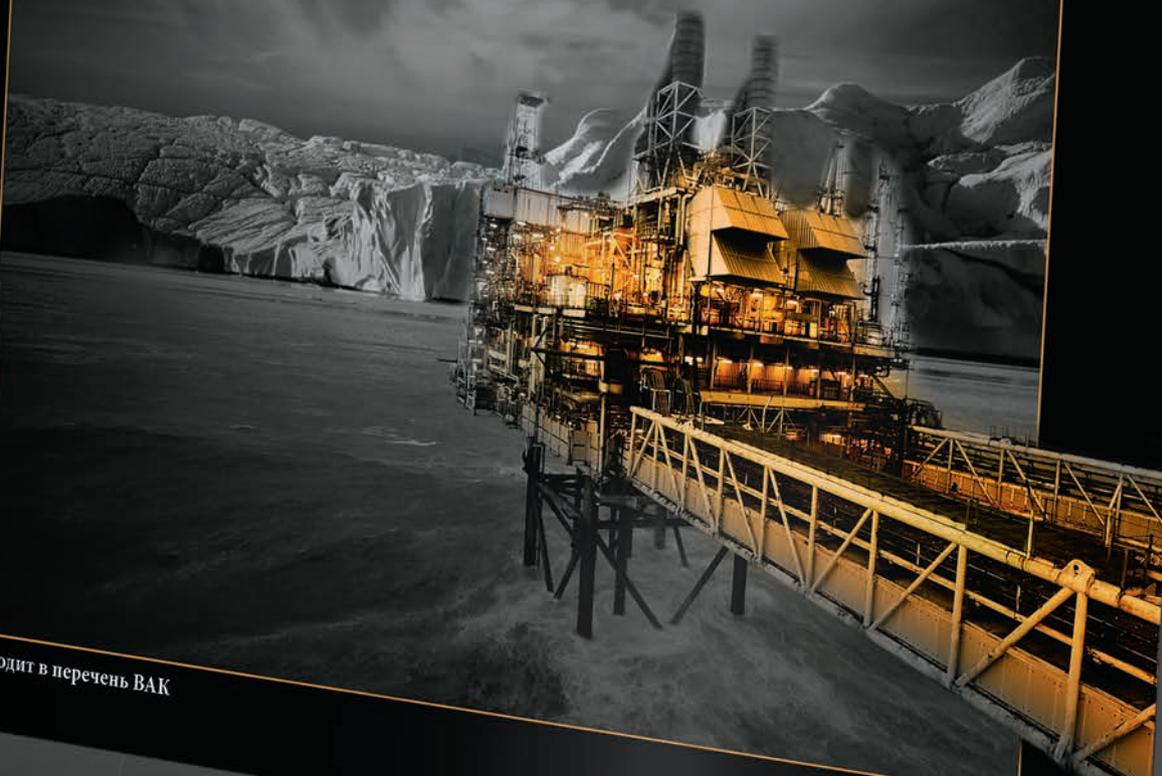
Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

OFFSHORE

[8] 2017

БУРОВЫЕ ПЛАТФОРМЫ.
ВОПРОСЫ
ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ



Входит в перечень ВАК

РОССИЯ СТРОИТ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДЫ

В МИРЕ ВСЕГО ЧЕТЫРЕ СТРАНЫ, КОТОРЫЕ ОТГРУЖАЮТ ИЗ СВОИХ ПОРТОВ БОЛЕЕ 600 МИЛЛИОНОВ ТОНН РАЗЛИЧНЫХ ГРУЗОВ В ГОД. ЭТО КИТАЙ, США, АВСТРАЛИЯ И РОССИЯ. ХОТЯ РОССИЙСКУЮ ЭКОНОМИКУ МНОГО И СПРАВЕДЛИВО КРИТИКУЮТ, ОДНАКО ЕСТЬ И ДОСТИЖЕНИЯ. ЗА ПОСЛЕДНИЕ ПЯТНАДЦАТЬ ЛЕТ ЭКСПОРТ СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ ВЫСОКОГО КАЧЕСТВА В ЕВРОПУ ВЫРОС ПОЧТИ ВТРОЕ

Алексей Чесноков

Генеральная линия

Насколько востребованы светлые нефтепродукты из России в Европе? С 2000 по 2013 годы число НПЗ в Европе сократилось со 156 до 125, а мощность переработки снизилась с 926 млн т до 835 млн т. Это происходит потому, что маржа, прибыль от работы европейских НПЗ невысока. Плюс постоянный прессинг со стороны защитников окружающей среды. Российские НПЗ в силу разницы экспортных пошлин на сырую нефть и светлые нефтепродукты находятся в комфортной зоне по прибыли. Соответственно в Европе за последние годы увеличился дефицит светлых нефтепродуктов. Если в 2000 году баланс по дизельному топливу был минус 20 млн т, то сейчас это минус 63,7 млн т. Это и есть рынок для поставки дизельного топлива. Всего же дисбаланс по светлым нефтепродуктам составляет в Европе минус 71 млн т. Следует отметить, что более 80% из экспорта светлых нефтепродуктов в Европу приходится на дизельное топливо высокой очистки с содержанием серы не более 10 ppm. Большинство автомобилей в Европе имеют дизельные двигатели.

Выступая в декабре с посланием Федеральному собранию, президент России Владимир Путин упомянул о необходимости модернизации портовой инфраструктуры страны, в том числе в Балтийском регионе. Ничего принципиально нового в этом не было, однако восприняли эти слова как сигнал к переводу транзитных грузов из Прибалтики в российские порты. Власти прибалтийских республик начали бить тревогу по этому поводу еще в позапрошлом году, когда отношения с Россией обострились.

Транснефть теперь собирается переориентировать экспортные

потoki на Ленинградскую область и Новороссийск, минуя порты Прибалтики. Об этом в Кремле на встрече с президентом РФ Владимиром Путиным заявил президент компании Николай Токарев. По словам Токарева, в прошлом году через Прибалтику прошло 9 млн тонн нефтепродуктов, а в этом году показатель снизится почти вдвое – до 5 млн тонн. Уже к 2018 году Транснефть собирается полностью отказаться от этого маршрута, в частности увеличить транзит через Приморск и Усть-Лугу в Ленинградской области.

Кроме того, продукцию из Волгограда и Краснодарского края будут вывозить через Новороссийск.

Опасения прибалтов вполне понятны. Они получили в наследство от Советского Союза, который им так не мил, развитую портовую инфраструктуру. Доходы от транзита из России играли существенную роль в бюджетах карликовых государств. В Латвии и Эстонии на долю услуг транспорта и хранения в ВВП приходится 8%, Литвы – 7,7%. Так что для прилегающих стран уход российского транзита будет означать весомые бюджетные потери и лишение рабочих мест. В случае потери всего транзита из России экономика Латвии потеряет 1,3 млрд евро, 2,4% налоговых поступлений, а уровень безработицы в стране поднимется на 1,1%.

Север

На северном направлении одна нитка БТС уже сейчас переоборудована под прокачку светлых нефтепродуктов до порта Приморск. Строится мощный нефтепродуктопровод «Север», который свяжет основные НПЗ северного и центрального регионов с портами Усть-Луга и Приморск. Пуск этого объекта намечен

Транснефтью на 2020 год и рассчитан он будет на перекачку 25 млн тонн нефтепродуктов в год.

По итогам 2015 года суммарный грузооборот в Балтийском регионе увеличился на 3,2%, положительный результат целиком и полностью заслуга двух портов – Усть-Луга и Приморск, сумевших завершить прошлый год на мажорной ноте – грузооборот данных портов за годовой период вырос на 16,1 и 11,1% соответственно. Тем временем Большому порту Санкт-Петербург (БП СПб) с товарищем по несчастью портом Калининград в пору бить тревогу – на двоих они растеряли порядка 15% оборота. На их фоне даже сохранившие перегрузку на прежнем уровне Выборг и Высоцк выглядят настоящими триумфаторами.

В 2012 году в порту Усть-Луга начал работу терминал «Роснефтьбункер» (позже переименован в «Усть-Луга Ойл»), ставший конечной точкой второй очереди Балтийской трубопроводной системы (БТС-2). Нарастив мускулы, порт принялся отбирать транзит у оппонентов – Таллина, Риги и Вентспилса, а также переключил на себя часть нефтеналива из Петербургского нефтяного терминала (располагается на территории БП СПб) и Приморска.

В прошедшем году перевод нефтяных грузов из Прибалтики также стал фактором роста двух крупнейших портов региона – Усть-Луги и Приморска, тогда как снижение объемов перевалки этих товаров ощутили на себе наиболее зависимые от транзита Таллин, Рига и Вентспилс. Рост перевалки в порту Приморск и терминалов «Усть-Луга-Ойл» и «Невская трубопроводная компания» во многом достигнут за счет грузов, которые пришли из портов Эстонии и Латвии.



В Транснефти считают, что это не только политическое решение, здесь есть и экономические интересы – зачем терять прибыль там, где ее можно получить? В компании объясняют эти изменения маршрута экономической целесообразностью – более короткое транспортное плечо (приблизительно на 600 км) обеспечивает более низкий уровень тарифов на перекачку. Маршрут в направлении Вентспилса включает в себя участки системы магистральных нефтепроводов, пролегающие по территории Республики Беларусь, Латвии и Литвы, что существенно удорожает стоимость транспортировки. В результате объем нефтепродуктов, поставляемых в Вентспилс в 2015 году, уменьшился почти на 1,5 млн тонн в пользу порта Приморск.

Грузооборот порта Усть-Луга в 2015 году достиг уровня 87,9 млн тонн, показав рост в 16%. 91% грузооборота – это нефтепродукты, газ и уголь. Перспективы возврата российских грузов из Балтии в отечественные порты реальны. Насколько успешны будут планы по переориентированию российского экспорта из Балтии на Усть-Лугу, будет зависеть от того, найдутся ли инвесторы, готовые вложить свои деньги в строительство современных терминалов. Основную часть российского экспорта составляют низкотарифные навалочные грузы, и для того чтобы зарабатывать на таких грузах, нужно обеспечить высокую интенсивность погрузо-разгрузочных работ, а значит, применять современные технологии, требующие значительных вложений. Усть-Луга имеет огромный потенциал для увеличения объемов обработки любых категорий грузов, но особенно навалочных. Прежде всего потому, что на Балтике не так много портов, способных принимать

суда класса Panamax и выше и нет железнодорожных станций, способных обрабатывать такое количество вагонов, как станция Усть-Луга.

Юг

Здесь находятся южные морские ворота России, пересекаются важнейшие транспортные маршруты, здесь находится крупнейший перевалочный комплекс «Шесхарис», на котором в июле 2015 года была отгружена 1,5-миллиардная тонна углеводородного сырья. Порт Новороссийск стал важнейшим экспортным терминалом не только для России, но и для Азербайджана, Казахстана, Туркменистана. По итогам прошлого года через него было отгружено 8,3 млн т нефти этих соседних государств.

Значимым шагом для эффективного функционирования промышленной инфраструктуры Южного федерального округа станет развитие системы нефтепродуктопроводов «Юг», которая будет способствовать увеличению переработки нефти на территории нашей страны и росту экспорта дизельного топлива российских производителей, в частности с Волгоградского, Орского НПЗ, группы уфимских заводов. Завершение этого проекта запланировано на 2020 год.

На южном направлении нефть поставляется не только на экспорт, но и для нескольких НПЗ. Эти НПЗ активно развиваются и хотят получать нефть самым эффективным трубопроводным транспортом. Уже в этом году поставка на Афипиский НПЗ идет исключительно по трубопроводу – 6 млн т малосернистой нефти в год. В 2018 году этот объем вырастет до 9 млн т в год, плюс

3 млн т будет поставляться на Ильский НПЗ. После 2020 года Ильский НПЗ планирует принимать до 6 млн т в год, Афипиский – до 12 млн т. Создание необходимых для увеличения поставок мощностей будет финансироваться самими заводами по договору подключения к магистральному нефтепроводу.

В свое время все крупные НПЗ стали участниками программы реконструкции предприятий и увеличения глубины переработки нефти. В 2016–2017 годах эта программа закончится, и, по разным оценкам, производство дизельного топлива в стране увеличится на 50–80 млн т в год. Компания Транснефть сейчас активно занимается реконструкцией и строительством продуктопроводов, чтобы принять увеличивающиеся объемы в систему и транспортировать их как на внутренний рынок, так и на экспорт.

Идея строительства магистрального нефтепродуктопровода от Самары до Новороссийска для развития южного направления экспорта дизельного топлива обсуждалась еще в 2008 году. Однако реализовать ее силами компании Транснефтепродукт было тогда нереально. Инвестиции в реконструкцию действующих и строительство новых продуктопроводов появились только в результате объединения дочерних предприятий Транснефти и Транснефтепродукта. И в рамках поручения президента РФ Владимира Путина по перенаправлению экспортных потоков с зарубежных портов в российские началось строительство продуктопровода «Юг».

На первом этапе планируется создать продуктопровод от Тихорецка до Новороссийска. Это будет не строительство, а перевод нефтепровода Тихорецк – Новороссийск-1 диаметром 500 мм под транспортировку нефтепродуктов. Подобный вариант увеличения поставок нефтепродуктов уже опробован на северном направлении, в порту Приморск. Надо почистить трубу, провести реконструкцию нефтеперекачивающей станции (НПС) «Тихорецкая», линейной производственно-диспетчерской станции (ЛПДС) «Крымская» и построить трубопровод от Волгограда до Тихорецка. Это позволит обеспечить транспортировку в Новороссийск до 6 млн т дизельного топлива стандарта Евро-5 в год.

На последнем этапе, в конце 2019 года, будет построена труба от Самары до Волгограда и одновременно проведено расширение системы от Волгограда до Новороссийска. После завершения всего проекта мы планируем транспортировать по этому трубопроводу до 11 млн т дизельного топлива в год. Кроме того, в настоящее время рассматривается возможность подключения к данному трубопроводу Новошахтинского НПЗ, который планирует выпускать дизельное топливо Евро-5 в объеме 3,5–4 млн т в год.

Портовая инфраструктура Азово-Черноморского бассейна – вторая по объемам перевалки нефтеналивных грузов и даже конкурирующая с Балтийским бассейном. Если посмотреть на динамику отгрузки здесь нефтеналивных грузов, увидим, что за относительно стабильным уровнем в 2013 и 2014 годах следует резкий скачок в первом квартале 2015 года. Он обусловлен двумя факторами: зимним периодом, когда спрос на внутреннем рынке падает и есть спрос на внешнем рынке, и налоговым маневром, который вступил в действие с января этого года.

В Новороссийске сегодня работают три крупных терминала, включая перевалочный комплекс (ПК) «Шесхарис». По итогам прошлого года и пяти месяцев нынешнего ПК смог нарастить объемы перевалки нефтепродуктов, которые в этом году должны составить 9,6 млн т. На ПК «Шесхарис» планируется и дальше наращивать объем перевалки нефтепродуктов до 20 млн т в 2020 году. Это произойдет за счет реконструкции, развития терминала, а также реализации проекта «Юг». В итоге объем перевалки нефтепродуктов в порту Новороссийск может достигнуть 30–40 млн т в год. При этом в соотношении «нефть – нефтепродукты» доля последних будет расти и на западном направлении в целом, и в порту Новороссийск в частности.

Сегодня на ПК «Шесхарис» идет масштабная реконструкция, которая продлится до 2025 года. Цель – повышение экологической и инженерной защищенности объектов, замена устаревших железобетонных резервуаров на современные, увеличение емкости резервуарного парка и модернизация оборудования.

Всего планируется реконструировать 53 объекта. На сегодня уже построены 10 резервуаров объемом 20 и 30 тыс. куб. м, котельная и аварийная дизельная электростанция, выполнены другие работы. Завершено строительство технологического тоннеля диаметром 3,3 м и протяженностью 3225 м, соединяющего производственные площадки «Шесхарис» и «Грушова».

С 2015 по 2025 годы будут построены и реконструированы 47 объектов. Основные из них – инженерная защита 13-го и 14-го ущелий, которая позволит отвести паводковые воды в обход ПК «Шесхарис». Кроме того, будут заменены все технологические трубопроводы, реконструированы очистные сооружения системы сбора сточных вод и заменены узлы учета нефти и нефтепродуктов.

Реконструкция ПК «Шесхарис» позволит обновить основные производственные фонды предприятия, увеличить количество товарных резервуаров и их общий объем до 1,58 млн куб. м, оптимизировать технологическую схему и за счет этого сократить протяженность технологических трубопроводов, уменьшить количество насосных агрегатов, энергетического оборудования, а также количество зданий и сооружений. Комплексная реконструкция ПК «Шесхарис» позволит переваливать нефть и нефтепродукты суммарным объемом более 40 млн т в год.

В 2014 году через причалы ПК «Шесхарис» перевалено на экспорт 30,4 млн т нефти, 3,4 млн т дизтоплива и 3,6 млн т мазута. Основные направления экспорта – страны Средиземноморского региона. Учитывая стратегическое партнерство порта с АК «Транснефть», можно рассчитывать на сохранение существующих объемов нефти и привлечение дополнительных объемов нефтепродуктов.

За последние четыре года в порту проведена реконструкция части трубопроводов и системы пожаротушения, построен и сдан в эксплуатацию причал №1а, выполнена реконструкция и капитальный ремонт еще нескольких причалов. Объем затрат составляет около 4 млрд руб., а плановый объем инвестиций в развитие инфраструктуры до 2019 года – 6,2 млрд руб.

Следует напомнить, что в Южном федеральном округе сосредоточено 14% нефтепереработки всей России. Здесь присутствуют все три сектора НПЗ: крупные заводы, такие как Волгоградский и Туапсинский, пять средних, а также мини-заводы. По итогам 2014 года, например, на внутреннем рынке страны практически по всем нефтепродуктам наблюдался дефицит, в результате на экспорт было направлено около 10% бензина и авиакеросина, 50% дизельного топлива, более 80% мазута. Казалось бы, перспективы экспорта светлых нефтепродуктов в Европу радужные, но все же есть скрытые риски, связанные с общим негативным настроением к России в Европе.

В Черноморско-Средиземноморском регионе постепенно происходили изменения в раскладе сил и влияния на углеводородные потоки. И Россия, в частности, с 1991 года серьезно усилила свои позиции на всех направлениях, укрепив морские порты, увеличив погрузочные мощности. В прошлом году перегрузки всех видов по России – импорт, экспорт, каботаж – составили 627 млн т, этот показатель за 10 лет удвоился.

Южное направление не является крупнейшим из направлений экспорта по нефтепродуктам, но, возможно, на сегодняшний день оно является ключевым с точки зрения переориентации экспортных объемов с других направлений, прежде всего северо-западного, на юг Европы.

Проект «Юг» – это около 15% от объема нового строительства Транснефти текущего года и примерно 7% от общей инвестиционной программы компании. Завершение проекта позволит увеличить отгрузку нефтепродуктов на экспорт, переориентировав существенные объемы с прибалтийского направления – Риги и Вентспилса. Уже сейчас без новых мощностей можно переориентировать около 5 млн т в год. Но если учесть из Прибалтики все объемы – 15 млн т, то только за счет собственной перевалки внутри страны будет оставаться около 5 млрд руб. в год.

Для полноты картины следует добавить, что не столь значительные по объемам поставки нефтепродуктов из России осуществляются из Арктического и Дальневосточного бассейнов. ●



Мир технологий
пожарной безопасности

ООО «Пожнефтехим»

Санкт-Петербург

Тел.: +7 (812) 309 9109

ООО «Пожнефтехим-Комплект»

Москва

Тел.: +7 (499) 703 0132

e-mail: mail@pnx-spb.ru

www.pnx-spb.ru

Эффективная защита Вашего объекта

РЕКЛАМА



СТРАТЕГИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

в проектировании, строительстве и эксплуатации систем трубопроводного транспорта нефти и газа

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ВОПРОСЫ СТРАТЕГИИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ В ОБЛАСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И МИРОВОГО ОПЫТА ПОСЛЕДНИХ ДЕСЯТИЛЕТИЙ, НАЦЕЛЕННОГО НА СОЗДАНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ С УВЕЛИЧЕННЫМ РЕСУРСОМ РАБОТЫ, НА 20 – 25 ЛЕТ БОЛЬШИМ, ЧЕМ У РАНЕЕ ПОСТРОЕННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ. СФОРМУЛИРОВАНЫ И ПОДРОБНО ИЗЛОЖЕНЫ ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВЫЕ ПОДХОДЫ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА: ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКОПРОЧНЫХ ТРУБ С ЗАВОДСКИМ ИЗОЛЯЦИОННЫМ ПОКРЫТИЕМ; ВЫПОЛНЕНИЕ МОНТАЖНЫХ СТЫКОВ ТРУБ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СВАРКОЙ; ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МЕТОДОВ ВЕРОЯТНОСТНОГО АНАЛИЗА БЕЗОПАСНОСТИ; СОЗДАНИЕ ЕДИНОЙ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ, КОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА ТРУБОПРОВОДА; ПЕРЕХОД НА ПРИНЦИП «РЕМОНТА ПО СОСТОЯНИЮ»

THE ARTICLE DISCUSSES THE TECHNICAL POLICY STRATEGY IN THE FIELD OF DESIGN, CONSTRUCTION AND OPERATION OF MAJOR PIPELINES, TAKING INTO ACCOUNT NATIONAL AND INTERNATIONAL EXPERIENCE OF THE LAST DECADES, AIMING AT THE CREATION OF THE NEW-GENERATION MAJOR PIPELINES WITH INCREASED SERVICE LIFE, THAT IS 20-25 YEARS LONGER THAN THOSE OF THE PREVIOUSLY BUILT PIPELINES. BRAND NEW APPROACHES AIMED AT THE IMPROVEMENT OF THE RELIABILITY OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEMS HAVE BEEN DEFINED AND PARTICULARIZED: USE OF HIGH-STRENGTH PIPES WITH FACTORY INSULATION COATING; EXECUTION OF ERECTION PIPE JOINTS BY AUTOMATIC WELDING; USE OF PROBABILISTIC SAFETY ASSESSMENT METHODS DURING THE DESIGN PROCESS; CREATION OF AN UNIFIED AUTOMATED PIPELINE OPERATING, CONTROL AND SYSTEM; TRANSITION TO THE CONDITION-BASED REPAIR PRINCIPLE

Ключевые слова: магистральные трубопроводы, трубы нового поколения, классы прочности, категории качества, защитные покрытия, сварка трубопроводов, вероятностный анализ безопасности, сейсмостойкость, автоматизированная система управления и контроля, диагностика и ремонт.



Макаров Георгий Иванович,
доктор технических наук,
профессор кафедры
«Сварка и мониторинг
нефтегазовых сооружений»
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина

В XXI веке одним из значимых геополитических факторов обеспечения экономической и политической независимости государства является самообеспеченность природными ресурсами и возможность самостоятельно управлять этими ресурсами независимо от внешних факторов экономического или политического давления. Нефтегазовая отрасль является ключевым стратегическим элементом обеспечения энергетической безопасности страны, а диверсификация маршрутов трубопроводного транспорта нефти и газа, а также наличие развитой сети магистральных трубопроводов позволяют исключить монополизм зарубежных потребителей.

Стратегия технической политики в области проектирования, строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов требует применения новых

технических решений на основе отечественного и мирового опыта последних десятилетий, нацеленного на создание магистральных трубопроводов нового поколения с увеличенным ресурсом работы, на 20–25 лет большим, чем у ранее построенных трубопроводов.

Увеличение номинального рабочего давления до значений 9,8–14,0 МПа в проектируемых сегодня магистральных трубопроводах потребовало применения труб повышенной прочности. Поэтому наиболее актуальной на сегодняшний день задачей является обеспечение отрасли отечественными высокопрочными и высоковязкими трубами нового поколения с повышенными эксплуатационными характеристиками, качество изготовления которых регламентируется большим количеством параметров, чем обычно указывают в паспортах



и ТУ на трубную продукцию. Соответственно изменяются требования ко всем элементам и технологическим процессам систем трубопроводного транспорта: способам сварки, защиты от коррозии, способам прокладки, технологии строительства и эксплуатации, системам управления, диагностики, мониторинга и т.п.

Следует еще раз подчеркнуть, что использование сварных высокопрочных труб нового поколения повышенных категорий качества – магистральный путь развития трубопроводного транспорта нефти и газа, так как только этот подход позволяет обеспечить снижение металлоемкости конструкций при существующей тенденции увеличения рабочего давления в магистральных трубопроводах с целью повышения производительности перекачки.

Трубы для магистральных трубопроводов являются базовым элементом всей системы трубопроводного транспорта нефти и газа. Их стоимость и качество изготовления в значительной степени определяют стоимость и системную надежность всего объекта трубопроводной системы. Изменение технических требований к трубной продукции влечет за собой необходимость внесения изменений в технические требования на все элементы системы и технологические процессы проектирования, строительства и эксплуатации систем трубопроводного транспорта нефти и газа.

Отечественный и мировой опыт последних десятилетий определил ряд принципиально новых подходов, направленных на повышение надежности систем трубопроводного транспорта, анализ которых представлен в настоящей статье:

- Применение высокопрочных и высоковязких труб нового поколения повышенных категорий качества с целью ограничения толщины стенки труб;
- Отказ от трассовых способов нанесения защитных покрытий труб в полевых условиях и использование труб только с заводской изоляцией;
- Отказ от ручной дуговой сварки труб при выполнении

сварочно-монтажных работ и переход на автоматическую и механизированную сварку кольцевых стыков;

- Использование методов вероятностного анализа безопасности для выбора типовых технических решений при проектировании магистрального трубопровода;
- Реализация концепции «малолюдной технологии» Единой автоматизированной системы управления, контроля и мониторинга магистрального трубопровода;
- Планирование сроков и методов выборочного ремонта на основе оценки технического состояния трубопровода по результатам диагностики и обследования.

Мировой опыт применения высокопрочных труб большого диаметра для магистральных трубопроводов несколько опережает отечественную практику строительства трубопроводов из труб повышенных классов прочности. Действующие в настоящее время федеральные нормы: ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия» и ГОСТ Р 56403-2015 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы стальные сварные. Технические условия», ограничивают применение труб для магистральных трубопроводов классами прочности К34 – К60. То есть максимально разрешенное значение временного сопротивления металла труб не превышает 590 МПа.

В то же время другой действующий стандарт ГОСТ ИСО 3183-2012 «Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия» (перевод Европейского стандарта ISO 3183:2007 «Petroleum and Natural Gas Industries – Steel Pipes for Pipeline Transportation Systems») допускает использование высокопрочных труб групп прочности до L830 включительно (с временным сопротивлением 915 МПа). Аналогичные требования по прочности разрешенных к применению труб содержатся в стандарте Американского нефтяного

института API Specification 5L: 2012 «Specification for Line Pipe», который устанавливает предельную прочность используемых труб по аналогии с Европейским стандартом ISO 3183:2007 на уровне значения временного сопротивления 915 МПа (марка трубы X120).

В последнее десятилетие в Российской Федерации были реализованы крупные нефтегазовые проекты по строительству магистральных трубопроводов из труб повышенных классов прочности с временным сопротивлением свыше 590 МПа. Например, при строительстве магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО)» на отдельных участках трассы уложены трубы классов прочности К65 и К70. Нормативные характеристики металла и сварных соединений для этих труб регламентированы в отраслевых общих и специальных технических требованиях (ОТТ и СТТ). Таким образом, в отечественной практике уже накоплен достаточный опыт применения высокопрочных труб классов прочности свыше К60 с временным сопротивлением более 590 МПа. Внесение соответствующих изменений в федеральные нормативные документы ГОСТ 31447-2012 и ГОСТ Р 56403-2015 в части расширения перечня разрешенных к применению труб и включения высокопрочных труб классов прочности К65, К70 и выше, относится к первостепенным задачам.

Усиление экологических требований в части системной надежности объектов трубопроводного транспорта нефти и газа стимулировало введение классификации труб для магистральных трубопроводов не только по классам прочности, но и по категориям качества. Это связано с тем, что новые магистральные трубопроводы прокладывают, как правило, в сложных природно-климатических и геотектонических условиях:

- на участках переходов через водные преграды и болота III типа;
- на участках многолетнемерзлых и скальных грунтов;
- на участках с курумами и погребенными льдами;
- на участках пересечений оползней и активных тектонических разломов;

- на участках высокой сейсмической активности свыше 9 баллов.

Отечественные подходы к нормированию качества труб в зависимости от условий прокладки на сегодняшний день являются более развитыми, чем в зарубежной практике технического регулирования. Межгосударственный стандарт ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия» ввел понятия двух категорий качества труб – обычного и хладостойкого исполнения, которые отличаются уровнем требований по ударной вязкости (KCU и KCV) и проценту волокна в изломе (DWTT) при нулевой и отрицательных температурах. Национальный стандарт ГОСТ Р 56403-2015 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы стальные сварные. Технические условия» расширил перечень категорий качества труб по уровню исполнения и установил три уровня качества:

- Уровень качества I – трубы в обычном исполнении;
- Уровень качества II – трубы в хладостойком исполнении;
- Уровень качества III – трубы с повышенными эксплуатационными характеристиками.

Национальный стандарт ГОСТ Р 56403-2015 впервые установил соответствие между классами прочности и категориями качества труб (табл. 1). Данная классификация предварительно была опробована в ряде отраслевых нормативных документов – общих и специальных технических требованиях на трубы большого диаметра, в том числе на трубы для магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО)». Как следует из табл. 1, высшие категории качества соответствуют трубам более высоких классов прочности: уровень качества III соответствует трубам классов прочности K56 – K60, уровень качества II – трубам классов прочности K50 – K60.

Научное обоснование возможности использования труб с повышенными эксплуатационными характеристиками (уровня качества III) потребовало выполнения большого объема

ТАБЛИЦА 1. Соответствие классов прочности и категорий качества труб по ГОСТ Р 56403-2015

Класс прочности труб	Уровень качества			
	I	II	III	
K34	+	Не применяются		
K38	+			
K42	+			
K48	+			
K50	+	+		
K52	+	+		
K54	+	+		
K55	+	+		
K56	+	+		+
K60	+	+		+

теоретических и экспериментальных исследований. Каждый из показателей и параметров труб нового поколения был установлен с позиций научной обоснованности и технологической реализуемости. Принципиальным положением при определении требований на трубы нового поколения является подход, сочетающий два основных направления переработки и актуализации нормативных документов.

- Ужесточение и дифференциацию норм для общепринятых показателей:
 - по геометрическим параметрам труб;
 - по химическому составу и свариваемости;
 - по показателям прочности и ударной вязкости.
- Введение дополнительных требований на ранее не нормируемые параметры:
 - характеристики микроструктуры (полосчатость, зернистость, количество неметаллических включений);
 - показатели пластичности (равномерное относительное удлинение, относительное поперечное сужение, угол загиба, критическая температура хрупкости, твердость);
 - показатели вязкости разрушения (коэффициент интенсивности напряжений, пластическое раскрытие у вершины трещины);

– параметры, отвечающие за сохранение запаса пластичности (максимально допустимая пластическая деформация при экспандировании, ограничение величины отношения предела текучести к временному сопротивлению).

Повышенные требования к трубной продукции, проходившие апробацию в последнее десятилетие, стимулировали внедрение новых технологий на отечественных металлургических и трубных заводах, способствовали техническому перевооружению и повышению культуры производства в трубной отрасли. Так, например, при выплавке трубных сталей нашли применение конверторные способы непрерывной разливки. Также в металлургической отрасли были освоены способы достижения высокой прочности листового проката трубных сталей за счет применения упрочняющей термообработки листа в процессе прокатки (так называемые, стали контролируемой прокатки с ускоренным охлаждением). Были введены в действие новые прокатные станы, в частности новый прокатный стан типа Т-5000 (для получения листового проката шириной 5,0 м, предназначенного для изготовления одношовных труб диаметром 1420 мм). Получил распространение способ пошаговой формовки одношовных труб большого диаметра. Вместо способа гидравлического экспандирования труб после сварки повсеместное распространение получил способ механического экспандирования.

Следует заметить, что в последнее время новым трендом в выборе типа труб для магистральных трубопроводов является отказ от применения спирально-шовных труб ввиду сложности их внутритрубного диагностирования. Также предпочтительнее использовать одношовные трубы вместо двухшовных.

Основной технологической тенденцией в области использования защитных покрытий труб для новых строящихся и ремонтируемых трубопроводов является отказ от трассовых способов нанесения покрытий в полевых условиях и применение труб только с заводской изоляцией. На сегодняшний день разработаны и прошли апробацию требования к трубам с трехслойным заводским



изоляционным покрытием на основе экструдированного полиэтилена толщиной до 3,0 мм, а также требования к трубам с заводской теплоизоляцией из пенополиуретана. Все изоляционные материалы предварительно проходят комплекс специальных сертификационных испытаний, на основе которых подтверждается их соответствие разработанным требованиям. Так, например, защитные покрытия на основе полиэтилена по ГОСТ Р 52568-2006 проверяют по 16 различным показателям: адгезионной прочности, прочности при ударе при различных температурах, стойкости к катодному отслаиванию, к растрескиванию, к воздействию ультрафиолетового излучения и соляного тумана, к термоциклированию, к воздействию низких температур и т.п.

В области строительства магистральных трубопроводов существенные изменения произошли в части выполнения сварочно-монтажных работ. Совершенствование способов автоматической дуговой сварки кольцевых монтажных стыков труб и появление новых образцов высокопроизводительного сварочного оборудования определили тенденцию практически полного отказа от ручной дуговой сварки на монтаже. На сегодняшний день наиболее прогрессивным способом сварки кольцевых стыков является способ автоматической сварки порошковыми проволоками в среде защитных газов. При строительстве магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО)» была применена поточно-разделенная технология автоматической сварки порошковыми проволоками в среде защитных газов (смесь аргона и углекислого газа) высокопроизводительными сварочными головками М300-С. Поточно-разделенная технология производства работ предполагает одновременное использование сварочно-монтажной колонной нескольких сварочных постов, каждый из которых размещен в отдельной палатке (по числу выполняемых сварных швов: корневых, горячих, заполняющих и облицовочных). На каждом рабочем месте осуществляется сварка только одного типа шва, на выполнение которого настроены параметры и режимы двух

сварочных головок,двигающихся по периметру стыка в разных направлениях. После завершения очередного цикла выполнения швов на каждом из рабочих мест вся сварочно-монтажная колонна перемещается на один шаг. Производительность выполнения работ сварочно-монтажной колонной может достигать 90–100 стыков в сутки. Операторы установок автоматической сварки головками М300-С, которые были допущены к работе при строительстве магистрального нефтепровода ВСТО, прошли специальное переобучение.

Одним из важнейших видов работ при строительстве магистральных трубопроводов является контроль качества монтажных кольцевых стыков средствами неразрушающего контроля. Использование труб нового поколения потребовало, наряду с традиционными радиографическими методами контроля качества сварных соединений, применения новых высокопроизводительных способов ультразвукового контроля монтажных стыков. Теперь при проведении контроля качества сварных соединений кольцевых стыков широко применяется современная автоматизированная аппаратура с ультразвуковыми преобразователями на основе фазированных решеток пьезоэлементов, которая обеспечивает выявление наиболее опасных дефектов сварки, таких как несплавления, непровары и т.п.

Монтажные кольцевые стыки после сварки и контроля изолируют с помощью специальных термоусаживающихся манжет.

Важнейшим элементом научно-технического подтверждения надежности проектируемого объекта является вероятностный анализ безопасности. Концепция и основные положения методологии вероятностного анализа безопасности магистрального трубопровода включают в себя:

- признание невозможности полного устранения риска аварии;
- рассмотрение трубопровода как сложной технической системы, обладающей многоуровневой системой защит от аварий;
- классификацию по безопасности участков и объектов трубопровода;
- предъявление дифференцированных требований

к показателям в зависимости от класса безопасности;

- анализ гипотетических путей развития аварии (аварийных последовательностей);
- расчет вероятностей возможных аварий и оценки риска.

Стратегической целью вероятностного анализа безопасности является обеспечение социально приемлемого уровня риска от коммерческого использования магистрального трубопровода за счет комплексной системы организационно-технических мероприятий в условиях ограничения технических и финансовых ресурсов. Классификация по безопасности системы магистрального трубопровода строится по следующим объектам:

- Линейная часть магистрального трубопровода;
- Нефтеперекачивающие или компрессорные станции;
- Резервуары или газгольдеры;
- Подводные переходы;
- Системы автоматики, телемеханики, связи.

В качестве уровней допустимой проектной аварийности принимают наиболее жесткие из известных критериев (по аналогии с атомной энергетикой):

- Для сухопутных магистральных трубопроводов: $1 \cdot 10^{-4} - 2 \cdot 10^{-4}$ 1/км · год (0,0001–0,0002 аварии на 1 км в год);
- Для подводных морских магистральных трубопроводов: 10^{-6} 1/км · год (0,000001 аварии на 1 км в год).

Для обеспечения установленного уровня экологически безопасной эксплуатации трубопровода при проектировании используют дополнительные (сверхнормативные) технические решения, обеспечивающие снижение вероятности возникновения разрушений, а также уменьшающие последствия и объем выброса транспортируемого продукта при аварии. Примерами таких сверхнормативных технических решений, уменьшающих вероятность разрушения и возникновения внештатной ситуации, являются:

- увеличение толщины стенки труб на особо ответственных участках трассы (перевод участка трубопровода в более высокую категорию);

- проведение гидравлических испытаний участков трубопровода по специальному техническому регламенту, обеспечивающему предельную загрузку всех несущих элементов системы и минимизацию числа неиспытанных (гарантийных) стыков;
- мониторинг технического состояния трубопровода (использование «интеллектуальных» вставок, сейсмостанций, сейсмодатчиков, блоков-индикаторов скорости коррозии, глубинных реперов и т.п.).

В качестве примеров технических решений, уменьшающих последствия и объем выброса продукта при разрыве трубопровода, можно указать следующие технические решения и мероприятия:

- применение на переходах через водные преграды конструкций типа «труба в трубе» с сальниковыми уплотнительными узлами;
- расстановка дополнительных (сверхнормативных) секущих задвижек;
- размещение датчиков системы обнаружения утечек на каждой задвижке;
- использование автоматической системы контроля и отключения аварийных участков при регистрации сейсмических воздействий.

Применение указанных сверхнормативных технических решений при проектировании магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО)» на участках вблизи особо охраняемых объектов позволило снизить допустимый риск аварии на этих участках до уровня: $1 \cdot 10^{-7} - 2 \cdot 10^{-7}$ 1/км·год (0,0000001 – 0,0000002 аварии на 1 км в год).

Автоматическая система контроля и отключения аварийных участков при регистрации сейсмических воздействий является элементом Единой автоматизированной системы управления, контроля и мониторинга магистрального трубопровода. Реализация концепции «малолюдной технологии» Единой автоматизированной системы управления, контроля и мониторинга магистрального трубопровода включает:

- обеспечение бесперебойности электропитания (подключение к вдольтрассовой ЛЭП и использование резервных источников питания для всего оборудования);
- резервирование всего сетевого оборудования: серверов, процессорных модулей, программируемых логических контроллеров и т.п.;
- построение цифровых информационных сетей Ethernet-протокола по кольцевому принципу (технология с самовосстановлением сети).

Именно в этой области в последние десятилетия достигнуты наивысшие результаты за счет применения микропроцессоров, непрерывно обновляемой элементной базы и перехода на цифровые компьютерные технологии управления и контроля.

Единая автоматизированная система управления, контроля и мониторинга магистрального трубопровода строится по блочно-модульной схеме в соответствии со следующей технологической цепочкой: территориально-диспетчерский пункт – пункт контроля и управления (ПКУ) – датчики контрольно-измерительных приборов (КИП) и автоматики. Новым техническим решением является использование в качестве отдельных модулей автоматизированных пунктов контроля и управления (блок-боксов ПКУ), представляющих собой полностью автономные модули с высокой степенью антивандальной защиты и живучести. Модули ПКУ комплектуются электронным оборудованием, предназначенным для преобразования аналоговых сигналов от расположенных вдоль трассы датчиков контроля и систем управления в цифровой формат и передачи этой информации на ближайший территориально-диспетчерский пункт по цифровым линиям оптоволоконной связи. Программное обеспечение аналого-цифровых преобразователей модулей ПКУ и компьютеров территориально-диспетчерских пунктов содержит алгоритмы управления всеми исполнительными механизмами магистрального трубопровода и обеспечивает автоматическое закрытие задвижек и отключение насосных агрегатов при нештатных ситуациях.

К исполнительным устройствам низшего уровня Единой автоматизированной системы управления, контроля и мониторинга магистрального трубопровода относятся датчики контрольно-измерительных приборов (КИП) и автоматики. На сегодняшний день успешно прошли апробацию следующие элементы системы контроля и мониторинга:

- Датчики средств обнаружения утечек;
- Датчики прохождения средств очистки и диагностики;
- Блоки-индикаторы скорости коррозии;
- Станции катодной защиты;
- Сейсмодатчики и сейсмостанции;
- Интеллектуальные вставки;
- Глубинные реперы;

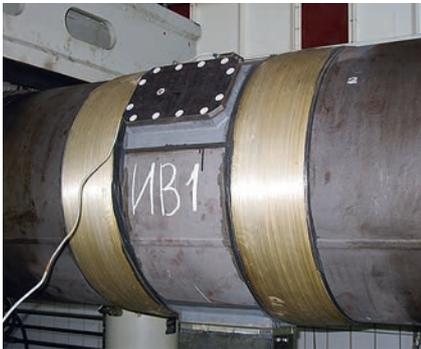
К новым техническим решениям, направленным на повышение надежности и безопасности трубопровода, относятся такие элементы системы, как «интеллектуальные» вставки, предназначенные для измерения параметров напряженно-деформированного состояния в стенке трубы. Интеллектуальные вставки представляют собой трубные кольцевые обечайки из труб той же партии, что укладываются на данном участке трубопровода. На обечайках по периметру с внешней стороны наклеены розетки тензодатчиков, обеспечивающих непрерывную запись параметров напряженно-деформированного состояния в данном сечении трубопровода. Интеллектуальные вставки варивают в трубопровод на потенциально опасных участках прохождения трассы: в зонах активных тектонических разломов, на просадочных грунтах и карстах в районах распространения многолетнемерзлых грунтов, на потенциально оползнеопасных участках. На фотографии рис. 1 показан образец интеллектуальной вставки на испытательном стенде, сконструированном для проведения циклических испытаний образцов труб внутренним пульсирующим давлением с синхронным изгибом. Испытания проводятся по специальному регламенту, имитирующему условия нагружения за 30 лет эксплуатации.

Особые требования к проектированию и строительству



магистральных трубопроводов на участках высокой сейсмической активности были сформулированы и прошли апробацию при строительстве и эксплуатации магистрального нефтепровода

РИС. 1. Образец интеллектуальной вставки на испытательном стенде



«Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО)». В качестве основного способа прокладки, обеспечивающего наиболее высокую сейсмостойкость объекта трубопроводного транспорта, принят подземный способ прокладки. На участках высокой сейсмической активности и в зонах активных тектонических разломов трубопровод укладывают в траншею специальной формы с пологими откосами и засыпают мелким сыпучим песком с тем, чтобы обеспечить высокую податливость нитки трубопровода при возможных смещениях грунта. К материалу трубы в зависимости от уровня возможного сейсмического воздействия (до 8 и свыше 8 баллов по шкале MSK-64) предъявляют дополнительные требования по запасу пластичности. Как показывают расчеты, указанные мероприятия позволяют исключить так называемые «гильотинные» разрывы трубопровода (поперек трубы). При сейсмическом воздействии до 10 баллов трубопровод сминается, но не теряет герметичность.

Все оборудование, предназначенное для эксплуатации на участках высокой сейсмической активности, должно быть в сейсмостойком исполнении. Впервые были проведены испытания запорной арматуры (шиберных задвижек) на сейсмостойкость при ударе на специализированном испытательном стенде с имитацией сейсмического воздействия интенсивностью до 10 баллов по

шкале MSK-64. В соответствии с новыми требованиями шиберные задвижки в сейсмостойком исполнении должны сохранять прочность, герметичность и работоспособность во время и после воздействия девятибалльного землетрясения. При сейсмическом воздействии в 10 баллов, оборудование должно сохранять прочность и герметичность. Аналогичные требования предъявляются к магистральным насосным агрегатам, регулирующей и предохранительной арматуре.

В заключение рассмотрим принципиально новый подход к планированию сроков и методов выборочного ремонта на основе оценки технического состояния трубопровода по результатам диагностики и обследования. Этот подход в литературе получил название: «ремонт по состоянию».

Методология определения сроков и методов ремонта по результатам диагностики и обследования за последние несколько десятилетий сильно эволюционировала. Первоначально в отечественной промышленности господствовала точка зрения о необходимости полного устранения всех выявленных дефектов. Только в конце 70-х годов стало ясно, что дефекты следует нормировать (как, например, нормируют геометрические параметры деталей и узлов: «допуски» и «посадки»). Такие нормы «допустимых дефектов» первоначально устанавливали чисто по геометрическим признакам, безотносительно уровня действующих нагрузок, геометрии конструкции, вязкости разрушения металла и сварных соединений. Первым шагом по созданию дифференцированного подхода к оценке допустимости дефектов в сварных конструкциях было предложение об использовании в качестве базы для сравнения коэффициентов концентрации напряжений от формы сварных соединений. Выявленный дефект сварного соединения подлежал устранению в том случае, если значение его коэффициента концентрации напряжений превышало значение коэффициента концентрации напряжений от формы шва.

