



ВТОРАЯ ЖИЗНЬ
МЕХАНИЗМОВ

СЕЙСМОРАЗВЕДКА
В АРКТИКЕ

ОСОБЫЕ
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ
ЗОНЫ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

[5-6] 2016

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ:
ОТ СОФТА ДО МАШИНОСТРОЕНИЯ



Входит в перечень ВАК



ТВОЯ ИТАЛЬЯНСКАЯ РЕЗИДЕНЦИЯ В КРЫМУ

от 1 млн. рублей

8 800 250 59 01
www.italian-village.ru



«Итальянская деревня в Крыму» - это закрытый комплекс вилл и апартаментов, куда так приятно перебраться жить в летний сезон. Грандиозный проект из семнадцати очередей строительства: таунхаусов, вилл и коттеджей расположен в уютной бухте на самом берегу Черного моря. Все комплексы выдержаны в средиземноморском стиле, но у каждого — собственный характер.

Проект отличает богатая инфраструктура, которая предусматривает магазины, рестораны, детские площадки, просторные дворы с бассейнами, собственный спортклуб и SPA-центр. Так же к Вашим услугам разнообразные развлечения: аквапарк, яхтклуб, гараж с квадроциклами, и многое другое. «Итальянская деревня в Крыму» - это все, что необходимо для беззаботной жизни и отдыха у моря.

Печальный мезальянс



8

Единый рынок нефти



10

Храните самое ценное в банке... документов



62

Беспроводные технологии для интеллектуальных КИП

52

Цифровые и универсальные: Новые мобильные устройства в техническом обслуживании

56

Импортозамещение для нефтегазовой промышленности

60

Совершенствование процесса изготовления резьб на трубах

64

Календарь событий

73

ЭНЕРГАЗ

в проектах создания испытательных стендов газовых турбин и учебных центров в энергомашиностроении и нефтегазовой отрасли

76

Россия в заголовках

85

Влияние осевой теплопроводности теплопередающей стенки в однопоточном теплообменном аппарате

86

Проверка на промпригодность



80

Снижение затрат при нефтедобыче



От чего зависит несущая способность резьбового соединения обсадных труб?

89

Российский Hi-Tech в газовых турбинах

92

От лаборатории до промплощадки

96

Нарушенные тундровые почвы: гранулометрия и рекультивация

102

Оборудование для нефтепереработки

106

Хронограф

О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад

109

Нефтегаз-2016

110

НЕФТЕГАЗ *Life*

112

Специальная секция Классификатор продукции и услуг в НГК

114

Цитаты

116

Хэджирование



98

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК 4

Первая строчка 12
Все о главных событиях месяца

Методология конструирования экспериментальной установки для дегазации нефти 14

Проектирование морской техники в условиях санкций 22

Судно-катамаран для обеспечения морской нефтегазодобычи 26

Особые экономические зоны 33

Вторая жизнь механизмов 40

Что мешает импортозамещению в программном обеспечении? 44

Быть ли импортозамещению ИТ в ТЭК 48

О важности этапа обработки сейсмических данных 50

Импортозамещение из Германии



18

Сейсморазведка в Арктике



30

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Татьяна Абрамова,
Елена Алифирова

Ответственный секретарь
Татьяна Петрова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

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.



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Артем Аракелов
Ольга Иванова
Кирилл Болтаев
Валентина Горбунова
Ольга Щербачева
Ольга Ющенко

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

Менеджеры по работе с клиентами
Ксения Волкова
Элина Валитова

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

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



752 года назад

В 1264 году итальянский путешественник Марко Поло, проезжавший по территории современного Азербайджана, сообщил, что местные жители собирали нефть, просачивающуюся из земли. Примерно в это же время отмечено начало торговли нефтью.

167 лет назад

В 1849 году канадский геолог Абрахам Геснер впервые получил керосин.

159 лет назад

В 1857 году была изобретена керосиновая лампа. Это позволило сохранить мировое поголовье китов, поскольку керосин, заменивший китовый жир, стал использоваться в качестве источника энергии для освещения жилищ.

158 лет назад

В 1858 году нефть начали добывать в Северной Америке (Канада, провинция Онтарио).

146 лет назад

В 1870 году Джон Рокфеллер основал компанию Standard Oil, контролировавшую 10% нефтедобычи в США. Через два года доля Standard Oil выросла до 25%, а еще через пять лет – до 90%. Это был первый опыт создания нефтяной монополии.

139 лет назад

В 1877 году Россия впервые в мире начинает использовать танкеры для доставки нефти с бакинских месторождений в Астрахань. Тогда же в США построена первая железнодорожная цистерна для перевозки нефти.

66 лет назад

В 1878 году Томас Эдисон изобрел электрическую лампочку. Массовая электрификация городов и снижение потребления керосина на короткое время ввергло мировую нефтяную промышленность в состояние депрессии.

54 года назад

В 1962 году появилась новая единица измерения нефти – баррель, т.к. нефть перевозили в бочках. Баррель нефти равен 42 галлонам (1 галлон = примерно 4 л). Этот объем нефтяной бочки равен официально признанному в Великобритании объему бочки для перевозки селедки. Для сравнения, «винный баррель» равен 31,5 галлонам, «пивной баррель» – 36 галлонам.

45 лет назад

В 1905 году в Баку (Азербайджан, тогда Российская Империя) случился первый в мировой истории масштабный пожар на нефтяных приисках.

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ
Neftegaz.RU
ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

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

Soon in English

We invite you to cooperate

Office in Russia
18/1 Tverskaya str., Moscow,
www.magazine.neftgaz.ru
(495) 650-14-82

Contact address in EU:
Viktoria Geiger
PO Box 1242
77716 Haslach / Baden
Germany
english@neftgaz.ru
Tel. +49 (0) 160 274 1320



ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

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

Demnächst auch in englischer Sprache

**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



РЕКЛАМА



РОСНЕФТЬ
ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ





«Мы должны создать более комфортные условия для креативного класса, который сегодня создает новый рост и новые технологии, делает страну конкурентоспособной»



МИТХТ – кузница кадров для химической промышленности



В 90-х гг. европейские вузы начали консолидироваться



Объединение специализированных вузов приведет к исчезновению востребованных специальностей

ПЕЧАЛЬНЫЙ МЕЗАЛЪЯНС

«С САМОГО РОЖДЕНИЯ Я ЖИВУ В МОСКВЕ, НО ЕЙ-БОГУ НЕ ЗНАЮ, ОТКУДА ПОШЛА МОСКВА, ЗАЧЕМ ОНА, К ЧЕМУ, ПОЧЕМУ, ЧТО ЕЙ НУЖНО. В ДУМЕ, НА ЗАСЕДАНИЯХ, Я ВМЕСТЕ С ДРУГИМИ ТОЛКЮ О ГОРОДСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ, НО Я НЕ ЗНАЮ, СКОЛЬКО ВЕРСТ В МОСКВЕ, СКОЛЬКО В НЕЙ НАРОДУ, СКОЛЬКО РОДИТСЯ И УМИРАЕТ, СКОЛЬКО МЫ ПОЛУЧАЕМ И ТРАТИМ, НА СКОЛЬКО И С КЕМ ТОРГУЕМ... КАКОЙ ГОРОД БОГАЧЕ: МОСКВА ИЛИ ЛОНДОН? ЕСЛИ ЛОНДОН БОГАЧЕ, ТО ПОЧЕМУ? А ШУТ ЕГО ЗНАЕТ! И КОГДА В ДУМЕ ПОДНИМАЮТ КАКОЙ-НИБУДЬ ВОПРОС, Я ВЗДРАГИВАЮ И ПЕРВЫЙ НАЧИНАЮ КРИЧАТЬ: «ПЕРЕДАТЬ В КОМИССИЮ! В КОМИССИЮ!»

(А. П. ЧЕХОВ «В МОСКВЕ»)

Анна Павлихина

Neftegaz.RU

На последнем ПМЭФ А. Кудрин поднял давний вопрос о том, как остановить «утечку мозгов». И даже предложил решение: «Мы должны создать более комфортные условия для креативного класса, который сегодня создает новый рост и новые технологии, делает страну конкурентоспособной». Он пояснил, что речь идет о многих аспектах, начиная от образования и заканчивая личной безопасностью, путешествиями и моральным комфортом.

Мы согласимся, что очень многое зависит от климата в стране. Творческая и научная мысль только тогда приносит плоды, когда ее полет не ограничен идеологией, цензурой, беспрепятственным передвижением по миру. Но не менее важно, чтобы страна, желающая сохранить свои лучшие умы, не разрушала среду, в которой эти умы живут и творят.

В России не так много специализированных университетов, которые сумели сохранить кадровый состав и научную базу, пережив 90-е. И, вероятно, они совсем не думали, что могут сгинуть в период, когда про науку, вроде бы, грех забывать.

Основными научными центрами, снабжающими химическую отрасль кадрами, являются РХТУ им. Д.И. Менделеева и Университет тонкой химической технологии (МИТХТ). Эти два вуза, с более чем вековой историей, по замыслу Минобрнауки, должны стать частью непрофильных

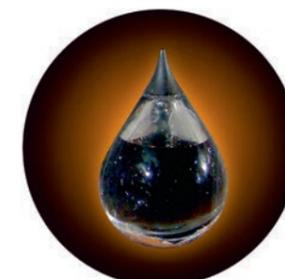


институтов. Что бывает с непрофильными отделениями угадать не сложно. А для нелюбителей гадать, есть готовый пример: от Московского государственного университета инженерной экологии, вошедшего 3 года назад в составе МАМИ, остался 1 факультет с парой работающих кафедр. Очевидно та же судьба ждет и других присоединившихся. Всего в Москве и Санкт-Петербурге объединилось уже более 30 университетов. Как показывает практика, объединение приводит к увольнению специалистов, ликвидации целых научных направлений, уничтожению материальной базы и продаже уникального оборудования. Сложно усмотреть в таких результатах какую-то оптимизацию.

Справедливости ради следует отметить, что наша страна в стремлении консолидировать вузы – не новатор. Эта тенденция началась около 20 лет назад в Европе, где слабые, не пользующиеся популярностью (обратим внимание на эти два определения, как на основные) учебные заведения вливались в состав востребованных и хорошо финансируемых, что значительно повысило их рейтинг. Очевидно, ухватившись за эту тенденцию, в российском ведомстве решили повторить эксперимент, но в суть дела не вникли и начали объединять все расположенное по близости, по территориальному принципу.

Развитие науки напрямую зависит от развития реального сектора экономики и промышленности. Верно утверждение и об обратной взаимосвязи – развитие промышленности невозможно без развития науки. Чем больше взаимосвязь производства и науки, тем быстрее развивается и то, и другое.

И вот сегодня, когда все говорят о развитии отечественной промышленности, о импортозамещении и высоких переделах в нефтепереработке, эту самую промышленность лишают научной и кадровой базы. Той основы, от которой в очень недалеком будущем будет зависеть состояние всего промышленного сектора. ●



ЕДИНЫЙ РЫНОК НЕФТИ

Елена Алифирова

Neftegaz.RU

Премьер-министры стран Евразийского экономического союза 20 мая 2016 г. приняли Концепцию формирования единых рынков нефти и нефтепродуктов.

Конечно, концепция должна быть еще утверждена на уровне глав государств Союза.

Ранее Д. Медведев заявлял, что документ «с понятными правилами и принципами работы» необходим для создания единого рынка в этой сфере.

Работа по подготовке программы общего электроэнергетического рынка ЕАЭС началась еще в марте 2015 г. В октябре ЕЭК разослала на согласование проект «Концепции формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов Евразийского экономического союза», предполагающую сохранение существующих механизмов формирования цен на нефть.

Белоруссия предложила такой вариант: цена нефти при поставках между государствами-членами Союза не может превышать цену нефти, рассчитанную на основании котировок международных ценовых агентств, за вычетом всех затрат, связанных с поставкой нефти за пределы таможенной территории ЕАЭС и вывозных таможенных пошлин.

Минэнерго РФ посчитало такую трактовку нарушением рыночных механизмов.

Компромиссный Казахстан рекомендовал указать, что цены на нефть должны формироваться на основании рыночных механизмов и добросовестной конкуренции.

Были вопросы по унификации, по качеству нефти, по развитию транспортной инфраструктуры. Ныне эти вопросы урегулированы.