В последние десятилетия очень сильно изменился инструментарий диагностики. Использование внутритрубных инспекционных

приборов, основанных на различных физических принципах, позволило существенно повысить производительность диагностики и выявляемость практически всех видов дефектов (включая трещины). На сегодняшний день планирование сроков и методов ремонта проводится по результатам оценки технического состояния трубопровода. Исходные данные для составления отчетов по оценке технического состояния формируют по результатам внутритрубной диагностики и обследования средствами дополнительного дефектоскопического контроля.

Новый подход к оценке технического состояния трубопроводов по результатам внутритрубной диагностики и обследования предполагает количественную оценку опасности каждого выявленного дефекта (или комбинации дефектов) в зависимости от напряженно-деформированного состояния в области дефекта и действительных свойств металла и сварных соединений на данный момент времени эксплуатации. Расчет конструкций с дефектами на прочность и долговечность проводится на основе теоретического решения соответствующих краевых задач механики разрушения. При этом в качестве исходных данных используют механические характеристики металла труб и сварных соединений трубопроводов, определенные по результатам испытаний стандартных и специальных образцов, вырезанных из труб на диагностируемых участках. По результатам расчетов дается оценка технического состояния трубопровода, на основе которой назначаются методы ремонта и определяются сроки проведения ремонтных работ. Такой подход к планированию ремонта по техническому состоянию трубопровода позволяет не выходить за рамки выделенных бюджетных средств, равномерно распределять затраты на ремонтные работы, оптимизировать капитальные вложения за счет переноса плановых сроков устранения дефектов. ●

KEY WORDS: *pipelines, pipes of new generation, classes of strength, class, protective coating, pipeline welding, probabilistic safety analysis, seismic resistance, automated system control and monitoring, diagnostics and repair.*

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ НА РЫНКЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

В КОНЦЕ АПРЕЛЯ 2014 Г. ПРЕЗИДЕНТ В. ПУТИН В СВОЕМ ПОСЛАНИИ К ФЕДЕРАЛЬНОМУ СОБРАНИЮ ПРИЗВАЛ ПРЕДПРИНЯТЬ ВСЕ НЕОБХОДИМЫЕ МЕРЫ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ПРОМЫШЛЕННОЙ ПРОДУКЦИИ. НО К НАСТОЯЩЕМУ МОМЕНТУ ДОЛЯ ИМПОРТА В РЯДЕ ОТРАСЛЕЙ ПО-ПРЕЖНЕМУ КРАЙНЕ ВЫСОКА. РОССИЯ ИМПОРТИРУЕТ В ТЯЖЕЛОМ МАШИНОСТРОЕНИИ ПОРЯДКА 70%, В НЕФТЕГАЗОВОМ ОБОРУДОВАНИИ – 60%, В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ – ОКОЛО 50%. ОДНАКО НЕКОТОРЫЕ КОМПАНИИ СУМЕЛИ ИСПОЛЬЗОВАТЬ УДОБНЫЙ ДЛЯ РОССИЙСКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ МОМЕНТ И ПЕРЕЙТИ НА ВЫПУСК ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННОЙ ПРОДУКЦИИ, НЕ ТОЛЬКО НЕ УСТУПАЮЩЕЙ, НО И ПРЕВОСХОДЯЩЕЙ ЗАРУБЕЖНЫЕ АНАЛОГИ. ЗА СЧЕТ ЧЕГО ЭТО СТАЛО ВОЗМОЖНЫМ И НА ОСНОВЕ КАКИХ ПРИНЦИПОВ СТРОЯТ СВОЮ РАБОТУ КОМПАНИИ, ПРОИЗВОДЯЩИЕ ИМПОРТОЗАМЕЩАЮЩУЮ ПРОДУКЦИЮ, РАССКАЗАЛ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР ВОСТОЧНОЙ АРМАТУРНОЙ КОМПАНИИ А.К. АБДУЛЛИН

РЕКЛАМА

AT THE END OF APRIL 2014, THE RUSSIAN PRESIDENT VLADIMIR PUTIN IN HIS STATE TO THE FEDERAL ASSEMBLY URGED IT TO TAKE ALL NECESSARY MEASURES TO REDUCE DEPENDENCE ON FOREIGN TECHNOLOGY AND INDUSTRIAL PRODUCTS. BUT BY NOW, THE SHARE OF IMPORTS IN SOME SECTORS IS STILL VERY HIGH. RUSSIA IMPORTS AROUND 70% PRODUCTS IN THE HEAVY ENGINEERING INDUSTRY, 60% – IN OIL AND GAS EQUIPMENT, AND ABOUT 50% – IN THE ENERGY EQUIPMENT. HOWEVER, SOME COMPANIES HAVE MANAGED TO USE AN OPPORTUNITY FOR RUSSIAN MANUFACTURES AND CROSS OVER TO THE PRODUCTION OF HIGH-QUALITY PRODUCTS, WHICH ARE NOT ONLY EQUAL, BUT ALSO SUPERIOR TO THEIR FOREIGN COUNTERPARTS. A.K. ABDULLIN, DIRECTOR GENERAL OF THE EASTERN REINFORCING COMPANY, DWELLS ON THE REASONS DUE TO WHICH THIS SITUATION HAS BECOME POSSIBLE AND ON THE BASIS OF WHAT PRINCIPLES THE COMPANIES PRODUCING IMPORT-SUBSTITUTING PRODUCTS DO THEIR WORK

Ключевые слова: нефтегазовые отложения, освоение месторождений, Восточно-европейская платформа, Скифская плита.



**Алик Кувандыкович
Абдуллин,**
генеральный директор
ООО «ВАРК»

– Алик Кувандыкович, компания ВАРК была основана 10 лет назад. Как удалось занять и укрепить свое место на рынке?

– Путь ООО «ВАРК» начинался с одного цеха, общей площадью 2000 м, в котором производили продукцию под несколько клиентов. С течением времени предприятие росло и развивалось, был усилен конструкторский отдел, который сейчас состоит из 20 высококвалифицированных специалистов, лучших в нашем регионе, были построены новые производственные площадки, в которых установили и запустили новое технологичное оборудование. Сегодня компания располагает самой крупной аккредитованной и аттестованной лабораторией в Приволжском округе, которая постоянно пополняется и оснащается высокоточным оборудованием. Развивая производство, мы придерживаемся главного правила – быть проактивными и честными с нашими клиентами.

– Что Вы считаете своим главным достижением за 10 лет работы?

– Наше ключевое звено – это люди, сплоченный коллектив насчитывает более 500 человек, которые имеют опыт и знания, постоянно познают новое в отрасли, в технологиях, развиваются, растут, совершенствуются. Сегодня ВАРК – уже многопрофильная компания, с огромными производственными мощностями и возможностями, с огромным потенциалом развития и не только в сегменте трубопроводной запорной арматуры, где по достоинству занимаем высокое место. Это подтверждает качество продукции и как следствие – наше сотрудничество с крупнейшими клиентами отраслей на протяжении десяти лет.

– Изменился ли за это время основной круг ваших клиентов, есть ли «любимые» клиенты? Изменились ли за 10 лет требования к качеству продукции?



– С каждым нашим партнером связана своя история и свой опыт развития. ВАРК гордится сотрудничеством с каждым из своих клиентов! Да, требования изменяются, становятся более индивидуальными для каждого партнера, мы готовы к этому и в последующем. Сегодня мы сотрудничаем со всеми ВИНКами и ключевыми компаниями отраслей России и ближнего зарубежья.

– За счет каких преимуществ компании удается сохранять лидирующие позиции на рынке трубопроводной арматуры?

– Среди российских производителей трубопроводной запорной арматуры ВАРК имеет самую широкую номенклатуру продукции. В компании представлены практически все параметры исполнения и самая разнообразная линейка материалов, мы обеспечиваем производимой продукцией ведущие отрасли страны и за все время работы показали себя с достойной стороны, мы лояльны и готовы гибко и оперативно реагировать на пожелания клиента. Парк оборудования

ежегодно пополняется новыми станками и обрабатывающими центрами, аккредитованная лаборатория с самым технологичным оборудованием позволяет нам производить испытания в кратчайшие сроки, что по достоинству ценят наши клиенты. Являясь экспертами в производстве трубопроводной запорной арматуры, мы предлагаем наилучшие решения и возможности качественного и своевременного исполнения заказов.

– Помимо оказания традиционных услуг, планирует ли компания развитие новых проектов? Есть ли уже наработки в данном направлении?

– Один из крупных проектов, который уже в самостоятельном плавании это ООО «ВАРК-Промышленные Стальные Конструкции», компания специализируется на производстве стальных металлических конструкций, строительстве быстровозводимых зданий и сооружений. Работы вы можете оценить на сайте vark-psk.ru либо

перейти с нашего сайта vark.pf. Есть еще ряд проектов готовых к представлению широкому кругу клиентов. В настоящее время они проходят стендовые испытания, их презентация произойдет на выставке «Нефтегаз – 2017»

– Курс на импортозамещение, взятый в стране, способствовал увеличению количества заказов, повлиял на работу компании?

– Безусловно, мы используем все благоприятные для российских производителей возможности. Технический департамент применяет лучшие практики и предлагает на рынок России аналоги лучших мировых решений. Значительно увеличили долю в производстве и поставке шаровых кранов. ВАРК достойно конкурирует по качеству, цене, срокам поставки, мы готовы и в дальнейшем качественно улучшать взаимодействие с партнерами, а в 2017 году планируем представить новую линейку производимого ассортимента. ●

KEY WORDS: oil and gas deposits, deposits of the East European platform, Scythian plate.



УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ СТОЧНЫХ ВОД

БОЛЬШИНСТВО ИЗВЕСТНЫХ СПОСОБОВ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ ОРИЕНТИРОВАНЫ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ МОЩНОГО ДОРОГОСТОЯЩЕГО СЕРИЙНО ВЫПУСКАЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПРИМЕНЕНИЕ БАКТЕРИАЛЬНЫХ ШТАММОВ ЗДЕСЬ ДЕЙСТВЕННО В ВЕСЬМА ОГРАНИЧЕННОЕ ВРЕМЯ. СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ПОЛИГОНЫ ДЛЯ ЗАХОРОНЕНИЯ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ НАХОДЯТСЯ НА ДОСТАТОЧНО БОЛЬШОМ УДАЛЕНИИ ОТ МЕСТ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ. В СВЯЗИ С ЭТИМ, РАЗРАБОТКА НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ И СНИЖЕНИЯ КЛАССА ОПАСНОСТИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ ДЛЯ НЕФТЕХРАНИЛИЩ И НЕФТЕБАЗ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ТИПА, АДАПТИРОВАННЫХ К АГРЕССИВНЫМ КЛИМАТИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ, ЯВЛЯЕТСЯ АКТУАЛЬНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ ЗАДАЧЕЙ. КАК РЕШАЮТ ЭТУ ЗАДАЧУ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСПОЛОЖЕННЫЕ НА КРАЙНЕМ СЕВЕРЕ?

MOST OF THE KNOWN METHODS OF OILY WASTE DISPOSAL ARE FOCUSED ON THE USE OF POWERFUL EXPENSIVE COMMERCIALY AVAILABLE EQUIPMENT; THE USE OF BACTERIAL STRAINS IS EFFECTIVE IN A VERY LIMITED TIME. SPECIALIZED LANDFILLS FOR OILY WASTE ARE FAR ENOUGH AWAY FROM THE PLACE OF WASTE GENERATION. IN THIS REGARD, THE DEVELOPMENT OF NEW TECHNOLOGIES OF DECONTAMINATION AND REDUCTION OF THE RISK CLASS OF OILY WASTES FOR DISTRIBUTION-TYPE OIL STORAGE TANKS AND BULK PLANTS, ADAPTED TO HOSTILE CLIMATIC CONDITIONS, IS AN ACTUAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL TASK. HOW DO COMPANIES LOCATED IN THE FAR NORTH SOLVE THIS PROBLEM?

Ключевые слова: *транспортировка и хранение нефти, нефтяной терминал, утилизация нефтесодержащих отходов, захоронение нефтесодержащих отходов, снижения класса опасности нефтесодержащих отходов.*

Губайдуллин Марсель Галиуллинович,

доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой транспорта, хранения нефти, газа и нефтегазопромыслового оборудования Высшей школы энергетики, нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета им. М.В. Ломоносова

Петрова Анна Викторовна,

руководитель испытательной лаборатории ООО «РН-Архангельскнефтепродукт», аспирант кафедры транспорта, хранения нефти, газа и нефтегазопромыслового оборудования Северного (Арктического) федерального университета им. М.В. Ломоносова

Работа Архангельского терминала ООО «РН-Архангельскнефтепродукт» по перевалке нефти и нефтепродуктов с емкостным парком 100 тыс. м³, железнодорожной веткой и сетью сливно-наливных эстакад, включает следующие основные технологические процессы:

- слив из железнодорожных цистерн мазута и нефти, требующих предварительного разогрева;
- слив светлых нефтепродуктов из железнодорожных цистерн;
- закачка нефтепродуктов в танкеры (бункеровка судов).

На территории терминала размещены очистные сооружения (ОС) промливневой канализации, которые предназначены для очистки сточных вод, куда поступают стоки с железнодорожных эстакад, территории резервуарных парков и других технологических площадок. Допустимые концентрации загрязняющих веществ в очищенных сточных водах регламентируются разрешительной документацией.

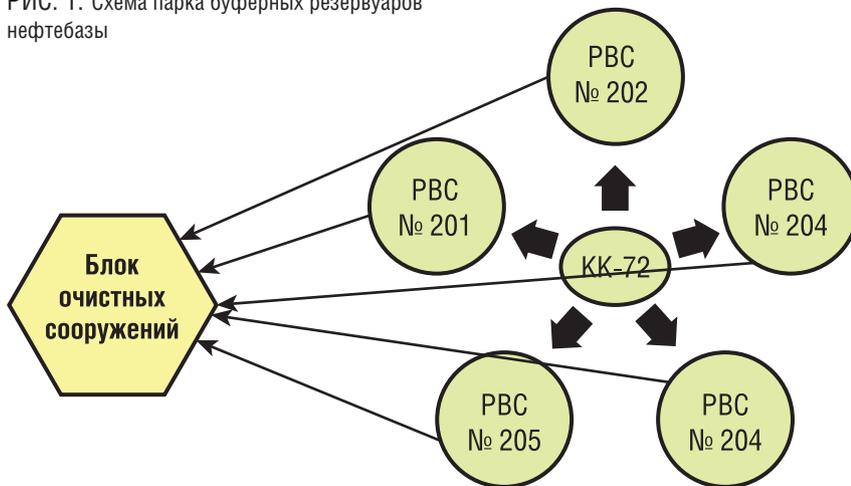
Исследования проводились по двум направлениям с целью снизить негативное влияние на процесс очистки железа и улучшить расслоение фаз с более эффективным выходом нефтепродуктовой фракции еще до входа в ОС в парке буферных резервуаров.

Промливневые стоки со всей территории терминала и причала поступают в напорный канализационный колодец КК-72, затем распределяются в пять буферных резервуаров (накопителей): №№ 200, 201, 202, 204, 205 объемом 5000 м³ каждый (рис. 1).

Отстоявшийся слой нефтепродуктов с водой затем поступает в горизонтальный резервуар РГС 63 №209 и насосами подается в разделочные резервуары РВС 200: №206, №207, №208, где происходит расслоение стоков на нефтепродукт и воду. Нефтяные отходы из разделочных резервуаров собираются, как смесь отработанных нефтепродуктов, и используются для нужд предприятия, а



РИС. 1. Схема парка буферных резервуаров нефтебазы



загрязненная вода снова поступает в буферные резервуары.

Технологическая линия очистных сооружений предусматривает очистку сточных вод с использованием биологического, флотационного и фильтрационного процессов, работу канализационной сети с буферными, разделочными резервуарами, насосами канализационной насосной станции (КНС).

Количество сточных вод, поступающих на очистные сооружения, в среднем составляет 1080 м³/сут, и в т.ч.: нефтепродуктов – 0,130 т/сут; взвешенных веществ – 0,081 т/сут; ХПК – 1,594 т/сут. Очищенные на объектах ОС сточные воды должны иметь следующие показатели: содержание нефтепродуктов в пробах, отобранных на выходе, не более 0,05 мг/л; взвешенных веществ 0,5...1,0 мг/л; СПАВ порядка 0,1 мг/л; БПК полное до 3,0 мг/л; ХПК до 30 мг/л; pH 7,0...8,0. Это достигается путем использования для их обезвреживания дорогостоящих активированного угля, химреагентов и биопрепаратов. Очищенные воды с ОС терминала сбрасываются в водный объект категории I.

Концентрация железа в различных формах на входе в очистные сооружения не должна превышать 1,0 мг/л. Фактически в промышленных сточных водах на протяжении 2010–2014 годов наблюдалась концентрация железа в различных формах от 4 до 7 мг/л.

Причиной повышения концентрации железа в сточных водах является более частая смена видов и сортов

нефтепродукта с последующей зачисткой резервуарного парка, а также «старение» трубопроводов и резервуаров. Гидратированные молекулы оксида железа в воде без подогрева обладают способностью присоединять к себе растворенные нефтепродукты и образовывать большие комплексы, по свойствам схожие с клеем. Такого рода масса, попадая на последнюю ступень очистки – мелкодисперсные сорбционные фильтра, «склеивает» между собой частицы активированного угля, тем самым выводя уголь из рабочего состояния.

Следовательно, фактическое наличие в поступающей сточной воде растворенных и коллоидных форм железа в больших концентрациях оказывает негативное влияние на работу блока очистных сооружений и снижает степень очистки. Концентрация нефтепродуктов на выходе очистных сооружений после угольной фракции составляет 1,68 мг/л, тогда как норматив предполагает 0,05 мг/л. Поэтому для достижения нормативного качества

стоков необходимо производить повторную очистку воды, что в свою очередь влечет дополнительные расходы электроэнергии и химических реагентов, которые нужны для обеспечения непрерывной работы очистных сооружений.

Для удаления активных форм железа из сточных вод нами предлагается применять реагенты-окислители в виде перманганата калия и гипохлорита натрия до входа на флотаторы очистных сооружений.

Реагентный метод обезжелезивания с последующей фильтрацией предполагает введение реагентов-окислителей. Наиболее эффективный из них – это гипохлорит натрия или кальция и перманганат калия. Для приготовления рабочего раствора, исходя из данных по растворимости перманганата калия в воде, на 5 кг реактива потребуется 79 л воды. После протекания реакций окисления в модели буферного резервуара, предложенной авторами концентрация общего железа составляет 0,8–1,0 мг/л (рис. 2.)

Были рассмотрены образцы с трех канализационно-насосных станций терминала (КНС-37, КНС-59, КНС-38), также точка входа в блок очистных сооружений. Реагенты вводились расчетным методом, данные представлены в таблице 1.

Точка введения должна быть максимально приближена к буферным резервуарам и в ней должно происходить смешение и разбавление промышленных вод, при котором пленка нефтепродуктов механически разбивается. Такой точкой является канализационный сборный колодец перед входом в парк буферных резервуаров КК-72 (см. рис. 1).

РИС. 2. Модель буферного резервуара до и после внесения реагентов

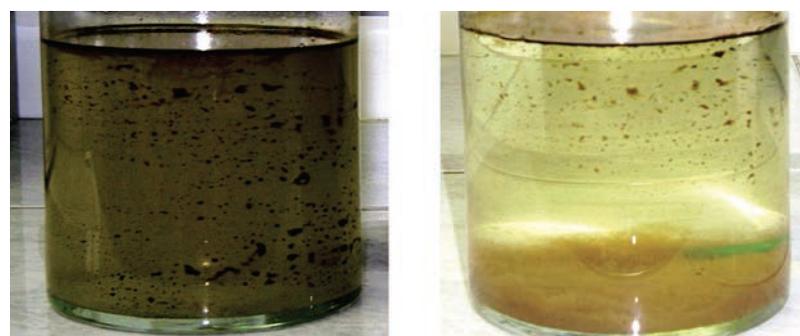


ТАБЛИЦА 1. Концентрация железа до и после введения реагентов, мг/дм³

Точка отбора	Концентрация железа до ввода реагентов (NaClO и KMnO ₄), мг/дм ³	Концентрация железа после ввода реагентов (NaClO и KMnO ₄), мг/дм ³
КНС-37	1,8	0,39
КНС-38	3,3	1,95
КНС-59	13,2	0,20
Вход ОС	5,7	0,15

ТАБЛИЦА 2. Содержание нефтепродуктов в воде, выделенной из эмульсии №1, мг/дм³

Температура обработки водной фазы, °С	Содержание нефтепродуктов в воде с различной концентрацией в ней водородных и гидроксильных ионов, мг/дм ³			
	pH = 1,68	pH = 5,1	pH = 9,8	pH = 11,9
+23,5	1,50	1,78	1,67	1,7
+1,8	1,22	1,42	1,40	1,43

ТАБЛИЦА 3. Содержание воды в дизельном топливе (эмульсия №1), мг/дм³

Температура обработки фазы дизтоплива, °С	Метод определения	Содержание воды с различной концентрацией водородных и гидроксильных ионов в нефтепродукте, мг/дм ³			
		pH = 1,68	pH = 5,1	pH = 9,8	pH = 11,9
+23,5	по Карлу Фишеру	0,03	0,03	0,03	0,03
	по Дина Старку	0,05	0,042	0,04	0,04
+1,8	по Карлу Фишеру	0,03	0,03	0,03	0,03
	по Дина Старку	0,028	0,022	0,02	0,03

Совместный ввод в обрабатываемую воду перманганата калия и гипохлорита натрия позволяет сэкономить до 80% перманганата калия. Введение перманганата калия перед подачей гипохлорита натрия разрушает органические вещества, вступающие в реакцию с хлором с образованием продуктов с резким запахом, например фенолов.

Для практического применения реагентного метода удаления железа из сточных вод необходимы дополнительные емкости – 2 реагентных бака (объем 150–200 л) из нержавеющей стали для приготовления рабочих растворов. Из баков растворы реагентов насосом-дозатором (производительность 4 м³/час) последовательно (сначала перманганат калия, затем гипохлорит натрия) подаются через трубопровод со стоками в рабочий буферный резервуар, заполненный на 1/3–1/2 от общего объема. После осаждения шлам

из резервуара удаляется в шламонакопитель в период зачистки. Кратность зачистки определяется по степени загрязненности опытным путем.

Сточные воды нефтехранилищ, в том числе и Архангельского терминала, можно отнести к нейтральным нефтесодержащим сточным водам, где нефтепродукт присутствует преимущественно в виде эмульсии и солесодержание вод невысокое. Для устойчивой работы очистных сооружений необходимо, чтобы на очистку поступали стоки с компонентным составом, не превышающим значений, на которые рассчитан блок очистных сооружений:

- взвешенных веществ – до 59 мг/л;
- нефтепродуктов – до 116,7 мг/л;
- pH – до 8,1.

Исследования по очистке нефтесодержащих сточных вод проводились в лаборатории

Архангельского терминала, на основе запатентованных решений по разделению, обезвреживанию загрязненных обводненных промышленных отходов в ходе их охлаждения естественным или искусственным источниками холода [5].

В таблице 2 приведены результаты изучения водной фазы эмульсии №1 после механического разделения ее в делительной воронке при комнатной температуре и после охлаждения при различных значениях pH исследуемой среды.

Из результатов, приведенных в табл. 2, следует, что наиболее эффективное разделение эмульсии №1 на компоненты наблюдалось после охлаждения ее при температуре +1,8°С и создания кислой реакции среды с показателем pH = 1,68.

В табл. 3 приведены результаты определения содержания воды в дизельном топливе после его выделения из эмульсии при различных температурах и значениях pH изучаемой среды двумя методами: по Карлу Фишеру и Дина Старку. Данный анализ производился для определения содержания воды в дизтопливе, оставшейся после разделения фаз при разных условиях.

Как видно из табл. 3, содержание воды в пробах дизельного топлива, взятых из эмульсии №1, незначительно различается как при охлаждении, так и при изменении pH среды.

Содержание нефтепродуктов в водной фазе эмульсии №2 при различных значениях pH и температурах обработки исследуемой системы приведены в табл. 4. При этом концентрация нефтепродуктов в эмульсии определялась после механического удаления с ее поверхности основного объема дизтоплива, выделенного из смеси на поверхность в процессе охлаждения при различных значениях pH исследуемой среды.

Из табл. 4 следует, что наиболее эффективное разделение эмульсии №2 также происходит при температуре +1,8°С и для кислой реакции среды с pH равным 1,68.

Результаты определения концентраций нефтепродуктов в сточных водах в точках входа и выхода с блока очистных сооружений терминала для



ТАБЛИЦА 4. Содержание нефтепродуктов в воде, выделенной из эмульсии №2, мг/дм³

Температура обработки водной фазы, °С	Содержание нефтепродуктов в воде с различной концентрацией в ней водородных и гидроксильных ионов, мг/дм ³			
	pH = 1,68	pH = 5,1	pH = 9,8	pH = 11,9
+23,5	1,55	1,6	1,61	1,7
+1,8	1,23	1,41	1,54	1,66

ТАБЛИЦА 5. Содержание нефтепродуктов в воде на входе и выходе блока очистных сооружений, мг/дм³

Температура обработки сточных вод, °С	Содержание нефтепродуктов в воде с различной концентрацией в ней водородных и гидроксильных ионов, мг/дм ³			
	pH = 1,68	pH = 7,0	pH = 9,8	pH = 11,9
Вход в ОС				
+23,5	5,0	5,6	5,2	5,4
+1,8	3,6	4,1	3,8	4,0
Выход с ОС				
+23,5	0,15	0,20	0,16	0,18
+1,8	0,09	0,11	0,10	0,12

различных режимов эксперимента приведены в табл. 5.

Данные, приведенные в табл. 5, показывают, что наиболее эффективное разделение нефтесодержащих вод, как и прежде, происходит при температуре +1,8°С и кислой реакции среды с pH = 1,68.

Таким образом, выполненными исследованиями показано, что эффективность очистки сточных вод от загрязнений нефтепродуктами методом отстаивания можно повысить за счет одновременного их охлаждения до значений температур в диапазоне от +1 до -3°С. Охлаждение до больших отрицательных температур следует применять в тех случаях, если при указанном температурном диапазоне необходимая степень очистки не достигается. Дополнительное закисление среды также способствует этому процессу. Введение в действующий цикл очистки дополнительных процессов по отстаиванию, охлаждению и, по возможности, закислению на разных стадиях очистки позволяет поднять эффективность работы очистных сооружений.

После прохождения сточными водами очистки, возможно их применение в замкнутом цикле обращения технической воды при

условии реконструкции системы трубопроводов, что значительно уменьшит нагрузку на катионитные фильтры водоподготовки и обеспечит бесперебойную и безопасную работу котельной.

При использовании «жесткой» воды сокращается срок эксплуатации натрий-катионитовых фильтров, увеличивается кратность процессов их регенерации и расход реагентов, применяемых для регенерации. Поэтому техническую воду приходится предварительно «смягчать», а затем после очистки она сбрасывается в водный объект.

Предлагается решить проблему получения технической воды с меньшим солесодержанием для использования в котельной путем создания частично замкнутого цикла движения очищенных должным образом сточных вод, направляя их не на сброс, а в цикл технического водопровода, и использовать в дальнейшем в процессах химической водоочистки (ХВО).

Для работы котельной цеха паротеплоснабжения требуется 12–27 м³/час воды (в зависимости от сезона). Чтобы обеспечить бесперебойную работу котлов котельной будут заполняться резервуары ХВО. Суммарный объем резервуаров $V = (100 + 75) \cdot 0,85 = 148 \text{ м}^3$. Этого объема хватит на $148/27 = 5$ часов бесперебойной работы котлов, для постепенной их остановки на случай аварийной ситуации в блоке очистных сооружений.

Вода из резервуаров также может использоваться для компенсации пиковых нагрузок водопотребления. После заполнения резервуаров-накопителей ХВО будет образовываться избыток очищенной воды, при условии постоянного потребления котельной. Поэтому необходимо соединить трубопровод, обеспечивающий подачу осветленной воды из резервуаров-накопителей в котельную, с трубопроводом, подающим техническую воду. Для подачи очищенной воды предусмотрены два насоса КМ-100-65-250 (рабочий и резервный).

Технологическая схема показана на рис. 3. И него видно, что очищенная вода будет поступать в резервуары-накопители и в трубопровод технической воды, минуя станцию

РИС. 3. Схема трубопроводной обвязки насосов

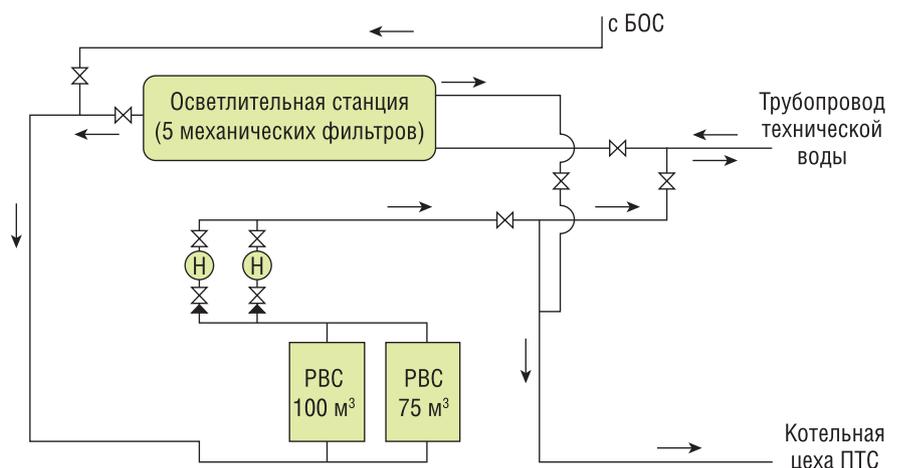


ТАБЛИЦА 6. Сравнительный компонентный анализ технической воды из реки и очищенной сточной воды после блока очистных сооружений

№	Компонент	Содержание компонента	
		Техническая вода, мг/дм ³	Очищенная сточная вода, мг/дм ³
1	Нефтепродукты	0,01	0,02
2	Азот аммонийный, NH ₄ ⁺	0,09	0,07
3	Железо общее, Fe	3,89	0,64
4	Свинец, Pb	0,02	0,02
5	Фосфаты, в пересчете на оксид фосфора	0,13	0,009
6	Хлориды, Cl ⁻	17	322
7	Сульфаты, SO ₄ ²⁻	217	84
8	Сухой остаток	300	104
9	Взвешенные вещества	52	48
10	Растворенный кислород	8	8
11	Химическое потребление кислорода	37	39
12	Жесткость общая, мг-экв/л	3,9	1

осветления воды на ХВО. Это возможно, так как показатели качества очищенной воды лучше, чем технической. Химический состав исходной воды и воды из резервуара чистой воды блока очистных сооружений приведен в табл. 6.

Сравнивая между собой показатели технической и очищенной воды, можно сделать вывод о том, что очищенная вода имеет преимущественно меньшие концентрации загрязняющих веществ. Особое внимание следует обратить на показатель жесткости воды, который имеет большое значение для работы котлов цеха паротеплоснабжения и требует соответствующей водоподготовки. У очищенной воды этот показатель в несколько раз лучше, чем у воды, взятой из реки.

Концентрация хлоридов в очищенной воде выше, чем в технической. Это связано с постоянной регенерацией хлоридом натрия натрий-катионитовых фильтров, с последующим сбросом отработанной воды в систему очистных сооружений. Но поскольку содержание хлоридов и остальные компоненты состава воды не регламентировано нормами, такое превышение допустимо. Также очищенная вода имеет более высокое содержание нефтепродуктов (0,02 мг/дм³ против 0,01 мг/дм³ у технической

воды) и более высокое химическое потребление кислорода (39 мг/дм³ против 37 мг/дм³). Однако данная разница незначительна, находится в пределах точности методик измерений и не окажет влияния как на работу химводоочистки, так и на работу цеха паротеплоснабжения в целом.

При внедрении частично замкнутой циклической схемы движения воды будет снижено потребление технической воды из реки, а значит, в системе будет циркулировать вода с меньшими значениями общей жесткости. Используя более «мягкую» очищенную воду блока очистных сооружений для работы котлов, можно значительно сократить кратность процессов регенерации натрий-катионитовых фильтров и, следовательно, снизить концентрацию хлоридов в воде.

В случае аварийной ситуации на блоке очистных сооружений, когда в воду может попасть избыточное количество нефтепродуктов, в резервуаре чистой воды блока можно установить датчик-газоанализатор типа ДАК-summCH, для того чтобы после подачи сигнала, автоматическая задвижка перекрыла подачу воды в систему, «грязная вода» в этом случае поступает на повторный круг очистки блок очистных сооружений.

В результате реконструкции системы трубопроводов,

осуществляя в нее подачу очищенной сточной воды, а также частично замкнув цикл движения технической воды, можно обеспечить бесперебойную работу котельной. Это позволит уменьшить объем потребления воды из р. Кузнечиха, снизить сброс в водный объект (практически вся очищенная сточная вода поступает на нужды нефтебазы), снизить нагрузку на натрий-катионитовые фильтры цеха паротеплоснабжения. При этом экономия средств составит 352 988 руб. в год. Параметры всех очищенных сточных вод соответствуют нормам, установленным для водоемов рыбохозяйственного значения, разрешительной документации предприятия на сброс в водный объект, требованиям промышленной и экологической безопасности.

Предлагаемая безопасная и эффективная технология очистки и обезвреживания обводненных нефтесодержащих эмульсий путем понижения температуры среды до значений +1...-3°С и применения реагентов-окислителей в виде перманганата калия и гипохлорита натрия до входа на флотаторы очистных сооружений позволит производить работы, используя естественные природные условия в холодное время года, не применяя искусственное охлаждение. Ее можно применять на нефтебазах распределительного типа, имеющих на своей территории цех паротеплоснабжения с техническим водозабором и цех очистки промышленных сточных вод. ●

Литература

1. Инженерная экология в нефтегазовом комплексе: учебное пособие /Г.Г. Ягафарова, Л.А. Насырова, Ф.А. Шахова, С.В. Балакирева, В.Б. Барахнина, А.Х. Сафаров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. 334 с.
2. Пиковский Ю.И., Исмаилов Н.М., Дорохова М.Ф. Основы нефтегазовой геоэкологии: учебное пособие /Под ред. проф. А.Н. Геннадиева. – М.: ИНФРА-М, 2015. 400 с.
3. Середин В.В. Оценка геоэкологических условий санации территорий, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. – Пермь, 1998. 153 с.
4. Стахов Е.А. Очистка нефтесодержащих сточных вод предприятий хранения и транспорта нефтепродуктов. М.: Недра, 1983. 263 с.
5. Конюхов А.В., Конюхов А.Д., Петрова А.В., Пустова Е.Ю., Черкасов Н.Р. Способ и устройство для очистки емкости от загрязненной воды и нефтешлама. Патент на изобретение №2533724 Федеральной службы по интеллектуальной собственности РФ от 20.11.2014 г. Бюл. № 32 на заявку № 2013111085/05 от 12.03.2013.

KEY WORDS: oil and gas deposits, deposits of the East European platform, Scythian plate.



ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ НЕФТИ

вследствие аварии в разветвленных нефтепроводах

РАССМОТРЕНЫ ПРИЧИНЫ АВАРИЙНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ. ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ АВАРИЙНЫХ ПОТЕРЬ НЕФТИ ПРИ ПОВРЕЖДЕНИИ ТЕЛА ТРУБЫ РАЗВЕТВЛЕННОГО НЕФТЕПРОВОДА. РАЗРАБОТАН АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РАСХОДОВ НЕФТИ ПО ВЕТКАМ РАЗВЕТВЛЕННОГО НЕФТЕПРОВОДА В МЕСТЕ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ЛУПИНГА. ВЫПОЛНЕНЫ МНОГОВАРИАНТНЫЕ РАСЧЕТЫ АВАРИЙНЫХ ПОТЕРЬ НЕФТИ ДЛЯ СУЩЕСТВУЮЩЕГО НЕФТЕПРОВОДА. РАСЧЕТНЫМ ПУТЕМ УСТАНОВЛЕНА ЗАВИСИМОСТЬ ПОТЕРИ НЕФТИ ОТ ПЛОЩАДИ ПОВРЕЖДЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА. ВЫПОЛНЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ НЕФТИ В СЛУЧАЕ АВАРИИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СХЕМЫ РАБОТЫ РАЗВЕТВЛЕННОГО НЕФТЕПРОВОДА

THE CAUSES OF THE ACCIDENT RATE OF PIPELINES FOR OIL AND OIL PRODUCTS TRANSPORT HAVE BEEN EXAMINED. THE METHOD OF DETERMINING THE ACCIDENTAL OIL LOSSES IN THE EVENT OF THE DAMAGE OF THE PIPE BODY OF THE BRANCHED PIPELINE HAS BEEN RECOMMENDED. THE ALGORITHM FOR DETERMINING THE DISTRIBUTION OF OIL FLOW ON THE LINES OF THE BRANCHED PIPELINE AT THE LOPE CONNECTION HAS BEEN GENERATED. MULTIPLE CALCULATIONS OF ACCIDENTAL OIL LOSSES FOR THE EXISTING PIPELINE HAVE BEEN MADE. THE DEPENDENCE OF THE OIL LOSSES FROM THE AREA OF THE PIPELINE DAMAGE HAS BEEN DETERMINED BY MEANS OF A CALCULATION. A COMPARATIVE ANALYSIS OF THE OIL LOSSES IN THE EVENT OF AN ACCIDENT, DEPENDING ON THE SCHEME OF WORK OF THE BRANCHED PIPELINE, HAS BEEN PERFORMED

Ключевые слова: *разветвленный нефтепровод, аварийные потери нефти, площадь повреждения.*

Нефтетранспортная система России находится в эксплуатации ОАО «АК "Транснефть"», которая включает 70 тыс. км магистральных трубопроводов, более 500 насосных станций, компания транспортирует 93 % добываемой в России нефти.

Существующая система нефтепроводов находится в эксплуатации в среднем от 20 до 48 лет (в зависимости от срока введения в действие ее составляющих).

За время эксплуатации значительная часть магистральных нефтепроводов и технологического оборудования исчерпала свой ресурс, неоднократно подлежала текущему и капитальному ремонту и морально устарела [1]. Это приводит к возникновению различного рода аварийных ситуаций, включая повреждения линейной части и утечек нефти.

Основными причинами аварий на нефтепроводах являются:

- внешние физические (силовые) действия на трубопроводы, включая случаи несанкционированной врезки;
- нарушение норм и правил проведения работ при строительстве и ремонте,

отклонения от проектных решений;

- коррозионные повреждения труб, запорной и регулирующей арматуры;
- нарушение технических условий при изготовлении труб и оборудования;
- ошибочные действия эксплуатационного и ремонтного персонала.

Эксплуатация магистральных нефтепроводов характеризуется наличием горючей жидкости под высоким давлением и в больших количествах, которая в случае нарушения герметичности может разливаться, распространяясь на большой площади. Особенно опасными при этом являются нефтепроводы, расположенные на высоких точках местности (существует опасность свободного растекания продукта в низины), а также вблизи рек, водоемов, железных дорог, шоссейных дорог и других коммуникаций.

Значительные сроки эксплуатации нефтепроводов и объектов нефтетранспортной системы требуют вложения значительных средств для повышения их надежности и поддержания в

Фетисов В.Г.,
аспирант,
Санкт-Петербургский горный университет

Николаев А.К.,
доктор технических наук,
профессор,
Санкт-Петербургский горный университет

Лыков Ю.В.,
кандидат технических наук,
доцент,
Санкт-Петербургский горный университет

исправном техническом состоянии. Так, например, 20 января 2010 года в 30 км от города Ленска из-за прорыва трубы нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) произошла утечка 450 м³ нефти, которые вылились на грунт [2]. Площадь загрязнения составила 20 тысяч квадратных метров [2].

Анализируя вышеприведенные факты аварийных повреждений нефтепроводов, наблюдаем четкую картину причин аварийности трубопроводного транспорта жидких энергоносителей, а именно:

- разгерметизация нефтепровода вследствие имеющихся дефектов тела трубы (трещин, свищей), нарушения гидродинамических аспектов эксплуатации нефтетранспортных коммуникаций.

Повышение надежности эксплуатации объектов нефтепроводов для обеспечения нормального безаварийного функционирования нефтепроводной системы является достаточно актуальным вопросом для производственной практики. В этом контексте крайне важное значение приобретает гидродинамическая методология определения аварийных потерь нефти.

Анализ последних исследований в направлении трубопроводного транспорта высоковязких и парафинистых нефтей [3], а также в направлении исследования аварийности нефтепроводов [2] указал на отсутствие методик прогнозирования потерь высоковязкой нефти при их транспортировке, особенно в разветвленной системе нефтепроводов.

Авторами статьи разработана методика прогнозирования аварийных потерь нефти в разветвленных нефтепроводах, которая позволяет оценить объемы утечек нефти при повреждении линейной части. Эта методика является целью приведенных в статье исследований.

При аварийных процессах в современной методологической практике трубопроводного транспорта важной задачей является определение суммарного объема потерь нефти до и после закрытия запорной линейной арматуры на линейной части нефтепровода [2]

$$V_c = V_n + V_z. \quad (1)$$

После закрытия задвижек средние потери нефти равны ее объему в нефтепроводе между двумя линейными задвижками, отсекающими аварийный участок. Объем нефти, который следует после закрытия задвижек, определяется по формуле:

$$0,083 \cdot 10^6 \cdot z \cdot p \cdot V = x \cdot x \cdot p \cdot D \cdot L, \quad (2)$$

где D – внутренний диаметр нефтепровода, м;

L_p – длина участка нефтепровода между двумя засовами, м.

До момента закрытия задвижек потери нефти проходит под давлением, близким к рабочему. Аварийные потери нефти будут пропорциональны отрезку времени между моментом возникновения аварии и моментом выявления ее диспетчером:

$$V_n = Q \cdot t_y, \quad (3)$$

где t_y – время, предусмотренное нормами проектирования на закрытие задвижек, $t_y = 15$ мин.

Объемный расход нефти через повреждение в трубопроводе определяется по формуле максимального вытекания жидкости через отверстие, эквивалентный площади дефекта в стенке трубы:

$$Q = m \cdot S \cdot 2 \cdot g \cdot H, \quad (4)$$

где m – коэффициент расхода нефти через дефект в стенке трубы (с учетом сопротивления грунта $m = 0,15$) [3];

S – площадь поперечного сечения дефектного отверстия;

g – ускорение свободного падения;

H – напор в нефтепроводе на расстоянии x от его начала.

Для расчета расхода нефти через дефект в стенке трубы необходимо знать ее напор в месте повреждения:

$$H = H_{ct} - h, \quad (5)$$

где h – потери напора на участке нефтепровода от его начала до места аварии.

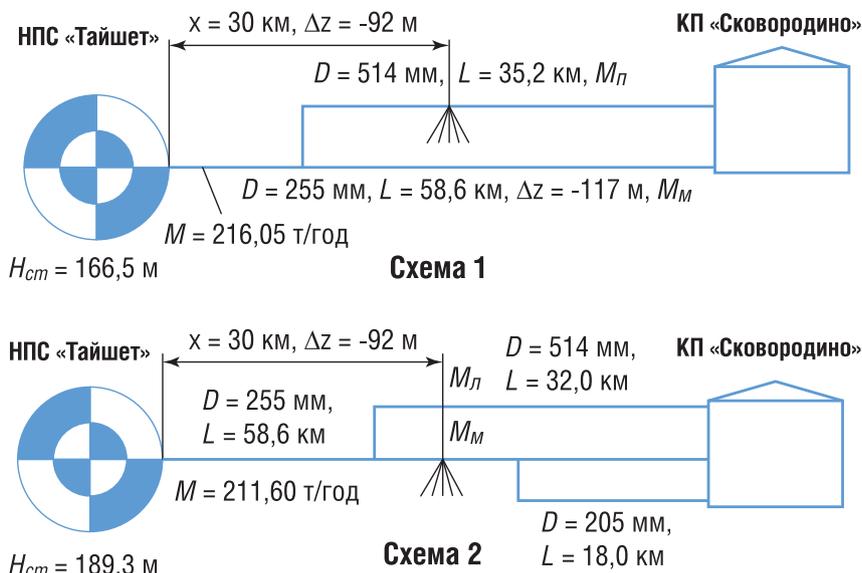
Для нефтепроводов потери напора на трение определяются путем выполнения гидравлического расчета участка трубопровода до места аварии. Если же рассматриваются неизотермические нефтепроводы, то для определения указанного параметра выполняют теплогидравлический расчет нефтепровода.

Рассмотрим нефтепровод «Тайшет – Сковородино» с использованием двух лупингов двух вставок согласно расчетным схемам, изображенным на рисунке 1.

Предположим, что в нефтепроводе «Тайшет – Сковородино» протяженностью 2694 км при перекачке нефти с некоторым массовым расходом на расстоянии до первого пункта $x = 30$ км от начала нефтепровода произошла аварийная ситуация, сопровождаемая аварийными потерями нефти.

При расчете нефтепровода согласно схемам 1 и 2 (рис. 1) возникает потребность в определении расхода нефти в лупинге и магистрали.

РИС. 1. Расчетные схемы нефтепровода «Тайшет – Сковородино»





Для параллельных участков нефтепровода, при условии, что диаметры магистралей и лупинга одинаковые:

$$M = M_M + M_L = D_M^{2-m} + D_L^{2-m}, \quad (6)$$

где M_M, M_L – массовый расход нефти на основной магистрали и в лупинге;

m – показатель, зависящий от режима движения нефти [2].

Возьмем эту зависимость базовой при расчете распределения расходов. Выполним математические преобразования, получаем следующую зависимость:

$$M = M_L \left[\left(\frac{D_M}{D_L} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} + 1 \right] \quad (7)$$

Таким образом, расход нефти в лупинге:

$$M_L = \frac{M}{\left(\frac{D_M}{D_L} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} + 1}. \quad (8)$$

Расход нефти в магистрали:

$$M_M = M - M_L. \quad (9)$$

Имея распределение расходов нефти, можем начать теплогидравлический расчет нефтепровода. Для этого определяем углубление трубопровода к оси трубы. Для труб диаметром до 1000 мм,

$$h_0 = 0,8 + \frac{D_3}{2}, \quad (10)$$

где D_3 – наружный диаметр трубопровода, м.

Для труб диаметром более 1000 мм,

$$h_0 = 1 + \frac{D_3}{2}, \quad (11)$$

Коэффициент теплопередачи для подземных трубопроводов равный внешнему коэффициенту теплоотдачи ($k = \alpha_2$), который определяется по формуле:

$$\alpha_2 = \frac{2 \lambda_{гр}}{D_3 \cdot \ln \left[\frac{2h_0}{D_3} + \sqrt{\left(\frac{2h_0}{D_3} \right)^2 - 1} \right]}, \quad (12)$$

где: $\lambda_{гр}$ – коэффициент теплопроводности почвы.

Разбиваем перегон между станциями на четное количество (n) отрезков длиной:

$$l = \frac{L}{n}. \quad (13)$$

Каждый из этих отрезков разбиваем на p части:

$$l' = \frac{l'}{p}, \quad (14)$$

Для нахождения значений температуры нефти в конце каждого

из этих p отрезков определяется расчетный комплекс:

$$q = e^{\frac{k\pi D l'}{M C_p}}, \quad (15)$$

где C_p – удельная массовая теплоемкость нефти.

Температура нефти в конце i -го перегона определяется по формуле (16)

$$t_{ki} = t_0 + (t_n - t_0) q^i, \quad (16)$$

где t_n – температура нефти в начале нефтепровода;

t_0 – температура окружающей среды (для подземного трубопровода расчетная температура почвы на глубине укладки трубы).

Определяется кинематическая вязкость нефти в конце каждого отрезка длиной.

$$v_i = v_1 \exp[-u(t_1 - t_2)], \quad (17)$$

где u – коэффициент крутизны вязкограммы,

$$u = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{v_1}{v_2}, \quad (18)$$

Для расчета потерь напора на отрезке длиной L необходимо найти среднеинтегральное значение вязкости нефти на участках длиной l .

Наиболее простым методом определения величины $v_{\text{сред.интегр.}}$ входящий в формулу для определения потерь напора при перекачке нефти с подогревом, является графоаналитический. Для этого используется формула Симпсона:

$$v_{\text{ср.инт.}}^m = \frac{1}{3p} [v_n^m + 4(v_1^m + v_3^m + \dots + v_{p-1}^m) + 2(v_2^m + v_4^m + \dots + v_{p-2}^m) + v_k^m]. \quad (19)$$

По формулам (20), (21) и (22) определяется средняя температура на отрезке длиной l .

Находим значение безразмерного комплекса τ по формуле:

$$\tau = \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0}, \quad (20)$$

Вычисляем среднюю температуру нефти в нефтепроводе по формулам

если ≤ 2 , тогда:

$$t_{cp} = 0,5(t_n + t_k), \quad (21)$$

если $\tau > 2$, тогда:

$$t_{cp} = t_0 + \frac{t_n - t_k}{\ln \tau}, \quad (22)$$

Рассчитывается плотность нефти. Для этого применяется математическая модель:

$$\rho = \rho_{20} - \xi(t - 20), \quad (23)$$

где: ρ_{20} – плотность нефти при температуре 20°C;

ξ – температурная поправка плотности нефти.

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \rho_{20}. \quad (24)$$

Определяется объемный расход нефти по следующей формуле:

$$Q_{cp} = \frac{M \cdot 10^3}{\rho_{cp}}. \quad (25)$$

Вычисляются потери напора на трение по длине каждого из отрезков длиной l с учетом потерь напора в местных сопротивлениях (2% от потерь напора на трение):

$$h_i = 1,02 \cdot \Delta r \cdot \beta \frac{Q_{срт}^{2-m} v_{ср.интегр.}^m}{D^{5-m}} l, \quad (26)$$

где: Δr – поправка потока в радиальном направлении. Для инженерных расчетов $\Delta r = 1,01 \dots 1,1$.

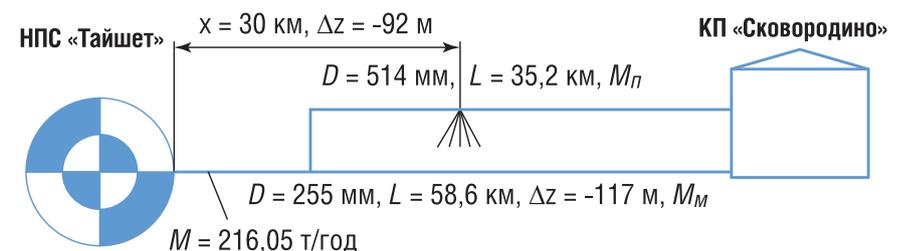
Определяются общие потери напора на трение по длине перегона между станциями с учетом разницы геодезических отметок конца и начала перегона:

$$h = \sum_{i=1}^n h_i + \Delta z. \quad (27)$$

Приведем пример расчета для нефтепровода «Тайшет – Сквородино» при использовании лупинга, подключенного по схеме 1 (рис. 2).

Определим углубление трубопровода основной магистрали к оси трубы по формуле (10):

РИС. 2. Расчетные схемы нефтепровода «Тайшет – Сквородино»



$H_{cm} = 166,5$ м

Схема 1

$$h_0 = 0,8 + \frac{0,273}{2} = 0,936 \text{ м.}$$

Коэффициент теплопередачи для основной магистрали нефтепровода «Тайшет – Сковородино» по формуле (12) составляет:

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot 1,2}{0,273 \cdot \ln \frac{4 \cdot 0,936}{0,273}} = 3,37 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}.$$

Разбиваем участок нефтепровода от его начала до точки подключения на два одинаковых отрезка длиной:

$$l = 11700 \text{ м.}$$

Каждый из этих отрезков разбиваем на четыре части:

$$l' = 2925 \text{ м.}$$

Для нахождения значений температуры нефти в конце каждого из этих четырех отрезков определяется расчетный комплекс по массовому расходу нефти 216,05 т/ч (60,0 кг/с):

$$q = e^{\frac{3,37 \cdot \pi \cdot 0,255 \cdot 2925}{60 \cdot 1984,5}} = 0,936.$$

Температура нефти в конце каждой из четырех участков:

$$t_{k1} = 3 + (75-3) \cdot 0,9361 = 70,4^\circ\text{C};$$

$$t_{k2} = 3 + (75-3) \cdot 0,93612 = 66,1^\circ\text{C};$$

$$t_{k3} = 3 + (75-3) \cdot 0,93613 = 62,0^\circ\text{C};$$

$$t_{k4} = 3 + (75-3) \cdot 0,93614 = 58,3^\circ\text{C}.$$

Определяется кинематическая вязкостью нефти в конце каждого отрезка длиной l' :

$$\nu_{k1} = 1,028 \exp\left(\frac{225,5}{70,4+58,63}\right) = 5,91 \text{ сСт};$$

$$\nu_{k2} = 1,028 \exp\left(\frac{225,5}{66,1+58,63}\right) = 6,28 \text{ сСт};$$

$$\nu_{k3} = 1,028 \exp\left(\frac{225,5}{62,0+58,63}\right) = 6,67 \text{ сСт};$$

$$\nu_{k4} = 1,028 \exp\left(\frac{225,5}{58,3+58,63}\right) = 7,08 \text{ сСт}.$$

Вязкость в степени m :

$$\nu_n^m = 5,6^{0,25} = 1,538 \text{ сСт}^{0,25};$$

$$\nu_{k1}^m = 5,91^{0,25} = 1,559 \text{ сСт}^{0,25};$$

$$\nu_{k2}^m = 6,28^{0,25} = 1,583 \text{ сСт}^{0,25};$$

$$\nu_{k3}^m = 6,67^{0,25} = 1,607 \text{ сСт}^{0,25};$$

$$\nu_{k4}^m = 7,08^{0,25} = 1,631 \text{ сСт}^{0,25}.$$

Для расчета потерь напора на отрезке длиной L необходимо найти среднеинтегральное значение вязкости нефти на участках длиной l .

Для этого используем формулу Симпсона (19):

$$\nu_{\text{среднеинтегр.}}^m = \frac{1}{3,4} [1,538 + 4(1,559 + 1,607) + 2 \cdot 1,583 + 1,631] = 1,583 \text{ сСт}^{0,25} \sim 0,0501 \text{ (м}^2/\text{с)}^{0,25}.$$

По формулам (20) и (22) определяется средняя температура нефти на отрезке длиной l :

$$\tau = \frac{75-3}{58,3-3} = 1,303;$$

$$t_{cp1} = 0,5 \cdot (75+58,3) = 66,7^\circ\text{C}.$$

При этой средней температуре определяется плотность нефти по формуле (23):

$$\rho_{cp1} = 844 - 0,715 \cdot (66,7 - 20) = 810,7 \text{ кг/м}^3.$$

Средний объемный расход нефти определяем по формуле (25):

$$Q_{cp} = \frac{216,05 \cdot 10^3}{810,7} = 266,5 \text{ м}^3/\text{час},$$

что соответствует секундному расходу нефти 0,07403 м³/с.

Определяем потери напора на трение по длине первого отрезка длиной l с учетом потерь напора в местных сопротивлениях (2% от потерь напора на трение), применяется формула (26):

$$h_l = 1,02 \cdot 1,05 \cdot 0,0246$$

$$\frac{0,07403^2 \cdot 2^{-0,25} \cdot 0,0501}{0,255^{2-0,25}} 11700 = 106,88 \text{ м.}$$

Расчеты для второго отрезка магистрали, а также потери напора на трение в лупинге длиной 6,6 км выполняются аналогичным образом. Результаты показаны в таблице 1.

Таким образом, потери напора на нефтепроводе к месту аварии составляют 220,1 м. С учетом разницы геодезических отметок место аварии и начала нефтепровода потери составят:

$$h = 220,1 - 92 = 128,1 \text{ м.}$$

Напор нефти в месте аварии составит:

$$H = 166,5 - 128,1 = 38,4 \text{ м.}$$

Найдем объемный расход нефти вследствие повреждения нефтепровода. Площадь дефекта в стенке трубы составляет $8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$ (дефект диаметром 100 мм):

$$Q = 0,15 \cdot 8 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 38,4} = 0,0330 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Потери нефти перед закрытием задвижек определяются:

$$V_H = 0,033 \cdot 15 \cdot 60 = 29,7 \text{ м}^3.$$

Место аварии, согласно схеме 1, находится на лупинге между задвижками данного нефтепровода. Длина лупинга между этими задвижками составляет 8,2 км. Объем нефти, который вытекает после закрытия задвижек, составляет:

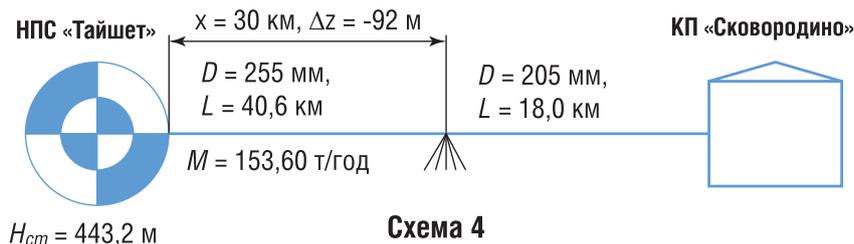
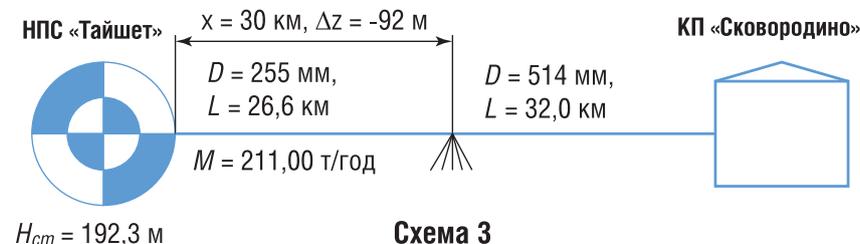
$$V_3 = 0,083 \cdot 10 \cdot 6 \cdot \pi \cdot 0,5142 \cdot 8200 = 5,6 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3.$$

Эти потери очень малы по сравнению с потерями перед закрытием задвижек, поэтому общие аварийные потери нефти в результате образования дефекта площадью $8 \cdot 10^{-3}$ на 30-м км трассы нефтепровода «Тайшет – Сковородино» составят:

$$V_C = V_H = 29,7 \text{ м}^3.$$

Аналогичным образом определены потери нефти при аварии на 30-м километре трассы нефтепровода при площади дефектного отверстия $8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$ для остальных двух схем 3 и 4 (рис. 3).

РИС. 3. Расчетные схемы нефтепровода «Тайшет – Сковородино»





Производство и продажа стальных труб большого диаметра

Группа компаний «МТК» осуществляет свою деятельность на рынке стальных труб большого диаметра с 2004 года. На сегодняшний день «МТК» – одна из ведущих компаний, осуществляющих поставки стальных труб на российский рынок, а также в страны ближнего и дальнего зарубежья.

В состав ГК «МТК» входит завод-изготовитель стальных труб «ТрубПром», на котором с 2012 года введён в эксплуатацию трубопрокатный цех по производству труб большого диаметра. На нашем складе всегда доступны для продажи более 2000т труб диаметром от 630 до 2420 мм.

Собственная лаборатория, прошедшая аттестацию, позволяет контролировать качество выпускаемых труб и гарантировать соответствие высоким стандартам поступающего сырья и готовой продукции.

Ключевые характеристики производства:

- Трубы изготавливаются по ГОСТ 10706-76; 10704-94; 20295-85 из сталей классов прочности от К38 до К60.
- Трубы производятся в соответствии с международными стандартами API, российскими стандартами и техническими условиями.
- Инженерами завода разработаны ТУ 1381-001-30265687-2011 и ТУ 1381-003-18014273-2015 для газо- и нефтепроводов.
- Поставляются трубы с наружным трех- или двухслойными покрытиями ВУС, ЦПИ и изоляцией ППУ.
- Механические фаски делаются на все диаметры труб.
- Сварочное оборудование, используемое в производстве, так же аттестовано и имеет свидетельство НАКС.
- Используются качественные сварные материалы, которые закупаются в строгом соответствии с требованиями НАКС.
- Разработана совместно с университетом им. Баумана и аттестована «Технология автоматической сварки под флюсом» для газонефтепроводов.
- Закупаемые листы проходят 100% рентген, что подтверждают сертификаты металлургических комбинатов.
- В лаборатории завода проводятся испытания методами неразрушающего и разрушающего контроля.
- Налажен конвейерный поток, что позволяет выпускать продукцию в кратчайшие сроки.

Коллектив компании «МТК» – это высокопрофессиональные специалисты, имеющие большой опыт работы в сфере трубопроката. Во всех случаях мы предлагаем высокое качество, выгодные условия, оперативную доставку и гибкость выполнения заказа



Контакты офиса:
г. Москва, ул. Красногатырская, д.2
+7(495)984-08-93

Адрес производства и склада:
Московская обл., Серпуховский р-н,
г. Серпухов, ул. Пушкина, 45

ТАБЛИЦА 1. Результаты расчета потерь напора на основном участке нефтепровода «Тайшет – Сковородино» к точке подключения лупинга и в лупинге до 30-го км по схеме 1

Расстояние, км	Начальная температура, °С	Конечная температура, °С	Среднеинтегральная вязкость нефти на участке l , $(\text{м}^2/\text{с})^{0,25}$	Потери напора на участке l , м	Потери напора с нарастающим итогом, м
11700	75,0	58,3	0,0501	106,88	106,88
23400	58,3	45,4	0,0532	110,94	217,82
30000	45,4	38,0	0,0559	2,32	220,14

ТАБЛИЦА 2. Исходные данные для расчета аварийных потерь нефти в нефтепроводе «Тайшет – Сковородино» по схеме 1 и результаты расчета

Параметры	Обозначение		Единица измерения	Значение
	В алгоритме	В программе		
	Данные для расчета			
Расстояние от начала нефтепровода к месту аварии	x	x	м	3000
Разница геодезических отметок места аварии и начала нефтепровода	Δz	$delz$	м	-92,0
Внешний диаметр магистрали до подключения лупинга (вставки)	D_B	dv	м	0,273
Внутренний диаметр магистрали до подключения лупинга (вставки)	D	d	м	0,255
Длина магистрали до подключения лупинга (вставки)	L	l	м	23400
Внешний диаметр основной магистрали (лупинга, вставки) после точки подключения	$D_{MB}(D_{ЛВ}, D_{ВВ})$	$d_{mv} (dlv, dvv)$	м	0,530
Внутренний диаметр основной магистрали (лупинга, вставки) после точки подключения	$D_M(D_L, D_B)$	dp	м	0,514
Длина основной магистрали (лупинга, вставки) после точки подключения	$L_M(L_L, L_B)$	lp	м	6600
Массовый расход нефти в нефтепроводе	M	m	т/час	216,05
Напор в начале нефтепровода	$H_{СТ}$	hs	м	166,5
Площадь поперечного сечения дефекта	S	s	м^2	0,0080
Длина участка нефтепровода между двумя заслонками, между которыми находится место аварии	L_p	lr	м	8200
Диаметр поврежденного участка	D_n	d_{pd}	м	0,514
Расчетные величины				
Потери напора на основной магистрали до точки подключения лупинга (вставки)	h_M	hm	м	217,6
Потери напора на магистрали (лупинге, вставке) после точки подключения	h_n	hp	м	2,3
Потери напора на трение с учетом Δz	h	ht	м	128,0
Напор нефти в месте аварии	H	h	м	38,5
Расход нефти через дефект	Q	q	$\text{м}^3/\text{с}$	0,0330
Потери нефти до закрытия задвижек	V_H	vn	м^3	29,70
Потери нефти после закрытия задвижек	V_3	vz	м^3	0,001
Аварийные потери нефти в месте аварии	V	v	м^3	29,70



ТАБЛИЦА 3. Зависимость потерь нефти от площади разрушения тела трубы для рассмотренных расчетных схем нефтепровода «Тайшет – Сковородино»

Расчетная схема 1												
s, м ²	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,010	0,011	0,012
V, м ³	3,71	7,42	11,14	14,85	18,56	22,27	25,98	29,70	33,41	37,12	40,83	44,54
Расчетная схема 2												
s, м ²	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,010	0,011	0,012
V, м ³	1,78	3,56	5,34	7,13	8,91	10,69	12,47	14,25	16,03	17,81	19,59	21,37
Расчетная схема 3												
s, м ²	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,010	0,011	0,012
V, м ³	3,98	7,95	11,93	15,90	19,88	23,85	27,83	31,80	35,78	39,75	43,73	47,70
Расчетная схема 4												
s, м ²	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,010	0,011	0,012
V, м ³	11,60	23,20	34,81	46,41	58,01	69,61	81,21	92,81	104,4	116,0	127,6	139,2

Для проведения расчета аварийных потерь парафинистой нефти по нефтепроводу «Тайшет – Сковородино» необходимо учитывать гидродинамические характеристики нефтепровода с учетом температурного режима его работы. Поэтому для определения объемов потерь нефти при аварийной ситуации на нефтепроводе «Тайшет – Сковородино» при использовании лупингов и вставок применяется программа, которая позволяет вычислить аварийные потери нефти при повреждении целостности или полном разрушении одной из участков нефтепровода.

Входные данные и результаты расчета для нефтепровода «Тайшет – Сковородино», согласно схеме 1, приведены в таблицах 1 и 2.

Использованное программное обеспечение позволяет быстро оценить потери нефти при аварии в зависимости от площади разрушения стенки трубы, поэтому достаточно эффективно может быть применено в производственной практике с целью определения аварийных потерь нефти.

Для исследования зависимости аварийного объема нефти от площади разрушения тела трубы проведены многовариантные расчеты для рассмотренных схем работы нефтепровода «Тайшет – Сковородино». Результаты этих расчетов приведены в таблице 3.

РИС. 4. Графическая зависимость аварийных потерь нефти от площади повреждения нефтепровода для схемы 1

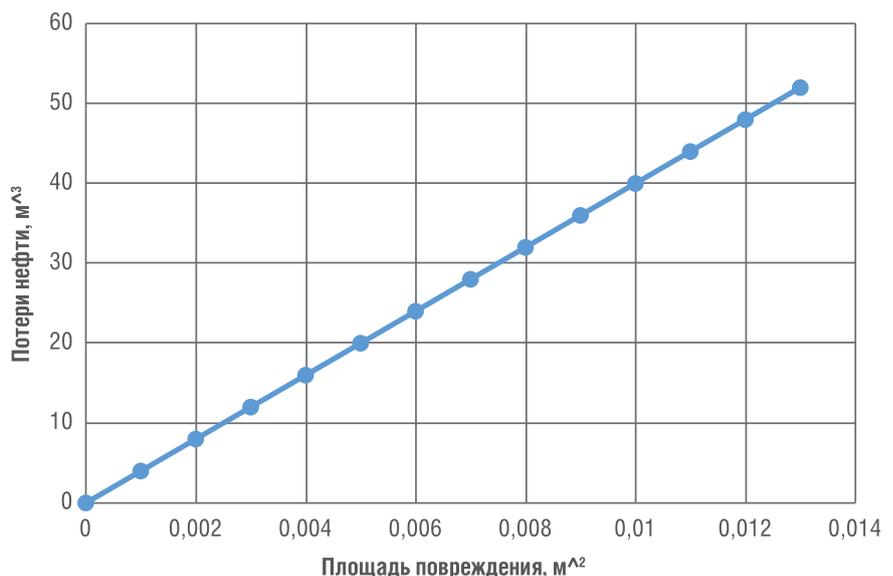


РИС. 5. Графическая зависимость аварийных потерь нефти от площади повреждения нефтепровода для схемы 2

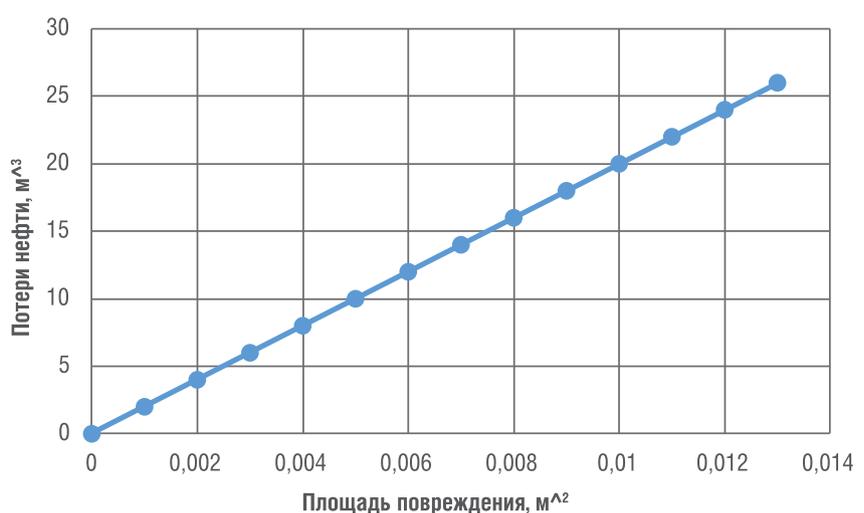


РИС. 6. Графическая зависимость аварийных потерь нефти от площади повреждения нефтепровода для схемы 3

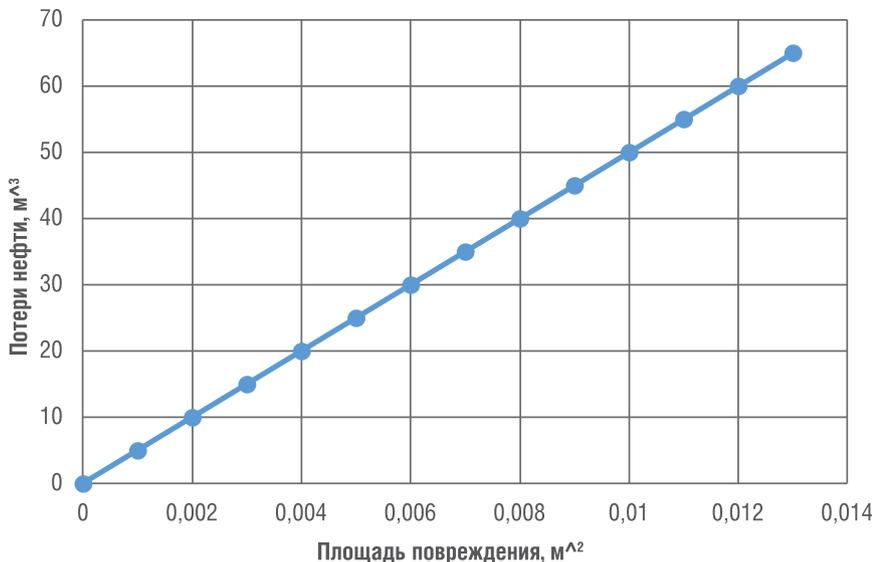
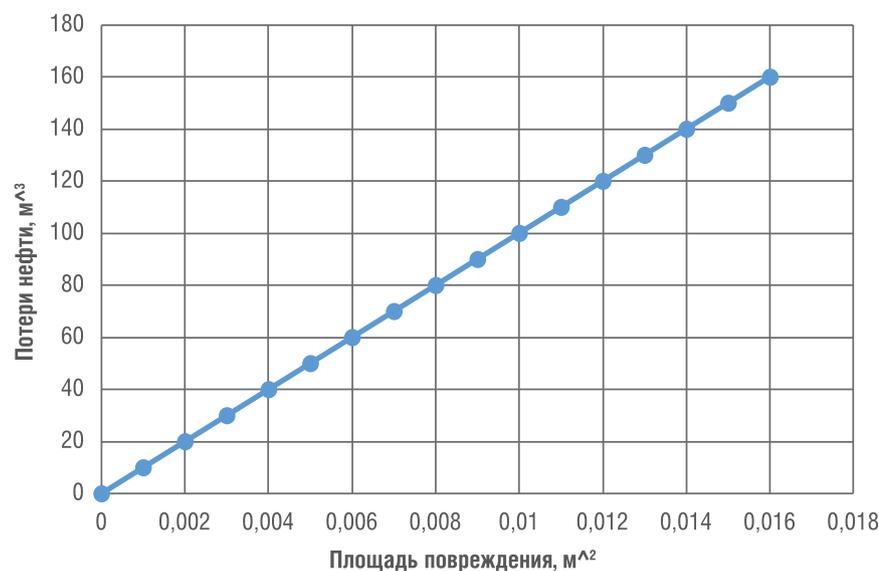


РИС. 7. Графическая зависимость аварийных потерь нефти от площади повреждения нефтепровода для схемы 3



По результатам таблицы 3 построены графические зависимости аварийных потерь нефти от площади повреждения трубы, изображенные на рисунках 4, 5, 6, 7.

Выводы

Результаты расчетов свидетельствуют, что объем аварийных потерь нефти зависит от площади повреждения тела трубы, расхода нефти в трубопроводе, режима его работы, а также схемы работы линейной части магистрального нефтепровода. Зависимость аварийных потерь от площади повреждения тела трубы является прямопропорциональной.

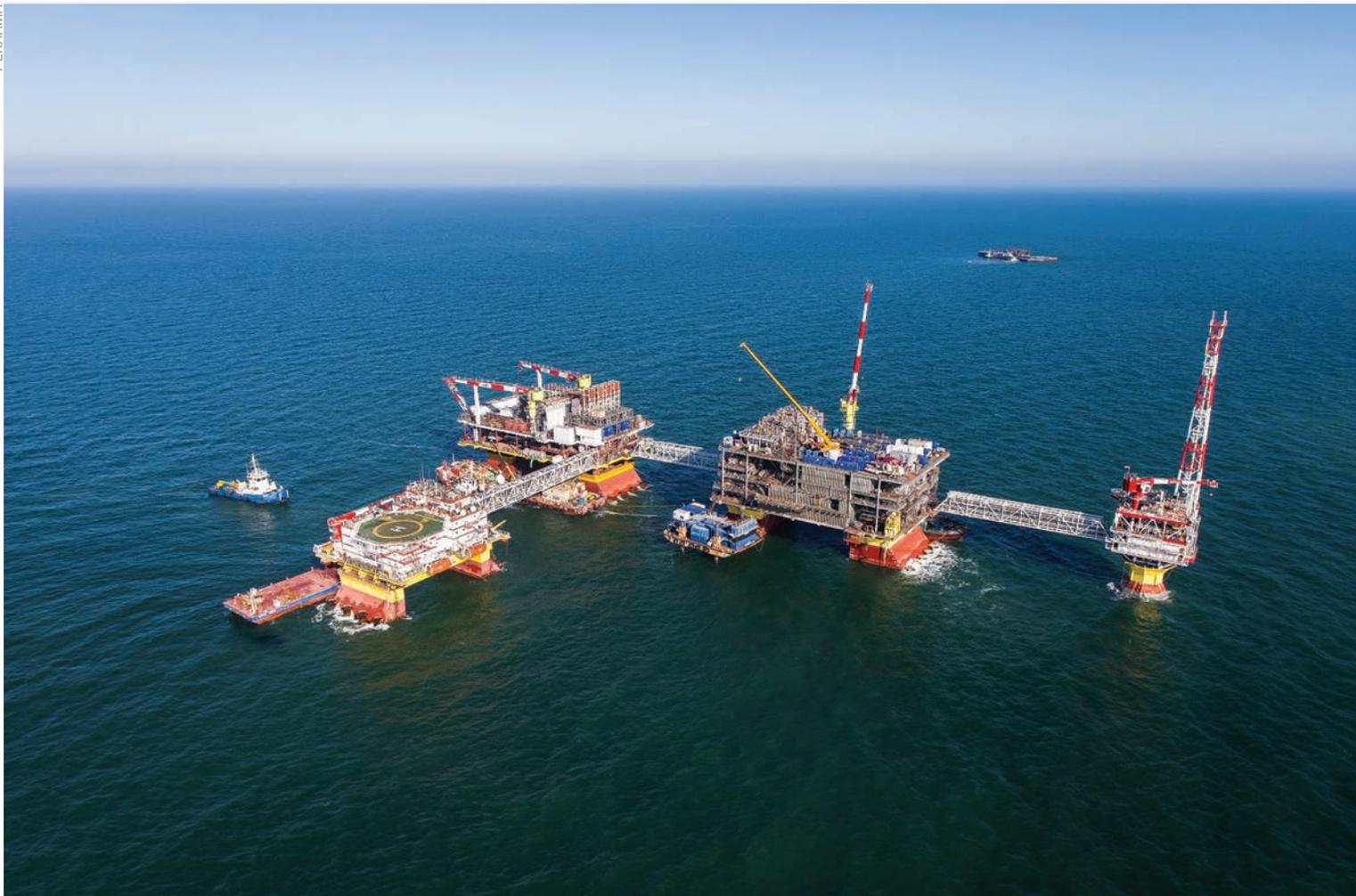
Наименьшие потери нефти наблюдаются при включении в схему лупингов. Кроме того, такая комбинация работы сложной гидравлической сети обеспечивает высокую надежность ее работы, так как поврежденный участок при аварии отключается без остановки процесса перекачки нефти.

Задачей последующих исследований является совершенствование методики прогнозирования аварийных потерь нефти для расчета более сложных разветвленных нефтепроводов, а также программного обеспечения для выполнения таких расчетов. ●

Литература

1. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Молекулярные механизмы вязкости жидкости и газа М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. С. 59 с.
2. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах: Серия 27. Выпуск 1 / Колл. авт. – 2-е изд., испр. – М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002.
3. РД 39-30-598-81. Методическое руководство по составлению регламента технологического режима эксплуатации нефтепровода. – Введ. 19.10.1981/ С. 39 с.
4. Федоров П.В., Некучаев В.О., Челинцев С.Н. О методике определения реологических свойств высоковязких нефтей // Трубопроводный транспорт. 2010. № 6. С. 2–4.

KEY WORDS: ramified oil pipeline, emergency losses of oil, area of damage.



РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА
ВЫСОКИЙ КЛАСС БЕЗОПАСНОСТИ

Классификационное общество. Основано 31 декабря 1913 года. Мировой лидер в области классификации судов ледового плавания и гражданских судов с атомными энергетическими установками.

- Классификация судов и шельфовых объектов различных типов и назначения
- Научные исследования, инновационные решения для суровых климатических условий
- Техническое наблюдение за всем комплексом работ при обустройстве морских нефтегазовых месторождений



191186, Россия, Санкт-Петербург, Дворцовая набережная, 8

Тел: +7 (812) 380 2072, 8 800 333 9999, Факс: +7 (812) 314 1087, pobox@rs-class.org, www.rs-class.org

РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА: сварочные процессы при постройке МПТ

КЛАССИФИКАЦИЯ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ (МПТ) ВХОДИТ В СФЕРУ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РОССИЙСКОГО МОРСКОГО РЕГИСТРА СУДОХОДСТВА (РС) С 2003 ГОДА. В ТОМ ЖЕ ГОДУ РЕГИСТРОМ БЫЛИ РАЗРАБОТАНЫ И ИЗДАНЫ ПРАВИЛА, СОДЕРЖАЩИЕ ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ КЛАССИФИКАЦИИ ЭТИХ МОРСКИХ ИНЖЕНЕРНЫХ СООРУЖЕНИЙ. НА ОСНОВЕ ОПЫТА ТЕХНИЧЕСКОГО НАБЛЮДЕНИЯ ЗА ПОСТРОЙКОЙ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ МПТ, А ТАКЖЕ ИЗГОТОВЛЕНИЕМ МАТЕРИАЛОВ И ИЗДЕЛИЙ ДЛЯ НИХ, ОДОБРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПОСТРОЙКЕ, ВЕДЕТСЯ ПОСТОЯННАЯ РАБОТА ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТРЕБОВАНИЙ РС, НАПРАВЛЕННАЯ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЭТИХ ОБЪЕКТОВ. КАКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДАЮТ ТРЕБОВАНИЯ НОВОЙ РЕДАКЦИИ ПРАВИЛ МПТ?

THE CLASSIFICATION OF SUBSEA PIPELINES (SSP) HAS BEEN INCLUDED IN THE SCOPE OF ACTIVITIES OF THE RUSSIAN MARITIME REGISTER OF SHIPPING (RMRS) SINCE 2003. IN THE SAME YEAR, THE REGISTER DEVELOPED AND PUBLISHED RULES, CONTAINING THE BASIC PRINCIPLES OF CLASSIFICATION OF THESE MARINE ENGINEERING STRUCTURES. THE CONSTANT WORK ON THE IMPROVEMENT OF RMRS REQUIREMENTS AIMED AT ENSURING THE SAFETY OF THESE FACILITIES IS BEING DONE BASED ON THE EXPERIENCE OF THE TECHNICAL SUPERVISION OF THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF THE SSP, AS WELL AS THE MANUFACTURE OF MATERIALS AND PRODUCTS FOR THEM, ON THE BASIS OF THE APPROVAL PROCESSES USED IN CONSTRUCTION. WHAT OPPORTUNITIES FOR THE APPLICATION OF MODERN TECHNOLOGIES DO THE REQUIREMENTS OF THE NEW EDITION OF THE RULES FOR SSP PROVIDE FOR?

Ключевые слова: морские подводные трубопроводы, сварочные процессы, Российский морской регистр судоходства, Правила классификации и постройки МПТ, контроль качества сварных соединений.

Андрей Авдонкин,
начальник отдела
организации экспертизы
проектов морских
нефтегазовых сооружений
ФАУ «Российский морской
регистр судоходства»

С 1 января 2016 года действует новая редакция Правил классификации и постройки морских подводных трубопроводов РС (Правила МПТ). В ней подробно рассматриваются вопросы сварки и неразрушающего контроля, который применяется как при изготовлении сварных стальных труб, так и при укладке трубопроводов на трубоукладочном судне/барже. В частности, большое внимание уделено сварке монтажных кольцевых стыков труб и необходимых при этом методах контроля качества сварных соединений.

Требования Правил МПТ распространяются на сварку конструкций стальных подводных трубопроводных систем, подлежащих техническому наблюдению и освидетельствованию Регистром на стадиях изготовления стального проката для труб, трубной продукции, укладки (монтажа) трубопровода. Также они применяются при изготовлении изделий и сборочных единиц для трубопроводов, ремонте с применением сварки и контроле качества сварных соединений.

Согласно Правилам, техническому наблюдению Регистра подлежат:

- испытания на свариваемость листового стального проката (штрипса), предназначенного для изготовления сварных труб, и бесшовных труб. Испытания проводятся для определения уровня качества стали как основного металла и допуска ее к производству;

- технологические процедуры сварки при производстве сварных труб;
- технологические процедуры сварки стыковых (монтажных) кольцевых сварных соединений при укладке (монтаже) трубопровода;
- процедуры неразрушающего контроля сварных соединений и нормы дефектности сварных соединений, включая ее расчетные параметры, приведенные на основании инженерной оценки критичности дефекта. Последнее применяется только для стыковых кольцевых швов;
- процедуры ремонта сварных швов;
- аттестация сварщиков;
- одобрение сварочных материалов.

Техническое наблюдение Регистра за сваркой начинается уже на стадии признания поставщиков стального проката. На ней



определяется уровень качества основного металла и одобряется категория (марка) стали для постройки трубопровода. Состав испытаний на свариваемость определен Правилами МПТ. В частности, он включает испытания на трещиностойкость сварного соединения (CTOD) и коррозионную стойкость в соответствии с классами трубопроводов, которые определены Правилами.

Ответственным этапом технического наблюдения РС является и одобрение сварочных процедур для признания поставщиков сварных труб. В этом случае, дополнительно к приведенному выше, одобряются технологии ремонтной сварки и процедуры неразрушающего контроля, применяемые в процессе производства партий труб.

Неразрушающий контроль сварных соединений выполняется во время контрольных (квалификационных) испытаний для признания поставщиков и в процессе производства сварных труб. Он производится в соответствии с признанными Регистром международными и национальными стандартами. Процедуры неразрушающего контроля, разрабатываемые и применяемые предприятием-изготовителем, должны быть одобрены Регистром и содержать информацию о методах проведения такого контроля и применяемых стандартах. Кроме того, информация должна включать используемое в процессе выполнения контроля основное и вспомогательное оборудование, его чувствительность, параметры искусственных дефектов и методы калибровки, процедуры настройки оборудования, оценки дефектов, оформления отчетов и документов по результатам контроля.

Более того, Правила МПТ в новой редакции рекомендуют обобщать информацию об обнаруженных допустимых дефектах на всех этапах изготовления стального проката и труб, отводов и фитингов, а также постройки (монтажа) трубопровода. При этом имеются ввиду дефекты стальных листовых заготовок, бесшовных труб, сварных труб, изготовленных из листового проката (включая дефекты продольного/ спирального сварного шва), заготовок для изготовления отводов/ фитингов (mother pipes), стыковых кольцевых сварных швов при укладке (монтаже) трубопровода. Выявленные на указанных

выше стадиях допустимые дефекты могут быть учтены при составлении информационной базы данных дефектов для фиксации начального технического состояния трубопровода (после завершения постройки) и при их контроле в процессе эксплуатации.

Назначаемые при изготовлении стального проката и труб величины допустимых дефектов и их расположение в стенке трубы/проката не должны превышать величины допустимых дефектов, которые определяются в последующем для стадии эксплуатации морского подводного трубопровода, например, при проведении внутритрубной диагностики после завершения постройки трубопровода.

Говоря о стадии технического наблюдения Регистра за укладкой морских трубопроводов, в частности за операциями по сварке стыковых (монтажных) кольцевых швов, следует упомянуть о требованиях нового раздела в Правилах МПТ, которые касаются применения инженерной оценки критичности дефектов для определения допускаемых дефектов при сварке. Под инженерной оценкой критичности дефекта (ECA – Engineering Critical Assessment) понимается расчетная методика (которая, в частности, основывается на стандарте BS 7910) по определению допустимых дефектов при сварке на основании механики разрушения, в том числе предполагающая применение специализированного программного комплекса. Применение ECA предусматривает и ГОСТ Р 54382-2011.

Оценка проводится путем определения первоначальных критериев приемки дефектов сварных соединений и должна гарантировать, что допущенные при постройке трубопровода дефекты в стыковых кольцевых сварных швах не станут причиной хрупкого разрушения. Такая гарантия должна распространяться как на исходное состояние, так и на период срока службы трубопровода, когда размер дефектов может увеличиваться из-за эксплуатационной нагрузки. Инженерная оценка критичности дефектов принимает во внимание несколько расчетных случаев, которым могут соответствовать свои температуры и нагрузки на трубопровод, включая нагрузки при укладке трубопровода в

морских условиях, а также учитывает остаточные сварочные и сборочные напряжения в трубе. Вероятностный характер нагрузок и свойств материала учитывается при назначении коэффициентов запаса.

Процедура ECA позволяет получить менее жесткие критерии дефектности сварных соединений трубопроводов при применении современных точных методов и оборудования неразрушающего контроля. Применение этой процедуры подразумевает необходимость использования при сварке стыковых (монтажных) кольцевых швов автоматизированных систем ультразвукового контроля (АУЗК), которые позволят определять длину, глубину и высоту дефекта (например, методы ToFD и фазированной антенной решеткой). АУЗК, которую предполагается использовать для проведения ультразвукового контроля, в соответствии с требованиями Правил МПТ должна пройти квалификационные испытания (валидацию). Это необходимо для того, чтобы подтвердить способность системы АУЗК выявлять дефекты определенных типов и размеров, фиксировать их размеры и положение в сварном шве с заданной точностью. Способность системы АУЗК к обнаружению дефектов считается достаточной, если вероятность выявления дефекта любой допустимой величины, определенной при инженерной оценке критичности дефектов, составляет не менее 90% при доверительном уровне 95%.

Таким образом, требования новой редакции Правил МПТ значительно расширяют возможность применения современных технологий сварки и неразрушающего контроля, используемых при постройке морских подводных трубопроводов, направлены на повышение эффективности производственных процессов, связанных с их изготовлением и, как следствие, способствуют повышению эксплуатационной и экологической безопасности этих сложных инженерных сооружений. ●

KEY WORDS: subsea pipelines, welding processes, Russian Maritime Register of Shipping, Rules for the Classification and Construction of Subsea Pipelines, quality control of welding.

ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ

В РАМКАХ ДАННОЙ СТАТЬИ ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОЙ ТЕОРИИ И ПРАКТИКИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА БИТУМИНОЗНЫХ НЕФТЕЙ С МАЛОВЯЗКИМ РАЗБАВИТЕЛЕМ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ АВТОРОМ КОМПЛЕКСНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ РЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СМЕСИ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И МАЛОВЯЗКОГО РАЗБАВИТЕЛЯ. НА ОСНОВЕ МАТЕРИАЛА ПРОВЕДЕННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПОЛУЧЕНЫ И ТЕОРЕТИЧЕСКИ ОБОСНОВАНЫ ФОРМУЛЫ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЯНОЙ СМЕСИ. С УЧЕТОМ ПОЛУЧЕННЫХ ФОРМУЛ БЫЛ СОСТАВЛЕН ОБОБЩЕННЫЙ АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ БИТУМИНОЗНЫХ НЕФТЕЙ С МАЛОВЯЗКИМ РАЗБАВИТЕЛЕМ. РАЗРАБОТАННЫЙ АЛГОРИТМ БЫЛ ПРИМЕНЕН К УЧАСТКУ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ НГДУ «НУРЛАТНЕФТЬ» МЕЖДУ СТАНЦИЯМИ ДНС-5 «ЧУМАЧКА» – МЦПС. НА ОСНОВЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА БЫЛО УСТАНОВЛЕНО, ЧТО В СЛУЧАЕ ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСПОРТА ОБЕСПЕЧИВАЕТ ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТА БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ

IN THIS ARTICLE THE ANALYSIS OF THE MODERN THEORY AND PRACTICE OF PIPELINE TRANSPORT OF TAR OILS IN CONJUNCTION WITH LOW VISCOSITY DILUENT. THE RESULTS OF THE AUTHOR CONDUCTED COMPREHENSIVE EXPERIMENTAL STUDY OF RHEOLOGICAL MODELS ASHALCHINSKOYE MIX BITUMINOUS OIL DEPOSITS AND LOW-VISCOSITY DILUENT. ON THE BASIS OF THE MATERIAL OF EXPERIMENTAL STUDIES, OBTAINED THEORETICALLY SUBSTANTIATED FORMULA FOR PREDICTING THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF THE OIL MIXTURE. IN VIEW OF THE OBTAINED FORMULAS IT WAS MADE UP OF RATIONAL SYNTHESIS ALGORITHM FOR DETERMINING THE PARAMETERS OF CONVEYING BITUMINOUS OIL, TOGETHER WITH LOW VISCOSITY DILUENT. THE ALGORITHM WAS APPLIED TO THE PORTION OF THE PIPELINE SYSTEM NGDU "NURLATNEFT" BETWEEN STATIONS BPS-5 "CHUMACHKA" – ICBC. IT WAS FOUND THAT IN THE CASE OF RATIONAL CHOICE OF TRANSPORT OPTIONS PROVIDES A MORE EFFICIENT TRANSPORT BITUMINOUS OIL ON THE BASIS OF A COMPARATIVE FEASIBILITY ANALYSIS

Ключевые слова: битуминозная нефть, нефтяные смеси, неньютоновские жидкости, реологические модели.

А.К. Николаев,
доктор технических наук,
профессор,
Санкт-Петербургский горный университет

В.В. Пшенин,
кандидат технических наук,
ведущий инженер ЗАО КТПИ «Газпроект»

А.И. Закиров,
кандидат технических наук,
Санкт-Петербургский горный университет

Н.А. Зарипова,
магистрант,
Санкт-Петербургский горный университет

В соответствии с «Энергетической стратегией России на период до 2030 года» [17], одной из основных задач нефтяного комплекса является ресурсо- и энергосбережение, сокращение потерь на всех стадиях технологического процесса при транспортировке нефти. При решении этой стратегической задачи необходимо учитывать тенденцию к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов (сверхвязкая нефть, природный битум и др.) в структуре минерально-сырьевой базы нефтяного комплекса, а также удорожание добычи и транспортировки углеводородов.

В Российской Федерации ресурсы сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ) составляют по оценкам, приведенным в работе [14], 30–75 млрд тонн. В Российской Федерации месторождения тяжелой нефти наиболее активно разрабатываются на территории Республики Татарстан, на которую приходится 71% СВН и ПБ в общих запасах. Примерно 80% всей добываемой на территории Республики Татарстан нефти приходится на долю ОАО «Татнефть» (26,2 млн тонн нефти) [10]. ОАО «Татнефть» накоплен большой исследовательский опыт в вопросах добычи и транспортировки тяжелых нефтей. Особое место среди разрабатываемых ОАО «Татнефть» месторождений занимает Ашальчинское нефтяное месторождение.



Трудности разработки Ашальчинского месторождения связаны с осложнениями, возникающими при добыче и транспортировке СВН и ПБ. В связи с увеличением объема добычи СВН и ПБ возникает острая потребность обеспечить надежный и энергоэффективный процесс их транспорта по трубопроводной системе.

Одной из перспективных технологий трубопроводного транспорта битуминозной нефти Ашальчинского месторождения, является технология перекачки с разбавителем. Исследование и совершенствование технологии трубопроводного транспорта битуминозной нефти Ашальчинского месторождения в смеси с разбавителем представляет собой актуальную научно-техническую задачу.

Методика исследований

При решении поставленных задач были использованы теоретические и экспериментальные методы исследований. Теоретические исследования включали в себя научный анализ и обобщение современной теории и практики трубопроводного транспорта битуминозных нефтей с применением разбавителя, математическое моделирование трубопроводной системы с учетом сложных реологических параметров перекачиваемого продукта. Экспериментальные исследования включали проведение опытов в соответствии с разработанным планом экспериментальных исследований, обработку полученных результатов методами математической статистики в современных программных комплексах.

Повышение эффективности трубопроводного транспорта битуминозной нефти неразрывно связано с решением задач в области теплового и гидравлического расчета трубопроводной системы. Рассмотрены и проанализированы основные методики теплового и гидравлического расчета трубопроводов, транспортирующих нефти, обладающие повышенной вязкостью [5]. Установлено, что существующие на сегодняшний день методики нуждаются в уточнении.

Поскольку решающую роль в процессе транспорта битуминозных нефтей играют их сложные реологические свойства, произведен подробный анализ реологических моделей неньютоновских жидкостей [6, 7]. В ходе анализа было установлено, что применяемый на данный момент алгоритм выбора реологической модели содержит ряд допущений (ограниченное количество реологических моделей, вариативность в назначении коэффициентов модели и т.д.). Предложены пути их устранения.

В этой связи предлагается дополнить стандартный перечень реологических моделей моделью Карро (*Carreau model*) [19]

$$\mu_{eff}(\dot{\gamma}) = \mu_{inf} + (\mu_0 - \mu_{inf}) \left(1 + (b\dot{\gamma})^2\right)^{\frac{c-1}{2}}, \quad (1)$$

где μ_0 , μ_{inf} , b и n являются коэффициентами модели: μ_0 – коэффициент динамической вязкости при градиенте скорости сдвига стремящемся к нулю, μ_{inf} – коэффициент динамической вязкости при градиенте скорости сдвига стремящемся к бесконечности, b – время релаксации, c – показатель степени, $\dot{\gamma}$ – градиент скорости сдвига, μ_{eff} – коэффициент эффективной динамической вязкости.

Кроме того, алгоритм выбора реологической модели был дополнен моделью Эллиса (*Ellis fluid model*) [17, 20]

$$\mu = \frac{\mu_0}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_{1/2}}\right)^{\alpha-1}}, \quad (2)$$

где μ_0 – вязкость при нулевой скорости сдвига, α – показатель степени, $\tau_{1/2}$ – напряжение сдвига, при котором исходная вязкость μ_0 уменьшается вдвое.

Экспериментальные исследования

В ходе работы проведены исследования образцов битуминозной и маловязкой нефти Ашальчинского месторождения.

Экспериментальные исследования проводились в Центре инженерных изысканий (Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»), на ротационном реометре «Kinexus ultra +». Принцип действия ротационного реометра «Kinexus ultra +» заключается в приложении к испытуемому образцу регулируемой деформации сдвига с целью измерения свойств текучести. Поскольку точные измерения и контроль температуры являются основным требованием практически всех реологических измерений, в составе реометра Kinexus были использованы сменные кассетные твердотельные термоэлектрические модули Пельтье [15].

Экспериментальные данные подверглись статистической обработке в программном комплексе Statistica 10. Выбор реологической модели производился по алгоритму, приведенному в работах [2, 3, 4, 13]. Определение параметров выбранной модели производилось по методу Хука-Дживиса. При каждой итерации метод сначала определяет схему расположения параметров, оптимизируя текущую функцию потерь перемещением каждого параметра по отдельности. При этом вся комбинация параметров сдвигается на новое место. Это новое положение в m -мерном пространстве параметров определяется экстраполяцией вдоль линии, соединяющей текущую базовую точку с новой точкой. Размер шага этого процесса постоянно меняется для попадания в оптимальную точку. Этот метод обычно очень эффективен и его следует использовать, если квазиньютоновский и симплекс-метод не дали удовлетворительных оценок.

Полученные результаты собраны и представлены в таблице 1.

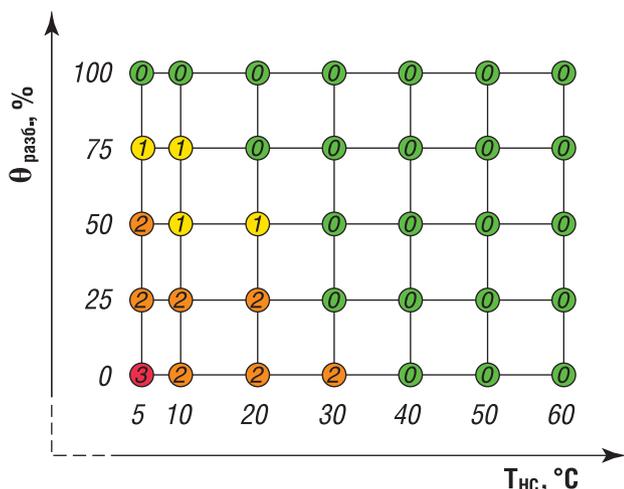
В ходе проведенных исследований была установлена иерархия реологических моделей для рассматриваемой нефтяной системы: от простейшей однопараметрической модели Ньютона до модели Карро, включающей в себя 4 независимых параметра. Предложенные модели с высокой степенью точности и качественно верно описывают реологические свойства нефтяной смеси. С увеличением температуры и концентрации разбавителя реологические модели смеси битуминозной нефти и разбавителя изменяются в следующей последовательности: «модель Карро» – «модель Эллиса» – «модель Оствальда-де Вааля» – «модель ньютоновской жидкости». Были выявлены общие закономерности изменения параметров реологических моделей.

ТАБЛИЦА 1. Результаты экспериментальных исследований реологических свойств смеси битуминозной и маловязкой нефти Ашальчинского месторождения

$\theta_{\text{разб.}} \%$	$T_{\text{нс.}} \text{ } ^\circ\text{C}$	Границы скорости сдвига, 1/с	Реологическая модель	Параметры модели
75	10	1–300	Оствальда-де Вааля (Ostwald de Waele model or power-law)	$K = 0,638 \quad n = 0,995$
75	5	1–300	Оствальда-де Вааля (Ostwald de Waele model or power-law)	$K = 1,006 \quad n = 0,991$
50	20	1–300	Оствальда-де Вааля (Ostwald de Waele model or power-law)	$K = 0,436 \quad n = 0,990$
50	10	1–300	Оствальда-де Вааля (Ostwald de Waele model or power-law)	$K = 1,0154 \quad n = 0,991$
50	5	10–300	Эллиса (Ellis fluid model)	$\mu_0 = 1,573 \quad \tau_{1/2} = 3984,220 \quad \alpha = 2,435$
25	20	10–300	Эллиса (Ellis fluid model)	$\mu_0 = 1,242 \quad \tau_{1/2} = 1503,811 \quad \alpha = 3,851$
25	10	10–300	Эллиса (Ellis fluid model)	$\mu_0 = 3,397 \quad \tau_{1/2} = 2131,171 \quad \alpha = 3,711$
25	5	10–300	Эллиса (Ellis fluid model)	$\mu_0 = 5,911 \quad \tau_{1/2} = 2706,125 \quad \alpha = 3,464$
0	30	10–300	Эллиса (Ellis fluid model)	$\mu_0 = 1,070 \quad \tau_{1/2} = 1411,198 \quad \alpha = 3,991$
0	20	10–300	Эллиса (Ellis fluid model)	$\mu_0 = 2,752 \quad \tau_{1/2} = 1930,464 \quad \alpha = 3,890$
0	10	10–300	Эллиса (Ellis fluid model)	$\mu_0 = 8,632 \quad \tau_{1/2} = 2665,803 \quad \alpha = 5,027$
0	5	10–300	Карро (Carreau model)	$\mu_{\text{inf}} = 3,309 \quad \mu_0 = 17,228 \quad b = 0,01 \quad c = 0,405$

На рисунке 1 представлено двумерное поле реологических моделей исследуемых нефтяных смесей в координатах «температура смеси» – «концентрация разбавителя».

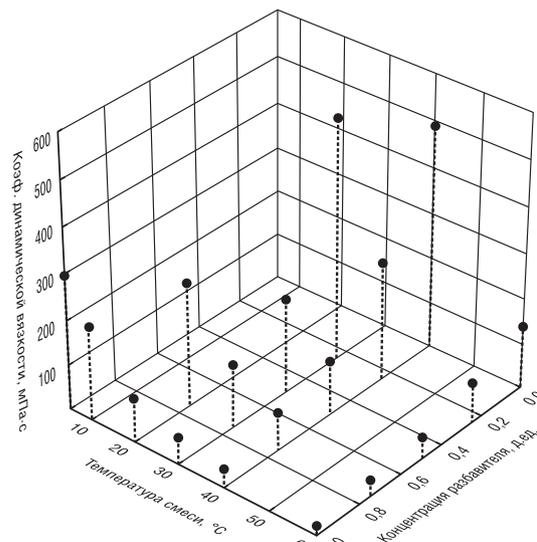
РИС. 1. Двумерное поле реологических моделей смеси битуминозной нефти и разбавителя в координатах «температура смеси» – «концентрация разбавителя»



0 – модель Ньютона, 1 – модель Оствальда-де Вааля (Ostwald de Waele model or power-law), 2 – модель Эллиса (Ellis fluid model), 3 – модель Карро (Carreau model)

С целью получения уравнения, позволяющего определять реологические свойства бинарной нефтяной смеси в зависимости от температуры смеси и концентрация разбавителя, были отдельно рассмотрены результаты экспериментов в области ньютоновских моделей. Распределение полученных для ньютоновских моделей значений коэффициента динамической вязкостей в пространстве «коэффициент динамической вязкости» – «температура смеси» – «концентрация разбавителя» представлено на рисунке 2.

РИС. 2. Распределение полученных для ньютоновских моделей значений коэффициента динамической вязкостей в пространстве «коэффициент динамической вязкости» – «температура смеси» – «концентрация разбавителя»



Коэффициент динамической вязкости нефтяной смеси битуминозной нефти с разбавителем, в зависимости от температуры смеси и концентрация разбавителя, предложено определять по модифицированному уравнению Аррениуса

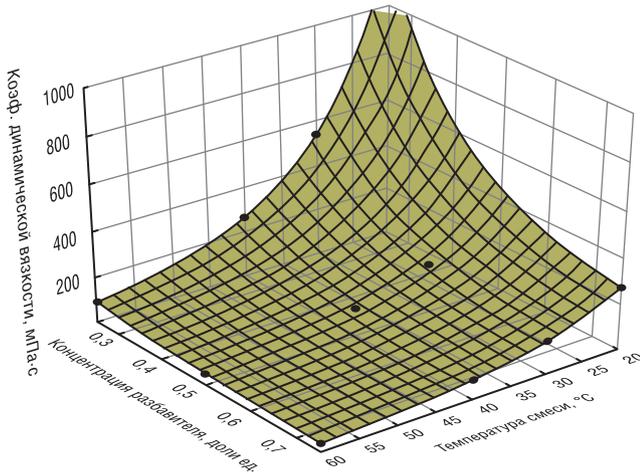
$$\mu_{\text{см}}(T, \theta_p) = C_0 \cdot e^{(T(C_1 \cdot \theta_p + C_2) + (C_3 \cdot \theta_p) + \Psi(\theta_p, T))}, \quad (3)$$

где $\mu_{\text{см}}$ – коэффициент динамической вязкости нефтяной смеси, T – температура нефтяной смеси, θ_p – концентрация разбавителя, C_0, C_1, C_2, C_3 – числовые коэффициенты, $\Psi(\theta_p, T)$ – поправочная функция, определяемая по результатам регрессионного анализа с учетом анализа остатков.

На рисунке 3 приведены значения коэффициента динамической вязкости и поверхность, построенная по модифицированному уравнению Аррениуса (3) с учетом коэффициентов регрессии, полученных в работе.



РИС. 3. Экспериментальные значения коэффициента динамической вязкости и поверхность, построенная по уравнению (3) в пространстве «коэффициент динамической вязкости – температура смеси – концентрация разбавителя»



Качество полученных зависимостей было проверено методами математической статистики. Результаты сравнения с известными зависимостями для определения коэффициента динамической вязкости показывают, что полученное решение обладает достаточной высокой точностью. Доказано, что вязкость бинарных нефтяных смесей в области ньютоновской жидкости следует определять по модифицированному уравнению Аррениуса.

На основе теоретического анализа и экспериментальных исследований разработан обобщенный алгоритм расчета режимов трубопроводной системы, по которой транспортируется битуминозная нефть в смеси с разбавителем. В разработанном алгоритме учтена возможность проявления неньютоновских свойств нефтяной смеси при пониженной температуре транспортирования или низкой концентрации разбавителя, посредством использования специальных формул для определения коэффициента гидравлического сопротивления при течении неньютоновских жидкостей (формула Мецнера-Рида и формула Ирвина), а также с применением программных комплексов по вычислительной гидродинамике (COMSOL Multiphysics 5.2). В области ньютоновского течения использовано модифицированное уравнение Аррениуса, полученное авторами работы. Другой отличительной особенностью алгоритма является расчет режимных параметров при различных расходах транспортируемого продукта. Большинство оптимизационных алгоритмов, получивших широкое распространение на сегодняшний день, предполагают, что массовый расход «горячей» перекачки с применением разбавителя является фиксированной величиной, в то время как при перекачке нефти центробежными насосами расход перекачки есть переменная величина и уместнее пользоваться понятием «динамической характеристики», предложенным и обоснованным П.И. Тугуновым и Н.А. Гаррис [4, 16, 9, 11].

При теплогидравлических расчетах учитываются технологические ограничения (по температуре начального подогрева нефтяной смеси, по расходу смеси, по концентрации разбавителя), а также учитывается влияние изменения основных

параметров перекачки на режим работы основного технологического оборудования. Пересчет характеристик центробежных насосов с воды на высоковязкую нефть [1, 8, 12] осуществляется при помощи следующих коэффициентов: пересчета напора k_H , пересчета расхода перекачки k_Q и пересчета коэффициента полезного действия k_η , определяемых по следующим зависимостям

$$k_H = 1 - 0,128 \cdot \lg \left(\frac{Re_n}{Re_H} \right); \tag{4}$$

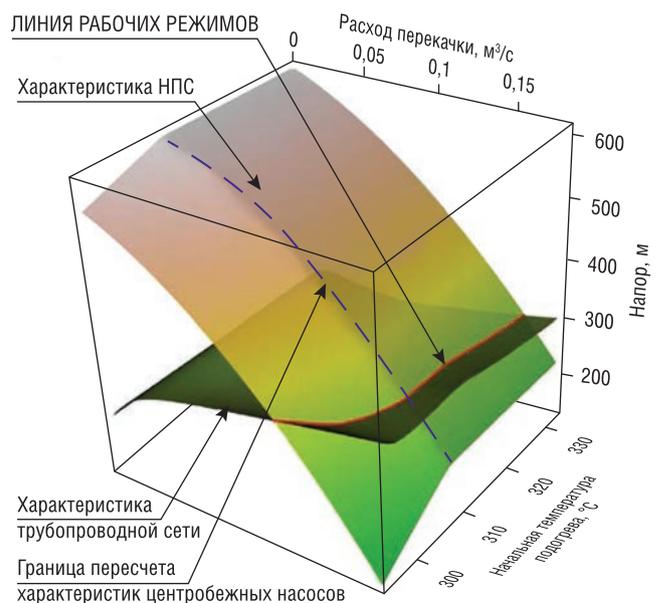
$$k_Q = k_H^{1,5}; \tag{5}$$

$$k_\eta = 1 - \alpha_\eta \cdot \lg \left(\frac{Re_{cp}}{Re_H} \right), \tag{6}$$

где α_η – коэффициент, Re_{cp} – граничное число Рейнольдса, Re_n – переходное число Рейнольдса, Re_H – число Рейнольдса, характеризующее течение нефти в центробежном насосе.

С учетом приведенных выше отличительных особенностей, с использованием алгоритма расчета режимных параметров трубопроводного транспорта, найдена совокупность рабочих состояний системы, так называемая «линия рабочих режимов». На рисунке 4 приведено изображение поверхности характеристики нефтеперекачивающей станции, пересекающей поверхность характеристики трубопроводной сети по линии рабочих режимов (красная линия). Синей пунктирной линией отмечена граница области, при переходе через которую требуется выполнять пересчет характеристик центробежных насосов с воды на высоковязкую нефть.

РИС. 4. Поверхность характеристики нефтеперекачивающей станции, пересекающая поверхность характеристики трубопроводной сети по линии рабочих режимов



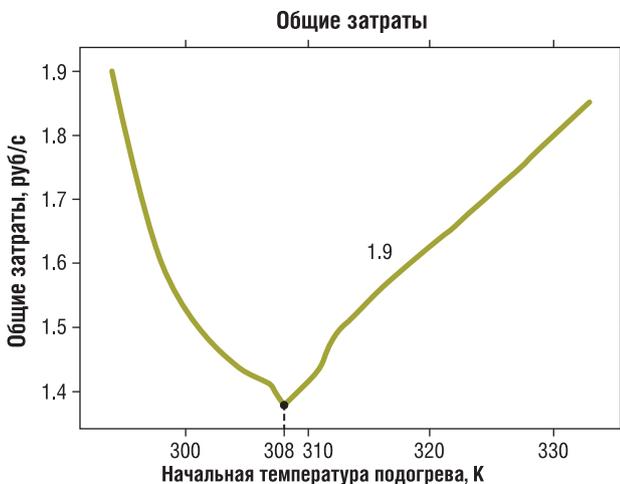
Каждой точке на линии рабочих режимов соответствует совокупность параметров, характеризующих процесс перекачки. Минимизацию целевой функции относительно выбранного критерия оптимальности следует производить по линии рабочих режимов. В качестве целевых функций предлагается использовать: функцию суммарных эксплуатационных затрат на перекачку и подогрев (для случая $Q = const$) и функцию в виде разницы прибыли от перекачки заданного

объема нефти и суммарных эксплуатационных затрат на перекачку и подогрев (для случая $Q \neq \text{const}$).

Произведено технико-экономическое обоснование предложенного алгоритма выбора рациональных параметров транспортирования битуминозной нефти в смеси с разбавителем на примере участка действующей трубопроводной системы НГДУ «Нурлатнефть» между ДНС-5 «Чумачка» и Миннибаевским центральным пунктом сбора (МЦПС). На дожимную насосную станцию «Чумачка» поступает нефть из различных групп месторождений, имеющих разнообразные реологические свойства. В общем потоке происходит смешение маловязких компонентов ($\theta_p \approx 67,7\%$) с битуминозной нефтью. На участке применяется технология предварительного подогрева ($T_n = 35^\circ\text{C}$).

В результате проведенных технико-экономических расчетов был получен график зависимости общих эксплуатационных затрат от температуры начального подогрева, который представлен на рисунке 5.

РИС. 5. Зависимость общих эксплуатационных затрат от температуры начального подогрева



Для установившегося в трубопроводной системе расхода перекачки $579 \text{ м}^3/\text{ч}$ найдено оптимальное значение температуры начального подогрева $T_n = 35^\circ\text{C}$. Это значение на 6°C меньше, чем при действующем режиме эксплуатации. Разница между общими эксплуатационными затратами при оптимальном режиме и действующем режиме эксплуатации составляет $0,145 \text{ руб./с}$. В случае реализации оптимального режима эксплуатации это позволит обеспечить экономию средств в размере $4,57 \text{ млн руб./год}$.

Выводы

В работе был проведен анализ современной теории и практики трубопроводного транспорта битуминозных нефтей совместно с маловязким разбавителем. Представлены результаты проведенных авторами комплексных экспериментальных исследований реологических моделей смеси битуминозной нефти Ашальчинского месторождения и маловязкого разбавителя. На основе экспериментального материала получены и теоретически обоснованы формулы для прогнозирования реологических свойств нефтяной смеси. С учетом полученных формул был составлен

обобщенный алгоритм определения рациональных параметров транспортирования битуминозных нефтей совместно с маловязким разбавителем. Разработанный алгоритм был применен к участку трубопроводной системы НГДУ «Нурлатнефть» между станциями ДНС-5 «Чумачка» – МЦПС. На основе сравнительного технико-экономического анализа было установлено, что в случае выбора рациональных параметров транспорта обеспечивается повышение эффективности транспорта битуминозной нефти. ●

Литература

1. Айзенштейн, М.Д. Центробежные насосы для нефтяной промышленности / М.Д. Айзенштейн. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 363 с.
2. Гаррис Н.А. Построение динамической характеристики магистрального трубопровода (модель вязкопластичной жидкости) / Н.А. Гаррис, Ю.О. Гаррис, А.А. Глушков // Нефтегазовое дело. – 2004. – № 1.
3. Гаррис, Н.А. Определение оптимальных режимов работы недогруженных неизолированных трубопроводов / Н.А. Гаррис, А.Н. Филатова // Проблемы ресурсосбережения в народном хозяйстве: Сборник науч. статей, вып. 1: Башкирская энциклопедия. – 2000. – с. 156–158.
4. Гаррис, Н.А. Расчет эксплуатационных режимов магистральных неизолированных нефтепродуктопроводов с применением динамических характеристик / Н.А. Гаррис, Ю.О. Гаррис // Нефтегазовое дело. – 2003. – № 2.
5. Закиров А.И. Тепловой режим трубопроводного транспорта битуминозной нефти в смеси с маловязким разбавителем / В.В. Пшенин, А.И. Закиров, В.И. Климов, А.К. Николаев // Деловой журнал Neftegaz.RU. – М.: Изд-во: «Общество с ограниченной ответственностью Информационное агентство Нефтегаз.РУ интернэшнл», 2016. – № 1–2. – с. 56–58.
6. Закиров, А.И. Исследование реологических моделей смеси битуминозной и маловязкой нефтей Ашальчинского месторождения / А.К. Николаев, А.И. Закиров, В.В. Пшенин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: Изд-во «Горная книга», 2015. – №11. – с. 353–360.
7. Закиров, А.И. Исследование реологических свойств битуминозной нефти Ашальчинского месторождения / А.И. Закиров, А.И. Каримов, В.В. Пшенин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: Изд-во «Горная книга», 2015. – № 10. – с. 382–390.
8. Мирзаджанзаде, А.Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – Уфа: Гилем, 1999. – 464 с.
9. РД 75.180.00-КТН-198-09 Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. – Гипротрубопровод, 2009. – 207 с.
10. Стратегия развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2030 года.
11. Тугунов, П.И. Применение динамических характеристик для расчетов эксплуатационных режимов неизолированных трубопроводов / П.И. Тугунов, Н.А. Гаррис // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1985. – 60 с.
12. Уилкинсон, У.Л. Ньютоновские жидкости. Гидромеханика, перемешивание и теплообмен / Пер. с англ. З.П. Шульмана; Под. ред. А.В. Лыкова. – М.: «МИР», 1964. – 216 с.
13. Хисамов, Р.С. Изменение свойств и состава сверхвязких нефтей при реализации технологии парогравитационного воздействия в процессе разработки Ашальчинского месторождения / Р.С. Хисамов, М.И. Амерханов, Ю.В. Ханипова // Нефтяное хозяйство. 2015. – № 9. – с. 78–81.
14. Хисамов, Р.С. Обобщение результатов лабораторных и опытно-промышленных работ по извлечению сверхвязкой нефти из пласта / Р.С. Хисамов, М.М. Мусин, К.М. Мусин, И.Н. Файзуллин, А.Т. Зарипов. – Казань: «Фэн» Академии наук РТ, 2013. – 213 с.
15. Шрамм, Г. Основы практической реологии и реометрии / Пер. с англ. И.А. Лавыгина; Под. ред. В.Г. Куличихина. – М.: КолосС, 2003. – 312 с.
16. Штукатуров, К.Ю. Экономико-математическое моделирование выбора технологических режимов трубопровода: дис. канд. физ.-мат. наук: 05.13.18 / Штукатуров Константин Юрьевич. – Уфа, 2004. – 154.
17. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года
18. Mehrotra, A. Viscosity of Cold Lake Bitumen and Its Fractions / Anil K.Mehrotra, Robert R. Eastick and William Y.Svrcek // The Canadian Journal of Chemical Engineering. – 1989. – vol. 67. – No. 6. 1004–1009 p.
19. Miadonye A. A Correlation for viscosity and solvent mass fraction of Bitumen-diluent mixtures / A. Miadonye, N. Latour and V.R. Puttagunta // Petroleum Science and Technology. – 2000. – vol. 18. – No. 1&2. – p. 1–14.
20. Shu, W.R. A Viscosity Correlation for Mixtures of Heavy Oil, Bitumen, and Petroleum Fractions / W.R. Shu // Society of Petroleum Engineers of Journal. – 1984. – No. 6. 277–282 p.

KEY WORDS: bituminous oil, oily mixtures, non-Newtonian fluid, rheological model.

ТЕХНОЛОГИИ СОВЕРШЕНСТВА

ООО «УК «ТАТБУРНЕФТЬ» – КРУПНАЯ РОССИЙСКАЯ БУРОВАЯ КОМПАНИЯ, ВХОДЯЩАЯ В СОСТАВ ООО «ТАГРАС-ХОЛДИНГ»

Согласно рейтинга нефтесервисных компаний Министерства торговли и промышленности Российской Федерации Татбурнефть входит в список основных компаний, оказывающих услуги по строительству скважин, бурению боковых стволов, по растворному и тампонажному сервису в России.

В структуре компании 6 предприятий буровых работ, цех по эксплуатации оборудования и сервисные компании по предоставлению услуг телеметрического сопровождения (НП ООО «Горизонт»), тампонажного (ООО «Татбурнефть-ЛУТР») и бурового растворного (ООО «Татбуррастворы») сопровождения, монтажа/демонтажа бурового оборудования (ООО «Татбурмонтаж»).

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

- Бурение эксплуатационных и разведочных наклонно-направленных скважин
- Бурение горизонтальных и многозабойных скважин
- Бурение боковых и горизонтально-боковых скважин
- Бурение на битумные отложения
- Освоение и капитальный ремонт скважин
- Строительство буровых установок: монтаж, демонтаж, перевозка, проведение пусконаладочных работ, подготовка площадок бурения
- Инженерно-технологическое сопровождение наклонно-направленного бурения
- Сервис буровых растворов
- Тампонажный сервис
- Сервис супервайзинга буровых работ
- Ремонт бурового оборудования

УСЛУГИ КОМПАНИИ «ТАТБУРНЕФТЬ»

**БУРЕНИЕ СКВАЖИН
ПОД КЛЮЧ –
ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЛНОГО
КОМПЛЕКСА УСЛУГ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН**

**БУРЕНИЕ СКВАЖИН
ПО РАЗДЕЛЬНОМУ СЕРВИСУ –
ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ
БУРОВОЙ БРИГАДЫ
С БУРОВОЙ УСТАНОВКОЙ**

**ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ
ОТДЕЛЬНЫХ СЕРВИСОВ
И ИНЖЕНЕРНОГО
СОПРОВОЖДЕНИЯ**

423450, РФ, РТ, г. Альметьевск, ул. Мусы Джалиля, д. 51

Приемная: +7 (8553) 38-90-03, +7 (8553) 38-90-19; email: tbn@tagras.ru

Отдел по работе с заказчиками: +7 (8553) 38-90-13

Отдел материально-технического обеспечения: +7 (8553) 38-92-81

www.tatburneft.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ



**Салопихин
Денис Алексеевич,**
магистрант направления
подготовки 13.04.02
Электроэнергетика и
электротехника, ГАОУ
ВО «Невинномысский
государственный гуманитарно-
технический институт»



**Омельченко
Денис Петрович,**
к.п.н., доцент кафедры
электроэнергетики,
ГАОУ ВО «Невинномысский
государственный гуманитарно-
технический институт»



**Чебанов Константин
Александрович,**
к.п.н., доцент,
заведующий кафедрой
электроэнергетики
ГАОУ ВО «Невинномысский
государственный
гуманитарно-технический
институт»

ОПЫТ МЕЖДУНАРОДНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА В СФЕРЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО В РОССИЙСКИХ УСЛОВИЯХ ЦЕЛЕСООБРАЗНО ОРИЕНТИРОВАТЬСЯ, ПРЕЖДЕ ВСЕГО, НА ПРОДУКЦИЮ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ – РАЗРАБОТЧИКОВ И ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ВЭУ И КОМПЛЕКТУЮЩИХ. ТЕМ БОЛЕЕ ЧТО В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ЗАМЕТНЫ ПРИЗНАКИ ПОВЫШЕНИЯ АКТИВНОСТИ РАЗРАБОТЧИКОВ И ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ВЭУ. ДАЛЬНЕЙШЕЕ РАЗВИТИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ В ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ МЕРЕ ЗАВИСИТ ОТ ПОДДЕРЖКИ ГОСУДАРСТВА В ВИДЕ УТВЕРЖДЕННОЙ «ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ», А ТАКЖЕ ВВЕДЕНИЯ СИСТЕМЫ ЛЬГОТ ПРОИЗВОДИТЕЛЯМ И ПОТРЕБИТЕЛЯМ, ВКЛЮЧАЯ ЛЬГОТНЫЕ КРЕДИТЫ НА ПРИОБРЕТЕНИЕ ВЭУ И ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ УЧАСТКОВ ДЛЯ ВЕДЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА. В РОССИИ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ АВТОНОМНАЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА – ЭТО ТО НАПРАВЛЕНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, В РАЗВИТИИ КОТОРОГО БОЛЬШЕ ВСЕГО НУЖДАЕТСЯ СТРАНА. 70% ТЕРРИТОРИИ РОССИИ С НАСЕЛЕНИЕМ БОЛЕЕ 10 МЛН ЧЕЛОВЕК НЕ ИМЕЕТ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЗВОЛИТ ЗА СЧЕТ РАБОТЫ ВЭУ ЭКОНОМИТЬ НЕ МЕНЕЕ 50% ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА НА ДИЗЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ. ПРИМЕНЕНИЕ ТАКИХ ТЕХНОЛОГИЙ МОГЛО БЫ СУЩЕСТВЕННО СНИЗИТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ НАПРЯЖЕННОСТЬ, НАБЛЮДАЕМУЮ В ТАКИХ РАЙОНАХ, КАК ПРИМОРЬЕ, САХАЛИН, КАМЧАТКА, ЧУКОТКА

EXPERIENCE OF INTERNATIONAL COOPERATION IN THE FIELD OF WIND ENERGY SHOWS THAT, IN RUSSIA, IT IS ADVISABLE TO FOCUS PRIMARILY ON THE PRODUCTION OF DOMESTIC ENTERPRISES – DEVELOPERS AND MANUFACTURERS OF WIND TURBINES AND COMPONENTS. ESPECIALLY SINCE THE RECENT YEARS, THERE ARE WELL-MARKED SIGNS OF INCREASING ACTIVITY OF THE DEVELOPERS AND WIND TURBINE MANUFACTURERS. THE FURTHER DEVELOPMENT OF WIND ENERGY IN RUSSIA IS LARGELY DEPENDENT ON STATE SUPPORT IN THE FORM OF THE APPROVED “PROGRAM OF THE DEVELOPMENT OF WIND POWER”, AS WELL AS IN THE FORM OF INTRODUCTION OF AN EXEMPTION SCHEME TO PRODUCERS AND CONSUMERS, INCLUDING SOFT LOANS FOR THE PURCHASE OF WIND TURBINES AND THE PROVISION OF PLOTS FOR CONSTRUCTION. NOWADAYS, AN AUTONOMOUS WIND POWER ENGINEERING IN RUSSIA IS THE DIRECTION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES, THE DEVELOPMENT OF WHICH THE COUNTRY NEEDS MOST. THE 70% OF THE TERRITORY OF RUSSIA WITH A POPULATION OF OVER 10 MILLION PEOPLE DO NOT HAVE CENTRALIZED POWER SUPPLY. THE USE OF NEW TECHNOLOGIES WILL HELP TO SAVE AT LEAST 50% OF FOSSIL FUELS ON DIESEL POWER DUE TO THE OPERATION OF WIND TURBINES. THE USE OF SUCH TECHNOLOGY COULD SIGNIFICANTLY REDUCE THE ENERGY INTENSITY OBSERVED IN AREAS SUCH AS PRIMORYE, SAKHALIN, KAMCHATKA, CHUKOTKA

Ключевые слова: отечественные предприятия, развитие ветроэнергетики, экономия органического топлива, энергетическая напряженность.

Самой характерной чертой так называемой «традиционной» электроэнергетики можно назвать ее давнюю и основательную изученность. Это направление электроэнергетики прошло длительную проверку в самых разнообразных условиях

эксплуатации, и основную часть электроэнергии человечество во всем мире получает именно от традиционных электростанций. Большинство же направлений так называемой «нетрадиционной» электроэнергетики, будучи основанными на вполне



традиционных принципах, как источники первичной энергии используют либо локальные источники, как, например, геотермальные или ветряные, либо источники, находящиеся в стадии освоения, которые могут найти практическое применение в перспективе, например, термоядерная энергетика. Основные черты нетрадиционной энергетики – это ее экологическая чистота, а также чрезвычайно большие затраты на капитальное строительство и, как правило, малая единичная мощность.

Рассмотрим подробнее ветроэнергетику, отрасль, находящуюся на данный момент на втором месте в кластере нетрадиционной энергетики.

Специализация ветроэнергетики – преобразование кинетической энергии движения воздушных масс в атмосфере в электрическую, механическую, тепловую либо любую другую форму энергии, удобную для использования на нужды человечества. Это преобразование можно осуществить с помощью следующих агрегатов: ветрогенератор для получения электрической энергии, парус для использования в транспорте, ветряная мельница для преобразования в кинетическую энергию и др.

Энергия ветра относится к возобновляемым источникам энергии, так как ветер – следствие активности Солнца. Ветроэнергетика – самая бурно развивающаяся отрасль нетрадиционной энергетики. На начало 2016 года при общей установленной мощности всех ветрогенераторов, подошедшей к отметке в 432 гигаватта, ветроэнергетика превзошла суммарную установленную мощность атомной энергетики. Однако, к сожалению, на практике в среднем за год мощность ветрогенераторов на несколько порядков ниже, чем установленная, это связано с нестабильностью ее источника – ветра. В то же время АЭС практически всегда работают в режиме установленной мощности.

Особенно интенсивно развивают отрасль ветроэнергетики такие страны, как Дания (на 2015 год ветроэнергетикой произведено 42% всего электричества), Португалия (на 2014 год доля ветроэнергетики – 27%), Никарагуа

(21% на 2014 год), Испания (20%), Ирландия (19%), Германия (8%). К 2014 году на коммерческой основе использовали энергию, выработанную ветроэнергетикой, 85 стран. К концу 2015 года в отрасли ветроэнергетики официально было занято более 1 000 000 человек во всем мире, около 500 000 из них – в Китае, около 138 000 – в Германии.

Большие ветряные электростанции, как правило, включены в общую сеть, а более мелкие станции используются для снабжения электроэнергией территориально удаленных районов. Энергия ветра, в отличие от ископаемых видов топлива, практически неисчерпаема, повсеместно доступна и намного более экологически безопасна, однако непостоянство ветровых потоков, при большой пропорции ветроэнергетики в общем производстве электроэнергии, создает проблемы надежности производства электроэнергии. Частично эту проблему решает интеллектуальное управление распределением электроэнергии.

Технический потенциал ветроэнергетической отрасли в России оценивается свыше 50 000 кВт·ч /год. Экономический же потенциал примерно равен 260 млрд кВт·ч /год, что составляет треть от производства электроэнергии в России в целом. В России основные энергетические ветровые зоны расположены на побережье Северного Ледовитого океана, а также на

островах океана от Кольского полуострова до Камчатки. Также ветроэнергетические области расположены в районах Нижней и Средней Волги и Дона, а также на побережьях Каспийского, Охотского, Баренцева, Балтийского, Черного и Азовского морей. Отдельные зоны также расположены в Карелии, на Алтае, в Туве и на Байкале. В этих районах максимальная средняя скорость ветра всегда приходится на осенне-зимний период года, совпадающий с периодом максимальной потребности в электроэнергии и тепле. Около трети всего экономического потенциала ветроэнергетической отрасли в нашей стране сосредоточено на Дальнем Востоке, 14% – в Северном экономическом районе, около 16% – в Западной и Восточной Сибири.

Крупнейшие российские ветроэлектростанции расположены в Крыму – это Донузлавская ВЭС с суммарной мощностью 18,7 Мвт, Останинская ВЭС с суммарной мощностью 26 МВт, Тархангутская ВЭС – 15,9 МВт и Восточно – Крымская ВЭС. Эти станции в общей сложности располагают 522 ветрогенераторами общей установленной мощностью 59 МВт. Еще одна достаточно крупная российская ветроэлектростанция с установленной мощностью в 5,1 МВт находится в районе поселка Куликово, Зеленоградский район, Калининградская область. Она состоит из 21 установки датской компании SEAServiServiceA.S.



На Чукотке расположена Анадырская ВЭС, состоящая из 10 ветроагрегатов по 250 кВт каждая.

Существует большое количество проектов ВЭС, находящихся на разных стадиях проработки.

В 2003–2005 годах в рамках РАО ЕЭС проводились эксперименты с целью создать комплексы на базе ветрогенераторов и двигателей внутреннего сгорания. В поселке Тикси был установлен один агрегат. Все проекты РАО, так или иначе связанные ветроэнергетикой, были переданы компании РусГидро. В конце 2008 года компания РусГидро начала поиск перспективных площадок для строительства ветряных электростанций.

Воздушные потоки у поверхности земли либо воды являются турбулентными, то есть нижележащие слои тормозят вышележащие. Эффект турбулентности заметен до высоты в 2 км, однако он резко снижается уже на высотах более 100 метров. Расположение генератора выше этого приземного воздушного слоя позволяет одновременно освободить площадь на земле под мачтой для другой деятельности и увеличить диаметр лопастей генератора. В 2010 году ветрогенераторы уже вышли на этот рубеж высоты, и их количество в мире резко растет из года в год.

Для производства энергии из ветра наиболее перспективными считаются прибрежные зоны, однако стоимость инвестиций на постройку комплекса ВЭС по сравнению с сушей выше минимум в полтора – два раза. Офшорные ветроэлектростанции строятся в море, на расстоянии 10–12 километров от берега. Башни таких ВЭС устанавливаются на фундаменты из забитых в дно на глубину до 30 метров свай. Помимо самого ветрогенератора, офшорная электростанция включает в себя подводные кабели до побережья и распределительные подстанции. Для фиксации турбин помимо забитых в дно свай могут использоваться также другие типы подводных фундаментов, а также плавающие основания. В декабре 2007 года компанией HTechnologiesBV был построен первый в мире прототип плавающей ветряной турбины. В 10,6 морских миль от побережья Южной Италии на участке моря глубиной 108 метров на плавающую

платформу был установлен ветрогенератор с установленной мощностью 80 кВт.

Об установке первой в мире плавающей коммерческой ветроэнергетической турбины производства компании SiemensRenewableEnergy с установленной мощностью в 2,3 МВт объявили 5 июня 2009 года компании SiemensAGи норвежская Statoil. Однако, даже несмотря на снижение затрат на строительство морских ветрогенераторов в 2010-х годах, офшорная ветроэнергетика и по сей день остается одним из наиболее дорогостоящих источников электроэнергии. На офшорных ветроэлектростанциях стоимость производства электроэнергии колеблется от 125 до 200 долларов США/ МВт•ч. Компаниями MHI – Vestas, DONGEnergy и Siemens было подписано соглашение, суть которого сводится к стремлению этих компаний приложить все усилия для того, чтобы к 2020 году снизить стоимость офшорной электроэнергии до отметки в 120 долларов США/МВт•ч.

Начиная с 2009 года среднее годовое увеличение суммы установленных мощностей всех ветрогенераторов в мире составляет около 40 гигаватт за год. Этот рост обусловлен прежде всего бурным развитием ветроэнергетической отрасли в таких странах, как США, Индия, КНР и ФРГ. На конец 2010 года сложилась такая картина расположения ветряных электростанций: 44% в Европе, 31% в Азии и 22% в Северной Америке.

В Китае в 2009 году 1,3% электроэнергии страны выработали ветряные электростанции. 1 января 2006 года в КНР был принят «Закон о возобновляемых источниках энергии». Этот закон ставит целью увеличение доли возобновляемых источников энергии в энергетике страны с 5% до 15% до 2020 года, а также говорит об обязательстве правительства инвестировать в развитие области возобновляемых источников энергии 180 млрд долларов США в течение этого времени.

Общие запасы энергии движения воздуха превышают запасы гидроэнергии всех рек на нашей планете более чем в 100 раз.

К 2025 году Германия планирует получать 45% электроэнергии из возобновляемых источников. Ранее целью было получение 12% электроэнергии из возобновляемых источников к 2010-му, однако этот уровень был достигнут в 2007 году.

Дания к 2020 году 50% потребности страны в электричестве намерена обеспечивать за счет возобновляемых источников энергии. При сохранении текущих темпов развития ветроэнергетики (около 3% в год), этот показатель будет достигнут уже в 2018 году.

К 2020 году власти Франции планируют построить ветроэлектростанций на 25 000 МВт, в том числе офшорных ветроэлектростанций на 6000 МВт.

В 2008 году ЕС установил цель: к 2010 году получать более 40 000 МВт электроэнергии от ветрогенераторов, а к 2020 году – более 180 000 МВт.