Срок утверждения определен до 1 июля 2016 г., а в период 2016–2018 гг. государства-члены должны будут обеспечить выполнение мероприятий, необходимых для функционирования этого рынка.

Эффект от создания общего электроэнергетического рынка ЕАЭС выразится в повышении эффективности использования генерирующих и передающих мощностей, росте объемов взаимной и внешней торговли электроэнергией.

В феврале ЕЭК утвердил концепцию формирования общего рынка газа стран Евразийского экономического союза до 2025 г. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Российская экономика переживает нынче не самые простые времена. Зависимые от иностранной валюты и экспортно-импортных потоков хрупкие отрасли народного хозяйства, держащиеся на голой инициативе, не выдерживают конкуренции и глобализации мировых рынков. Какие отрасли должно поддерживать государство в нынешней ситуации?

Какую отрасль должно поддерживать государство в нынешней ситуации?

5%

Нефтедобычу

20%

Нефтепереработку и нефтехимию

37%

Сельское хозяйство

23%

Машиностроение

6%

Информационные и нанотехнологии

10%

Оборонную промышленность

В мире не так много нефтеперерабатывающих предприятий, чьи имена ассоциируются с качественным топливом. Но окрестности трасс усеяны многочисленными заправками, среди которых не только брендовые названия, но и многочисленные «по папе». Остается только удивляться, как они умудряются выживать среди гигантов рынка. Чем руководствуются автолюбители при выборе АЗС?

По какому принципу вы выбираете АЗС?

10%

Удобство расположения

58%

Бренд продавца/производителя

17%

Цена топлива

4%

Сервис и ненавязчивость обслуживания

11%

Заправляюсь, где придется, когда заканчивается бензин



БИЗНЕС И ОТДЫХ С КОМФОРТОМ RIXOS



Только до 31 августа
для индивидуальных туристов – 3450 руб. на чел. номер в сутки,
включая завтрак и доступ в королевский Rixos Royal Spa

Для корпоративных клиентов специальные условия.

Подробности по тел.: +7(862) 245-51-51 или e-mail: sochi@rixos.com

Контактная информация:

Сочи, Красная Поляна, п. Эсто-Садок,
курорт «Горки Город», уровень +960,
ул. Созвездий, 3

Тел.: +7(862) 245-51-51
e-mail: sochi@rixos.com



События

Запуск нового производства

Отмена пошлин

Цены на нефть

Северный поток

Новый глава Роснефти

Выборы президента

Обвал рынка акций

Газовые войны

Сливающие капиталов

Продажа квот

Второй ветка ВСТО

Волганская ТЭС запущена

Второй волна кризиса

Южный поток

Цены на газ

Дошли руки до Арктики

Северный поток достроили

Торги на бирже

Регионы поделятся доходами с федеральной казной

13 мая 2016 г. депутаты Госдумы приняли в 3-м, окончательном чтении, законопроект о распределении доходов от уплаты акцизов на нефтепродукты между федеральным и региональными бюджетами.

С 1 июня 2016 г. в бюджеты субъектов РФ поступают 88% доходов от акцизов на нефтепродукты, остальные 12% – в федеральный. Ранее предлагалось, чтобы региональные бюджеты получали 23%, а федеральный – 77%. До одобрения законопроекта 100% этих доходов поступали в региональные бюджеты.



29 февраля 2016 г. В. Путин утвердил изменения в ст. 193 ч. 2 Налогового кодекса РФ, согласно которым с 1 апреля 2016 г. повышаются налоговые ставки акцизов на автомобильный бензин, дизтопливо, прямогонный бензин и средние дистилляты.

В 2016 г., по мнению Минфина РФ, повышение акцизов на топливо даст бюджету РФ 68,5 млрд руб., при этом доходы регионов от такого перераспределения не сократятся, а даже увеличатся – на 2,1 млрд руб.

В 2017 г., по расчетам Минфина, акцизы дадут в бюджеты разных уровней 351,6 млрд руб., в т.ч. 270,7 млрд руб. – в региональные бюджеты. ●

Построен нефтепровод от Мессояхского месторождения до МНП Заполярье-Пурпе

Мессояханефтегаз завершил монтаж напорного нефтепровода для транспортировки нефти с Мессояхской группы месторождений.

Нефтепровод мощностью 7 млн т/год нефти и протяженностью 96 км соединил группу Мессояхских месторождений с магистральным нефтепроводом (МНП) Заполярье-Пурпе.

1-й по нефтепроводу начнет поступать нефть Восточно-Мессояхского месторождения, которое планируется запустить в эксплуатацию в конце 2016 г.



При реализации масштабного инфраструктурного 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. Кроме того, 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. В местах миграции оленей предусмотрены специальные переходы.

На всем протяжении нефтепровод оборудован многоступенчатой системой безопасности.

Контролировать герметичность нефтетранспортной системы позволят датчики контроля давления, система видеоконтроля, а также пожарная и охранная сигнализация, работающие круглосуточно в режиме реального времени.

4-й этап расширения Сковородино–Мохэ

Центр управления проектом Восточная Сибирь–Тихий Океан (ЦУП ВСТО), дочка Транснефти, приступил к реализации 4-го этапа инвестпроекта по расширению пропускной способности магистрального нефтепровода (МНП) Сковородино–Мохэ до 30 млн т/год нефти. В рамках 4-го этапа запланировано строительство 2 резервуаров для хранения нефти

События

объемом 50 тыс м³ (РВСПК-50000) на головной нефтеперекачивающей станции №1 Тайшет. После ввода в эксплуатацию новых РВСПК объем этого резервуарного парка составит 400 тыс м³ нефти.

Проект расширения пропускной способности МНП Сковородино–Мохэ начался в 2014 г.

В рамках 1-го этапа на НПС № 21 Сковородино был установлен дополнительный магистральный насосный агрегат. На 2-м этапе на приемо-сдаточном пункте Джалинда установлена дополнительная линия системы измерений количества и качества нефти, доработана микропроцессорная система автоматики и единая система управления, в т.ч. система диспетчерского контроля и управления. 3-й этап программы предусматривает ввод в эксплуатацию резервуара для хранения нефти объемом 50 тыс. м³ на НПС № 21 Сковородино.

Все работы по расширению пропускной способности МНП Сковородино–Мохэ до 30 млн т/год нефти планируется завершить в конце 2017 г. ●

Экология или экономика?