В Китае планировалось до 2010 года увеличить установленные мощности ветроэнергетического сектора до 5 000 МВт, а к 2020 году – до 30 000 МВт, однако бурное развитие ветроэнергетики в стране позволило превысить порог установленной мощности в 30 000 МВт уже в 2010 году[4].

Наибольшая часть стоимости электроэнергии, получаемой от ветрогенераторов, определяется первоначальными капиталовложениями на строительство сооружений ВЭУ (стоимость 1 кВт установленной мощности ВЭУ примерно равна 1000 долларов США).

В процессе эксплуатации ветрогенераторы не потребляют ископаемого топлива. За 20 лет работы ветрогенератора мощностью 1 МВт можно сэкономить примерно 29 000 тонн угля или 92 000 баррелей нефти.

Для сравнения: себестоимость электроэнергии, производимой на угольных электростанциях США, составляет 4,5–6 центов/кВт•ч. В Китае же средняя стоимость электричества составляет около 4 цента/кВт•ч.

EarthPolicyInstitute (США) в марте 2006 года сообщил о том, что в двух районах США стоимость электроэнергии, полученной от ветрогенераторов, стала ниже стоимости электроэнергии, получаемой на традиционных



электростанциях. Компании AustinEnergy из Техаса и XcelEnergy из Колорадо первыми стали продавать ветроэнергию дешевле вырабатываемой на традиционных электростанциях.

Одна из наиболее распространенных в регионах России проблем – это не превышающая 5 м/с среднегодовая скорость ветра. Из-за этого ветрогенераторы с горизонтальной осью вращения лопастей практически не применимы, т.к. только их стартовая скорость начинается с 3–6 м/с, и при скорости ветра, не превышающей 5 м/с, получить сколь-нибудь существенное количество энергии от таких ветрогенераторов не получится. Однако на сегодняшний день все большая часть производителей ветрогенераторов предлагает так называемые роторные установки, то есть ветрогенераторы с вертикальной осью вращения лопастей. Принципиальное отличие от установок с горизонтальной осью вращения заключается в том, что роторной установке достаточно ветра со скоростью 1 м/с, для того чтобы начать вырабатывать электричество. На данный момент наиболее прогрессивной технологией является сочетание в одном устройстве электрогенераторов двух типов – вертикального ветрогенератора и солнечных батарей. Удачно дополняя друг друга, два этих источника гарантируют производство достаточного количества электроэнергии в любых климатических и территориальных условиях.

Другой основной экономической проблемой ветроэнергетики является нерегулируемый источник энергии. Количество выработанной электроэнергии зависит от силы ветра – природного фактора, отличающегося большим непостоянством. Из-за этого фактора выдача электроэнергии с ветрогенератора в энергосистему отличается большой неравномерностью в суточном, недельном, месячном, годовом и даже многолетнем разрезах. Принимая во внимание тот факт, что сама энергосистема также имеет пики и провалы энергопотребления, регулировать которые ветроэнергетика пока не может, введение большой доли

электроэнергии, получаемой от ветроэлектростанций, в энергосистему только усугубит неоднородности нагрузки и способствует дестабилизации энергосистемы в целом. Отсюда следует вывод, что введение большой доли ветроэнергетики в энергосеть требует наличия резерва мощности в данной энергосистеме, а также механизмов сглаживания неоднородности выработки электроэнергии на ветроэлектростанции путем, возможно, аккумулирования производимых в определенные промежутки времени излишков электроэнергии при помощи гидроаккумулирующих электростанций. Данные особенности отрасли способствуют удорожанию полученной ветроэнергии. Энергосистемы, как правило, с большой неохотой подключают ветрогенераторы к электросетям, что способствует замедлению темпов развития отрасли, но также приводит к появлению законодательных актов, обязывающих энергосистемы это делать.

Проблемы в сетях и диспетчеризации энергосистем из-за нестабильности работы ветроэлектростанций проявляются после достижения доли ветроэнергетики, равной 20–25% от общей установленной мощности энергосистемы. Легко подсчитать, что для России это будет показатель, близкий к 50–55 тыс. МВт.

Небольшие единичные ветроустановки могут иметь проблемы с сетевой инфраструктурой, так как стоимость распределительного устройства и линии электропередачи для подключения к энергосистеме может оказаться слишком большой. Проблему частично можно решить подключением ветроустановки к местной сети, где есть энергопотребители. Подключение осуществляется через уже существующее силовое и распределительное оборудование. В этом случае ВЭС снижает потребляемую местной сетью электроэнергию извне. Внешние линии электропередачи и трансформаторная подстанция

местной сети оказываются менее нагруженными, хотя общее энергопотребление может быть выше.

Другой повсеместно возникающей проблемой при эксплуатации ветроэлектростанков в зимний период является обледенение лопастей. При запуске ветроустановки возможен разлет осколков льда на значительные расстояния. Как правило, на территории, на которой возможны случаи обледенения лопастей, устанавливаются предупредительные знаки на расстоянии 150 метров от ветроустановки.

Еще одной, пока не решенной, проблемой является испытываемая крупными ветроустановками проблема с ремонтом. Замена крупногабаритной детали, например, лопасти или ротора, на высоте более 100 метров является технически сложным и дорогостоящим мероприятием.

Неизбежной проблемой при эксплуатации крупных ветроэлектростанций являются радиопомехи. Металлические элементы сооружения ветроустановки, особенно в лопастях, могут вызвать значительные помехи в приеме радиосигнала. Проблему можно решить установкой дополнительных ретрансляторов, что в свою очередь увеличивает размер капиталовложений на постройку ВЭС.

Другой аспект влияния ветроэнергетики на климат заключается в том, что для производства электроэнергии ветрогенераторы изымают часть





кинетической энергии движения воздушных масс, что приводит к снижению скорости их движения. При массовом использовании ветрогенераторов, как, например, в Европе, теоретически это замедление воздушных потоков может оказать заметное влияние на локальные и даже глобальные климатические условия. Конкретнее – снижение средней скорости движения воздушных масс способно сделать климат указанного региона более континентальным. Это произойдет за счет того, что более медленно движущиеся воздушные массы будут успевать чуть сильнее нагреваться летом и, соответственно, чуть сильнее охлаждаться зимой. Также отбор части кинетической энергии у ветра может поспособствовать изменению влажностного уровня на прилегающей территории. К сожалению, ученые пока только разворачивают масштабные исследования в данной области. Существующие научные работы на эту тему не дают количественную оценку воздействия широкомасштабного применения ветроэнергетики на климат, однако они позволяют заключить, что это воздействие может быть не столь пренебрежимо малым, как считалось ранее. Согласно моделированию Стэнфордского университета, большие офшорные ветроэлектростанции могут существенно ослабить ураганы в прибрежных зонах, уменьшая экономический ущерб от их

воздействия. Отсюда можно сделать вывод о полезном климатическом воздействии ВЭС.

Использование ветроэлектростанций существенно облегчает нагрузку и вред, наносимый водным ресурсам планеты, так как в отличие от традиционных электростанций ВЭС не используют воду.

Ветроэлектростанции при работе производят две разновидности шума: механический – от работы механических и электрических компонентов (в современных моделях ветроустановок практически отсутствует) и аэродинамический – шум, порождаемый взаимодействием ветрового потока с лопастями ветроустановки.

Также работающая ветроэлектростанция вызывает низкочастотные колебания, передающиеся через почву. На расстоянии до 60 метров от ветроустановок мегаваттного класса эти колебания вызывают осязаемое дребезжание стекол, однако на расстояниях свыше 300 метров от работающей установки ее вклад в инфразвуковые колебания уже невозможно выделить из общего фона колебаний.

Исходя из изложенных выше данных, можно понять, что на данный момент весьма затруднительно сделать однозначный вывод о целесообразности внедрения

большой доли ветроэнергетики в общую энергосистему страны. С одной стороны, увеличение доли возобновляемых источников энергии в энергетике, как России в частности, так и всего мира в целом, совершенно необходимо и даже неизбежно, так как запасы ископаемого органического топлива не бесконечны и ни для кого не является секретом, что рано или поздно оставшиеся его запасы иссякнут. Ветроэнергетика же имеет ряд неоспоримых плюсов по сравнению с традиционной энергетикой, таких как:

Во-первых, дешевизна получаемой электроэнергии и ее быстрая окупаемость за счет того, что основная часть стоимости электроэнергии закладывается из расходов на строительство ветроустановки и ее достаточно редкого тех. обслуживания;

Во-вторых, ветрогенераторы в процессе выработки электроэнергии не потребляют ископаемого топлива, тем самым существенно сокращая выбросы в атмосферу углекислого газа, оксидов серы и азота;

В-третьих, электростанции не используют водные ресурсы в процессе выработки электроэнергии, что снижает нагрузку на водные ресурсы планеты, а также вред, им наносимый.

С другой стороны, использование ветрогенераторов влечет за собой ряд проблем, находящихся на разных стадиях изучения и поисков их решения.

1. Одной из основных проблем отрасли является фактор неравномерности выдачи электроэнергии вследствие нестабильности источника – ветра. Эту проблему частично можно решить почасовым планированием фактической мощности на основе прогнозирования погодных условий, в частности скорости ветра. Зная о неблагоприятных условиях, можно подготовить резерв мощностей путем использования солнечных панелей совместно с ветроустановкой, для того чтобы избежать провала в энергоснабжении. Излишки энергии можно аккумулировать при помощи ГАЭС с той же целью. Решение проблемы неравномерности выдачи электроэнергии является приоритетной задачей, так



как неравномерность ВЭУ пагубно влияет на стабильность энергосистемы страны в целом.

2. Другой проблемой является необходимость устанавливать дорогостоящий инвертор тока для преобразования переменного или постоянного тока, получаемого от ветрогенератора, в ток 220 В, 50 Гц. Этот фактор, а также необходимость применения дорогостоящих аккумуляторов для автономной работы и дизель-генератора для обеспечения длительной бесперебойной работы потребителей существенно увеличивает стоимость вырабатываемой энергии.

3. Еще одной, практически неизученной, но в перспективе самой существенной проблемой является глобальное климатическое влияние. Основывающаяся на отборе части кинетической энергии ветра, ветроэнергетика способствует снижению скорости движения воздушных масс и изменению влажностного режима территории. Вместе взятые, эти факторы способны изменить климат как на отдельной территории (например, Европы), так и на всей планете.

Частичным решением этих проблем может стать отказ от преобразования получаемого тока в ток промышленного качества и использование исходного постоянного или переменного тока переменной частоты с целью его последующего преобразования с помощью ТЕНов в тепло для обогрева жилья и получения горячей воды, ведь отопление является основным энергопотребителем в России. Такая система позволит: упростить схему ветрогенератора и управляющей автоматики (схема автоматики в таком случае может быть выстроена на использовании нескольких простых тепловых реле); использовать в качестве аккумулятора обычный бойлер с водой для отопления и горячего водоснабжения; существенно снизить требования к качеству и – главное – к бесперебойности тока. Температуру воздуха в доме можно поддерживать в диапазоне 19–25°C, а в бойлерах горячего водоснабжения – в пределах 40–97°C без ущерба для потребителей.

Подводя итог, можно сделать такой вывод: увеличение доли

ветроэнергетики в энергосистеме России целесообразно при применении вышеизложенных методов решения сопутствующий проблем, однако это потребует финансовой и законодательной помощи со стороны государства. ●

Литература

1. Владимир Сидорович. *Мировая энергетическая революция: Как возобновляемые источники энергии изменят наш мир.* – М.: Альпина Паблишер, 2015.
2. Д. де Рензо, В.В. Зубарев. *Ветроэнергетика.* Москва. Энергоатомиздат, 1982.
3. Е.М. Фатеев. *Вопросы ветроэнергетики. Сборник статей.* Издательство АН СССР, 1959.
4. БИКИ, 25.07.09 г., «На рынке ветроэнергетического оборудования КНР».
5. *Современные проблемы энергосбережения и пути оптимизации использования электрической энергии.* Омельченко Д.П., Уваров И.П., *Современные проблемы науки и образования.* 2014. № 6. С. 103.26.
6. *Итог реформы электроэнергетики в России.* Чебанов К.А., Карамян О.Ю., Соловьева Ж.А. *Деловой журнал Neftegaz.RU.* 2016. № 9. С. 30-33.
7. *Технологическое развитие российского топливно-энергетического комплекса под влиянием экономических санкций.* Карамян О.Ю., Чебанов К.А., Соловьева Ж.А. *Современные проблемы науки и образования.* 2015. № 1.

KEY WORDS: *domestic enterprises, the development of wind power, saving fossil fuel, energy intensity.*

АТАМАН
www.ataman-guns.ru

ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ АКСЕССУАРЫ



НОВИНКИ

ООО «Демьян»
+7 (495) 9847629



ХИММАШ АППАРАТ

ИНЖИНИРИНГОВЫЙ ПОДХОД К КОМПЛЕКСНЫМ ПОСТАВКАМ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

СМР, ШМР, ввод в эксплуатацию,
авторский надзор

Разработка, проектирование,
технологические решения

Изготовление и поставка
промышленного
оборудования

- БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ
 - АППАРАТЫ С ПЕРЕМЕШИВАЮЩИМИ УСТРОЙСТВАМИ
 - СТАТИЧЕСКИЕ СМЕСИТЕЛИ
 - ЭЖЕКТОРЫ
- ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ
- ТЕПЛОБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- РЕАКТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- КОЛОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ЕМКОСТНОЕ И РЕЗЕРВУАРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- СТАНОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ АТОМНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ООО «ХИММАШ-АППАРАТ»

Россия, 109428, г. Москва,
Рязанский проспект, д. 24, корп.2
тел./факс +7 (495) 66-99-33-5, +7(495) 956-62-31
info@him-apparat.ru

www.him-apparat.ru

ООО «СЦ Металл Маркет»

(495) 956-62-31

(495) 268-01-65

info@eccentrik.ru

www.eccentrik.ru

Тройники:

- сварные
- бесшовные
- сварные с накладками
- штамповарные
- точеные

Отводы:

- сварные
- крутоизогнутые
- гнутые

Переходы:

- сварные
- бесшовные

Трубопроводная арматура:

- краны
- задвижки

Промышленный Инжиниринг



АНАЛИТИЧЕСКОЕ И ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЖИДКОСТНЫХ ИНЖЕКТОРОВ В ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

РЕКЛАМА

СТРУЙНЫЙ ИНЖЕКТОР ЯВЛЯЕТСЯ РАЗНОВИДНОСТЬЮ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ, КОТОРЫЕ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ ДЛЯ НАГНЕТАНИЯ ЖИДКИХ ИЛИ ГАЗООБРАЗНЫХ ВЕЩЕСТВ, ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ГИДРОСМЕСЕЙ. КАК И ЛЮБОЕ ДРУГОЕ, ЭТО ОБОРУДОВАНИЕ ИМЕЕТ СИЛЬНЫЕ И СЛАБЫЕ СТОРОНЫ. КАКИЕ МОДИФИКАЦИИ, ОПТИМИЗИРУЮЩИЕ РАБОТУ СТРУЙНЫХ ИНЖЕКТОРОВ ПРЕДЛАГАЮТ СЕГОДНЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ КОМПАНИИ, РАБОТАЮЩИЕ НА РЫНКЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ?

JET INJECTOR IS A KIND OF JET PUMPS, WHICH ARE USED FOR INJECTION OF LIQUID OR GASEOUS SUBSTANCES, TRANSPORT OF HYDRAULIC FLUIDS. LIKE ANY OTHER, THIS EQUIPMENT HAS STRENGTHS AND WEAKNESSES. WHAT MODIFICATIONS THAT OPTIMIZE THE OPERATION OF JET INJECTORS DO DOMESTIC COMPANIES OPERATING IN THE MARKET OF OIL AND GAS EQUIPMENT OFFER TODAY?

Ключевые слова: струйный инжектор, струйный насос, смеситель эжекционного типа, нефтегазовое оборудование, НПЗ.



Агауров Сергей Юрьевич,
генеральный директор
«Химмаш-Аппарат»

Действие струйного инжектора основано на увлечении нагнетаемого (откачиваемого) вещества струей жидкости, пара или газа (соответственно различают жидкоструйные, пароструйные и газоструйные насосы).

Достоинство – простота устройства, небольшие габариты, надёжность работы; отсутствие сложных движущихся частей и механизмов. Недостаток – невысокий КПД. Аналитическая методика расчета жидкостных струйных насосов основана на методе R.G. Cunningham. В расчетах струйных насосов фундаментальной является связь (характеристическое уравнение) между коэффициентом эжекции

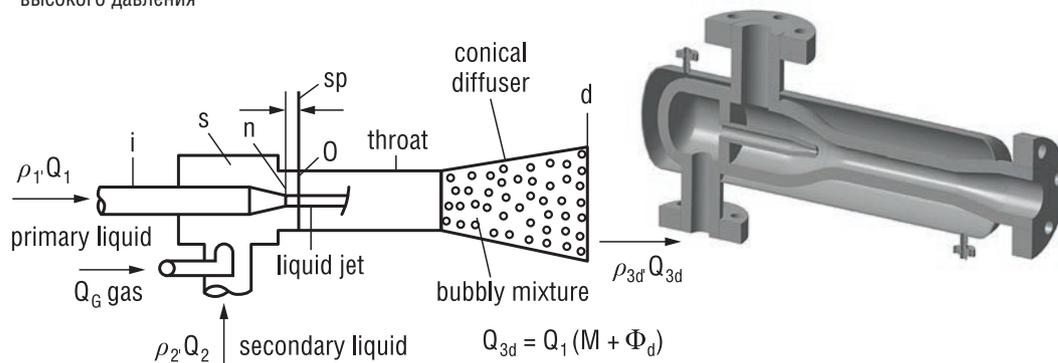
M, геометрическими параметрами (основной – b) и приведенным перепадом N. Определяющим входным параметром является параметр N. Характеристическое уравнение инжектора (и вообще струйного насоса), связывающее относительный перепад с эжекцией, геометрией и сопротивлениями участков, получается «комбинацией» уравнений сохранения массы, импульсов и энергии для участков проточного тракта и сопла.

Поверочный расчет предполагает использование математического моделирования (CFD анализ). При этом, эжекция не должна задаваться в виде потока массы на входе в пассивный ввод, а должна получаться автоматически.



Ласкин Игорь Николаевич,
к.ф.-м.н.,
«Химмаш-Аппарат»

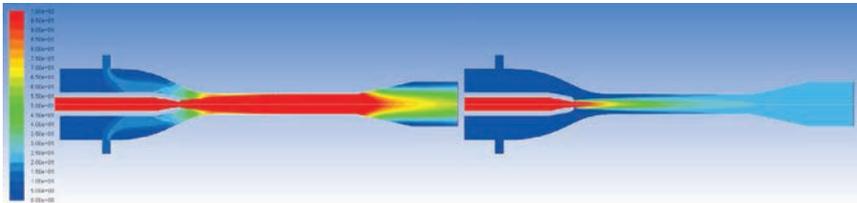
РИС. 1. Расчетная схема струйного насоса и пример перспективной конструкции инжектора высокого давления





$$N = \frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{\left[2b + \frac{2S \cdot M \cdot b^2}{(1-b)} - b^2(1 + K_{\text{твд}} + a^2)(1+M)(1+S \cdot M) - \frac{S \cdot M^2(1+K_{\text{сн}})}{c^2} \right]}{\left[1 + K_n - 2b + \frac{2S \cdot M \cdot b^2}{(1-b)} + b^2(1 + K_{\text{твд}} + a^2)(1+M)(1+S \cdot M) + (1-j) \frac{S \cdot M^2(1+K_{\text{сн}})}{c^2} \right]}$$

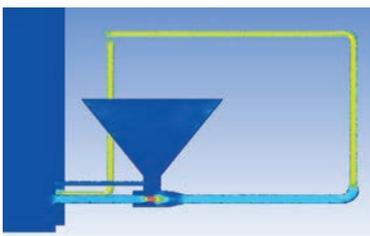
РИС. 2. Поле скоростей и концентрации компонента рабочей среды



Т.е. граничное условие в сечении пассивного ввода ставится как «Pressure Outlet», а расход (втекание или вытекание) получается автоматически. На рис. 2 представлены результаты моделирования и оптимизации инжектора высокого давления. Видно, что в камере смешения (рис. 2 справа) достигнуто полное перемешивание сред. В диффузоре происходит торможение потока и повышается давление пассивной среды.

На рис. 3. представлены результаты численного моделирования процесса гидротранспорта и перемешивания жидкой среды с сыпучим материалом.

РИС. 3. Численное моделирование процесса инжектирования и перемешивания сыпучего материала с учетом всей гидравлической системы



Промоделирована с помощью CFD вся гидравлическая система – резервуар, насосы, трубопроводная система, а также инжектор. Насосы моделировались и, в конечном счете, подбирались с помощью задания источников импульса на некотором участке. Это эквивалентно подводу механической энергии гипотетическим насосом. При этом формируется положительный перепад давления и возникает

расход жидкости. Произведение полученных значений перепада давления на объемный расход определяет чистую мощность насоса.

На рис. 4–5 представлены результаты проектирования и оптимизации конструкции смесителя эжекционно-циркуляционного типа с помощью математического моделирования. Данный смеситель в силу своей конструктивной простоты достаточно эффективен для процессов смешения с эжекцией вторичных сред и необходимостью обеспечения

РИС. 4. Геометрия смесителя эжекционного типа с циркуляционной трубой

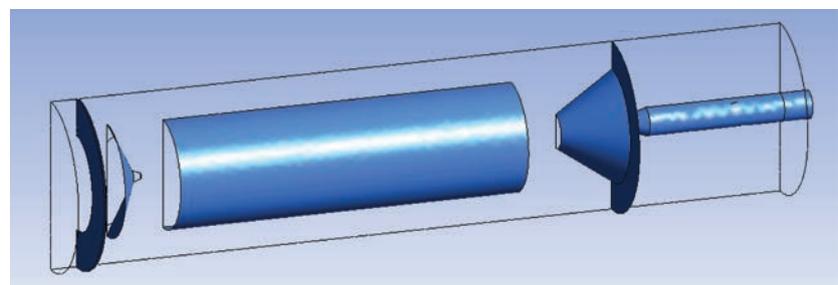
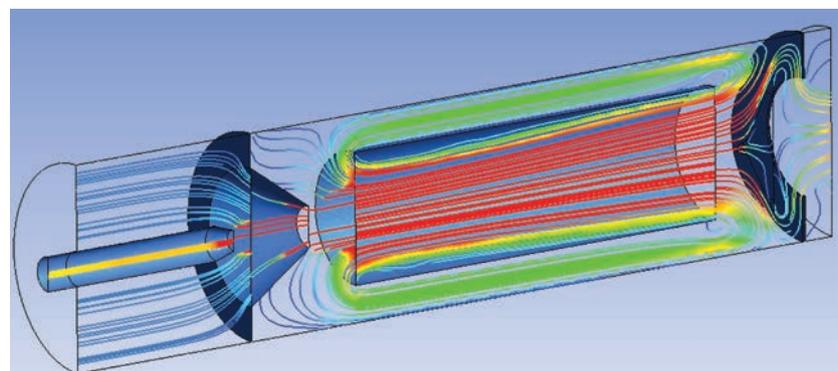


РИС. 5. Структура потока. Поверхностные линии тока



внутренней циркуляции, например, для процессов с химическими реакциями, гетерогенного катализа, газо-жидкофазного окисления и т.д. Для данного смесителя требуется достаточный уровень напора активной среды для создания эжекции и интенсивной турбулентности в потоке. С помощью математического моделирования оптимизированы размеры расположения сопел, диаметр циркуляционной трубы. Кратность циркуляции удается повысить до максимально возможных значений 4–5.

Необходимые опыт и возможности расчета, изготовления и поставки столь сложного оборудования имеет компания «Химмаш-Аппарат», разработанные данной компанией устройства и блочные системы на основе эжекторов успешно эксплуатируются на промышленных установках многих нефтеперерабатывающих и химических заводов России. ●

KEY WORDS: jet injector jet pump, ejector type mixer, the oil and gas equipment, refinery.

Тел.: 8(495) 2-680-680,
8(495) 956-62-31
e-mail: info@him-apparat.ru
www.him-apparat.ru

РЕШЕТЧАТЫЙ НАСТИЛ

замена просечно-вытяжного листа (ПВЛ)

Сайт: www.reshnastil.ru
Телефон: +7(495) 212-14-81
Адрес: г. Москва, ул. Бутлерова, 17Б



РЕШЕТЧАТЫЙ НАСТИЛ ИМЕЕТ ШИРОКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ КАК В ГРАЖДАНСКОМ, ТАК И В ПРОМЫШЛЕННОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ, ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ ПЛОЩАДОК ОБСЛУЖИВАНИЯ, НАПОЛЬНОГО ПОКРЫТИЯ, МОСТОВ, ЛЕСТНИЦ И ОГРАЖДЕНИЙ. В ЧЕМ ОСОБЕННОСТИ И ПРЕИМУЩЕСТВА ЭТОГО МАТЕРИАЛА?

THE GRATING IS WIDELY USED BOTH IN CIVIL AND IN INDUSTRIAL ENGINEERING, IT IS USED FOR THE CONSTRUCTION OF OPERATING PLATFORMS, FLOORING, BRIDGES, STAIRCASES AND RAILINGS. WHAT ARE THE CHARACTERISTICS AND ADVANTAGES OF THIS MATERIAL?

Ключевые слова: *решетчатый настил, добывающие предприятия, строительство в нефтегазовом комплексе, монтажные работы, НПЗ.*

О продукте

Решетчатый настил имеет широкое применение в промышленном строительстве, используется для сооружения напольного покрытия, межэтажных перекрытий, ступеней, мостов и переходов. Данный материал используется при строительстве заводов и фабрик, объектов переработки нефти и газа, морских платформ, при обустройстве месторождений и др.

РИС. 1. Площадка обслуживания Сызранского НПЗ



Решетчатый настил способен выдержать нагрузки более 100 тонн на 1 м², демонстрируя при этом стойкость к деформации. Настилы являются самонесущей конструкцией. При их применении нет необходимости в дополнительных ребрах жесткости, что значительно уменьшает металлоёмкость всей конструкции. Дополнительно настил может быть выполнен с зубьями

противоскольжения, что придает дополнительную безопасность при эксплуатации в условиях возможного обледенения.

Это универсальный материал, который отличается долговечностью, легкостью в эксплуатации и монтаже, а его стоимость гораздо ниже металлических аналогов.

О компании

Компания Центр-Трейд (Reshnastil) является одним из крупнейших поставщиков решетчатого настила в России. Объем производства составляет: 600 тонн в месяц или 24 000 м². Реализовано более 1000 заказов различной сложности. Центр-Трейд (Reshnastil) оказывает полный

РИС. 2. Межэтажные перекрытия Рязанского НПЗ



спектр услуг: разработка чертежей, изготовление, доставка, монтаж и дальнейшее обслуживание.

Вся продукция изготавливается по чертежам, на европейском оборудовании и покрывается горячим цинком, в связи с чем достигается 20-тилетний срок службы материала.

Выполненные проекты

Проекты по поставкам решетчатого настила, реализованные компанией Центр-Трейд в 2015–2016 гг.:

ПАО «НК»Роснефть»: Сызранский НПЗ, Куйбышевский НПЗ, Новокуйбышевский НПЗ.

ПАО «НК»Лукойл»: Морская платформа Астрахань, Пермский НПЗ, Нижегородский НПЗ.

ПАО «Газпром»: Московский НПЗ, Газпром нефтехим Салават.

ПАО «АНК»Башнефть»: Омский НПЗ, Уфимский НПЗ.

ОАО «НОВАТЭК»: Ямал СПГ, Рязанский НПЗ.

ЗАО «Ренейссанс Констракшн»: Высотка Москва-Сити, Саратовская ГЭС.

РИС. 3. Переходы и лестницы Московского НПЗ





Преимущества решетчатого настила над просечно-вытяжным листом (ПВЛ)

Основным преимуществом решетчатого сварного (SP) и прессованного (P) настила над просечно-вытяжным листом (ПВЛ) является его универсальная ячеистая конструкция. Благодаря тому, что несущие полосы в сечении настила расположены вертикально, ребром, а связующие полосы запрессованы в них под высоким давлением, — вместе они образуют прочную ячеистую поверхность, что гарантирует высокую жесткость на скручивание.

В отличие от ПВЛ, конструкции, изготовленные из решетчатого настила, демонстрируют значительную устойчивость к нагрузкам (способны выдерживать нагрузку более 100 тонн на 1 м²) и при этом стойкость к деформации.

В конструкции решетчатого настила реализовано оптимальное соотношение расхода материала и высокой несущей способности, поэтому несущая способность решетчатого настила при равной металлоёмкости выше, чем у ПВЛ.

Шаг элементов может быть разным в зависимости от назначения решетчатого настила.

По сравнению с максимальными габаритами листа ПВЛ (1,25 x 3,5 м) сварной решетчатый настил может иметь размеры 6,1 x 1,0 м, что позволяет при конструировании задавать большие пролёты несущих балок под установку решётчатого настила.

В отличие от ПВЛ, решетчатый настил обладает более высокими показателями износоустойчивости и высоким сроком безремонтной эксплуатации (более 20 лет), поэтому изделия из решетчатого настила обладают более длительным сроком службы и не требуют дополнительных расходов на эксплуатацию.

Легкость монтажа и демонтажа решётчатого настила обеспечивается стандартным креплением, тогда как ПВЛ требует установки дополнительных рёбер жесткости с приваркой листа по контуру.

Одно из свойств решётчатого настила – его светопрозрачность. Соотношение материала и свободной поверхности составляет, соответственно, 20 и 80%, что создаёт ощущение прозрачности поверхности.

Воздухопроницаемость поверхностей, образованных решётчатыми настилами, упрощает выполнение задач воздухообмена помещений.

Таким образом, проведение сравнительного анализа наглядно демонстрирует преимущество решетчатого настила над просечно-вытяжным листом по физическим, механическим и эксплуатационным свойствам и позволяет сделать вывод, что именно ячеистые сварные и прессованные решетки являются наиболее оптимальным, выгодным и универсальным решением в гражданском, промышленном и отраслевом строительстве! ●

ТАБЛИЦА 1. Сравнительный анализ просечно-вытяжного листа ПВЛ и решетчатого сварного настила SP

Удельный вес	кг/м ²	30	18
Вес дополнительных несущих элементов конструкции	кг/м ²	5	–
Общая удельная металлоемкость покрытия с учетом дополнительных несущих элементов	кг/м ²	35	18
Приведенная стоимость м/к с учетом дополнительных конструкций	руб/м ²	2 450	2 350
Производительность монтажных работ за 1 рабочий день	м ²	до 30 (сварщик-монтажник)	> 150 (вспомогательный рабочий)
Цена монтажных работ для заказчика (20 000 руб/тн)	руб/м ²	700	270
Прямые затраты по оплате труда на монтажные работы	руб/м ²	80	15
Вид покрытия поверхности	–	40 мкм (грунт+краска)	50 мкм (горячее цинкование)
Стойкость покрытия	–	1 год	не менее 25 лет
Дополнительные затраты на покраску	–	1 250	–
Совокупные затраты	руб/год	4 400	2 620
Соотношение площадей закр./откр. поверхностей для расчета снеговых нагрузок	руб/м ²	40/60	20/80



Просечно-вытяжной лист ПВЛ 510



Сварной горячеоцинкованный решетчатый настил SP 34 x 38/25 x 2, Zn

РИС. 1. Изготовление прессованного решетчатого настила (P). Запрессовка покровных полос в несущие полосы под давлением в 5.000 kN (около 500 тонн)

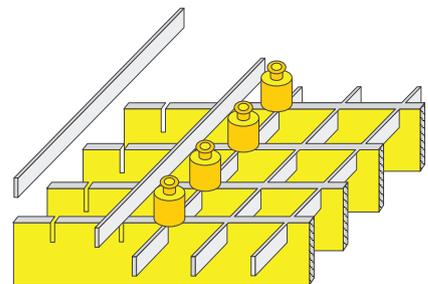
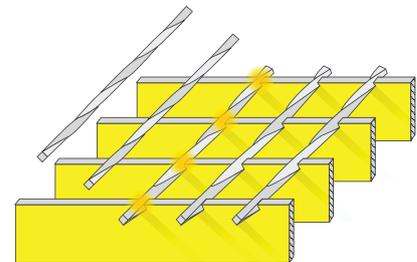


РИС. 2. Изготовление сварного решетчатого настила (SP). Поперечные четырехгранные прутки запрессованы в несущие полосы под давлением 1000 kN и одновременно сварены при помощи электросварки в 2500 KVA



KEY WORDS: grating, mining companies, the oil and gas industry construction, installation, refinery.

УНИКАЛЬНЫЕ ОБЪЕКТЫ ДЛЯ ТРАДИЦИОННОЙ ОТРАСЛИ

В ДЕКАБРЕ ЗАО «ТРЕСТ КОКСОХИММОНТАЖ» ТРАДИЦИОННО ПОДВОДИТ ИТОГИ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. С КАКИМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ КОМПАНИЯ ВХОДИТ В НОВЫЙ ГОД И КАКИЕ ВЫВОДЫ СДЕЛАНЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОШЕДШЕГО? НА ЧТО НЕОБХОДИМО ОБРАТИТЬ ВНИМАНИЕ И ЧТО МОЖНО УЛУЧШИТЬ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ?

IN DECEMBER, JSC "TRUST KOKSOKHIMMONTAZH" TRADITIONALLY REVIEWS THE RESULTS OF PRODUCTIVE ACTIVITIES. WHAT ARE THE RESULTS WITH WHICH THE COMPANY ENTERS A NEW YEAR AND WHAT CONCLUSIONS ARE MADE ON THE BASIS ON THE RESULTS OF THE PAST? WHAT SHOULD BE PAID ATTENTION TO AND WHAT CAN BE IMPROVED TO INCREASE THE PERFORMANCE OF WORK?

Ключевые слова: *строительство в нефтегазе, нефтегазовое оборудование, монтаж трубопроводов, химическая промышленность, завод СПГ.*

На протяжении своей почти вековой деятельности в строительно-монтажной отрасли в регионах страны и за рубежом ЗАО «Трест Коксохиммонтаж» (КХМ) сохраняет авторитет крупнейшей строительной организации. В первом десятилетии XXI века «Коксохиммонтаж» участвовал в реализации всех важнейших для государства проектах, запуск которых повысил, в том числе, энергобезопасность нашей Родины.

Один из таких объектов, введенный в строй в июле этого года, агрегат по производству аммиака на заводе «Акрон» в Великом Новгороде. Стоит отметить, что это крупнейший в

стране агрегат по производству аммиака, его годовая мощность составляет более 700 тыс. тонн аммиака в год. В истории современной России до этого не было примеров строительства подобных установок по получению аммиака исключительно силами отечественных компаний в столь сжатые сроки.

За два года Коксохиммонтаж осуществил полный комплекс подготовительных и строительно-монтажных работ, необходимых для строительства агрегата в условиях действующего предприятия. Численный состав задействованных специалистов достигал более 2500 человек в сутки.

ЗАО «Трест Коксохиммонтаж» завершило реализацию проекта расширения Каспийского Трубопровода, выполнив комплексное развитие наземных сооружений Морского терминала Консорциума вблизи Новороссийска. Особенностью проекта являются земляные работы в скальных грунтах и конструкции зданий и сооружений, которые в условиях девятибалльной сейсмичности превратились в бастионы, способные противостоять землетрясению.

В августе 2016 г. запущен центральный пункт сбора нефти на Новопортовском месторождении. Участие ЗАО «Трест Коксохиммонтаж» в реализации проекта началось



в марте 2016 г. Для сокращения сроков строительства Трест КХМ изготовил на своих заводах и доставил на объект морским транспортом в период действия весенне-летней навигации металлоконструкции в объеме более 665 тн. Для осуществления работ было задействовано 20 единиц крановой техники, численный состав специалистов в пике строительства достигал 900 человек в сутки.

Готовится к вводу в эксплуатацию Сузунское месторождение в составе площадки Установка подготовки нефти (УПН). Реализация проекта начата в мае 2015 г. и закончена уже в сентябре 2016 г. За это время было выполнено строительство резервуарного парка объемом 60 тыс. м³, изготовлены и смонтировано более 4 000 тонн металлоконструкций.

Сейчас проводится реконструкция коксовой батареи №4 на заводе «Северсталь». В прошлом столетии именно «Коксохиммонтаж» строил эту батарею, она отработала рекордное время – 58 лет. Больше полувека батареи не работали нигде в мире. В марте 2017 г. батарея будет остановлена, демонтирована, останется только фундамент, и на нем будет построена новая батарея, которая отработает еще минимум 25 лет, согласно нормативному сроку службы коксовых батарей.

ЗАО «Трест Коксохиммонтаж» принимает участие в строительстве уникального для России и мира завода сжиженных природных газов в ЯНАО.

Проект «Ямал СПГ» требует от участников наличия определенных компетенций и инновационных знаний, использования самых передовых технологий и новейшего оборудования. Внедряя современные технологии как на производстве, так и в системе управления, ЗАО «Трест Коксохиммонтаж» обеспечивает стабильно высокое качество строительства, таким образом закрепляя потенциал предприятия. Специалисты Треста гордятся возможностью приложить свои усилия к возведению столь значимого объекта.

ЗАО «Трест Коксохиммонтаж» объединяет строительно-

монтажные предприятия, заводы и проектные институты, общая численность сотрудников – свыше 10 тысяч человек во многих регионах страны. Один из приоритетов компании сегодня – это корпоративная социальная ответственность в условиях устойчивого развития страны. Трест КХМ вносит значительный вклад в социальную обеспеченность РФ, активно участвует в развитии социальных программ и проектов в регионах присутствия, оставаясь при этом одним из крупнейших налогоплательщиков в масштабах страны.

Движущей силой любой компании являются именно ее специалисты. Они создают «крутящий момент», и весь механизм приходит в движение. Без целеустремленности и самоотверженного труда рядовых сотрудников мы не добились бы таких результатов. В течение всей истории Коксохиммонтажа менялись производственные направления компании, но оставались всегда неизменными верность традициям, профессионализм, самоотдача и преданность Родине. ●

KEY WORDS: *construction in the oil and gas industry, oil and gas equipment, installation of pipelines, chemical industry, LNG plant.*



МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИН В КОЛОННЕ ГИБКИХ ТРУБ

КОЛОННА ГИБКИХ ТРУБ (КГТ) ЯВЛЯЕТСЯ ОТВЕТСТВЕННЫМ ЭЛЕМЕНТОМ КОЛТЮБИНГОВЫХ АГРЕГАТОВ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН. ЕЕ НАДЕЖНОСТЬ В ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ СТЕПЕНИ ОПРЕДЕЛЯЕТ БЕЗОПАСНОСТЬ И УСПЕШНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ В СКВАЖИНЕ. РАЗРУШЕНИЕ КОЛОННЫ ОБУСЛОВЛЕНО НАПРЯЖЕНИЯМИ, ДЕЙСТВУЮЩИМИ В СТЕНКАХ ТРУБ И НАЧИНАЕТСЯ С ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИН. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ НЕ ДАЕТ ОДНОЗНАЧНОГО ОТВЕТА НА ВОПРОС – ОТКУДА НАЧИНАЕТСЯ ОБРАЗОВАНИЕ ТРЕЩИН – С НАРУЖНОЙ ИЛИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ МЕХАНИЗМЫ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИН В КОЛОННЕ ГИБКИХ ТРУБ, ЧТО ДЕЛАЕТ БОЛЕЕ ЛЕГКОЙ ДИАГНОСТИКУ СОСТОЯНИЯ ТРУБ

COIL TUBING (CT) IS AN IMPORTANT ELEMENT OF COIL TUBING UNITS OF THE CONCENTRIC TUBING WORKOVER. ITS RELIABILITY IS LARGELY DETERMINES THE SAFETY AND SUCCESS OF OPERATIONS IN THE WELL. THE DESTRUCTION OF THE TUBING IS CAUSED BY STRESSES ACTING IN THE PIPE WALL AND BEGINS WITH THE FORMATION OF CRACKS. OPERATING PIPE EXPERIENCE DOES NOT GIVE A CLEAR ANSWER TO THE QUESTION – WHERE DOES THE FORMATION OF CRACKS BEGIN FROM – FROM OUTER OR INNER SURFACE. THE ARTICLE DESCRIBES THE MECHANISMS OF FORMATION OF CRACKS IN THE COIL TUBING, WHICH MAKES IT EASIER TO DIAGNOSE THE STATE OF THE PIPES

Ключевые слова: колонны гибких труб, колтюбинг, ремонт скважин, долговечность труб, напряжение в теле трубы.

Молчанов Александр Георгиевич,
заведующий кафедрой
технической механики
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина,
д.т.н.

Певнев Виктор Григорьевич,
доцент кафедры технической
механики РГУ нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина,
к.т.н.

Романенко Светлана Валентиновна,
доцент кафедры технической
механики РГУ нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина,
к.т.н.

В настоящее время колонны гибких труб (КГТ) используются при выполнении операций текущего и капитального подземного ремонта. Предварительный анализ показывает, что с точки зрения картины напряжений действующих в теле труб их можно разделить:

1. Выполнение операций, основной целью которых является нагнетание технологической жидкости в скважину. К ним следует отнести:

- вызов притока и освоение газовых скважин газлифтным способом;
- вызов притока нефтяных скважин;
- промывку парафиновых, песчаных или гидратных пробок, а также их возможных комбинаций в колонне НКТ;
- промывку скважины с целью удаления песка из полости эксплуатационной колонны;
- кислотную обработку пласта, нефтяные ванны продуктивного пласта;

Характерной особенностью этих операций является подача технологической жидкости в КГТ при ее спуске или подъеме

и отсутствие реактивного крутящего момента, действующего на колонну в нижней части. Как правило, режим работы агрегата выбирают таким образом, чтобы максимальная скорость перемещения колонны соответствовала минимальному давлению жидкости на входе насоса и наоборот – например, промывку пробки осуществляют при максимальном давлении жидкости и минимальной скорости перемещения колонны. Абсолютные величины давления выбирают исходя из обеспечения прочности труб, с учетом характеристик их материала, а скорость перемещения обусловлена интенсивностью удаления пробки.

2. Операции, при выполнении которых к концу КГТ прикладывается значительное растягивающее усилие. При этом имеет место промывка скважины с расходом жидкости средней интенсивности. Подобный случай имеет место при следующих операциях:

- выполнение ловильных работ, связанных с извлечением оборванных штанг, скребков, ломиков для сбивки сливных клапанов и т.п.;



- проведение исследований наклонно-направленных и горизонтальных скважин, связанных со спуском в скважину комплекта приборов.

Особенностями выполнения подобных операций является приложение значительных усилий к нижнему концу колонны в сочетании с промывкой, причем основной задачей является обеспечение максимального тягового усилия. Величина подачи технологической жидкости при этом зависит от нагрузки на колонну и в критические моменты может быть вообще прекращена на небольшой промежуток времени.

3. Выполнение операций, при которых низ колонны гибких труб заякорен и во время работ внешняя вертикальная нагрузка в нижнем сечении отсутствует. Давление технологической жидкости, подаваемой в КГТ максимально. Подобная ситуация возникает:

- при селективной обработке пластов;
- при выполнении гидравлического разрыва пласта.

В процессе выполнения работ нагрузка в верхней части колонны контролируется, и создание сжимающих усилий в нижней части колонны не допускается.

4. Операции, связанные с применением забойных двигателей, установленных в нижней части колонны. В этих случаях выполняется:

- отрезка колонны НКТ;
- разбуривание плотных пробок в полости НКТ;
- разбуривание плотных пробок в эксплуатационной колонне;
- разбуривание цементных мостов.

Во всех перечисленных случаях (кроме первого) осевая нагрузка на рабочий инструмент – фреза, долото – создается весом КГТ. Если эта нагрузка недостаточна, то она увеличивается посредством транспортера, перемещающего колонну. Ситуация зависит от конкретных параметров внутрискважинного оборудования – глубины спуска КГТ, ее диаметра, типа рабочего инструмента. Подача технологической жидкости при этом определяется условиями выноса породы на поверхность.

5. В отдельную категорию следует вывести выполнение буровых работ, которые не рассматриваются, прежде всего потому, что их объемы в нашей стране весьма малы.

Применение КГТ не ограничивается перечисленными операциями, однако практически все существующие виды работ могут быть приведены к одной из упомянутых выше.

При создании колтюбинговых агрегатов, независимо от их конструкции, реализуется принцип разделения функций узлов, нарушение которого приводит к сокращению срока службы КГТ или ее механическому повреждению. Это означает, что при функционировании агрегата транспортер обеспечивает создание усилия необходимого для перемещения КГТ вверх или вниз, а барабан служит только для их наматывания (сматывания). При этом транспортер развивает усилие в пределах максимальной паспортной нагрузки (примерно 100–400 кН), а барабан обеспечивает натяжение трубы при спуске и подъеме с усилием 1–2 кН.

Наиболее прогрессивной с точки зрения обеспечения эксплуатационных показателей является именно эта схема – с «разделением» функций, при которой к колонне гибких труб может быть приложено максимальное усилие. Именно эта схема и будет рассмотрена в дальнейшем с точки зрения нагружения колонны труб и обеспечения их долговечности.