В России будет разработан новый закон о выбросах парниковых газов и их квалификации.

РФ не является самым большим загрязнителем в мире. Из всех эмитентов атмосферы, лидерами являются Китай (больше 22%), США (более 13%), ЕС (более 9%), Индия (более 5%), а мы – лишь на 5-м месте (более 4%), сказал вице-премьер РФ А. Хлопонин.

В рамках Парижского соглашения по климату, Россия взяла на себя 3 основных обязательства:

- не только сократить объем выбросов до 75% от уровня 1990 г., но и превысить план – 75% к 2020 г. и 70% к 2030 г.
- совместно со всеми странами-участницами соглашения удерживать темпы прироста температуры в 21-м в. не более 2%.
- участвовать в оказании содействия развивающимся странам в обеспечении их технологиями, а также участвовать в создании международного фонда, направленного на содействие развитию технологий в развивающихся странах.

Однако, после подписания соглашения Д. Медведев утвердил изменения в план мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов.

Россия будет реализовывать обязательства в рамках Парижского соглашения по климату с учетом своих экономических интересов.

В 1-ю очередь, будут выполняться те меры, которые не навредят экономике России.

Так, новый план предполагает разработку ФЗ, который регулировал бы выбросы, касающейся квалификации самих парниковых газов.

По действующей в РФ классификации из 7 парниковых газов к вредным относятся 3, а, например, двуокись углерода не относится. В результате этих изменений в России будет осуществляться более жесткий контроль за видами газов, которые ранее к этой классификации не относились. Кроме того, будет разработана методика определения размеров не только прямых, но и косвенных выбросов.

МЕТОДОЛОГИЯ КОНСТРУИРОВАНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ДЕГАЗАЦИИ НЕФТИ

Одной из проблем промышленного сбора и подготовки нефти, в том числе и на нефтедобывающих платформах, являются потери, связанные с несовершенством систем сепарации. Как эту проблему предлагают решать российские специалисты?

ONE OF THE PROBLEMS OF OIL COMMERCIAL GATHERING AND TREATMENT, INCLUDING GATHERING AND TREATMENT ON THE OIL PLATFORMS, ARE THE LOSSES DUE TO THE SEPARATION SYSTEMS IMPERFECTION. HOW DO RUSSIAN SPECIALISTS PROPOSE TO SOLVE THIS PROBLEM?

Ключевые слова: сепарация, дегазация, подготовка нефти, барботаж, газожидкостная смесь.

Евгений Дмитриевич Кожухарь, магистрант Астраханского государственного технического университета

Илья Николаевич Приставакин, доцент кафедры философии, истории и культурологии АГТУ

Некачественная сепарация нефти ведет к тому, что остатки газа выделяются в процессе хранения и транспортировки нефти, выводят из строя оборудование промыслов, образуют взрывоопасные очаги и загрязняют окружающую среду.

Для реализации предложенного процесса барботажа разработана экспериментальная установка (рис. 1), к которой впоследствии добавим подогреватель, что позволит значительно сократить расходы на сепарацию нефти (рис. 2). Процесс конструирования осуществляем в соответствии с одной из известных концепций научно-технического творчества:

1. Оценка научно-технического наследства;
2. Постановка проблемы и верификация-1, и формирование научно-технической задачи;

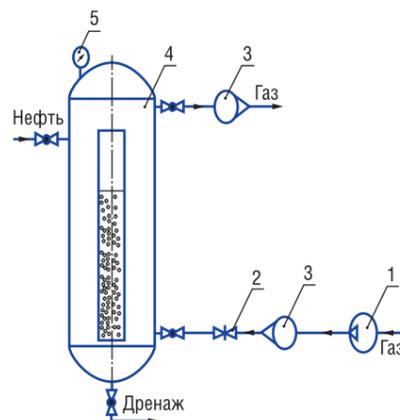
3. Трансформирование взятой за основу технологической схемы;
4. Моделирование и верификация-2 [1, 225].

Методология трансформирования здесь следующая: метафора именная-1 или функциональная (перенос значения с функции насыщения воды кислородом, на функцию вытеснения кислорода из нефти), аналогия (заимствование соответствующей технологии барботажа), интеграционная метафора (добавляем к трубопроводу барботер), плоскостная метафора (аквариум, выполняющий роль цилиндра располагается горизонтально, а мы располагаем рабочий цилиндр вертикально).

Методология трансформирования: именная-1 функциональная (перенос значения с функции насыщения воды кислородом, на функцию вытеснения кислорода из нефти), аналогия (заимствование соответствующей технологии барботажа), именная-2 (смысловая) – (добавляем такие свойства как устойчивость и большая производительность), интеграционная метафора (добавляем к трубопроводу барботер), плоскостная метафора (аквариум, выполняющий роль цилиндра располагается горизонтально, тогда, как мы располагаем рабочий цилиндр вертикально).

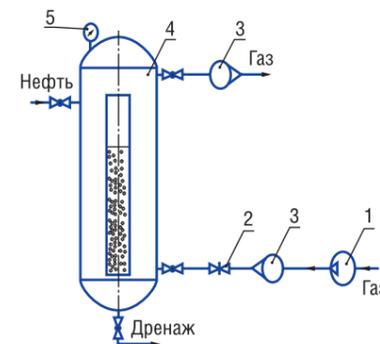
Устройство работает следующим образом. В закрытую емкость с нефтью (1), через штуцер ввода продукции (2), по наклонным

РИС. 1. Барботер в аквариуме (а) и барботер в нефтегазовом сепараторе (б)



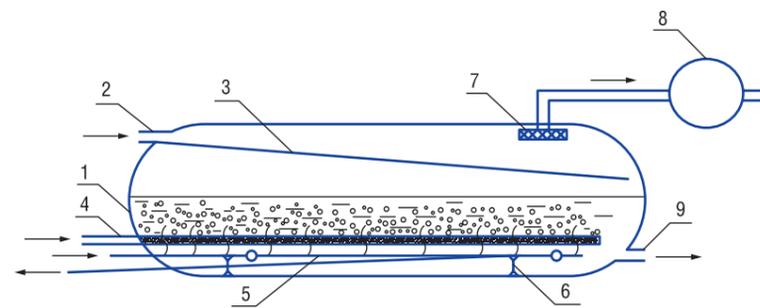
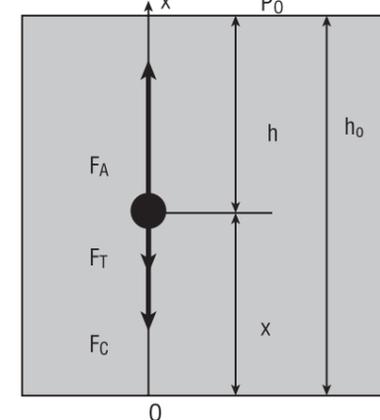
УДК 621.928