Недостатком данной схемы является трехкратное деформирование гибкой трубы по мере ее перемещения от транспортера к барабану (и наоборот). В местах

изгиба в поперечных сечениях трубы действует усилие натяжения, необходимое для плотной намотки на барабан $F_{пр}$ и изгибающий момент $M_{изг}$.

В опасных сечениях КГТ, находящейся в тракте агрегата, действуют:

- изгибающий момент, пластически деформирующий трубу;
- усилие натяжения трубы, обеспечивающее ее сматывание (или наматывание) на барабан;
- внутреннее давление технологической жидкости.

Наиболее опасной является ситуация, при которой происходит изгиб трубы при ее спуске или подъеме.

При действии внутреннего давления технологической жидкости и продольного усилия натяжения трубы в продольных и поперечных сечениях возникают нормальные напряжения. Их величины зависят от соотношений диаметра и толщины стенки гибкой трубы. Для упрощения выражений примем следующие обозначения: D_c – диаметр, r_1 и r_2 – внутренний и наружный радиусы цилиндров, $r_{cp} = (r_2 + r_1)/2$ – радиус срединной поверхности трубы, $\delta_{тр} = r_2 - r_1$ – толщина стенки трубы, $p_{ж}$ – давление технологической жидкости в трубе, $r_{cp}/\delta = 0,5(1 + k)/(1 - k)$, где $k = r_1/r_2$.

Если соотношение $r_{cp}/\delta < 10$ или $\delta/r_{cp} > 0,1$ соответствует критерию тонкостенных цилиндров, то для определения напряжений, действующих в стенке, может быть использована теория тонкостенных оболочек:



ТАБЛИЦА 1

Наружный диаметр, мм	Наружный радиус, мм	Толщина стенки, мм	Радиус срединной поверхности, мм	Критерий толстостенности	Параметр k
d_2	r_2	δ	r_{cp}	δ/r_{cp}	$k = r_1/r_2$
25,4	12,7	1,27	11,43	0,11	0,9
25,4	12,7	1,7	11,85	0,143	0,866
25,4	12,7	2,8	11,3	0,248	0,779
31,8	15,9	1,9	14,95	0,127	0,880
31,8	15,9	4	13,9	0,288	0,748
38,1	19,05	2,4	17,85	0,134	0,874
38,1	19,05	4	17,05	0,235	0,790
44,5	22,25	2,8	20,85	0,134	0,874
44,5	22,25	4	20,25	0,197	0,820
50,8	25,4	2,8	24	0,117	0,889
50,8	25,4	4	23,4	0,171	0,842
60,3	30,15	6	27,15	0,221	0,801
73	36,5	7	33	0,212	0,808
89	44,5	9	40	0,225	0,798

- меридиональные (осевые) $\sigma_m = \sigma_z = p_{ж}D/4\delta = p_{ж}r_{cp}/2\delta = 0,25p(1+k)/(1-k)$;
- тангенциальные $\sigma_t = \sigma_\theta = p_{ж}D/2\delta = p_{ж}r_{cp}/\delta = 0,5p(1+k)/(1-k)$;
- радиальные $\sigma_r = -p_{ж}$.

Данные зависимости получены на основе безмоментной теории оболочек, предполагающей постоянство действующих напряжений по толщине стенки трубы.

Как следует из таблицы 1 одни и те же гибкие трубы, используемые при проведении подземных ремонтов и имеющие различные толщины стенок, либо соответствуют толстостенным цилиндрам, либо находятся на границе перехода от толстостенных цилиндров к тонкостенным оболочкам (например, труба с диаметром 50,8 мм).

Отличия в типе трубы проявляются, при данных соотношениях размеров, в напряжениях и деформациях, возникающих при действии внутреннего давления. Это объясняет двойственный характер зарождения трещин в трубах.

Для тонкостенных труб все точки сечения равновероятны с точки зрения опасности, поскольку напряжения равномерно распределены по толщине стенки.

Соответственно, все точки сечения являются равноопасными. Для определения положения опасной точки в толстостенном цилиндре рассмотрим величины действующих напряжений на внутренней и внешней поверхности труб.

Для расчетов на прочность при сложном напряженном состоянии трубы необходимо определить эквивалентные напряжения. Для их определения в рассматриваемом случае наиболее приемлемой является четвертая теория прочности (энергетическая теория Хубера–Мизеса), которая, помимо прочего, дает хорошие результаты для расчета деталей, изготовленных из пластичных материалов, одинаково сопротивляющихся растяжению и сжатию. Кроме того, она свободна от ограничений, связанных с областью применения закона Гука и может быть использована при пластических деформациях материала детали. Сущность этой теории заключается в том, что в качестве критерия прочности материала, находящегося в сложном напряженном состоянии, может быть принята величина накопленной удельной энергии деформации изменения формы. Эквивалентные напряжения $\sigma_{эКВ}$ в данном случае определяются исходя из величин главных напряжений $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$. Указанные напряжения

действуют на главных площадках, совпадающих с продольным и поперечным сечениями трубы, так как касательные напряжения здесь отсутствуют.

$$\sigma_{эКВ} = \{0,5[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2]\}^{1/2}.$$

Эту теорию для прочностных расчетов в основном используют специалисты американских и канадских фирм, производящих гибкие трубы. Эта же теория прочности используется при наличии пластических деформаций.

Статическая прочность обеспечивается при условии выполнения соотношения $\sigma_{эКВ} \leq [\sigma_{эКВ}]$ для опасных точек, а усталостная прочность – для аналогичных показателей при усталостном нагружении материала трубы при заданном количестве циклов нагружения. Естественным является вопрос: на какой поверхности трубы – внутренней или внешней – зарождаются трещины, т.е. где лежит опасная точка? Опыт эксплуатации труб говорит о том, что имеют место и тот и другой случаи. Рассмотрим данную проблему, проанализировав напряженное состояние гибкой трубы.

Ранее было показано, что существуют два опасных сечения в тракте агрегата – при сходе



ТАБЛИЦА 2

Расположение точки	Напряжения и их значения			
	σ_1	σ_2	σ_3	
	σ_θ	σ_z	σ_r	$\sigma_{экр}$
1 внутри	$p(1+k^2)/(1-k^2)$	$pk^2/(1-k^2)$	-p	$p3^{0.5}/(1-k^2)$
2 снаружи	$p2k^2/(1-k^2)$	$pk^2/(1-k^2)$	0	$p3^{0.5}k^2/(1-k^2)$

трубы с барабана и в сечении, соответствующем точке подвеса колонны труб (ниже инжектора).

Сечение, соответствующее точке подвеса колонны гибких труб

Рассматривая трубу как толстостенный цилиндр, определим величины максимальных напряжений, возникающих в точках, принадлежащих внутренней и наружной поверхности. Сравнение величин полученных значений эквивалентных напряжений для диапазонов значений k, рассчитанных по безмоментной теории, соответствующих гибким трубам, показывает, что они дают заниженные значения, по сравнению с результатами, рассчитанными по зависимостям, основанным на теории толстостенных цилиндров.

При действии только внутреннего давления p на внутренней поверхности толстостенного цилиндра будут действовать максимальные значения напряжений $\sigma_{r1\max} = -p$; $\sigma_{\theta1\max} = p(1+k^2)/(1-k^2)$.

Соответственно, на наружной поверхности цилиндра будут действовать напряжения $\sigma_{r2\max} = 0$; $\sigma_{\theta2\max} = p2k^2/(1-k^2)$, где $k = r_1 / r_2$.

Осевые напряжения, обусловленные внутренним давлением, будут постоянны по всему поперечному сечению и равны $\sigma_{z1\max} = pk^2/(1-k^2)$.

При использовании четвертой теории прочности, эквивалентные напряжения определяются главными напряжениями $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$.

$$\sigma_{экр} = \{0,5[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2]\}^{0.5}$$

Значения компонентов напряженного состояния для точек, лежащих на внутренней

поверхности трубы (r1) и наружной поверхности (r2) приведены в таблице 2.

Соответственно, соотношение величин эквивалентных напряжений в точках, лежащих на внутренней и наружной поверхности трубы, будет равно $\sigma_{экр\text{ вн}}/\sigma_{экр\text{ нар}} = 1/k^2$. Чем больше выражена толстостенность трубы, тем больше эквивалентные напряжения на внутренней поверхности. Например, для трубы диаметром 50,8 мм и толщиной стенки 4 мм это соотношение равно 1,4.

Таким образом, опасная точка при действии только внутреннего

давления жидкости лежит на внутренней поверхности трубы. Ее положение не зависит от величины внутреннего давления, а определяется лишь геометрической характеристикой поперечного сечения трубы – критерием толстостенности $k = r_1/r_2$.

В реальных условиях в поперечных сечениях трубы действуют еще и напряжения, обусловленные:

- весом колонны, силой трения о стенки скважины $\sigma_z(Q) = \rho gL + \tau_{cp}L$, где ρ – плотность материала КГТ с учетом погружения колонны в жидкость; g – ускорение свободного падения; τ_{cp} – среднее значение удельной силы трения колонны; L – глубина спуска колонны;
- изгибом при огибании барабана $\sigma_z\text{ и1} = \sigma_z\text{ и2} = E2r_2/D\delta$.

И те и другие могут достигать предела текучести σ_T , например, при прихвате колонны, и осевые напряжения будут увеличиваться на их значение.

Картина действующих напряжений в обоих случаях может быть охарактеризована таблицей 3.

РИС. 1. Соотношение эквивалентных напряжений при отсутствии осевой силы

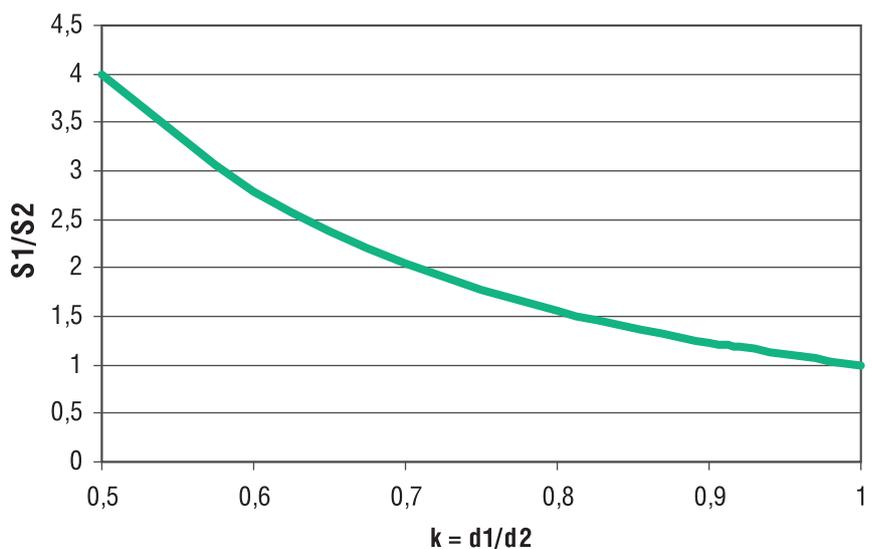
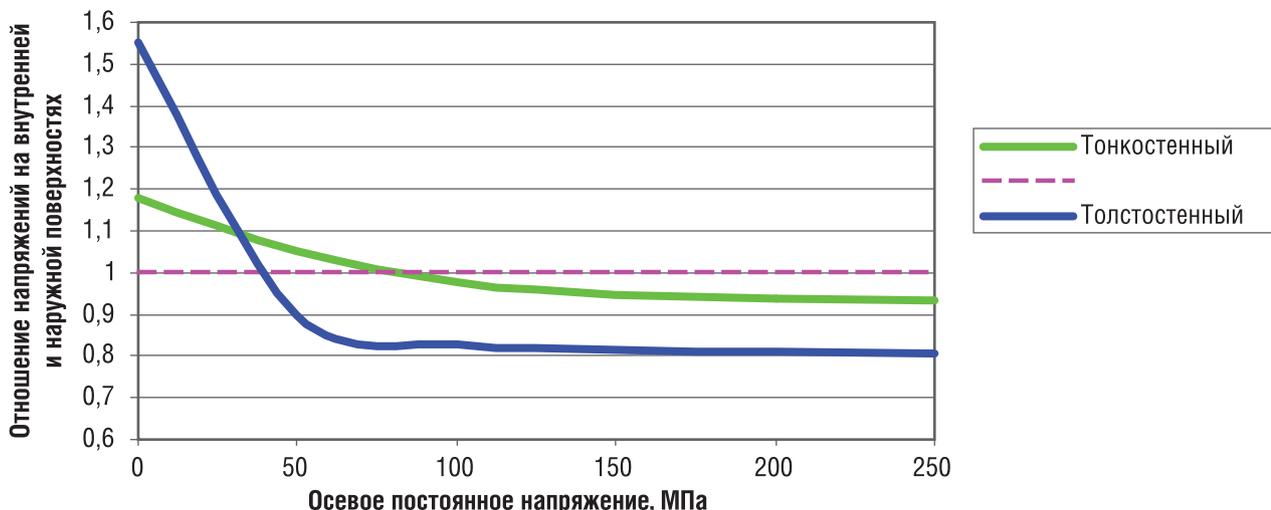


ТАБЛИЦА 3

Расположение точки	Напряжения и их значения		
	σ_θ	σ_z	σ_r
1 внутри	$p(1+k^2)/(1-k^2)$;	$pk^2/(1-k^2) + \sigma_r k$	-p
2 снаружи	$p2k^2/(1-k^2)$.	$pk^2/(1-k^2) + \sigma_r$	0

РИС. 2. Соотношение напряжений для тонкостенных и толстостенных труб



Определение эквивалентных напряжений в случае, когда компоненты напряженного состояния превышают предел текучести, дает неоднозначные результаты. В нашем случае необходимо лишь найти расположение опасной точки – на внутренней или внешней поверхности? Для ответа на этот вопрос достаточно рассмотреть условие неравенства значений эквивалентных напряжений, определенных по одной и той же формуле.

Очевидно, что увеличение осевых напряжений для обеих точек если и изменит соотношение этих величин, то не изменит условия неравенства, и эквивалентные напряжения в точках, лежащих на внутренней поверхности, будут больше, чем на наружной.

Расчеты численными методами для различных диаметров труб и толщин стенок показывают, что наличие осевого усилия приводит к уменьшению соотношения напряжений $\sigma_{\text{Экв вн}} / \sigma_{\text{Экв нар}}$. Причем и для толстостенных и для тонкостенных цилиндров картина напряженных состояний при действии осевых напряжений меняется, и эквивалентное напряжение на наружной поверхности может превысить напряжение на внутренней.

Это означает, что разрушение трубы будет начинаться с образования трещин на наружной поверхности под действием главных напряжений, действующих в осевом направлении. Поэтому труба разрушается в поперечном сечении, а не в продольном, как это следует из теории тонкостенных оболочек.

Расчеты показывают, что в трубах по мере увеличения растягивающей нагрузки напряжения на поверхности увеличиваются. При малых значениях внутренние напряжения больше, при больших значениях – наружные. При этом касательные напряжения относительно уменьшаются по сравнению с осевыми. В результате труба одного диаметра, но с разной толщиной стенки начинает разрушаться с внутренней поверхности при низких осевых напряжениях и с наружной поверхности – при высоких.

График, представленный на рис. 2, имеет практическое значение. Построенный для трубы определенного диаметра, он показывает, что левее точки пересечения с ординатой «1» образование трещин будет начинаться с внутренней поверхности, а правее – с наружной поверхности. Это упрощает контроль состояния труб, условно относящихся к толстостенным, и требует применения дефектоскопов для тонкостенных труб.

Таким образом, различная картина разрушения гибких труб обусловлена соотношением давления жидкости и растягивающих напряжений в трубе. ●

Литература

1. Справочник по сопротивлению материалов / Писаренко Г.С. и др. – 3-е изд., перераб. и доп. – К.: «Издательство Дельта», 2008. – 816 с.

KEY WORDS: column flexible pipes, coiled tubing, workover, durability of the tubes, the stress in the pipe body.





milaidhoo island

MALDIVES

story of a small island

Добро пожаловать в Milaidhoo!

Наш бутик-курорт в самом центре биосферного заповедника под защитой ЮНЕСКО представляет собой идеальное сочетание комфорта и единения с природой.

Насладитесь подлинным очарованием Мальдивских островов, полюбуйте на яркую подводную жизнь кораллового рифа, запустите пальцы в мягкий песок, вздохните полной грудью – здесь начинается ваша история маленького острова...

Узнайте больше на www.milaidhoo.com



РЕКЛАМА

ОТКРЫТИЕ В НОЯБРЕ 2016 ГОДА

    @Milaidhoo

ИНДИКАТОРЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Гидрогеологические и индикаторные исследования для уточнения геологических моделей и повышения эффективности освоения нефтяных месторождений Широтного Приобья

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕН ПРИМЕР ИССЛЕДОВАНИЯ СООБЩАЕМОСТИ И ИЗОЛИРОВАННОСТИ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТРАССЕРНЫХ ЗАКАЧЕК. ЗАВИСИМОСТЬ КОНЦЕНТРАЦИИ ИНДИКАТОРА ОТ ВРЕМЕНИ ЕГО ПОЯВЛЕНИЯ ДЛЯ КАЖДОЙ СКВАЖИНЫ ОТРАЖАЕТ ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТА. ИНДИКАТОРНЫЙ МЕТОД КРАЙНЕ ЭФФЕКТИВЕН ПРИ ВЫЯВЛЕНИИ ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПО ВСЕЙ ПЛОЩАДИ ЗАЛЕЖИ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ СКОРОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ И НАПРАВЛЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ФЛЮИДОВ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОВЕДЕННЫХ ЗАКАЧЕК БЫЛА ВЫЯВЛЕНА ЗОНА УПЛОТНЕНИЯ, НАЛИЧИЕ БАРЬЕРА ПОДТВЕРЖДЕНО РАЗНИЦЕЙ В ОТМЕТКАХ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА. ОБЪЕКТИВНОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖИ, ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ДАЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ С УЧЕТОМ ВЫЯВЛЕННЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ

THE ARTICLE INCLUDES AN EXAMPLE OF THE RESEARCH CONNECTIVITY AND ISOLATION HYDROGEOLOGICAL OBJECTS USING TRACER METHOD. THE DEPENDENCE OF THE CONCENTRATION OF THE INDICATOR FROM THE TIME OF ITS OCCURRENCE FOR EACH WELL REFLECTS THE CHARACTERISTICS OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE RESERVOIR. THE INDICATOR METHOD IS EXTREMELY EFFECTIVE IN IDENTIFYING FRACTURE ZONES ACROSS THE RESERVOIR AREA, DETERMINING FILTRATION RATE AND DIRECTION OF FLUID FLOW. THE AREA OF THE SEAL WAS DETECTED AS THE RESULT OF THE TRACER DOWNLOAD; THE PRESENCE OF THE BARRIER CONFIRMED BY THE DIFFERENCE IN THE ELEVATIONS OF THE OIL-WATER CONTACT. AN OBJECTIVE JUSTIFICATION OF THE STRUCTURE OF DEPOSITS, THE PROVISIONS OF THE OIL-WATER CONTACT AND HYDROGEOLOGICAL CHARACTERISTICS MAKES IT POSSIBLE TO CREATE GEOLOGICAL MODELS BASED ON THE IDENTIFIED STRUCTURAL FEATURES OF THE STUDDING AREA

Ключевые слова: гидрогеологические исследования, месторождения Широтного Приобья, трассерный метод.

Лобусев Александр Вячеславович,
д.г.-м.н., профессор,
заведующий кафедрой
промышленной геологии нефти
и газа,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина

Сапрыкина Ксения Михайловна,
ассистент кафедры геологии
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина

Кузнецов Сергей Николаевич,
аспирант кафедры промышленной
геологии нефти и газа,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина

Антипова Юлия Александровна,
к.г.-м.н., доцент кафедры
промышленной геологии нефти
и газа,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина

В России на сегодняшний день ежегодно извлекается около 500 млн т нефти, что влечет за собой увеличение техногенной нагрузки на недра при нефтедобыче. Вовлеченными в процесс разработки оказываются и водоносные горизонты, имеющие важное промышленное значение, ресурсы которых используются для поддержания пластового давления при интенсификации добычи. Способ разработки нефтяных месторождений с использованием законтурного и внутриконтурного заводнения широко распространен повсеместно. Так, на территории Широтного Приобья общая площадь охвата разработкой нефтяных месторождений превышает 50 тыс. км², а объемы закачиваемой воды – 100 тыс. тонн в год.

Ключевые объекты разработки месторождений нефти Западной Сибири расположены в районе Широтного Приобья, основным водоносным комплексом является апт-альб-сеноманский комплекс отложений. При

заводнении гидродинамическая обстановка подвергается наиболее существенному изменению, природные элизионные и инфильтрационные типы водонапорных систем, формировавшиеся в течение длительного геологического времени, перестают существовать в первозданном виде. Техногенное воздействие на пласт приводит к резкому изменению фильтрационных параметров, как по разрезу, так и в площадном распространении.

В разрезе Западно-Сибирского мегабассейна апт-альб-сеноманский водоносный комплекс представлен сложно-чередующимися, переслаивающимися песчано-глинистыми разностями отложений покурской свиты, мощностью 750–810 м. В водоносных горизонтах присутствуют воды пониженной минерализации с достаточно широкими колебаниями концентраций ионов в каждом пласте, а также пласты с



неравномерным характером распределения минерализации.

Для всего района Широтного Приобья отмечается сходство гидрогеологического строения водоносных комплексов и закономерностей распространения вод. В то же время наблюдаются широкие вариации значений минерализации по всем рассматриваемым площадям, что говорит о разнообразии процессов, влияющих на формирование химического состава подземных вод на каждой площади, и в то же время об одинаковом наборе этих процессов для каждого района.

Воды, применяемые в системе поддержания пластового давления, должны отвечать определенным требованиям. Наиболее важными для заводняющего агента характеристиками являются химический состав, плотность, сжимаемость, вязкость, вытесняющие и вымывающие свойства, количество взвешенных частиц, газонасыщенность (определяющие совместимость с водами нефтяных пластов) и т.д.

Воды апт-альб-сеноманского комплекса относятся к группе солоноватых вод с величиной минерализации 18–21 г/л. Генетический тип вод (по В.А. Сулину) – хлоркальциевый, воды нейтральные по водородному показателю. Вытесняющие свойства вод зависят от соотношения величины вязкости нефти и воды и от проницаемости нефтенасыщенных пород, закачка апт-сеноманских вод, по сравнению с пресными водами, повышает нефтеотдачу на 3,5–4,5%.

Высокое содержание взвешенных частиц в водах определяет необходимость проведения мероприятий по водоподготовке перед закачкой их в продуктивный нефтяной пласт. Содержание твердых взвешенных веществ в закачиваемых водах влияет на выбор конструкции фильтров

водозаборных скважин, работу насосов, режим эксплуатации и степень подготовки вод.

Воды продуктивных отложений ЮВ11 месторождений Широтного Приобья принадлежат практически исключительно к хлоркальциевому генетическому типу (по В.А. Сулину). Содержание кальция преобладает над содержанием магния, в водах в небольших количествах имеются сульфаты.

В юрских отложениях смеси вод нестабильны, при закачке заводняющего флюида сразу начинается процесс осадкообразования, отмечается также нестабильность апт-сеноманских вод в термобарических условиях нефтяных пластов.

Таким образом, масштабная закачка вод для поддержания пластового давления определяет формирование гидродинамического режима и изменений химического состава вод. Используемые воды апт-альб-сеноманского комплекса по мере обводнения замещаются подтоварными водами, вследствие чего происходит осреднение химического состава вод по разрезу продуктивной зоны.

Масштаб этого осреднения зависит от соотношения объемов исходных пластовых вод в резервуаре и объемов закачанных вод. Различие в минерализации отобранных во время разработки и исходных вод пласта должно отражать соотношение объемов вод пласта и закачанных вод и, соответственно, степень техногенного воздействия на пласт при поддержании пластового давления. Наиболее заметно тенденция к осреднению минерализации по разрезу

должна проявляться в пластах, где высокие соотношения объема закачки и объема вод продуктивного пласта.

Использование вод апт-альб-сеноманского комплекса в качестве рабочего агента системы поддержания пластового давления для юрских отложений месторождений Широтного Приобья потребует проведения мероприятий по снижению осадкообразования – насыщение закачиваемой воды углекислотой, применение ингибиторов отложения карбонатов.

Для оценки совокупного воздействия качеств нагнетаемого флюида целесообразно использовать показатели приемистости нагнетательных скважин, которые могут быть связаны как со скоростью продвижения агента заводнения от призабойной зоны скважины по поровому пространству нефтяного пласта, так и с кольматацией забоя. В случае необходимости, при падении приемистости скважин более чем на 20%, возможно проведение мероприятий по очистке призабойной зоны скважин – применение соляно-кислотной обработки, вибровоздействие.

Также целесообразно проводить исследование сообщаемости и изолированности гидрогеологических объектов, в том числе с применением трассерных методов. При проведении индикаторных исследований меченый раствор закачивается в нагнетательную скважину, также в пределах исследуемого



участка выбирается ряд добывающих скважин, в которых будет отслеживаться появление индикатора. С течением времени индикатор будет перемещаться по пласту-коллектору к добывающим скважинам, его появление возможно отследить по результатам отбора проб добываемой продукции, в которых измеряется количественное содержание индикатора через определенные промежутки времени.

Зависимость концентрации индикатора от времени его появления для каждой скважины отражает особенности геологического строения пласта, результирующие графики строятся по всем добывающим скважинам, участвующим в эксперименте. В дальнейшем проводится анализ изменения пластовых давлений, дебитов скважин, обводненности продукции, с учетом отдаленности нагнетательной и добывающих скважин.

Индикаторный метод крайне эффективен при выявлении зон трещиноватости по всей площади залежи, определения скоростей фильтрации и направления движения флюидов, объем и количество интервалов

фильтрации, определением положения нефтяного контакта.

Индикаторы должны обладать хорошей растворимостью в прослеживаемой жидкости и нерастворимостью в других флюидах, насыщающих пласт; устойчивостью физико-химических свойств в пластовых условиях; отсутствием в макроколичествах в пластовых жидкостях; сохранением естественного потока в пласте и строгим следованием вместе с гидродинамическим носителем [3].

В качестве объектов исследований были выбраны месторождения Когалымского и Сургутского сводов. Для описания гидродинамической обстановки исследуемого пласта ЮВ11 целесообразно давать характеристики результатов скоростей продвижения индикаторов, предварительно определив критерии выделения «каналов» высокой и низкой фильтрации для конкретных пластов и условий разработки.

Основные подвижные запасы нефти, относятся к зонам с относительно низкими скоростями фильтрации.

Также для месторождений исследуемого района выделяются

зоны интенсивного обводнения, приуроченные к интервалам пласта, имеющим значения текущей нефтенасыщенности, близкие к остаточной; зоны опережающего обводнения, приуроченные к депрессионным зонам низкого гидравлического сопротивления, способствующим образованию не вырабатываемых целиков нефти; а также зоны прорыва закачиваемой воды, связанные с трещиноватостью, тектонической или техногенной природы.

Общей рекомендацией по оптимизации работ нагнетательных скважин является проведение мероприятий по выравниванию профилей приемистости и ограничению водопритока добывающих скважин. Для уточнения механизма обводнения ряда добывающих скважин целесообразно проведения комплекса промыслово-геофизических исследований для определения профиля притока, источников и интервалов обводнения.

В приведенном ниже исследовании будут задействованы результаты индикаторного метода, объект исследования – нефтяная залежь, приуроченная к пласту ЮВ11.

РИС. 1. Схема закачки и результата регистрации трассирующего индикатора

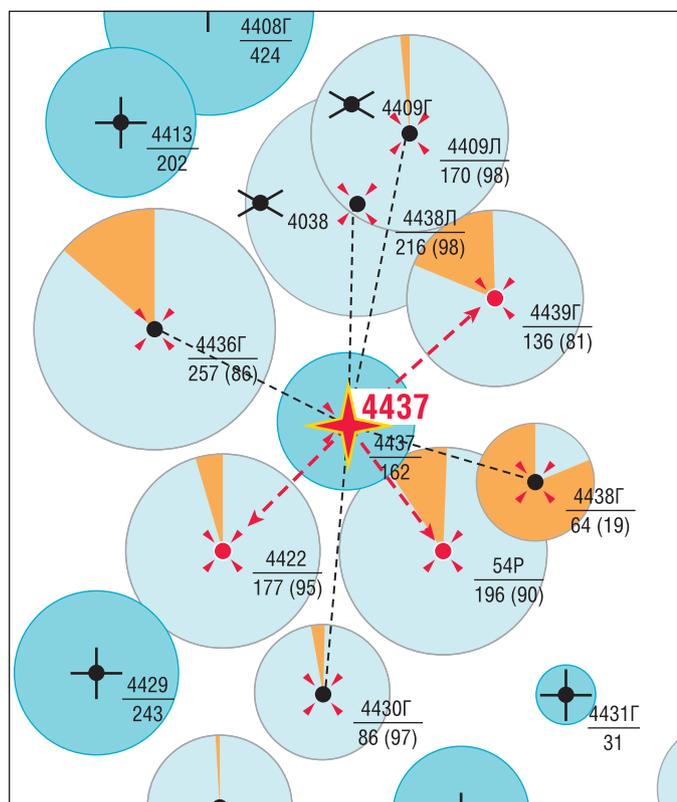
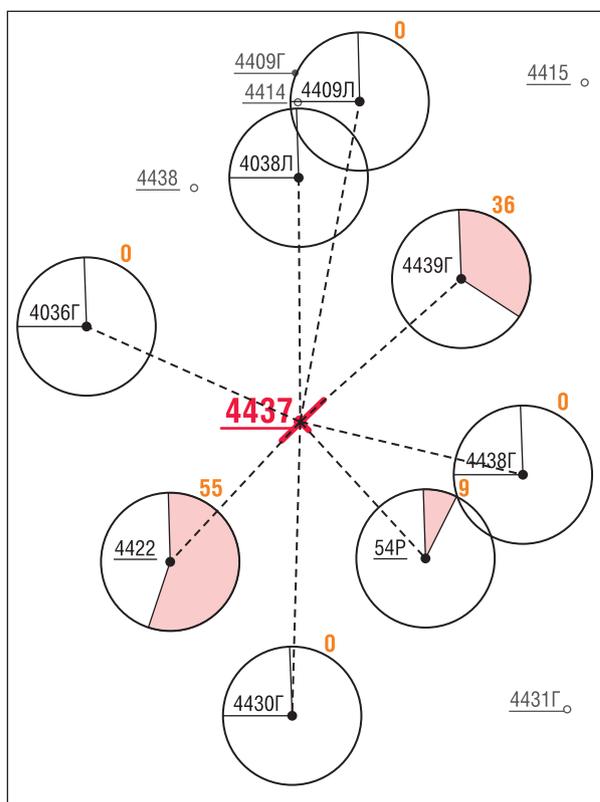


РИС. 2. Схема распределения выноса уранина по контрольно-добывающим скважинам





По результатам сейсмических исследований в разрезе юрских отложений были зафиксированы разрывные нарушения с амплитудами различной величины, вверх по разрезу эти нарушения затухают и часто не превышают 10 метров. Изучаемая верхняя часть разреза васюганской свиты сложена преимущественно песчаниками, алевролитами. Алевролиты серые, светло-серые, плотные, крепкие, средне и мелкозернистые, глинистые, реже карбонатизированные. Песчаник светло-серый, плотный, крепкий, однородный, слюдястый. Максимальная эффективная толщина в пределах изучаемого участка достигает 22,7 м при средней 8,6 м. Коэффициент расчлененности составляет 2,765, коэффициент песчаности – 0,605 [1].

Выбранный участок представляет интерес для изучения, ввиду наличия в залежи различных значений абсолютных отметок водонефтяного контакта: -2272 м в северной части и -2276 м в южной части.

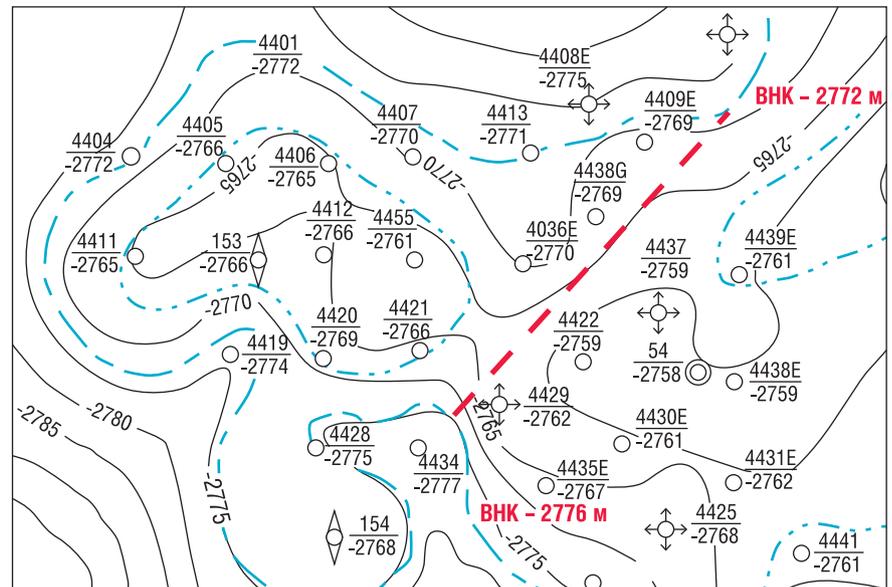
Данная особенность может быть связана с несколькими причинами, в частности с зональным развитием коллекторов, относящихся к разным типам фаций [2], а также с тектоническими процессами на исследуемой территории.

Нагнетательная скважина для трассерных исследований выбрана с учетом ее равной удаленности от южной и северной границ залежи, с разняющимися абсолютными отметками водонефтяного контакта. В скважину 4437 был закачан раствор с содержанием 25 кг индикатора уранина (рис. 1).

Наблюдение велось в скважинах №№ 54Р, 4036, 4038, 4409, 4422, 4430, в которых осуществлялся отбор проб. Индикатор был обнаружен в скважинах № 54Р, 4422, 4439 (рис. 2).

Основное распространение меченной индикатором закачиваемой воды, происходит в северо-восточном и юго-западном направлениях по линии скважин №№ 4422 – 4437 (нагнетательная) – 4439Г. При этом 55% меченной индикатором воды распространяется в скважину № 4422 юго-западного направления, в северо-восточном направлении

РИС. 3. Структурная карта кровли пласта-коллектора с предполагаемым геологическим барьером



в скважину № 4439, являющуюся горизонтальной, распространяется 36% воды, меченной индикатором, скважина № 54Р вбирает в себя 9% поступающей жидкости в пласт. Очевидно, что нагнетательная скважина № 4437 оказывает влияние на три из восьми контрольных добывающих скважин.

Для отреагировавшей на закачку на изучаемой площади залежи пары скважин №№ 4422 – 4439Г, находящихся на линии «юго-запад – северо-восток», можно идентифицировать выявленную зону фильтрации меченной уранином закачиваемой воды с явно высокими скоростями движения.

Судя по имеющемуся характеру поступления индикаторов в добывающие скважины, нефтенасыщенным пластам характерна зональная неоднородность, причина которой кроется в особенности строения подсвиты. Сложность строения обуславливается множественным развитием обстановок осадконакопления, в основном характерными для прибрежно-морской зоны. Объект состоит из небольших по простираюнию разновозрастных линзовидных тел, которые могут быть отделены друг от друга более плотными породами с характерно низкими фильтрационно-емкостными свойствами, которые они приобрели, накапливаясь в застойных водах.

В исследуемом случае зона уплотнения, играющая роль геологического барьера, вероятнее всего проходит вблизи нагнетательной скважины 4437 (рис. 3), протягиваясь с северо-востока на юго-запад, что может влиять на характер нефтеносности – ступенчатый характер водонефтяного контакта на рассматриваемом участке.

Таким образом, наличие барьера подтверждается не только разницей в отметках водонефтяного контакта, но и анализом результатов трассерных закачек в скважины. Объективное обоснование строения залежи, положения ВНК и других факторов может предоставить уникальную возможность обновления подхода к построению действующих моделей, а также многократно улучшить качество существующих. ●

Литература

1. Лобусев А.В., Копылов В.Е. и др. Уточнение строения верхнеюрской залежи Ватьеганского месторождения по данным геолого-гидродинамических исследований // «Территория НЕФТЕГАЗ», 2014, №12, с. 46-49.
2. Лобусев А.В., Кузнецов С.Н., Сапрыкина К.М. Анализ гидродинамической сообщаемости и фильтрационно-емкостных свойств разнофациальных зон верхней части васюганской свиты Широкого Приобья // Территория «НЕФТЕГАЗ», 2016, №9, с.48-53.
3. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. – М.: Недра, 1986. – 157 с.

KEY WORDS: hydrogeological research, the Mid-Ob region fields, tracer method.

«НЕФТЕГАЗ» - стимул к развитию отрасли

В БУДУЩЕМ ГОДУ ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ-2017» ПРОХОДИТ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ» С 17 ПО 20 АПРЕЛЯ ВМЕСТЕ С НАЦИОНАЛЬНЫМ НЕФТЕГАЗОВЫМ ФОРУМОМ. ОБЪЕДИНЕНИЕ ЭТИХ ДВУХ ЗНАЧИМЫХ ДЛЯ РОССИЙСКОГО ТЭК МЕРОПРИЯТИЙ ДАЕТ, ПО ОЦЕНКЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО СООБЩЕСТВА, ВЕСОМЫЙ СИНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ. РАССКАЗАТЬ О ПРЕДСТОЯЩИХ СОБЫТИЯХ МЫ ПОПРОСИЛИ ЗАМЕСТИТЕЛЯ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА АО «ЭКСПОЦЕНТР» МИХАИЛА ТОЛКАЧЕВА

IN THE COMING YEAR, NEFTEGAZ-2017 WILL BE HELD ON THE 17TH-20TH APRIL IN EXPOCENTRE, TOGETHER WITH THE NATIONAL OIL AND GAS FORUM. THE COMBINATION OF THESE TWO EVENTS, WHICH ARE SIGNIFICANT FOR THE RUSSIAN FUEL AND ENERGY COMPANIES, PRODUCES, ACCORDING TO THE PROFESSIONAL ASSESSMENT, A SIGNIFICANT SYNERGISTIC EFFECT. WE ASK MIKHAIL TOLKACHEV, DEPUTY DIRECTOR GENERAL OF JSC EXPOCENTRE, TO TELL US ABOUT THE UPCOMING EVENTS

Ключевые слова: национальный нефтегазовый форум, нефтегаз-2017, нефтегазовые предприятия, топливно-энергетический комплекс, Экспоцентр.



Михаил Толкачев,
Заместитель генерального
директора
АО «Экспоцентр»

– Экономика России в значительной степени зависит от нефтегазовой отрасли. В чем ценность выставки «Нефтегаз» для профильных компаний и специалистов?

– Отраслевая выставка для любой компании – это событие, к которому готовятся практически весь год. Чтобы показать потенциал компании, продемонстрировать коллегам и потребителям востребованный на рынке продукт. Следовательно, в компании происходит движение мысли, идеи и в конечном итоге производства. Получается, что выставка через отдельные компании стимулирует развитие отрасли в целом.

Кроме того, выставка это место для профессионального общения и обмена опытом. И в этом общении рождаются новации,

возникают совместные проекты и бизнес-идеи. Выставки сегодня – это один из немногих реальных механизмов, который позволяет людям знакомиться с передовыми достижениями, которые есть у соседей.

Третье, что дает выставка. Это консолидация предприятий отрасли для обсуждения проблем, решение которых зависит от государства. Зачастую в выставках и деловой программе участвуют чиновники высокого ранга. Происходит живое общение бизнеса и государства. И путь к решению отраслевых проблем сокращается на порядок.

Только хотелось бы сразу оговориться. Речь идет о крупных мероприятиях, имеющих свою историю, признание отрасли, и, кроме того, определенные регалии профессионального выставочного сообщества. Выставка «Нефтегаз», организованная «Экспоцентром» – лидирующая выставка нефтегазового комплекса России, которая представляет оборудование для нефтегазовой промышленности. Она родилась около 40 лет назад. Сегодня на нее съезжаются ведущие мировые энергетические компании Европы, Азии и Америки, чтобы продемонстрировать нефтеперерабатывающее и нефтегазовое оборудование, установить прямые торговые связи и решить маркетинговые задачи.

«Нефтегаз» входит в десятку ведущих мировых нефтегазовых смотров и проводится при

поддержке Министерства энергетики РФ и под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ.

– Что нового ожидает участников выставки «Нефтегаз-2017» в апреле будущего года? И чем сегодня обусловлена востребованность выставок нефтегазовой тематики в нашей стране?

– Сегодня, в условиях антироссийских санкций и колебаний на мировых рынках нефти и газа спрос на проведение авторитетных выставочно-конгрессных мероприятий, как мне кажется, лишь возрастает. Ведь происходит переформатирование мирового рынка энергоносителей, возникают новые стратегические направления поставок. Поэтому многие участники рынка стремятся в деталях прочувствовать его конъюнктуру, найти верные для себя бизнес-решения. И отраслевые выставки и форумы – наилучшее для этого место.

Никакие информационные технологии не в силах заменить живое человеческое общение. Присутствие на выставке дает возможность партнерам и конкурентам почувствовать стабильность компании. Сегодня, такого рода мероприятия, пожалуй, лучший способ продвижения на рынке. Грамотно построенное участие компании в выставке приносит ей необходимое количество контрактов для



работы в течение года до следующей выставки.

По своей тематике выставка «Нефтегаз» охватывает все без исключения сегменты современного ТЭК. «Нефтегаз» – это возможность заглянуть в будущее топливно-энергетического комплекса, познакомиться с новейшими технологиями добычи, транспортировки и переработки углеводородов, с экологическими и энергосберегающими программами.

Отличительной чертой современных нефтегазовых выставок является то, что они проводятся в формате крупных выставочно-конгрессных мероприятий. Поэтому выставка «Нефтегаз-2017» традиционно проходит совместно с Национальным нефтегазовым форумом. Объединение двух мероприятий в комплексный проект, включающий форум, выставку, биржу деловых контактов, встречи на международном уровне и т.д. повышает его эффективность и престижность, что превращает его в ключевое событие российской нефтегазовой отрасли.

Национальный нефтегазовый форум – первое в современной истории России мероприятие федерального масштаба, организованное Министерством энергетики Российской Федерации совместно с ведущими предпринимательскими и отраслевыми объединениями – Российским союзом промышленников и предпринимателей (РСПП), Торгово-промышленной палатой России (ТПП РФ), Союзом

нефтегазопромышленников России, Российским газовым обществом.

Такой формат позволяет наладить прямой диалог не только между экспонентами и их заказчиками, но и широкое взаимодействие между властью и бизнесом, наукой и производством, инвесторами и разработчиками новейших технологий.

В работе форума и выставки примут участие члены правительства РФ, руководители профильных министерств и ведомств, лидеры экспертного и бизнес-сообщества. Будут рассмотрены перспективы нефтегазовой отрасли, вопросы, связанные с импортозамещением, внедрением инноваций, энергоэффективностью, диверсификацией российского ТЭК в условиях низких цен на нефть, а также налоговая политика, технологическое перевооружение, новые экономические модели, развитие отраслевого машиностроения, международного сотрудничества и многое другое.

Сейчас полным ходом идет подготовка к смотру будущего года. Уже более 200 компаний подтвердили свое участие в выставке. Среди них такие отраслевые гиганты, как Honeywell Process Solutions LLC, KANEX Krohne, National Iranian Gas Company и многие другие. Замечу, что иностранный бизнес не намерен терять российский рынок и поэтому участвует в «Нефтегазе».

Российские и зарубежные компании демонстрируют на выставке самые современные технологические решения. К примеру, свои новинки

в салоне автоматизации представят всемирно известные Phoenix Contact, Artvik Inc, R&B Industrial Supply Company и другие.

На сегодняшний день, намерение участвовать в выставке обозначили такие известные отечественные компании, как «Транснефть», «Газпром», «Татнефть», «Сургутнефтегаз», «Трубная металлургическая компания-ТМК» и другие.

– Что отличает выставку «Нефтегаз-2017» от аналогичных проектов?

– Главное отличие «Нефтегаза» в том, что это реальная рабочая площадка. Это проект, нацеленный на высокую эффективность для компаний-участниц выставки. Он дает именно то, что нужно экспонентам – высокий коммерческий результат.

Топливо-энергетический комплекс – важнейшая структурная составляющая российской экономики. Эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора, модернизация и инновационное развитие ТЭК – задача номер один современной России. Поэтому в будущем году мы проводим выставки «Нефтегаз» и «Электро» в одно время и на одной площадке.