РИС. 2. От сепаратора с компрессором к сепаратору с нагревателем



желобам (3), подается нефтегазовая смесь. Одновременно с этим в емкость подается газ с предыдущей ступени сепарации через перфорированные трубы (4). Образующиеся в смеси пузырьки газа за счет подъемной силы всплывают в толще нефти. При их подъеме они соединяются с более мелкими, за счет действия сил поверхностного натяжения,двигающих маленький пузырек к большему. Происходит «слипание» пузырьков, при котором их разделяет стенка толщиной в молекулу нефти. Поскольку давление в газовом пузырьке обратно пропорционально его радиусу, меньший пузырек поглощается большим. Для уменьшения вязкости нефтегазовой смеси устройство оборудовано секционным трубчатым нагревателем (5). Нагреватель приводит к подъему потока нефтегазовой смеси, снижению ее вязкости, увеличению размеров пузырьков газа, и ускорению их движения вверх. При этом нагреватель имеет одинаковую длину с емкостью сепаратора и установлен на неподвижных

РИС. 3. Схема сил, действующая на пузырек газа в жидкости



опорах (6). Одинаковая длина нагревателя и емкости позволяет увеличить площадь контакта с нефтегазовой смесью. Выделившийся газ проходит через каплеотбойники (7) и собирается в газосборнике (8). Дегазированная нефть выводится через штуцер вывода (9). Таким образом, происходит сепарация нефти от газа. Предложенное устройство позволяет эффективно сепарировать нефть от газа и уменьшать вязкость нефти. Межфазная поверхность в слое смеси может варьироваться за счет изменения размеров пузырька. Задача движения и теплообмена для одиночного пузырька в слое жидкости рассматривается в одномерной системе координат, представленной на (рис. 3). На глубине h_0 от поверхности жидкости образуется пузырек радиусом r_0 с температурой газа T_0 . Считается, что на пузырек при его

всплытии кроме силы Архимеда и силы тяжести действует также сила гидродинамического сопротивления.

Уравнение движения пузырька вдоль оси x под действием перечисленных сил записывается в виде

$$m\ddot{x} = -mg - F_c - F_a$$

где g – ускорение свободного падения, m – масса газа в пузырьке, mg – сила тяжести, F_c – сила сопротивления, F_a – сила Архимеда.

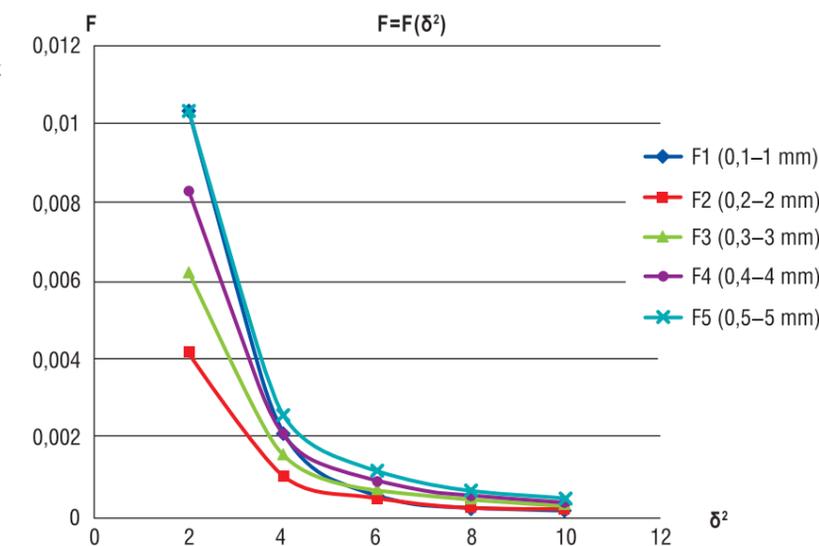
Сила сопротивления, отнесенная к массе пузырька, для сферического пузырька находится из выражения

$$\frac{F_c}{m} = \frac{3p_{ж}c_f v}{8p_r r}$$

где v – скорость движения пузырька, r – радиус пузырька, $p_{ж}$, p_r – плотность газа и жидкости соответственно; $c_f = f(Re)$ – коэффициент сопротивления в функции от числа Рейнольдса.

На рис. 4 представлен график зависимости взаимодействия пузырьков газа от расстояния

РИС. 4. График зависимости взаимодействия пузырьков от расстояния



между ними, который рассчитывался по формуле Г.К. Гамакера.

$$F = \frac{\Gamma_m(a*b)}{\delta^2(a+b)}$$

где a, b – размеры малого и большего пузырька соответственно, Γ_m – постоянная Гамакера, δ^2 – квадрат расстояния между рассматриваемыми пузырьками.

В результате проведенных опытов получена зависимость усадки H (мм) от времени обработки t (рисунок 5).

Расчет D_{max} и u пузырька в растворе вязкостью $\nu = 6 \text{ м}^2/\text{с}$ (легкая нефть).

$$D_{max} = \sqrt[3]{\frac{18(\nu\rho_{ж})^2}{\rho_{ж}(\rho_{ж}-\rho_{г})g}}$$

Значение скорости для соответствующего максимального диаметра D_{max} .

$$u = \frac{(\rho_{ж}-\rho_{г})D^2g}{18\nu\rho_{ж}}$$

Известно, что при подогреве вязкой жидкости конвективные потоки над горизонтальным нагревателем поднимаются почти вертикально вверх, а под свободной поверхностью образуется слой горячей жидкости.

Процесс подогрева вязкой жидкости в емкости можно представить в виде идеализированной физической модели. Согласно теории вертикальная составляющая скорости на оси струи

$$u = 0,934 Gr_x^{0,4} \frac{\nu}{x}$$

РИС. 6. Зависимость скорости всплытия u от подогрева жидкости

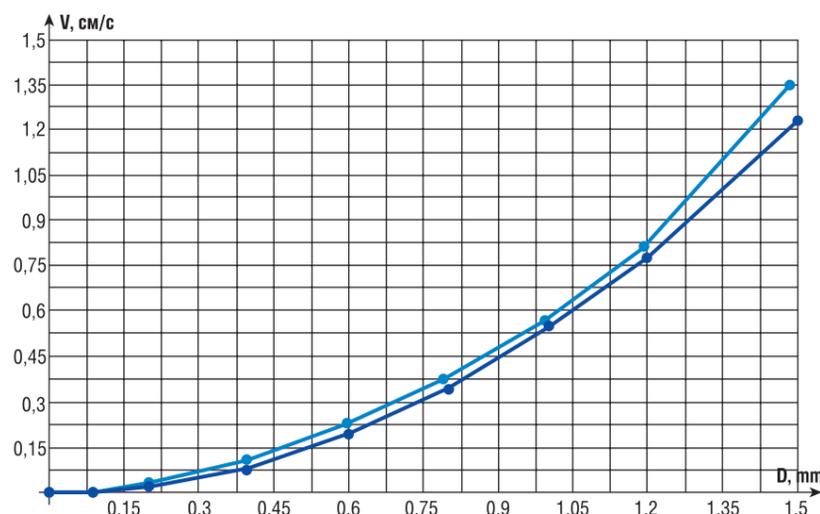
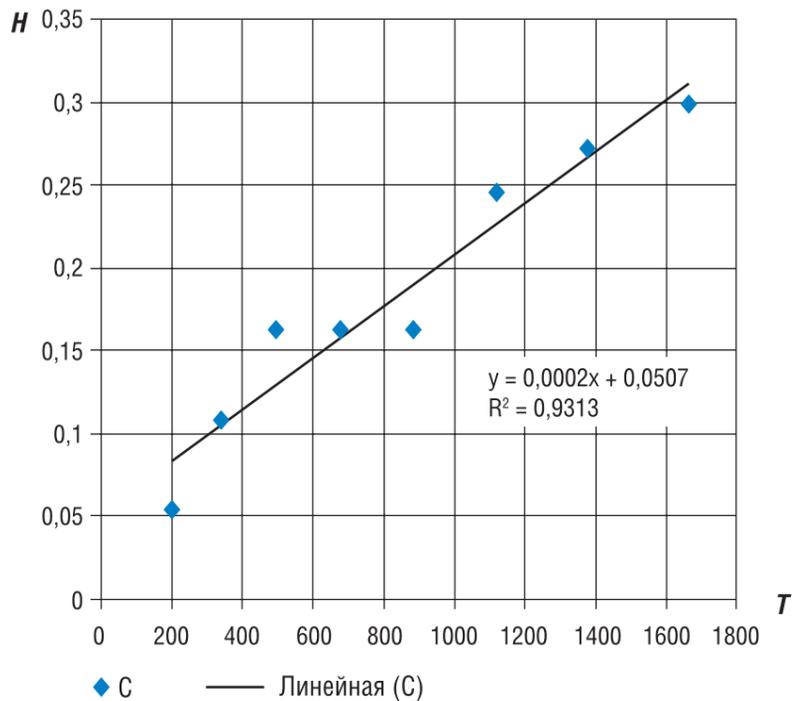


РИС. 5. График зависимости усадки H (мм) от времени обработки t (мин)



Критерий Грасгофа рассчитывается по следующей формуле

$$Gr_x = \frac{g\beta\theta x^3}{\nu^2}$$

где

Gr_x – критерий Грасгофа,

ν – кинематическая вязкость,

x – вертикальная координата,

β – температурный коэффициент объемного расширения,

θ – величина с размерностью температуры.

Про предварительным расчетам получен график зависимости скорости всплытия пузырьков от интенсивности нагрева (рис. 6).

На основании проведенных расчетных и экспериментальных исследований можно сделать вывод о том, что воздействие барботаж и подогрева на газожидкостную смесь снижает ее газосодержание, повышается интенсивность процесса сепарации в 1,5–2,0 раза. В дальнейшем предполагается повысить точность измерений и провести эксперименты на нефти и метане. ●

Литература

1. Мильштейн Л.М., Бойко С.И., Запорожец Е.П., Нефтегазопромысловая сепарационная техника: Справочное пособие. М.: Недра, 1992. – 236 с.
2. Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промысловых условиях. М.: Недра, 1999. – 283 с.
3. Приставакин И.Н. О проблеме соотношения свободы и необходимости в техническом творчестве. / Каспийский регион: политика, экономика, культура. №2 (31). – Астрахань: «Астраханский университет», 2012. – с. 223–227.
4. «Нефтяное хозяйство». 2001, №3. – с. 85–94.
5. Б. Моцехейн, «Что происходит в нефтяной и газовой промышленности»// Нефтегазовые технологии, 2002, №2. – с. 35–39.

KEY WORDS: separation, degassing, preparation of oil, bubbling, gas-liquid mixture.



ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ ИЗ ГЕРМАНИИ



Одна из основных задач, стоящих сегодня перед промышленностью России – организовать производство тех товаров, от которых зависит развитие отраслей народного хозяйства. В первую очередь это касается бюджетобразующих и стратегических направлений – добывающих и перерабатывающих сегментов. Компания GEA – первое предприятие иностранного концерна, производящего холодильное и газодожимное оборудование, организовавшее сборку в нашей стране. Как иностранное предприятие развивает импортозамещение в России, рассказывает президент группы компаний GEA в России Оливер Ческотти

TO ORGANIZE THE PRODUCTION OF THOSE GOODS ON WHICH THE DEVELOPMENT OF THE BRANCHES OF THE NATIONAL ECONOMY DEPENDS IS ONE OF THE PRIMARY OBJECTIVES OF THE RUSSIAN INDUSTRY. TO BEGIN WITH, THIS IS THE CASE OF MAJOR BUDGET REVENUE GENERATING AND STRATEGIC AREAS – EXTRACTING AND PROCESSING SEGMENTS. GEA IS THE FIRST ENTERPRISE OF THE FOREIGN GROUP COMPANY PRODUCING REFRIGERATING AND GAS BOOSTING EQUIPMENT THAT HAS LAUNCHED THE PRODUCTS ASSEMBLY IN OUR COUNTRY. OLIVER CHESKOTTI, PRESIDENT OF GEA IN RUSSIA, TELLS US HOW THE FOREIGN COMPANY DEVELOPS THE IMPORT SUBSTITUTION IN RUSSIA

Ключевые слова: холодильное оборудование, газодожимное оборудование, импортозамещение, промышленное оборудование, машиностроение.