Мы хотим объединить производителей и потребителей нефтегазового оборудования с производителями и потребителями электрооборудования, чтобы продемонстрировать комплексный подход к задачам, решаемым топливно-энергетическим комплексом страны. Мы считаем, что такой формат будет привлекательным для экспонентов обеих выставок. Многие участники уже поддержали это решение, поскольку потребителями электротехнической продукции являются и компании нефтегазового сектора, а это около 25% рынка ТЭКа. Экспозиции обеих мероприятий будут органически дополнять друг друга, оставаясь при этом самостоятельными проектами на площадке ЦВК «Экспоцентр». Такое решение продиктовано стратегической задачей развития ТЭК страны. ●

KEY WORDS: *national oil and gas forum, oil and gas in 2017, oil and gas companies, fuel and energy complex, Expocentre.*

ЭФФЕКТИВНОСТЬ НА УРОВНЕ ПЕРВОГО КВАРТИЛЯ

ПРЕДСТАВИТЕЛИ ВЕДУЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ СОБРАЛИСЬ 31 ОКТЯБРЯ 2016 Г. НА IV РОССИЙСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ САММИТЕ РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА, ЧТОБЫ ОБСУДИТЬ КЛЮЧЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОТРАСЛИ И ВОПРОСЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ. АКЦЕНТ ОБСУЖДЕНИЙ БЫЛ СДЕЛАН НА МЕТОДАХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ПОСРЕДСТВОМ СОВРЕМЕННЫХ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ

ON OCTOBER 31, 2016, THE REPRESENTATIVES OF THE LEADING OIL AND GAS COMPANIES GATHERED AT THE IV SUMMIT OF THE RUSSIAN OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION TO DISCUSS KEY INDUSTRY ISSUES AND ISSUES OF IMPORT SUBSTITUTION. THE EMPHASIS OF THE DISCUSSION WAS PLACED ON THE METHODS OF ENHANCED OIL RESERVOIR RECOVERY AND PRODUCTION EFFICIENCY THROUGH ADVANCED AUTOMATION EQUIPMENT

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: интеллектуальное месторождение, кибербезопасность, увеличение нефтеотдачи, ПНГ, импортозамещение.

УДК 659

Отечественное vs импортное

Эмоциональную речь об импортозамещении произнес директор департамента науки и технического развития АО «Росгеология», Сергей Леонидович Костюченко, которую он начал с демонстрации журнала Neftegaz.RU, привлекая внимание аудитории к анонсу обложки: «Российское не закупать импортное». Запятую предлагается поставить самостоятельно, а где именно – указывала логика изложения доклада.



Сергей Леонидович отметил, что российские компании не уступают западным, но 20-летний период прорывного внедрения импортных средств привел к критическому состоянию производства в России. И заниматься импортозамещением нужно было уже давно. Сегодня государство предоставляет множество преференций: кредитование ключевых инвестиционных проектов под льготную кредитную ставку 5% годовых из Фонда

развития промышленности; субсидирование уплаты процентов по кредитам на реализацию новых комплексных инвестиционных проектов, проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ; а также затраты, на реализацию пилотных проектов в области инжиниринга и промышленного дизайна, на уплату процентов по кредитам на техническое перевооружение и прочее. Но, несмотря на законодательные и нормативно-правовые факторы, а также мероприятия господдержки, расширяющие возможности отечественных производителей в геологоразведке, откровенно доминируют импортные средства. Доля российского оборудования составляет всего 5–7%, а на первом месте компания – SERSEL с 70%, на втором – китайско-американская INOVA. В подтверждение своим словам доктор Костюченко привел данные В.И. Богоявленского, согласно которым, российский геофизический флот насчитывает 13 судов для проведения сейсморазведки 2D и 3D (около 8% от общемирового количества судов). Три из них способны выполнять 3D-сейсморазведку с числом сейсмоков от четырех (два судна) до 8 («Вячеслав Тихонов» ОАО «Совкомфлот»), что существенно меньше, чем у современных зарубежных судов, способных нести от 12 до 22 сейсмоков и обладающих в несколько раз большей производительностью, что особенно важно в арктических условиях с коротким рабочим сезоном (2–5 месяцев).

Достичь показателей эффективности на уровне первого квартала

О том, что такое эффективность на уровне первого квартала, как его достичь и почему это важно, рассказал Андрей Ванюков, руководитель отдела решений для нефтегазовой отрасли компании Эмерсон.



Если коротко, то, при сравнении работающих в одной отрасли предприятий по конкретным показателям эффективности их деятельности, мы можем разделить их на четыре группы – от первого до четвертого квартала. В первый квартал попадают предприятия, которые работают наиболее эффективно. Показатели разные: затраты на техобслуживание, надежность, коэффициент использования мощностей завода, энергоэффективность, производительность и тд. Улучшение даже одного показателя может принести существенную дополнительную прибыль для предприятия. К примеру, в четвертом квартале сроки выполнения проектов строительства и модернизации и затраты на них почти вдвое выше, чем в первом.



Компания Эмерсон знает, как предприятиям достичь показателей эффективности на уровне первого квартала. Например, как можно повысить эксплуатационную готовность технологического оборудования и сократить количество неплановых ремонтов? Один из методов – полноценная диагностика состояния оборудования и всеобъемлющее видение технологического процесса. Что делает это возможным? Появились новые средства измерений, они стали беспроводными, неинтрузивными и многопараметрическими. Это позволяет легко устанавливать их и получать необходимую диагностическую информацию без дополнительных затрат на проектирование и работы по врезке, строительству эстакад и прокладке кабеля.

Для того чтобы определить какие задачи актуально стоят именно перед вашим предприятием и подобрать наиболее эффективное решение, Эмерсон проводит рабочие совещания с ключевыми специалистами по техническому обслуживанию, энергетике, безопасности, автоматизации и т.д. По итогам таких совещаний определяются области, которые нуждаются в инвестициях в автоматизацию в первую очередь и которые окупятся наиболее быстро.

Также Андрей Ванюков остановился на вопросе импортозамещения, обратив внимание на то, что компания обладает мощными ресурсами и опытом в России. Завод Метран в Челябинске производит контрольно-измерительные приборы, системы управления и регулирующие оборудование мирового уровня, обеспечивает быструю доставку и локализацию производства. На территории России и стран СНГ у компании есть свои отраслевые эксперты, проектные и сервисные инженеры и Глобальный инженерный центр, который занимается исследованиями и разработками решений, использующихся во всем мире.

Вопросы интегрированного планирования и оптимизации добычи раскрыл в своем выступлении менеджер по работе со стратегическими клиентами в нефтегазовом секторе IBM Олег Белоусов, который рассказал о совместных планах IBM и Газпром нефти в области применения

информационных технологий для разведки и добычи нефти. Компании намерены вести совместную работу над созданием методов оптимизации процессов нефтедобычи с помощью технологий когнитивного анализа данных (поиск закономерностей в неструктурированных данных), машинного обучения, (алгоритмы, обучающиеся по мере обработки данных), высокопроизводительных вычислений (обработка больших объемов данных). Применение этих технологий позволяет найти новые способы повышения эффективности разработки месторождений, увеличения КИН и снижения затрат. В качестве пилотного был выбран проект по оптимизации процесса заводнения на зрелых месторождениях Газпром нефти с целью роста КИН и сокращения объемов закачки.

Киберугрозы и кибербезопасность

При автоматизации производства и цифровых месторождениях особую актуальность приобретает вопрос кибербезопасности. О комплексном подходе к информационной безопасности и противодействию киберугрозам в своем выступлении рассказал руководитель отдела продаж компании Aquarius Георгий Андреев.

Защищенные ПК предназначены для государственных учреждений и коммерческих компаний, в которых есть необходимость обработки данных, требующих наивысшей степени защиты: коммерческой, служебной, банковской, государственной тайны различной степени секретности, а также персональных данных в соответствии с требованиями действующего законодательства. Устройства оснащаются сертифицированными ФСТЭК и ФСБ России средствами, необходимыми и достаточными для защиты информационных систем самого высокого класса защищенности. Также они оснащаются антивирусными средствами, модулями доверенной загрузки, средствами защиты информации от несанкционированного доступа, средствами резервного копирования, аппаратными идентификаторами и средствами криптографической защиты информации. Для заказчиков, обрабатывающих сведения, составляющие государственную

тайну, возможна поставка техники, прошедшей специальные проверки и специальные исследования.

Современным цифровым системам мобильной радиосвязи на предприятиях нефтедобычи был посвящен доклад Д. Кузубова (ООО «Сага Телеком») и А. Кузнецова (ООО «Элком+»), в котором говорилось о требованиях к системам связи в нефтегазовой отрасли. Кроме того, выступающие отметили основные технологические тенденции на рынке профессиональной мобильной радиосвязи: TTETRA – активное развитие существующих систем и создание новых; DMR – зона наиболее активного развития (новый класс решений – гибридные: сочетание конвенциональных и транкинговых систем, в перспективе и с LTE); взаимоувязанные диспетчерские сети без транкинга; богатая экосистема приложений; несколько линеек оборудования (в том числе бюджетных); привлекательные технико-экономические показатели; APCO25 – внедрение Phase2 (TDMA) Trunking (зрелые технологии: максимальный уровень стандартизации, сверхвысокая надежность и широкие функциональные возможности).

МУН

Методы увеличения нефтеотдачи пласта – еще одна тема, заострившая на себе внимание участников саммита.

Петер Розовски, глобальный менеджер по стратегическому маркетингу подразделения dow oil and gas в выступлении «Повышение нефтеотдачи пластов (eor) с использованием смешанного газа – пенно-водогазовое воздействие (wag)» рассказал о механизмах и способах нефтеотдачи пластов.



Докладчик отметил, что при выборе способов EOR (нефтеотдачи) учитываются характеристики нефти, пласта, наличие нагнетаемых жидкостей, ограничения по CAPEX/

ОРЕХ, а также по инфраструктуре. В компании предлагают повысить нефтеотдачу при помощи CO². Однако этот метод сопряжен с рядом сложностей: неоднородность залежи (CO² распространяется через зоны с высокой проницаемостью, преждевременный прорыв, ограниченный контроль, подвижности при WAG), гравитационная сегрегация (CO² преимущественно проникает в перекрывающую зону; сегрегация потока делает WAG неэффективным), вязкостное языкообразование (происходит в несмешивающихся потоках CO²; разница в вязкости приводит к «проскальзыванию» CO²). Поэтому предлагается использовать CO²-пены (эмульсии scCO²-вода) для контроля подвижности. Пена отводит CO² из зон с высокой проницаемостью, а также блокирует восходящее перемещение CO².

Что из себя представляет пена? Это газ, диспергированный в жидкости. Диаметр пузырьков пены может составлять от 50 мкм до нескольких миллиметров (типовое значение – 150 мкм). Пузырьки газа разделены тонкими пленками жидкости (ламеллами). Как правило, объемная доля газа в пене колеблется от 0,5 до 0,97. Пленки жидкости имеют толщину от 10 до 1000 нм. Для образования/стабилизации пены необходимы ПАВ. Пены не являются стабильными при отсутствии барьера, препятствующего слипанию пузырьков газа при их соприкосновении. Стабильность достигается с помощью ПАВ. Сила отталкивания между слоями ПАВ называется «расклинивающее давление».

На примере пилотного проекта Солт-Криг докладчик заключает, что CO² EOR – это экономичный способ увеличения добычи на первичных и вторичных нефтепромыслах; но здесь возможны проблемы с контролем мобильности. Использование пен (CO²/Вода) способно уменьшить проблемы, связанные с контролем мобильности. Интенсивное пенообразование сразу же приводило к снижению приемистости скважины по CO² на 40%. После нескольких водогазовых воздействий (WAG) с расширенным циклом CO² наблюдалось снижение скорости нагнетания CO² как минимум на 22%. Отслеживание нагнетаемых индикаторов четко

указывает на формирование пены и ее проникновение глубоко в пласт, что способствует блокировке «проскальзывания» CO²; это ведет к улучшению вытеснения. Показатели по трем из четырех скважин свидетельствуют о значительной мобилизации пластовых жидкостей под воздействием CO², что приводит к повышению нефтеотдачи на 60% по сравнению с базовым снижающимся уровнем.

Утилизация ПНГ

Продолжая тему водогазового воздействия на пласт, руководитель группы мониторинга проектов по разработке трудноизвлекаемых запасов АО «РИТЭК» Ахмадешин Ильдар Анварович рассказал об эффективности водогазового воздействия на примере Мензелинского месторождения.

По данным Минэнерго, на территории России в 2015 г. было сожжено 9,3 млрд м³ газа (11,8% общего годового объема добытого попутного нефтяного газа)

Проблема использования ПНГ связана с удаленностью месторождений от районов переработки, фиксированно низкой ценой на газ, дефицитом мощностей по переработке в регионах добычи нефти и нехваткой пропускной способности магистральных газопроводов.



Водогазовое воздействие – это закачка в пласт газа и воды для повышения коэффициента вытеснения и коэффициента охвата вытеснением. Этот метод применяется для залежей с низкопроницаемыми коллекторам. На сегодняшний день компанией реализовано водогазовое воздействие на шести участках: Западный купол Восточно-Перевального месторождения (с декабря 2005 г.); Восточный купол Восточно-Перевального месторождения (с декабря 2008 г.); Котовское месторождение (с января 2010 г.); Средне-Хулымское

месторождение (с июля 2010 г.); Сандибинское месторождение (с ноября 2012 г.) Мензелинское месторождение (с мая 2015 г.)

Проблема утилизации ПНГ – одна из наиболее острых проблем отрасли. Основные недостатки существующих подходов к автоматизации объектов утилизации ПНГ, а также свое решение этого вопроса предложил Виктор Кольцов. Среди наиболее важных недостатков он назвал большое количество поставщиков, что увеличивает расходы на работы по увязке проектных решений и ПНР, большое количество платформ от разных производителей и как следствие – большое количество программных интерфейсов. Еще один недочет в том, что многие решения поставляются в виде готовых комплектов, что ведет к увеличению стоимости проекта. Часто такие решения поставляются в виде «черного ящика», что приводит впоследствии к увеличению затрат на обслуживание и запасные части. Кроме того, трудности создают различные средства разработки и сопровождения, что требует больших ресурсов и трудности при диагностировании оборудования систем.

Вопросу моделирования закачки осадкообразующих систем (ООС) для выравнивания профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин было посвящено совместное выступление ПАО «НК «Роснефть» и «Шлюмберге». Р.М. Мусин, А.Г. Захарян, М.А. Колин и А.С. Вознюк, рассказали о том, что специалистами компаний установлена принципиальная возможность моделирования процесса осадкообразования при выравнивании профиля приемистости (ВПП), а также возможность оптимизации технологии посредством подбора оптимальных концентраций химических компонентов и длительности их закачки в пласт. В дальнейшем предполагается проведение лабораторных экспериментов для оценки параметров кинетического уравнения химической реакции осадкообразования, а также использование симулятора ECLIPSE для оптимизации дизайна обработок скважин для целей ВПП. ●

KEY WORDS: *smart field, cybersecurity, enhanced oil recovery, APG, import substitution.*

Первый магазин авторских ножей в России

BLADEART

since 2006



Уточните цену на сайте
Barry Davis ENGRAVING GOLD FOLDING DAGGER One of a kind

РЕКЛАМА



BladeArt

— EST. 2006 —

www.bladeart.ru

Москва, ул.Баркляя,
д. 8, ТЦ "Горбушка",
эт. 4, пав 409

ПРОЕКТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В DOWNSTREAM

2–3 НОЯБРЯ 2016 г. В ВЕНЕ СОСТОЯЛАСЬ 3-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ПРОЕКТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ДАУНСТРИМ В СНГ И ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ», ОРГАНИЗАТОРОМ КОТОРОЙ ЯВЛЯЕТСЯ GBC (GLOBAL BUSINESS CLUB). NEFTEGAZ.RU С УДОВОЛЬСТВИЕМ ПОСЕТИЛ МЕРОПРИЯТИЕ И ПРЕКРАСНУЮ ОСЕННЮЮ ВЕНУ, ОБЪЕДИНИВ ТАКИМ ОБРАЗОМ ПОЛЕЗНОЕ С ПРИЯТНЫМ

ON NOVEMBER 2–3, 2016 IN VIENNA, THERE WAS THE 3RD INTERNATIONAL CONFERENCE “PROJECT MANAGEMENT IN THE DOWNSTREAM IN THE CIS AND EASTERN EUROPE”, ORGANIZED BY THE GBC (GLOBAL BUSINESS CLUB). IT WAS A PLEASURE FOR NEFTEGAZ.RU TO ATTEND THE EVENT AND THE BEAUTIFUL AUTUMN VIENNA, GETTING WANTS AND NEEDS MET

Ключевые слова: *финансирование проектов, проектные риски, нефтепереработка, кварталы, энергоэффективность, автоматизация.*

Среди постоянных участников конференции числятся ведущие эксперты проектного управления и высокопоставленные представители крупнейших НПЗ, ЕРС подрядчиков, проектных институтов и поставщиков технологий.



Если упоминать конкретные компании, то это Газпром нефть, Башнефть, Епi, OMV, Роснефть, Лукойл, СИБУР, НИПИГазпереработка и др.

В 1-й день конференции эксперты оживленно дискутировали о финансировании проектов и максимальной оптимизации стоимости, о ключевых факторах успешного проектирования и путях предотвращения проектных рисков.

После подиумных дискуссий участники конференции отправились на Гала-ужин и Церемонию награждения лауреатов премии «Проектное управление в даунстрим». К слову сказать, ужин и «раздача слонов» прошли в знаменитом венском музее истории искусств, то есть после трапезы и чествований можно было еще впечатлиться шедеврами от Рембрандта до Рубенса.

В кулуарах конференции Neftegaz.RU услышал, что главный инженер Мозырского НПЗ из Беларуси так и не смог прибыть на конференцию, хотя уже был по дороге в аэропорт, но пришлось развернуться, так как сам «батька» вдруг решил посетить завод.

2-й день конференции запомнился интересным выступлением С. Мишина из Emerson: «Independent Project Analysis (IPA), уважаемое консалтинговое агентство в области управления проектами, дает экономическую картину больших строек в отрасли.

Если пронормировать все проекты на миллиард долларов исходного бюджета, то их можно разложить на четыре квартала. И в четвертом квартале итоговые затраты вдвое больше, чем в первом. При этом если в первом квартале проект длится 2,5 года, то в четвертом – 5 лет.

Почему? Во-первых, каждые несколько лет меняется ситуация. Она меняется и в худшую сторону в плане рисков, ужесточения законодательства и конкуренции, и в лучшую, потому что появляются новые технологии, новые возможности. Если эти факторы не учитывать и выполнять проекты так же, как 5, а тем более 10, а тем более 20 лет назад, то результат будет ближе к четвертому кварталу, чем к первому.

Также на ранних этапах важно взаимодействие ключевых участников проекта. Я приведу один лишь пример по автоматизации. Если использовать компактный привод для клапана, можно сократить длину трубопроводов, если ставить неинтрузивные и многопараметрические датчики, можно сократить количество врезок в технологическое оборудование. Если ставить системы управления с электронной кроссировкой, можно практически избавиться от строительства кабельных эстакад. Эти примеры показывают, что и в строительной и в технологической части есть что оптимизировать, если задуматься об автоматизации на ранних этапах проектирования.

Что касается надежности, то предприятия первого квартала тратят на техобслуживание и ремонт в три раза меньше, чем предприятия четвертого квартала, при этом показатель механической готовности у них 95%.





Секрет в онлайн мониторинге и прогностической диагностике, которой оснащены более 80% агрегатов на предприятиях первого квартала, и менее 20% – на предприятиях четвертого.

Улучшение показателя эффективности, будь то производственная эффективность, надежность или затраты на техобслуживание, принесет существенную прибыль. Все начинается с понимания текущего состояния предприятия. Наш отраслевой эксперт может провести рабочее совещание с участием руководителей среднего уровня. С теми людьми, которые детально знают оборудование и проблемы предприятия.

При этом мы не пытаемся автоматизировать всё подряд – иногда для решения самых важных задач предприятия достаточно нескольких простых рецептов. Задача в том, чтобы добиться максимального эффекта при ограниченном бюджете. В нашей практике есть пример, когда при относительно небольших затратах предприятие за год из последнего квартала по энергоэффективности поднялось в первый, окупаемость вложений составила 3 месяца».

Также 2-й день конференции запомнился интересным выступлением С. Ротова из Yokogawa, который предлагал решения по увеличению производительности НПЗ и НХЗ, в последующих выступлениях его цитировали не раз.

На последующей дискуссии с директорами заводов речь шла о критериях отбора субподрядчиков и обеспечения успешного сотрудничества с зарубежными поставщиками, и о том, как мотивировать подрядчиков на быстрый пуск оборудования и гарантировать дисциплину исполнения.



После продолжительного выступления Ч. Халилова из Танеко о применяемых компанией передовых технологиях, главный инженер Антипинского НПЗ скромно уточнил, что речь пойдет о других масштабах, так как Танеко – «это все-таки всесоюзная стройка, на фоне которой Антипинский НПЗ выглядит как областная выскочка, независимая компания,

которая добилась мощности переработки в почти 9 млн т/ год».

Во время кофе-брейка Neftegaz.RU пообщался со скромным представителем АНПЗ, который добился рекордной в отрасли 98% глубины переработки и вскоре начнет выпуск бензинов стандарта Евро-5.

Neftegaz.RU: «В чем эффективнее работать с российскими поставщиками оборудования, а в чем с зарубежными, особенно в условиях санкций?»

С. Мурзин: «Мне кажется, что санкции развернули к нам российского поставщика, сделали его более адекватным. Зарубежный поставщик – зачастую не значит, что у него суперхорошее оборудование, то есть ты заплатил, поставил и начал пускать. Ничего подобного! С ним точно также приходится работать вплотную, и не всегда у зарубежного поставщика есть квалифицированные люди, которые доводили бы дело до конца. Причина в том, что поставщик большой, а его обслуживающий персонал – это зачастую фрилансеры,

которые периодически привлекаются на работу. Сам костяк специалистов достаточно мал и, как правило, разбросан по всему миру. В итоге к нам на завод приезжает так называемая 2-я и 3-я лига, и порой ничего не может сделать. А российский поставщик – это всегда возможность иметь обратную связь.



Я очень строг ко всему, что происходит у нас на заводе, и за любой мелкий недочет всегда спрашиваю с поставщика. Есть адекватные люди, которые имеют обратную связь, они приезжают, исправляют или проводят технические консультации. А есть те, кто просто отписывается или ставят нам в вину неправильные условия эксплуатации, пишут, что это не входит в гарантийные обязательства. Да мы и не требуем гарантийных обязательств, мы просто хотим совместно разобраться с проблемой и сотрудничать дальше! Как раз недавно у меня была неприятная ситуация с одним очень известным поставщиком. В итоге я порекомендовал своему руководителю больше его в качестве партнера не рассматривать. Да, я очень жестко к этому отношусь, все меня уже знают...

Если назвать хороший пример, то здесь на конференции присутствует Emerson. Мы с ними очень плотно работаем, просто в какой-то момент они пошли нам навстречу и мы за это им очень благодарны».

Заключительным аккордом конференции стал технический визит на один из самых крупнейших и современных нефтеперерабатывающих заводов Европы – OMV и стоящий рядышком завод по производству полиолефинов Vorealis. Этот Vorealis несказанно выигрывает от такого соседства, так как нефтехимическое сырьё для производства полиэтилена и полипропилена поступает на завод прямехонько через трубопровод с OMV. Таким образом, приезд в гости ярко продемонстрировал участникам конференции преимущества синергии нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей. Кроме этого менеджеры OMV и Vorealis поделились опытом осуществления крупных проектов в Европе и на Ближнем Востоке и провели содержательную экскурсию по всей территории кластера.

В автобусе, по дороге обратно в Вену, участники конференции наконец-то расслабились и прекратили деловые разговоры. Кто-то рассказывал о сафари в Южной Африке, кто-то перешел на политику. Специалист из Турции живо интересовался отношением к его стране после инцидента с российским Су-24. А вице-президент известной компании из Франции громко возмущался гипертрофированной зарплатой в 10 000 евро парикмахера Ф. Олланда.

Когда автобус встал в пробку, казавшаяся совершенно волшебной Вена тут же напомнила г Москву. И даже стало как-то легче на душе, значит и на солнце есть пятна. ●

KEY WORDS: *project financing, project risks, oil refining, quartile, energy efficiency, automation.*

МИОГЕ ПОМОГАЕТ НАЛАЖИВАТЬ И РАЗВИВАТЬ СОТРУДНИЧЕСТВО РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ С ЗАПАДНЫМИ ПАРТНЕРАМИ

ПОСЛЕДНИЕ 2 ГОДА ОТЕЧЕСТВЕННАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ СУЩЕСТВОВАЛА В РЕЖИМЕ ССАНКЦИЙ. ВОЗНИКЛА НЕОБХОДИМОСТЬ СОЗДАВАТЬ СОБСТВЕННЫЕ НОВЫЕ КОМПЕТЕНЦИИ ИЛИ ОБРАЩАТЬСЯ К СТАРЫМ. В КАКИХ ОТРАСЛЯХ ПО-ПРЕЖНЕМУ НЕОБХОДИМЫ ЗАРУБЕЖНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, КАК НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНО НАЛАЖИВАТЬ СОТРУДНИЧЕСТВО С ЗАРУБЕЖНЫМИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯМИ? ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»/МИОГЕ УЖЕ МНОГО ЛЕТ ВЫСТУПАЕТ ПЛОЩАДКОЙ ДЛЯ ПЕРЕГОВОРОВ О СОЗДАНИИ ПАРТНЕРСКИХ ОТНОШЕНИЙ В ОБЛАСТИ НЕФТЕ- И ГАЗОДОБЫЧИ И В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА ОБОРУДОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ИНФРАСТРУКТУРЫ, ДАЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ НАПРЯМУЮ ОБСУЖДАТЬ ПРОЕКТЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ И ТРАНСФЕРА ТЕХНОЛОГИЙ. О ВОПРОСАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОТРАСЛИ РАССКАЗЫВАЕТ ЭКСПЕРТ В СФЕРЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ АЛЕКСАНДР РОМАНИХИН

FOR THE LAST 2 YEARS, THE DOMESTIC INDUSTRIES HAVE HAD TO EXIST IN THE REGIME OF SECTORAL SANCTIONS. THERE IS A NEED TO CREATE THEIR OWN NEW SCOPES OF FUNCTIONS OR ADDRESS THE OLD ONES. WHAT SECTORS DO STILL NEED FOREIGN TECHNOLOGIES, WHAT IS THE MOST EFFECTIVE WAY TO COOPERATE WITH FOREIGN MANUFACTURERS? FOR MANY YEARS, THE OIL AND GAS (MIOGE) EXHIBITION HAS BEEN A PLATFORM FOR NEGOTIATIONS ON THE ESTABLISHMENT OF PARTNERSHIPS NOT ONLY IN THE FIELD OF OIL-AND-GAS EXTRACTION, BUT ALSO IN THE EQUIPMENT MANUFACTURING AND INFRASTRUCTURE DEVELOPMENT, MAKES IT POSSIBLE TO DISCUSS PROJECTS OF LOCALIZATION AND TECHNOLOGY TRANSFER DIRECTLY. THE EXPERT IN THE FIELD OF EQUIPMENT FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY ALEXANDER ROMANIKHIN, CHIEF EDITOR OF THE OIL AND GAS EQUIPMENT JOURNAL, DWELLS ON THE ISSUES OF TECHNOLOGICAL SUPPORT OF THE INDUSTRY

Ключевые слова: нефтегазовое оборудование, нефтегазовые технологии, импортозамещение, госпрограммы, ТЭК.

УДК 659



Александр Владимирович Романихин,
эксперт

– Александр Владимирович, об импортозамещении начали говорить уже давно. Какова история вопроса?

– В СССР нефтепромысловое оборудование изготавливали в основном предприятия Азербайджана и Украины. Кроме того, крупный завод по выпуску фонтанной арматуры и цементировочных агрегатов располагался в Грозном (сегодня на его месте рынок).

После известных процессов в стране связи между предприятиями из бывших союзных республик прервались, начались проблемы с поставками оборудования для нефтяников и газовиков. Вот почему многие машиностроительные предприятия Свердловской, Воронежской областей, Удмуртии, Татарстана, Пермского края, других регионов РФ приступили к освоению продукции для нефтегазового комплекса. Некоторые успешно, другие не очень. В тот период «Газпром» и ЛУКОЙЛ активно занимались инвестированием в машиностроение, что в целом помогло выправить ситуацию. Так, благодаря инвестициям ЛУКОЙЛа было налажено производство цементировочных агрегатов на заводе «Ижнефтемаш».

– В одном из интервью Вы говорили, что после распада СССР и рассредоточения производства по республикам, нефтегазовые компании стали вкладываться в развитие науки, технологий и техники. Продолжают ли нефтяные и

газовые компании заниматься этой деятельностью в наши дни?

– Самым тяжелым временем для отраслевой науки были, как это ни странно, так называемые «тучные годы», когда нефть стоила около 100 долларов. Вместо того, чтобы вкладывать средства в создание собственных технологий, нефтяники избавлялись от исследовательских подразделений. Проводились масштабные закупки оборудования за рубежом. Вот почему введение санкций первоначально вызвало некоторую панику из-за возможных проблем с поставками запасных частей и техническим обслуживанием ранее приобретенного иностранного оборудования.

Необходимо уточнить, что при выборе оборудования многие нефтяные компании упираются в проблему с лицензией. Если она зарубежная, то и оборудование будет иностранным. Западный лицензиар обычно заявляет, что если оборудование будет российским, то он может снять гарантию. Почти во всех странах технологиями владеют крупнейшие



нефтяные компании: Exxon Mobil, BP и им подобные. В России все иначе. В «тучные годы» наши компании не вкладывали деньги в разработку технологий, поэтому приходится закупать западные лицензии и приобретать то оборудование, на которое укажет лицензиар. Налицо проблема технологической зависимости. Это касается и ранее закупленного оборудования. Чтобы приобретать запчасти и обеспечивать обслуживание техники, приходится обращаться к западным производителям. Компании ищут возможности сделать аналогичные запчасти, приобрести их в Юго-Восточной Азии, но это непросто. Приходится расплачиваться за сокращение научно-исследовательских подразделений, пренебрежением собственными разработками-необходимостью покупки готовых лицензий на Западе.

– Как Вы оцениваете работу правительства по импортозамещению в НГК? Выделяются ведь значительные средства, созданы разнообразные фонды, АИС «Импортозамещение» и т. д.

– Самое ценное, что, на мой взгляд, может сделать правительство в сфере импортозамещения, – привлечь к процессу нефтяников и газовиков. Обеспечить их взаимодействие со специалистами из промышленности. Никаких бюджетных денег не хватит на полноценное импортозамещение в нефтегазовом комплексе. На мой взгляд, необходимо создать сообщество из специалистов в нефтегазовом комплексе, чтобы они сами формировали потребности отрасли и выбирали возможных исполнителей из числа российских промышленных предприятий. А потом уже выходили на правительство и просили преференции для реализации той или иной программы импортозамещения.

– Китай за последние годы совершил впечатляющий рывок практически во всех отраслях, пойдя по пути локализации производства и достигли невероятных высот. Считаете ли Вы, что локализация – основной залог успеха импортозамещения?

– Если нефтяная компания вынуждена закупать технологию для своего НПЗ за рубежом, это неизбежно влечет привязку к иностранному оборудованию. Нет,

конечно, вы можете наладить производство в стране каких-то второстепенных железок, но это не будет полноценной локализацией. Чтобы провести локализацию «железок», необходима локализация интеллекта. Надо иметь и применять собственные технологии. Тогда и оборудование будет из своей страны, а не иностранное.

О китайском прорыве хочется сказать отдельно. Ранее Китай никакого нефтегазового оборудования не производил, в советское время наша промышленность поставляла туда практически все. Сейчас сложилась абсурдная ситуация, когда мы импортируем из Китая нефтегазовые железки, хотим закупать там технологии... Понятно, когда речь идет о США, Великобритании, Японии, но то, что мы, нефтегазовая и машиностроительная держава, вынуждены просить что-то у Китая... Там нет традиций в нефтегазовой отрасли, отраслевой школы. Китай всегда пользовался советской техникой, нашими буровыми станками, которые туда поставлял «Уралмаш», а сейчас все наоборот.

– На последнем Петербургском экономическом форуме В. Путин пригласил европейских инвесторов к совместной работе над нефтегазовыми проектами. Речь идет и о выпуске в России оборудования для ТЭК. Где и как, на Ваш взгляд, российские предприятия могут искать партнеров для реализации таких проектов?

– К сожалению, когда речь идет о крупных инвестиционных проектах в нефтегазовом комплексе, вопрос о том, где будет изготовлено оборудование, в нашей стране обычно второстепенный. Если бы это было не так, технологическое оборудование на наших крупных проектах типа «Ямал СПГ» или «Амурский ГПЗ» было бы отечественным. Как и газоперекачивающие станции для газопровода «Северный поток», да и многое, многое другое. Но сегодня ситуация складывается таким образом, что основное технологическое оборудование для крупнейших проектов будет поставлено из-за рубежа. Такие условия диктуют нам западные компании-лицензиары, поскольку мы упустили время для разработки технологий, а предпочитали приобретать лицензии, о чем я говорил выше.

– Как Вы, будучи членом оргкомитета выставки «Нефть и газ»/MIOGE, оцениваете роль крупнейшей отраслевой мероприятий – таких как Мировой нефтяной конгресс, выставка MIOGE, Российский нефтегазовый конгресс? Чем эти мероприятия могут помочь российским компаниям?

– Мне приходится посещать новые мероприятия. Все эти форумы и конференции появляются как черт из табакерки. Отсутствие традиций, опыта, связей с иностранными нефтегазовыми компаниями, как у ITE, организаторы порой пытаются компенсировать так называемым административным ресурсом. Нефтяники и газовики хорошо понимают, who is who. Об этом свидетельствует недавний опрос, проводимый в рамках ежегодной конференции «Нефтегаз-Реклама – 2016».

На выставке «Нефть и газ»/MIOGE встречал коллег, которых не видел 10–20 лет. Многие из них работают в других странах, поэтому MIOGE – уникальная возможность одновременно пообщаться с большим числом специалистов. Думаю, что выставки ценны именно возможностью для коммуникаций, живого общения, которого так недостает в эпоху интернета. Так что им полезно развиваться, совершенствоваться в этом направлении.

В частности, многим мешает шум в павильонах, затрудняющий общение. Порой трудно найти необходимую компанию. Размещение компаний в павильонах, на мой взгляд, должно быть более понятным, должна выдерживаться определенная тематика. Так посетителям будет легче отыскать интересующие организации и в комфортной обстановке провести переговоры. Бесспорно, что MIOGE – нефтегазовая выставка № 1 в России, площадка с большими традициями, которую готовят профессионалы международного уровня. В условиях непростой международной обстановки, доступа к иностранной технике и технологиям роль профессиональной площадки, привлекающей в Россию иностранные компании, будет только расти. ●

KEY WORDS: *oil and gas equipment, oil and gas technology, import substitution, state programs, fuel and energy complex.*

НАРУШЕННЫЕ ТУНДРОВЫЕ ПОЧВЫ:

влагоемкость и рекультивация



Р.В. Галиулин,
доктор географических наук,
ведущий научный сотрудник
Института фундаментальных
проблем биологии РАН



Р.А. Галиулина,
научный сотрудник
Института фундаментальных
проблем биологии РАН



В.Н. Башкин,
доктор биологических наук,
главный научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и
Института физико-химических
и биологических проблем
почвоведения РАН



А.К. Арабский,
доктор технических наук,
заместитель главного инженера
ООО «Газпром добыча Ямбург»

ПРЕДСТАВЛЕН СПОСОБ БИОХИМИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НАРУШЕННЫХ ТУНДРОВЫХ ПОЧВ С РАЗЛИЧНОЙ ПОЛНОЙ ВЛАГОЕМКОСТЬЮ, КОТОРЫЙ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ ЭТОЙ ЦЕЛИ СМЕСИ ТОРФА С КОНКРЕТНОЙ ПОЧВОЙ. РАЦИОНАЛЬНОЕ СООТНОШЕНИЕ ДАННОЙ СМЕСИ ВЫБИРАЕТСЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПОЛНОЙ ВЛАГОЕМКОСТИ ПОЧВЫ, ТО ЕСТЬ С ВОЗРАСТАНИЕМ ДАННОГО ПОКАЗАТЕЛЯ КОЛИЧЕСТВО ТОРФА В СМЕСИ СНИЖАЕТСЯ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СМЕСИ ТОРФА:ПОЧВА ДЛЯ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ОЦЕНИВАЕТСЯ В УСЛОВИЯХ *IN VITRO* ЭКСПЕРИМЕНТА ПОСРЕДСТВОМ АНАЛИЗА АКТИВНОСТИ ФЕРМЕНТА ДЕГИДРОГЕНАЗЫ. ПРИ ЭТОМ АКТИВНОСТЬ ДЕГИДРОГЕНАЗЫ СМЕСИ ТОРФА:ПОЧВА ДОЛЖНА ПРЕВЫШАТЬ АКТИВНОСТЬ ФЕРМЕНТА НАРУШЕННОЙ ПОЧВЫ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ РЕКОМЕНДОВАТЬ ДАННУЮ СМЕСЬ ДЛЯ ШИРОКОМАСШТАБНОЙ РЕКУЛЬТИВАЦИИ В УСЛОВИЯХ *IN SITU*

THE METHOD OF BIOCHEMICAL CONTROL OF THE RECLAMATION OF ABNORMAL TUNDRA SOILS WITH DIFFERENT FULL MOISTURE CAPACITY HAS BEEN PRESENTED; THE METHOD COVERS THE ASSESSMENT OF THE EFFECTIVENESS OF THE USE OF THE MIXTURE OF PEAT WITH THE SPECIFIED SOIL FOR THIS PURPOSE. RATIONAL RATIO OF THE MIXTURE IS SELECTED DEPENDING ON THE TOTAL WATER CAPACITY OF THE SOIL, I.E. WITH AN INCREASE IN THIS INDICATOR, THE AMOUNT OF PEAT IN THE MIXTURE DECREASES. THE EFFECTIVENESS OF THE USE OF THE MIXTURE OF PEAT: SOIL FOR RECLAMATION SHOULD BE EVALUATED IN EXPERIMENTAL CONDITIONS IN VITRO BY ANALYZING THE ACTIVITY OF DEHYDROGENASE ENZYME. AT THE SAME TIME, THE ACTIVITY OF DEHYDROGENASE OF THE MIXTURE OF PEAT: THE SOIL SHOULD EXCEED THE ACTIVITY OF THE ENZYME OF THE ABNORMAL SOIL THAT ALLOWS US TO RECOMMEND THE MIXTURE TO USE IN A LARGE-SCALE RECLAMATION IN CONDITIONS IN SITU

Ключевые слова: газовая промышленность, нарушенная почва, полная влагоемкость, смесь торф:почва, активность фермента дегидрогеназы, рекультивация.

На Крайнем Севере, в условиях функционирования газовой промышленности, нарушение тундровых почв, то есть лишение их растительного покрова и верхнего органогенного слоя с выходом минеральных горизонтов на дневную поверхность, происходит при проезде техники с целью осуществления геологоразведки, бурения скважин и обустройства промыслов по добыче природного газа. К числу других геоэкологических проблем следует отнести нарушения почвы на кустовых площадках, обусловленные с ее просадками и нетипичной потерей устойчивости стволов отдельных скважин [1]. Причиной этих нарушений является тепловое воздействие на вмещающие мерзлые породы при кустовом способе разработки газовых месторождений из-за термического влияния скважин.

Между тем почва обладает самовосстановлением, что происходит путем постепенного ее заселения растительностью, далее поступления растительного опада, развития дернового процесса и накопления гумуса. Однако в условиях сурового климата тундры самовосстановление почвы потребует продолжительного времени, измеряемого десятками лет. В этой связи представляется вполне рациональным ускорить восстановление плодородия нарушенных почв внесением торфа как биоорганического удобрения, а также оценить эффективность подобной рекультивации первоначально в условиях *in vitro* эксперимента с целью получения необходимой информации для осуществления широкомасштабной рекультивации почв *in situ*.



Известен способ визуального контроля эффективности рекультивации нарушенных тундровых почв *in situ*, когда почву покрывают слоем смеси торф:песок (1:4) до 5–6 см и осуществляют наблюдение за восстановлением ее плодородия в течение 15–20 лет [2]. К числу недостатков данного способа относится применение местного торфа в смеси с песком, специально привозимого из песчаного карьера, и без учета полной влагоемкости нарушенных тундровых почв, а также многолетние наблюдения за восстановлением их плодородия. Здесь под полной влагоемкостью понимается, то наибольшее количество влаги, которое содержится в почве при полном насыщении всех ее пор.

Другой способ визуального контроля эффективности рекультивации нарушенных почв включает создание плодородного слоя на почве, посредством ее покрытия сложной смесью торфа, песка и других компонентов и наблюдение за произрастанием растительного покрова в условиях *in situ* в течение 12–24 месяцев [3]. Существенными недостатками данного способа является использование привозного торфа в смеси с различными компонентами, также без учета полной влагоемкости почв и многомесячные наблюдения за восстановлением их плодородия.

В целом отмеченные недостатки рассмотренных способов не позволяют рационально использовать торф, в связи с ограниченностью его запасов, как единственного местного рекультивирующего средства для восстановления нарушенных почв в условиях Крайнего Севера, а также представить в скором времени эффективность их рекультивации.

Целью данной работы явилась разработка способа биохимического контроля рекультивации нарушенных тундровых почв Тазовского полуострова (Ямало-Ненецкий автономный округ) в условиях функционирования Ямбургского газоконденсатного месторождения (рис. 1). Суть данного способа заключается в оценке эффективности использования местного торфа в смеси с конкретной нарушенной почвой с учетом полной влагоемкости последней в условиях *in vitro* эксперимента. Оценка эффективности использования

РИС. 1. Карта-схема исследуемой территории (68°09' с.ш., 76°02' в.д.)



смеси торф:почва осуществляется посредством анализа активности фермента дегидрогеназы.

Концепция биохимического контроля рекультивации нарушенных тундровых почв с различной полной влагоемкостью посредством применения торфа

Суть концепции биохимического контроля рекультивации нарушенных тундровых почв с различной полной влагоемкостью посредством применения торфа состоит в формулировании представления о влиянии полной влагоемкости почвы, а также торфа на рост и развитие микроорганизмов, а, следовательно, на активность продуцируемых ими ферментов, в частности, на дегидрогеназу. Последняя катализирует реакцию дегидрирования (отщепления водорода) органических веществ, в частности, углеводов, спиртов и органических кислот, поступающих с растительными остатками в почву и на практике успешно используется в качестве ключевого показателя процесса восстановления плодородия почвы.

Как известно, при полной влагоемкости почва превращается в двухфазную систему, то есть состоящую из твердой и жидкой фазы, если не считать ничтожного по объему сорбированного, или зажатого, количества воздуха, оставшегося в почве [4]. В этом случае в почве создаются анаэробные условия, что имеет свое аналитическое приложение, так как при передаче отщепляемого водорода в процессе реакции дегидрирования, веществам типа хинонов (соли тетразолия)

можно будет измерять активность анаэробной дегидрогеназы [5].

Адекватность использования активности дегидрогеназы при оценке эффективности рекультивации нарушенных тундровых почв с различной полной влагоемкостью была ранее нами доказана путем проведения корреляционного и регрессионного анализа данных опыта по зависимости активности данного фермента от полной влагоемкости почв [6]. Так, расчет коэффициента корреляции, указывающего на направление и степень сопряженности в изменчивости признаков, показал наличие сильной существенной корреляционной зависимости ($r = 0,95$) между полной влагоемкостью и активностью дегидрогеназы почв. Соответствующая формула корреляционной зависимости, то есть уравнение линейной регрессии, позволяющее судить о том, как количественно меняется результирующий признак (y) при изменении факториального (x) на единицу измерения, имело следующий вид:

$$y = 7,71 + 0,15x$$

Как оказалось, чем больше была полная влагоемкость почвы, тем выше активность ее дегидрогеназы. Ведущее значение влажности для активности дегидрогеназы почвы связано с тем, что влага определяет нормальное физиологическое состояние микроорганизмов и растений, как продуцентов ферментов в почве, а также поддерживает в реакционном состоянии ферменты и их субстраты (углеводы, спирты и органические кислоты).

Что касается применения торфа, как биоорганического удобрения, для рекультивации нарушенных тундровых почв, то он будет

усиливать активность ферментов, так как это природное образование обладает определенным пулом различных физиологических групп микроорганизмов (бактерий, актиномицетов и грибов), зависящих от места нахождения (залежь или навал), глубины отбора, вида и степени разложения и pH торфа [7]. Именно в этой связи применение торфа будет способствовать восстановлению биогеохимического цикла веществ на уровне микробных популяций, функционирование которых диагностируется через биохимическую активность. Примечательно также, что темный цвет торфа способствует поглощению тепла и быстрому прогреву почвы, что особенно важно в условиях Крайнего Севера.

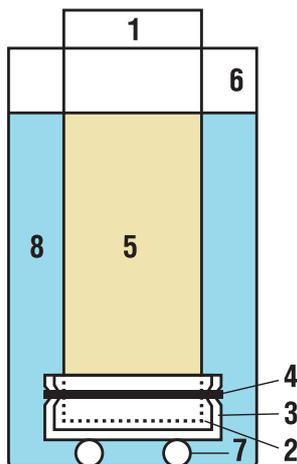
Ниже представлен способ биохимического контроля рекультивации нарушенных тундровых почв с различной полной влагоемкостью, посредством применения торфа, который рекомендуется для использования на территориях с равнинным или слаборасчлененным рельефом и однообразным почвенным покровом. Как известно, на большей части территории тундры господствует равнинный рельеф и, кроме того, почвообразование в тундре протекает в условиях переувлажнения (гидроморфизма) почвы и недостатка тепла и охватывает лишь сезоннооттаивающий ее слой [8]. Гидроморфизм почвы представляет собой результат временного или постоянного переувлажнения в данном случае сезоннооттаивающего слоя, когда количество влаги превышает 70–80% от полной влагоемкости.

Способ биохимического контроля рекультивации нарушенных тундровых почв с различной полной влагоемкостью посредством применения торфа

Первым этапом биохимического контроля рекультивации нарушенных тундровых почв является анализ их полной влагоемкости, осуществляемый весовым методом [4]. Для этого отдельный образец почвы предварительно доводят до воздушно-сухого состояния, измельчают и просеивают через сито с диаметром ячеек 2 мм. Суть анализа полной влагоемкости почвы состоит в использовании

для этого стеклянного цилиндра (1) с одного конца закрытого фильтровальной бумагой (2) и марлей (3), перетянутого закрепляющей резиновой полоской (4) и заполненного ниже верхнего края цилиндра почвой (5), (рис. 2).

РИС. 2. Устройство для определения полной влагоемкости нарушенной почвы



1 – стеклянный цилиндр; 2 – бумажный фильтр; 3 – марля; 4 – закрепляющая резиновая полоска; 5 – почва; 6 – химический стакан; 7 – стеклянная палочка; 8 – дистиллированная вода

Подготовленный таким образом цилиндр с почвой устанавливают в химический стакан (6) на стеклянные палочки (7) с длиной меньше внутреннего диаметра стакана. Затем в стакан наливают дистиллированную воду (8) с таким расчетом, чтобы уровень воды совпадал с верхней кромкой почвы, и оставляют цилиндр в воде до полного насыщения. Исходный уровень воды поддерживают ее доливом по мере поглощения почвой и испарения. Полное насыщение почвы водой контролируют ежедневным вытаскиванием цилиндра с почвой из стакана и его взвешиванием до стабилизации массы. Полную влагоемкость почвы (ПВ) вычисляют по формуле:

$$ПВ = ((a-6)/6) \cdot 100\%,$$

где а – масса почвы в цилиндре после насыщения водой (г), б – масса воздушно-сухой почвы в цилиндре (г).

Далее составляют смесь торф:почва в соответствующем соотношении этих компонентов, исходя из результата определения полной влагоемкости нарушенной почвы

ТАБЛИЦА 1. Смесь торф:почва, используемая для рекультивации нарушенной почвы в зависимости от ее полной влагоемкости

Полная влагоемкость, %	Смесь торф:почва в различных соотношениях
40–50	1:4
50–60	1:5
60–70	1:6
70–80	1:7
80–90	1:8
90–100	1:9

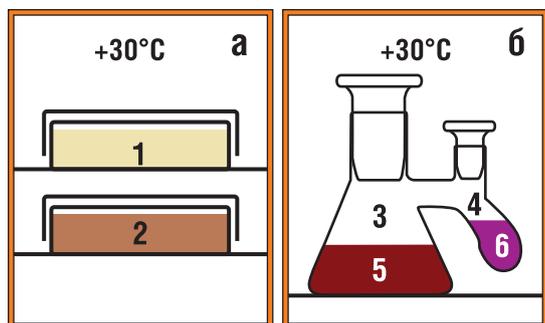
(табл. 1). Как почву, так и торф используют в воздушно-сухом состоянии. В данной таблице в качестве стартового расчетного соотношения было использовано соотношение торф:песок (1:4), рекомендованное в работе [2] и где песок характеризовался низким уровнем полной влагоемкости (40%).

На втором этапе биохимического контроля рекультивации нарушенных тундровых почв проводят сравнительный анализ активности дегидрогеназы нарушенной почвы с активностью смеси торф:почва в условиях *in vitro* эксперимента способом, защищенным патентом Российской Федерации [9]. С этой целью образцы нарушенной почвы (1) и смеси торф:почва (2), каждый массой по 50 г, помещают отдельно в чашки Петри и увлажняют до 70% от полной влагоемкости. Чашки Петри с образцами помещают в термостат (а) для инкубирования при 30°C (рис. 3). Исходную влажность образцов контролируют через каждые 2 дня путем взвешивания и доувлажнения. Через 10 сут отбирают пробы в 6-кратной повторности для анализа активности дегидрогеназы, после доведения образцов до воздушно-сухого состояния непосредственно в чашках Петри. Активность фермента определяют с помощью устройства в виде модифицированной колбы Эрленмейера (3) с колечатым отростком (4).

С целью анализа активности анаэробной дегидрогеназы, 1 г пробы (нарушенной почвы или смеси торф:почва), отдельно из каждого варианта, а также 0,1 г тонко измельченного карбоната кальция (CaCO₃), по 1 мл 1%-водных растворов глюкозы (C₆H₁₂O₆) и 2,3,5-трифенилтетразолийхлорида

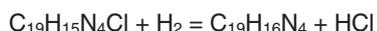


РИС. 3. Оборудование и устройство для биохимического анализа эффективности рекультивации нарушенной почвы



а и б – термостаты; 1 – чашка Петри с нарушенной почвой; 2 – чашка Петри со смесью торф:почва; 3 – модифицированная колба Эрленмейера; 4 – колеччатый отросток колбы Эрленмейера; 5 – реакционная смесь нарушенной почвы или смеси торф:почва, карбоната кальция и водных растворов глюкозы и 2,3,5-трифенилтетразолийхлорида; 6 – насыщенный щелочной раствор пирогаллола

($C_{19}H_{15}N_4Cl$) последовательно помещают в колбу Эрленмейера и реакционную смесь (5) перемешивают круговыми движениями. В колеччатый отросток (4) с помощью шприца вводят насыщенный щелочной раствор пирогаллола, $C_6H_3(OH)_3$ (6) для поглощения кислорода (O_2) в устройстве с целью создания анаэробных условий. Далее колбу герметизируют пробками с использованием вакуумной смазки и ставят в термостат (б) на инкубирование при $30^\circ C$ на одни сутки. Начинается биохимическая реакция, когда 2,3,5-трифенилтетразолийхлорид (бесцветное вещество) акцептирует мобилизованный дегидрогеназой водород, превращается в инкубируемой среде в 2,3,5-трифенилформазан ($C_{19}H_{16}N_4$, вещество красного цвета) [5]:



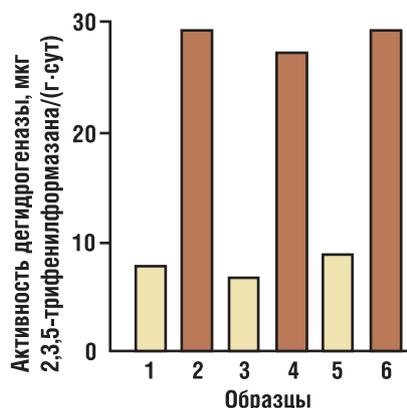
После завершения инкубирования проб производят экстракцию образующегося в них 2,3,5-трифенилформазана из каждой колбы с помощью этилового спирта (C_2H_5OH) – 5 раз по 4 мл. Затем экстракты каждой пробы объединяют до объема в 25 мл и измеряют оптическую плотность на спектрофотометре при длине волны $\lambda = 490$ нм и рассчитывают количество 2,3,5-трифенилформазана по калибровочному графику, составленному, например, от 1 до 30 мкг/мл данного вещества, и выражают в мкг 2,3,5-трифенилформазана/(г·сут). При расчете активности фермента в различных пробах учитывают их влажность.

Об эффективности использования смеси торф:почва для рекультивации нарушенной тундровой почвы судят по

статистически доказанному повышению активности дегидрогеназы пробы данной смеси относительно пробы нарушенной почвы, что позволяет рекомендовать эту смесь для рекультивации.

Так, нами в условиях *in vitro* эксперимента оценивалась возможность рекультивации трех нарушенных тундровых почв с 50, 60 и 70% уровнями полной влагоемкости из Тазовского полуострова (район Ямбургского газоконденсатного месторождения) соответствующими смесями торф:почва – 1:4, 1:5 и 1:6. Если активность дегидрогеназы образцов нарушенных почв (1, 3 и 5) составила соответственно 8, 7 и 9 мкг 2,3,5-трифенилформазана/(г·сут), то образцов смеси торф:почва (2, 4 и 6) – 29, 27 и 29 мкг 2,3,5-трифенилформазана/(г·сут), то есть активность фермента возросла в 3,6, 3,9 и 3,2 раза (рис. 4). Результаты проведенного *in vitro* эксперимента позволили рекомендовать данные смеси торф:почва в соотношениях 1:4, 1:5 и 1:6, для широкомасштабной рекультивации нарушенных

РИС. 4. Активность дегидрогеназы образцов нарушенной почвы (1, 3 и 5) и смеси торф:почва (2, 4 и 6) в различных соотношениях – 1:4, 1:5 и 1:6



тундровых почв *in situ* путем их покрытия заранее приготовленной смесью слоем до 5–6 см.

Таким образом, представленный в данной работе способ биохимического контроля рекультивации нарушенных тундровых почв с различной полной влагоемкостью посредством применения торфа, позволяет рационально использовать данное биоорганическое удобрение в связи с ограниченностью его запасов на Крайнем Севере, и экспрессно оценить эффективность использования смеси торф:почва для рекультивации. Вследствие реализации данного способа будут оптимизироваться затраты на проведение работ по рекультивации нарушенных почв и ускоряться получение результатов по оценке эффективности данного процесса. ●

Литература

1. Горелик Я.Б., Солдатов П.В., Селезнев А.А. Инженерно-геокриологические условия Ямбургского газоконденсатного месторождения и динамика состояния кустовых площадок эксплуатационных скважин // Криосфера Земли. 2015. Т. XIX. № 1. С. 58–69.
2. Андреев О.П., Ставкин Г.П., Левинзон И.Л., Перепелкин И.Б., Лобастова С.А. Защита и восстановление земель и ландшафтов Крайнего Севера при добыче газа // Экология и промышленность России. 2003. № 6. С. 4–9.
3. Семенов А.Ю. Применение суперкомпоста ПИКСА для реабилитации городских почв. Методические рекомендации. М.: ВНИИА. 2006. 32 с.
4. Ревут И.Б. Физика почв. Л.: Колос, 1972. 368 с.
5. Хазиев Ф.Х. Ферментативная активность почв. Методическое пособие. М.: Наука, 1976. 180 с.
6. Галиулин Р.В., Башкин В.Н., Галиулина Р.А., Припутина И.В., Арабский А.К. Рекультивация нарушенных тундровых почв Тазовского полуострова с помощью торфа: оценка эффективности посредством анализа активности ферментов // Агрохимия. 2013. № 4. С. 76–80.
7. Емельянова Т.Я., Крамаренко В.В. Обоснование методики изучения деформационных свойств торфа с учетом изменения степени его разложения // Известия Томского политехнического университета. 2004. Том 307. № 5. С. 54–57.
8. Кауричев И.С., Александрова Л.Н., Гречин И.П., Панов Н.П., Поддубный Н.Н., Розов Н.Н., Странович М.В. Почвоведение. М.: Колос, 1982. 496 с.
9. Арно О.Б., Арабский А.К., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А., Маклюк О.В., Припутина И.В. Патент на изобретение № 2491137. Российская Федерация. Способ контроля эффективности рекультивации нарушенных тундровых почв различного гранулометрического состава посредством анализа активности дегидрогеназы // Изобретения (патенты). М.: ФГУ ФИПС, 2013. № 24 (1 ч.). С. 141.

KEY WORDS: gas industry, disturbed soil, full moisture capacity, peat:soil mixture, dehydrogenase enzyme activity, reclamation.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ в 2016 году

ЗАВЕРШИЛСЯ 2016 ГОД И NEFTEGAZ.RU ТРАДИЦИОННО ПОДВОДИТ ИТОГИ, ОТМЕЧАЯ НАИБОЛЕЕ ЗНАЧИМЫЕ МОМЕНТЫ. НЕСМОТРИ НА ТО, ЧТО ГОД БЫЛ НЕПРОСТЫМ, КАК ДЛЯ ОТРАСЛИ, ТАК И ДЛЯ ВСЕЙ СТРАНЫ, НЕ ОБОШЛОСЬ БЕЗ НОВЫХ ЗАПУСКОВ, УВЕЛИЧЕНИЯ МОЩНОСТЕЙ, СЛИЯНИЙ, ПОГЛОЩЕНИЙ И ОТКРЫТИЙ. ЧЕМ ЗАПОМНИТСЯ ЭТОТ ГОД?

THE 2016 YEAR HAS ENDED AND NEFTEGAZ.RU TRADITIONALLY REVIEWS THE RESULTS, NOTING THE MOST SIGNIFICANT MOMENTS. DESPITE THE FACT THAT THE YEAR HAS BEEN DIFFICULT BOTH FOR THE INDUSTRY AND FOR THE WHOLE COUNTRY, THERE HAVE BEEN NEW LAUNCHES, INCREASE OF CAPACITY, MERGERS, ACQUISITIONS AND INVENTIONS. WHAT WILL WE REMEMBER ABOUT THIS YEAR?

Ключевые слова: *итоги года, слияния и поглощения, Турецкий поток, новые технологии, открытие месторождений.*

Вопреки мрачным высказываниям о технологической отсталости России, отечественные ученые порадовали прорывными идеями, которые ведущие компании уже успели опробовать на практике.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НАХОДКИ ГОДА



Дебют Fishbone

Одну из таких новых технологий применили на Мессаяхском месторождении. Fishbone – в переводе «рыбья кость», такое название технология получила из-за конструктивной особенности скважин, когда от горизонтального ствола отходят многочисленные ответвления, иногда называемые в западных источниках иглами. Технология является альтернативой использованию ГРП. Ее цель – повысить продуктивность скважины за счет лучшего подсоединения резервуара к стволу.

30-стадийный ГРП

Но альтернативные новшества не исключают использование технологии гидроразрыва пласта.

Более того, компании, прибегающие к ГРП, совершенствуют ее методы. Так Газпромнефть-Хантос впервые в России провел 30-стадийный гидроразрыв пласта на Южно-Приобском месторождении в ХМАО, где глубина залегания нефтяного пласта превышает 2,6 тыс. м. Компания получает возможность ускорить запуск



скважины и в течение всего срока ее эксплуатации проводить геофизические исследования и повторные ГРП.

Новая маркировка нефти

Не осталась в стороне и прикладная наука. Ученые Самарского университета изобрели новую технологию скрытой маркировки нефти, при которой был использован метод газовой хроматографии. Основу метода



составляет добавление в нефть молекулярных маркеров, которые позволят определять место добычи и пути перевозки нефти. Кроме того, в отличие от красителей, которые иногда применяются для маркировки нефти, маркеры невозможно обнаружить визуально. Следующим этапом станет разработка скрытых маркеров для продуктов нефтепереработки.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА



75 новых месторождений на Сахалине

Открытия совершались не только в лабораториях, но и в «полях». Особенно продуктивными оказались «поля» Сахалина, где было открыто 75 новых месторождений углеводородного сырья, в том числе 13 на прилегающем шельфе Охотского и Японского морей.

ЗАКОНОТВОРЧЕСТВО

Мораторий на шельфовые участки

Сегодня право работать на шельфе есть только у госкомпаний. С учетом значительного объема работ, который выполняется и еще предстоит выполнить этим компаниям, правительство РФ ввело мораторий на выдачу новых участков недр на шельфе. Минприроды распределило более 80% континентального шельфа, а ресурсов для освоения полученных участков у компаний недостаточно.

Запасы унифицированы

Законотворчество Минприроды запомнится еще одним значимым моментом – ведомство и ЕЭК ООН утвердили связующий документ Рамочной классификации ООН и российской классификации запасов и ресурсов нефти и газа. Это первый в мировой истории документ, связавший классификацию ООН и национальную классификацию.



Новая система учтет технологические моменты разработки месторождений и экономическую целесообразность этой работы.

Утверждена Стратегия развития Арктики

Д. Медведев утвердил план реализации Стратегии развития Арктической зоны России и обеспечения национальной безопасности. В план включено 80 мероприятий по 6 направлениям. План предусматривает совершенствование условий деятельности российских компаний на арктическом шельфе, развитие ледокольного флота, создание новых портово-производственных комплексов, модернизацию портов и развитие транспортного сообщения.

ТРАНСПОРТИРОВКА



От ВСТО до Комсомольского НПЗ

Конечно, новые проекты добычи требуют и новых проектов транспортировки добытых нефти и

газа. В июле этого года началось строительство нефтепровода-отвода от ВСТО на Комсомольский НПЗ. Запланировано строительство 293 км линейной части, головной НПС с резервуарным парком

80 тыс. м³, двух промежуточных НПС и объектов внешнего электроснабжения. Реализация проекта позволит обеспечить поставку нефти на Комсомольский НПЗ по системе магистральных нефтепроводов Транснефти в объеме до 8 млн т/год.

4-й этап расширения Сковородино – Мохэ

Сам ВСТО вступил в 4-ю стадию по расширению пропускной способности до 30 млн т/год нефти. В рамках этапа запланировано строительство 2 резервуаров для хранения нефти объемом 50 тыс. м³. После ввода в эксплуатацию новых РВСПК объем этого резервуарного парка составит 400 тыс. м³ нефти. Все работы по расширению пропускной способности МНП до 30 млн т планируется завершить в конце 2017 г.



Нефтепровод от Мессояхского месторождения до МНП Заполярье-Пурпе

Нефтепровод мощностью 7 млн т/год нефти и протяженностью 96 км соединил группу Мессояхских месторождений с МНП Заполярье-Пурпе. При реализации проекта в условиях Крайнего Севера были использованы самые современные природосберегающие технологии.

В частности, в опоры надземной части нефтепровода включена система термостабилизации для защиты многолетне-мерзлых грунтов от теплового воздействия. Самые северные в России подводные переходы через реки Индикьяха и Мудуйяха были построены методом наклонно-направленного бурения, что позволяет исключить воздействие на флору и фауну. А в местах миграции оленей предусмотрены специальные переходы. Хотя самим оленям о них не сообщалось.

В Хакасии открыт 1-й транспортный узел для вывоза угля

В рамках развития транспортной инфраструктуры в республике Хакасия на Бейском угольном

месторождении открывается 1-й транспортный узел с пропускной способностью 3 млн т/год угля на 1-м этапе эксплуатации. Планируется, что этот объем может быть доведен до 12 млн т.



Основным грузом для железнодорожных перевозок станет уголь, добываемый на разрезах Бейского месторождения.

ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ



Лозунги первых советских пятилеток о повсеместной электрификации, казалось, остались в прошлом. Но нет. Электроэнергетические компании продолжают ударными темпами строить новые ЛЭПы и увеличивать генерирующие мощности.

Электрификация Красноярского края

ФСК строит линию электропередачи 220 кВ «Абалаковская – Енисей» в Красноярском крае. Новая ЛЭП появится за счет реконструкции действующей 220 кВ «Абалаковская – РП КЗТЭ», от которой ФСК построит участок 17 км до недавно построенной

подстанции 500 кВ «Енисей». Общая протяженность новой ЛЭП составит 245 км.

1-я ЛЭП для Сахалинской ГРЭС-2

РАО ЭС Востока завершило строительство линии электропередачи напряжением 35 кВ от площадки строительства

Сахалинской ГРЭС-2 до подстанции «Ильинская». Воздушная линия, состоящая из 101 опоры, протяженностью 8,7 км, построена и будет использоваться для энергоснабжения сел Ильинское, Пензенское Томаринского района и села Взморье Долинского района. Параллельно продолжается строительство схемы выдачи электрической мощности Сахалинской ГРЭС-2 напряжением 220 кВ.

Энергомост Чукотка – Магадан

Правительство Чукотского автономного округа, ГДК Баимская и Базовые металлы заключили соглашение о сотрудничестве, предусматривающее создание энергомоста, связывающего энергосистемы Чукотки и Магадана.

Проект подразумевает строительство воздушной линии электропередачи ВЛ 110 кВ Билибино – Кекура – Песчанка.





Солнечная электростанция в Забайкалье

В Чите заработала гибридная солнечная электростанция (СЭС). Технологически она подключена к электросети. Если солнечной энергии достаточно, то электроэнергия не будет поступать, и наоборот, если солнечной энергии будет не хватать, недостаток восполнит сеть.

Управляет электростанцией всего один оператор. Мощность новой СЭС составляет 150 кВт.

Зарботала самая северная ГТЭС в России

Мессояханефтегаз ввел в эксплуатацию газотурбинную электростанцию мощностью 84 МВт на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении.

Это самая северная материковая ГТЭС в России.



3 газовые электростанции для Калининграда

Калининградская генерация, СП Роснефтегаза и Интер РАО, приступила к строительству 3 газовых и 1 угольной электростанций суммарной мощностью 1 ГВт. Реализация проекта стартует со строительства 3 газовых электростанций в Гурьевском районе, Советске и Гусеве.

DOWNSTREAM



На Ставролене введена газоперерабатывающая установка

ЛУКОЙЛ ввел в эксплуатацию 1-й пусковой комплекс газоперерабатывающей установки (ГПУ-1) на заводе Ставролен. Мощность ГПУ-1 составит 2,2 млрд м³/год по сырью.

Реализация проекта позволит полностью утилизировать ПНГ с месторождений Северного Каспия, обеспечить собственным газом новые энергетические мощности ЛУКОЙЛа в Ставропольском крае, а также приступить к производству нефтехимической продукции. Часть ПНГ будет перерабатываться в полиэтилен и полипропилен.

ПРОЕКТ ГОДА

Все-таки Турецкий

10 октября президенты России и Турции подписали межправительственное соглашение, положившее юридическое начало строительству МГП «Турецкий поток». После окончания строительства первой

нитки, которое запланировано на конец 2019 г. Турция будет получать 15,75 млрд м³ газа в год. Маршрут второй нитки, газ которой предназначен для европейских потребителей пройдет через Грецию на юг Италии, а подводную часть проложат по дну Ионического моря.



ПОГЛОЩЕНИЕ ГОДА



Роснефть купила Башнефть

12 октября Роснефть закрыла сделку по купле-продаже пакета акций Башнефти. Роснефть полностью выполнила свои обязательства по договору купли-

продажи с перечислением 329,69 млрд рублей на счет Федерального казначейства. После заявления В. Путина о синергическом эффекте приобретения акции Роснефти выросли на 7,5% с увеличением капитализации компании на 260 млрд рублей. ●

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

Россия не выдерживает уровень добычи

Период устойчивого роста добычи углеводородов в России закончился: в сентябре и октябре 2006 г. добыча незначительно снижалась, рост добычи по итогам 2006 г. составит около 2%. В новый период уверенного роста добычи Россия войдет не ранее 2014 г. За 10 месяцев 2006 г. добыча нефти и газового конденсата составила 399,091 млн т. В октябре добыча снижалась. При сохранении текущих тенденций рост добычи нефти и газоконденсата в России составит около 2% к объемам 2005 г.



• Комментарий Neftegaz.RU

Добыча нефти и газового конденсата в России за 10 месяцев 2016 г. сохранила стабильный рост, увеличившись на 2,4% до 455 млн т. Т.о. Россия поддерживает темпы роста добычи нефти, заданные с начала 2016 г – в январе-сентябре 2016 г. добыча выросла на те же 2,4%, до 409 млн т. Добыча природного газа в январе-октябре 2016 г. упала на 0,9%, до 441 млрд м³, добыча попутного нефтяного газа – выросла на 6,6% до 69,4 млрд м³. Ожидается, что в 2016 г добыча нефти в России составит 540–544 млн т против 533 млн т в 2015 г.

Первая нефть с первого «Сахалина»

2 декабря 2006 г. в порт Мангалора пришел первый танкер с нефтью (марка Сокол) с проекта Сахалин-1. Первый танкер, принадлежащий



Приморскому морскому пароходству, доставил в Индию около 700 тыс. баррелей нефти. Прибытие второго танкера ожидается к концу декабря. Индия надеется получить от России согласие на расширение объемов поставок нефти и газа в рамках плана по диверсификации источников энергии. В частности, по словам министра, Индия планирует принять участие в реализации проекта Сахалин-3.

• Комментарий Neftegaz.RU

26 октября 2016 Роснефть заключила соглашения со своей трейдинговой дочкой Rosneft Trading S. A. на поставку в Южную Корею нефти с проекта Сахалин-1. на сумму в 2,5 млрд долл США. Ранее совет директоров Роснефти одобрил заключение соглашения на поставку на экспорт нефти сорта Сокол в объеме до 6 млн т на условия CFR. Проект Сахалин-1 планирует увеличить добычу нефти в 2016 г. до более чем 8,6 млн т.

Сегодня участниками проекта Сахалин-1 являются ExxonMobil с долей участия 30%, Роснефть с 20%, ONGC с 20% и Sodeco с 30%.

Г.Греф просит полгода на ВТО

Министр Минэкономразвития России заявил, что страна как никогда близка к вступлению в ВТО. Главный критик – США – согласовали с Россией все базовые параметры.

На завершение многосторонних переговоров потребуется полгода. «Договоренности с США носят весьма сбалансированный характер. Нам удалось по всем принципиальным вопросам найти компромиссные

решения», – сказал Греф журналистам в Шанхае. Он сообщил, что достигнуты компромиссы по работе иностранных банков и по сельскому хозяйству.

• Комментарий Neftegaz.RU

21 июля 2012 г. В. Путин подписал Федеральный закон «О ратификации Протокола о присоединении РФ к Марракешскому соглашению об учреждении Всемирной торговой организации от 15 апреля 1994 года. Существуют различные оценки экспертов по поводу вступления России в ВТО. Российские производители будут вынуждены конкурировать с зарубежными. Как конкурировать в условиях практически тотальной коррупции в России – непонятно. Вынуждены, потому что России будет необходимо по условиям снизить импортные пошлины и ограничить пошлины на экспорт товаров.



Не так много в России производится качественных промтоваров, поэтому ущерб будет невелик. Без дотаций аграрии долго не протянут, хотя индустрия производства зерна уже достаточно высока. По прогнозам Всемирного банка, в среднесрочной перспективе вступление в ВТО принесет России 3,3 % ВВП, в долгосрочной – 11 % ВВП. ●

Neftegaz.RU

BUSINESS MAGAZINE

SIMPLE ABOUT SERIOUS

Political barriers should not get in the way of the establishment of business contacts, because the future of Europe is impossible without cooperation with Russia.

More and more people are getting interested in Russia; we observe it due to the growing popularity of Neftegaz.RU content in English.

Over the last 16 years of the experience in the oil and gas industry, the Communication group of Neftegaz.RU has become a recognized and respected brand, an indispensable supplier of industry news and analytics.

Neftegaz.RU business magazine is proud of its unique audience, and it includes top management, manufacturers and consumers of high-tech equipment and services in the fuel and energy complex of the Russian Federation and CIS states

From May 2017 in english

We invite you to cooperate

Office in Russia

18/1 Tverskaya str., Moscow,
www.magazine.neftegaz.ru
(495) 650-14-82

Contact address in EU:

Viktoria Geiger
PO Box 1242
77716 Haslach / Baden
Germany
english@neftegaz.ru
Tel. +49 (0) 160 274 1320



Neftegaz.RU

BUSINESS MAGAZINE

SIMPLE ABOUT SERIOUS

Politische Aspekte sollen und dürfen geschäftliche Zusammenarbeit über Landesgrenzen hinweg nicht behindern, da eine prosperierende Zukunft nur im Einklang und der tatkräftigen Mitwirkung aller west- und osteuropäischen Nationen gelingen wird. Das Interesse für Russland nimmt zu, das merken wir an der steigenden Popularität der englischsprachigen Inhalte von Neftegaz.RU.

Die Mediengruppe Neftegaz.RU hat sich im Bereich der Erdöl- und Erdgasindustrie während ihres 16-jährigen Bestehens zu einem wichtigen Akteur und gefragten Lieferanten für branchenspezifischen Nachrichten und Analysen entwickelt.

Das auf eine professionelle Zielgruppe ausgerichtete Magazin "Neftegaz.RU" bedient sowohl Top-Manager, Hersteller und Anwender von Hightech-Anlagen und Dienstleistungen im Brennstoff- und Energiebereich der RF und GUS-Länder mit hochwertigen Nachrichten und Informationen aus erster Hand

Ab Mai 2017 auf Englisch

**Wir laden
Sie herzlich zur
Zusammenarbeit ein**

Büro in Russland:

Ul. Twerskaya 18/1, Moskau, RF
www.magazine.neftegaz.ru
Tel. +7 495 650-14-82

Kontaktadresse in EU:

Viktoria Geiger
Postfach 1242
77716 Haslach / Baden
Deutschland
english@neftegaz.ru
Tel. +49 (0)160 274 1320





РОССИЙСКИЕ ВЛАСТИ АРЕСТОВАЛИ МИНИСТРА ЗА ВЗЯТКУ, СВЯЗАННУЮ СО СДЕЛКОЙ МЕЖДУ РОСНЕФТЬЮ И БАШНЕФТЬЮ

Bloomberg

Скотт Роуз и Елена Мазнева

Российские власти возбудили уголовное дело в отношении министра экономики А. Улюкаева. Его подозревают в том, что он требовал от Роснефти взятку за санкционирование приобретения этой компанией 50% акций Башнефти. Официальный представитель СК РФ С. Петренко заявила, что сама сделка была законной и не является объектом расследования.



«Улюкаев с 1990-х годов ассоциировался с либеральными экономическими реформами, и очень многие в кругах элиты его недолюбливали» – сказала эксперт О. Крыштановская. Это наводит на мысль, что, возможно, есть какой-то политический мотив.

Заявка Роснефти на приобретение Башнефти спровоцировала конфликт в верхах, расколовший правительство. Премьер-министр Д. Медведев и другие официальные лица выступали против этой сделки. Улюкаев говорил, что участие Роснефти в покупке акций Башнефти, принадлежащих государству, бессмысленно, так как это означает, что одна госкомпания покупает другую. Но в сентябре ведомство заявило, что сделка законна, т.к. государство лишь косвенно владеет контрольным пакетом Роснефти. За несколько дней до этого президент Путин признал, что такая сделка возможна.



СОПРОТИВЛЕНИЕ ПУТИНСКОМУ ГАЗОПРОВОДУ РАСТЕТ

Franfurter Allgemeine
ZEITUNG FÜR DEUTSCHLAND

Маркус Венер, Райнхард Везер

В Германии все сильнее критикуют планы по расширению газопровода «Северный поток-2», который идет из России в Германию по дну Балтийского моря.

Так, председатель комитета Бундестага по внешним делам Н. Реттген обвинил правительство ФРГ и лично канцлера А. Меркель в игнорировании интересов государств Восточной Европы. Их игнорирование может привести к еще большей напряженности внутри Евросоюза. Также он заметил, что действия России на востоке Украины и ее участие в войне в Сирии не могут оставаться безнаказанными. «Мы не можем поощрять сотрудничество с Россией нарушения ею международного и военного права», – подчеркнул Реттген.

Депутат Европарламента Р. Бютикофер также раскритиковал поведение экс-канцлера Германии Г. Шредера, с лета нынешнего года занимающего пост председателя совета директоров «Северного потока-2»: «Г.Шредер выступает за экспорт российских энергоносителей, за счет которого финансируется российский экспорт войн».

НОВЫЙ КУРС НА СБЛИЖЕНИЕ МЕЖДУ ЕС И ГАЗПРОМОМ

DIE WELT

Эдуард Штайнер

В то время как в политическом плане разрядки между ЕС и Россией не намечается, в газовой сфере намечилось неожиданное движение.

Речь идет о расширении доступа Газпрома к газопроводу Opal, что позволит Газпрому приобретать квоты на использование дополнительных 40% мощностей. До сих пор, опасаясь слишком сильного контроля над инфраструктурой со стороны поставщика, ЕС выступал против расширения доступа. При этом Газпром еще в 2013 г. достиг с немецким регулятором соглашения относительно того, что сможет полностью использовать газопровод Opal, который был построен как продолжение «Северного потока».



Однако после событий в Крыму и на Украине вопрос приобрел политическую окраску, и Брюссель сказал «нет» достигнутым соглашениям. С того момента газопровод, мощности которого позволяют транспортировать 36 млрд м³ газа ежегодно, оставался наполовину пуст. В качестве ответного шага Брюссель потребовал от Газпрома гарантий того, что российский концерн сохранит газовый транзит через Украину и после 2019 г., а также примет участие в трехсторонних переговорах о бесперебойном транзите в зимние месяцы.

Экспорт газа в Западную Европу является жизненно важным для Газпрома. Нигде концерн не получает такую высокую выручку за свой газ. В настоящий момент объем продаваемого в Европу газа достигает своих максимальных значений. ●



В. Колганов, А. Агапкин



А. Филатов,
А. Халилова



Участники венской конференции Проектное управление в даунстрим в СНГ и Восточной Европе



А. Кожвников



А. Демарин



С. Мурзин



К. Мещеряков



В. Василенко



Бикчандаев
Эдуард Заидович,
Сайнтифик Дриллинг
Интернэшнл



А. Ванюков



Ч. Халилов



Стенд компании ООО ИНТЕСМО
на выставке в рамках конференции
Смазочные материалы-2016



В. Зарипов



D. Hill



П. Карташов, М. Бабушкин, А. Чальцев, Д. Шахворостов, Т. Брумфилд, В. Малиновский, А. Меджибовский, за трибуной Т. Рюле



А. Киселева, А. Кожевников, Д. Перышков, Е. Билецкая, Д. Ахмедов, Н. Романов



С. Костюченко



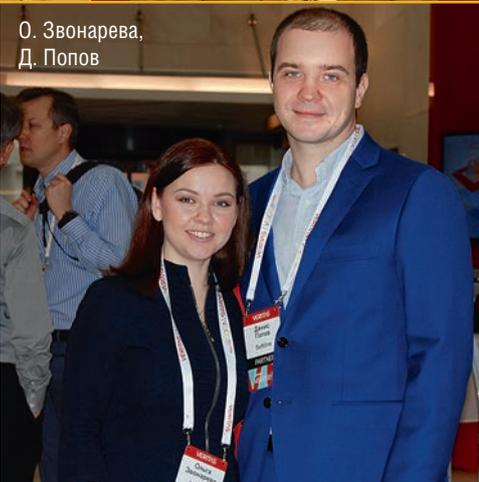
С. Ротов



М. Йованович, А. Умрихин



С. Мишин



О. Звонарева, Д. Попов

РЕЗЕРВУАРЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ НАЗЕМНЫЕ РГСН

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1.1 Резервуарное оборудование



Горизонтальные резервуары из стали наземного исполнения применяются не только в нефтяной, но и других видах промышленности. Используются они с целью хранения в них нефтепродуктов, не воспламеняющихся и воспламеняющихся жидкостей, других веществ, плотность которых составляет не более тонны на кубометр.

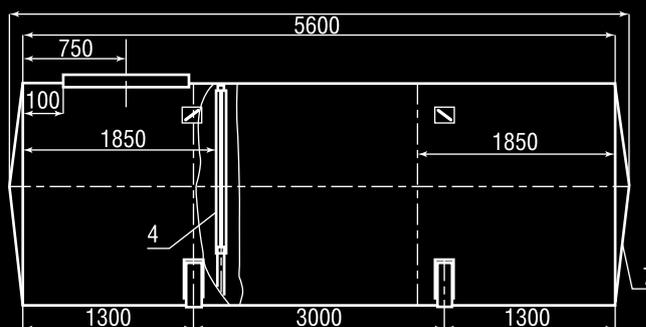
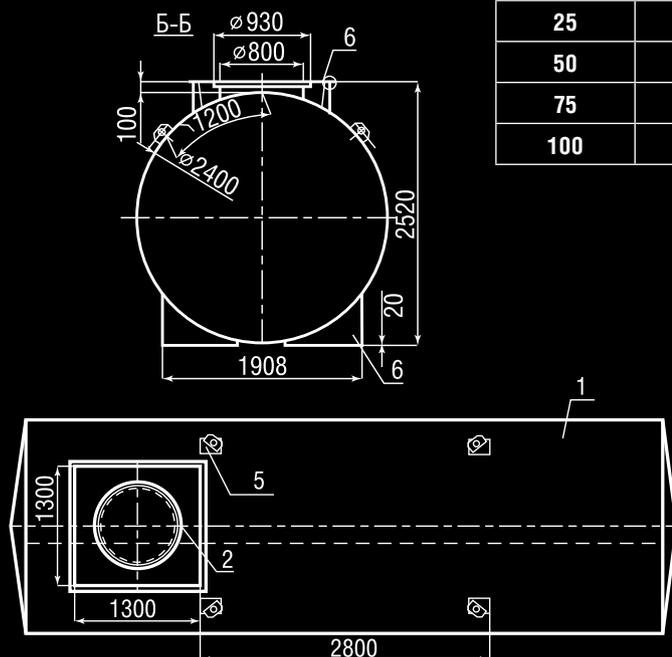
Резервуары, произведенные из стали Ст3 рекомендуется применять там, где минимум температур составляет -20 градусов по Цельсию. Резервуары из стали 09Г2С-12 можно эксплуатировать и при более низких температурах.

Резервуары имеют стандартную толщину – 4 мм и прочность их обеспечивается путем монтажа внутрь сосуда промежуточных диафрагм.

Назначенный срок службы подземного резервуара – не менее 20 лет. ●

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ РГСН							
Объем номинальный, м ³	3	5	10	25	50	75	100
Объем геометрический, м ³	3,1	5,7	10,9	25,5	54	74,8	98,3
Резервуар							
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	0,04 (0,4)			0,07 (0,7)			
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см ²)	0,05 (0,5)			0,088 (088)			
Подогреватель							
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	0,04 (0,4)						
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см ²)	1,0 (10,0)						
Площадь поверхности нагрева, м ²	2	5,5	6	13	14		

Объем V _{ном} , м ³	Размеры, мм				
	D	L	l	H	h
3	1400	2060	-	-	910
5	1900	2040	-	2075	1175
10	2220	2840	-	2470	1390
25	2400	5460	-	3020	1650
50	2400	11000	3000	3020	1650
75	3240	9060	2300	3525	1900
100	3240	12120	3300	3525	1900



Резервуар наземный одностеночный ёмкостью 25 м³
1 – обечайка; 2 – горловина; 3 – опора; 4 – диафрагма жесткости;
5 – проушина; 6 – приямок; 7 – днище коническое



МЕРИДИАН-СТРОЙ

КАЧЕСТВО НАДЕЖНОСТЬ ГАРАНТИЯ

- разрешительная документация
- технологичность производства
- готовая продукция высокого качества (контроль собственной лаборатории)
- производственные площади
- широкий ассортимент изделий и материалов



ООО «Меридиан-Строй» – одна из лидирующих производственных компаний в России, выполняющая весь комплекс работ, связанных с антикоррозионной защитой трубопроводов, запорной арматуры и технологического оборудования.

ООО «Меридиан-Строй» круглогодично задействовано на объектах капитального строительства нефтегазового комплекса в рамках своей специализации. И имеет опыт работы как в условиях Крайнего Севера, так и южных районах нашей страны.



Действующие технические условия



ПАО "НК "Роснефть"

ПАО "Транснефть"

ПАО "Газпром"

www.meridian-stroy.ru

Москва
ул.Скаковая д.36
+7 (495) 669-73-10
+7 (925) 506-93-86
info@meridian-stroy.ru

Челябинск
ул.Складская, д.1
+7 (351) 222-72-71
+7 (929) 572-24-94

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

8–10 января

Международная выставка
производства резины
и пластмасс

ARABPLAST

ОАЭ,
Дубай

14–16 января

Международная
специализированная
выставка химической
промышленности

ISRACHEM

Израиль, Тель-Авив

16–18 января

Международная выставка
и конференция,
посвященная гео-наукам

GEO INDIA

Индия,
Дели

16–19 января

Всемирный саммит
по энергетике

WFES

ОАЭ,
Абу-Даби

17–19 января

Международный
индонезийский конгресс
и выставка по
использованию газа

GIS

Индонезия, Джакарта

24–27 января

20-я Международная
специализированная выставка
пластмасс и каучука

INTERPLASTICA

Россия, Москва

31 января – 2 февраля

Международная выставка и конференция
по энергетике

ENERGY MEXICO

Мексика, Мехико

ЯНВАРЬ

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

Открыта подписка на журнал Neftegaz.RU на 2017 год

Подписаться на журнал можно:

- **через редакцию.** Контактное лицо: Хаяркина Татьяна th@neftgaz.ru +7 (495) 650-14-82 доб. 104
- **через сайт информационного агентства Neftegaz.RU** в разделе «Журнал – Подписка»

Издание «Деловой журнал Neftegaz.RU»	1 выпуск	2 выпуска	6 выпусков	12 выпусков
Печатный журнал на русском языке	1 093 руб.	2 186 руб.	6 558 руб.	13 116 руб.
Печатный журнал на английском языке	1 093 руб.	2 186 руб.	–	–
Электронный журнал	1 000 руб.	2 000 руб.	6 000 руб.	12 000 руб.
Печатный журнал на русском языке + электронная версия	1 593 руб.	3 186 руб.	9 558 руб.	19 116 руб.

- **через Межрегиональное агентство подписки (МАП)**
- **Через подписное агентство «Урал-Пресс»**

Подписной индекс 11407



**Для корпоративных клиентов –
особые условия!**



«Можно понять желание нефтяников поделиться налогами с другими отраслями, но сегодня это вряд ли возможно»

С. Шаталов



«Можно насчитать около 40–50 узких направлений отрасли, где наши предприятия способны конкурировать с западной продукцией»

Д. Шаронов



«Уже сейчас понятно, что налоговый маневр ставит под угрозу проекты модернизации и строительства новых НПЗ»

М. Леонтьев

«Нефтегазовой отрасли все-таки лучше быть государственной, как в Норвегии: недра принадлежат народу, а не горстке предпринимателей, оседлавших скважины»

В. Бирюков



«Минфину нужно принципиально менять подход к решению таких вопросов (дополнительной налоговой нагрузки на отрасль) – чаще советоваться с профессионалами»

Г. Шмаль



«В Москве около 23% бензина на АЗС – контрафакт. В Санкт-Петербурге не отвечает техническому регламенту – 25%. В Татарстане – 32%. Самые низкие показатели в Ярославской области – 12%»

С. Канаев



«Крах нефтяных цен повлиял на российскую экономику сильнее западных санкций»

В. Путин



«Мы видим позитивные моменты, несмотря на то, что налоговый маневр планировался при других ценах на нефть, и мы ожидали больший эффект, чем сегодня»

А. Новак



«Главный ее (налоговой системы – ред.) недостаток – консервация технологической отсталости отрасли»

Л. Федун

- Парк воздушных судов составляет более 320 вертолетов различной грузоподъемности: от легких AS-355 до самого грузоподъемного в мире Ми-26.
- Вертолеты компании обслуживают клиентов на 4 континентах во всех географических и климатических зонах.
- Более 25 лет сотрудничества с ООН в области авиационной поддержки миротворческих миссий.
- Исключительный опыт выполнения строительно-монтажных работ на вертолетах Ми-8МТВ, Ми-171, Ка-32 и AS-350.
- Большой опыт мониторинга целостности газо- и нефтепроводов. Вертолет Ми-8Т, оборудованный для этих целей, способен одновременно транспортировать бригаду персонала Заказчика и необходимое оборудование для локализации утечек газа или нефти.
- Уникальная технология в области переброски геологоразведочного оборудования.
- Опыт выполнения офшорных полетов и поддержки судов в Арктических водах, на нефтегазовых проектах в Индии и на Сахалине.
- Аэрофотосъемка, онлайн мониторинг объектов строительства и производства, воздушная топография с помощью беспилотных летательных аппаратов.
- Медицинская эвакуация.
- Выполнение комплекса авиационных работ по перевозке пассажиров и грузов (самолет + вертолет).

Шагая в ногу с планами Заказчиков, компания продолжает программу обновления флота и подготовки персонала, способного выполнять авиационные работы наивысшего качества и сложности в любое время года и суток в любой точке земного шара силами современной и надежной вертолетной техники.



ЮТэйр-Вертолетные услуги. Знают во всем мире

628412 ХМАО-Югра,
г. Сургут, ул. Аэрофлотская 47/1
Телефон: (3462) 778-559
Факс: (3462) 243-199
heli.utair.ru

625025, г. Тюмень,
ул. Интернациональная, 187
Телефон: (3452) 298-101
Факс: (3452) 298-540

UTair
Вертолетные услуги

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

«Приразломная» — первый проект
по добыче нефти на арктическом
шельфе России



На правах рекламы



www.gazprom-neft.ru

СТРЕМИТЬСЯ К БОЛЬШЕМУ