Оливер Ческотти,
президент
группы компаний GEA
в России

– GEA в России предлагает полный комплекс услуг на рынке оборудования для энергетической и нефтегазовой отраслей, но компания развивает и другие направления. Расскажите о ваших проектах в России.

– Вот уже много лет мы развиваем производство холодильного промышленного оборудования и являемся лидерами на этом рынке. Наша компания – один из известнейших производителей оборудования для добывающей и перерабатывающей промышленности – это изготовление, поставка и сервис дожимных компрессорных станций, установок подготовки газа и холодильных установок для объектов добычи, транспортировки и переработки нефти и газа.

Четыре года назад наши специалисты завершили строительство трех градирен Няганской ГРЭС. В прошлом году – поставляли 8 дожимных компрессорных станций, произведенных на нашей площадке в городе Климовск, для перекачки низко-напорных газов на месторождении в ЯНАО. Сейчас как раз идут пусконаладочные работы.

Кроме компрессорного оборудования для нефтегазовой

и нефтехимической отрасли GEA производит центробежное оборудование (сепараторы и декантеры) для подготовки сырой нефти и очистки промысловой воды, переработки нефтешламов, очистки мазута, очистки буровых растворов, производственных масел, смазочно-охлаждающих жидкостей и дизельного топлива.

Но этот сегмент не единственный, в других отраслях мы также занимаем серьезную нишу. Подразделения GEA хорошо представлены в области процессного оборудования для молочной промышленности. Молочные заводы Danone и Unilever также построены стараниями GEA, ведь оборудование нашей компании стало своеобразным стандартом в России.

Компания предлагает системные решения для производства продуктов питания. Наше холодильное и технологическое оборудование для переработки мяса установлено, в том числе, на двух крупнейших мясоперерабатывающих заводах Мираторга.

Сельскохозяйственное подразделение GEA разрабатывает и производит автоматизированное доильное оборудование, применяемое в животноводстве.

РЕКЛАМА



РИС. 1. Производство GEA, Климовск, Цех №1

Также мы строим пивзаводы «под ключ», более 70% пивзаводов оснащены оборудованием GEA. Мы предлагаем решения во многих других отраслях промышленности, т.е. диапазон продуктов и инженерных решений очень большой.

Но среди всего этого многообразия есть и по-настоящему уникальные проекты. К ним без ложной скромности можно отнести строительство холодильной установки с уникальными инженерными решениями для Олимпийской санно-бобслейной трассы в Сочи. Это была очень интересная и сложная работа.

Есть и другие проекты, которыми мы гордимся. Но своим главным достижением считаем не производственные объекты, а российские инженерные решения. Учитывая региональную специфику, наши специалисты создают уникальные инженерные решения.

– Речь идет именно о решениях, созданных российскими специалистами?

– Сложившаяся у нас ситуация в своем роде уникальна. Сегодня компания является полностью локализованным, дочерним предприятием международного машиностроительного концерна. При этом, все наши инженерные решения исключительно российские, но в случае необходимости мы обращаемся за техподдержкой к материнскому концерну, используем наш международный опыт и осуществляем технологический трансфер. Также обращаемся к нашим коллегам в других странах,

привозим сюда технологии, адаптируем их к местным условиям и предлагаем нашим клиентам.

– А каково процентное соотношение иностранных и российских сотрудников?

– Если говорить о всех подразделениях компании GEA в России, то это штат из 350 человек, в числе которых 120 работников, занятых в сервисе и более 200 инженеров. Из них только 4 иностранных специалиста, включая меня. Кроме того, примерно треть работников – женщины.

– Многие российские предприятия сегодня жалуются на кадровую проблему. Как Вы ее решаете?

– Я считаю, что этому вопросу надо уделять больше внимания. На наших

производственных и монтажных площадках работают специалисты, которые закончили российские вузы. Но, учитывая специфику производства, мы должны более тщательно заниматься вопросом подготовки специалистов. Сегодня найти уникальных специалистов очень непростая задача, это, как говорится, товар штучный.

– И, тем не менее, вам удалось набрать штат из российских специалистов и организовать производство импортозамещающей продукции. Как известно, вы уделяете этому очень большое значение...

– Действительно, для нас импортозамещение – это не пустой звук. Политико-экономическая ситуация, в которой мы оказались диктует необходимость активнее проводить локализацию на российском рынке. Еще совсем недавно мы только начали делать первые шаги на пути к импортозамещению, но уже в прошлом году вынуждены были пойти на решительные действия. Результатом значительной части мероприятий, которые мы реализовали на новой площадке, стал широкий ряд востребованных в России товаров, которые раньше ввозились из-за границы.

Но опыт производства в российских условиях мы начали нарабатывать задолго до кризиса, производя продукты, ввозить которые было крайне накладно. Это оборудование для молочного животноводства, мощные средства, а также гигиенические средства для коров.



РИС. 2. Сборка дожимной компрессорной станции GEA Сириус, Климовск, Цех №1



РИС. 3. Сборка блочно-модульной холодильной машины GEA, Климовск, Цех №1

– Что Вы могли бы отметить из новых проектов?

– Из последних достижений наиболее значимое – открытие собственной производственной площадки в подмосковном Климовске, которая сегодня занимает 2,5 тыс. м². В обозримой перспективе мы планируем расширить эти площади еще на 1,5 тыс. м². На этой площадке производится сборка холодильных и газодожимных агрегатов. Собираются первые пастеризаторы из нержавеющей стали для молочной и пивоваренной промышленности, электрощиты для наших установок. Вскоре мы начнем производить модульные установки на базе сепараторов и декантеров. Интересной обещает быть сборка 2-х промышленных тепловых насосов в нынешнем году. Это очень большой шаг для нашей компании в деле импортозамещения.

– Импортозамещение сейчас основной ориентир, намеченный правительством для промышленности. Есть ли условия для развития и расширения производства?

– Мы ориентированы на потребности и запросы российской экономики. Рост даже в условиях кризиса и сохранение производственных показателей – хороший показатель правильности выбранной стратегии.

Продукция наших предприятий расходуется по всей стране – от западной границы до Дальнего

Востока. Я не исключаю вероятности, что в ближайшие 2–3 года мы откроем подразделение, например, в Тюмени или Сургуте. Будем ориентироваться на запросы рынка.

– Но вы не все производите в России, что-то экспортируете сюда?

– Да, сегодня мы предлагаем заказчикам компрессорное холодильное оборудование со степенью локализации более 40% и газодожимное оборудование со степенью локализации более 75%. Мы завозим компрессоры GEA Grasso из Германии, но все остальные комплектующие используем российского производства.

Компрессоры – это сердце наших установок. Аналогов на российском рынке не существует. Нас часто спрашивают: а нельзя ли производить эти компрессоры в России? Но дело в том, что рынок сбыта компрессоров, необходимых в России, не оправдывает их производство здесь.

Помимо самих компрессоров необходимы тысячи деталей и компонентов к ним, и здесь многое зависит от пожеланий наших клиентов. В условиях девальвации рубля зачастую разумнее идти по пути локализации производства именно отдельных деталей. Именно поэтому мы и работаем с надежными производителями компонентов в России, которых найти не так то просто.

– А в чем здесь проблема?

– Во-первых, на проверку благонадежности поставщика уходит много времени. Мы неоднократно сталкивались с ситуацией, когда поставщики нас попросту подводили. В практике были случаи, когда субподрядчики не выполняли договоренностей по качеству производимых изделий или не укладывались в сроки. Для таких компаний, как наша, которые стремятся к максимальной локализации своего производственного процесса, это самый большой вызов в рамках политики импортозамещения. Мы достаточно жестко контролируем поставщиков и пытаемся выстроить долгосрочные отношения.

А, во-вторых, к сожалению, в России мы интересны только тогда, когда размещаем большие объемы заказа. Это прямое свидетельство того, что в России компании еще не перестроились и не понимают, что начинать зарабатывать нужно с малого, предоставляя при этом конкурентоспособное качество. Нужно расти вместе с компанией-партнером. Ведь мы тоже постепенно растем, и, вероятно, через пять лет сможем размещать очень большие заказы, при этом нам интересны долгосрочные отношения, начинать которые надо уже сейчас.

– На что вы обращаете внимание при выборе поставщика?

– В первую очередь, мы обращаем внимание на инновационные разработки. Ведь сегодня важнейшим конкурентным преимуществом является скорость. Нужно быть точнее, быстрее за меньшие деньги. А вот что точно не играет роли, так это всевозможные сертификаты компании-поставщика, которые не отражают реальное положение вещей. Для нас важна репутация компании, ее положительная производственная и налоговая истории, показательны для нас и условия охраны труда.

Будучи подразделением европейской компании, мы стремимся принести на российский рынок не только новые технологии, но и европейские принципы работы, позволяющие в короткие сроки создавать конкурентоспособное импортозамещающее оборудование. ●

KEY WORDS: refrigeration equipment, gasbooster equipment, import substitution, industrial equipment, mechanical engineering.

Диагностика и лечение по международным стандартам



Клиника ОАО «Медицина» основана в 1990 г. Является одним из ведущих частных многопрофильных медицинских центров России и включает:

- круглосуточную скорую помощь
- поликлинику
- стационар
- лабораторную и инструментальную диагностику
- онкологический центр Sofia.

Более 300 врачей 67 медицинских специальностей.

Лечение пациентов ведется в соответствии с отечественными и лучшими зарубежными стандартами.

Единственный многопрофильный медицинский центр в России, аккредитованный по международным стандартам JCI, являющимся на сегодняшний день самыми полными и авторитетными в мире требованиями к качеству медицинской помощи.

На базе клиники «Медицина» работает кафедра терапии и семейной медицины РНИМУ им. Н.И. Пирогова. Использование передовых медицинских технологий, современного оборудования, высокая квалификация врачей позволяют клинике «Медицина» добиваться высоких результатов в лечении пациентов.

Ведущие направления: Нейрореабилитация

Восстановление в отдаленном периоде с помощью аппарата Брейн Порт функций головного или спинного мозга, утраченных в результате повреждения.

Аппарат Брейн Порт вырабатывает импульсы, похожие на импульсы головного мозга. Методика много лет применяется в США для восстановления ходьбы, равновесия и других поврежденных функций у пациентов. В клинике «Медицина» она используется уже более двух лет, и также показала превосходные результаты. Курс лечения 10–14 дней, проводится как в условиях стационара, так и амбулаторно.

Кардиохирургия

Миниинвазивные кардиохирургические операции:

- маммарокоронарное, аортокоронарное шунтирование сердца
- гибридные операции
- лечение клапанных пороков сердца.

Операции проводит международная бригада кардиохирургов под руководством профессора Альберто Репосини (Италия). Короткие сроки госпитализации, комплексная программа реабилитации.

Лечение бесплодия

Эффективность лечения составляет 48%, что превышает показатели многих ведущих клиник мира.

- Полный цикл лечения бесплодия:
- методом ЭКО (экстракорпорального оплодотворения)
 - ИКСИ (интраплазматической инъекции сперматозоидов)
 - предимплантационная диагностика эмбриона (по показаниям)
 - криоконсервация сперматозоидов, ооцитов.

Использование мягких схем стимуляции функций яичника, бесплатное ведение беременности до срока 8 акушерских недель.

Онкологический центр Sofia клиники ОАО «Медицина»

Включает поликлиническое и хирургическое отделения, отделения лучевой терапии и химиотерапии, а также центр радионуклидной диагностики.

Специалисты онкологического центра прошли обучение и стажировки в лучших клиниках США, Германии и Израиля.

Консультативный прием пациентов ведут опытные онкологи и маммологи, при необходимости может быть организован консилиум, в том числе с привлечением известных российских и зарубежных специалистов в области

радиотерапии, химиотерапии и хирургического лечения.

В онкологическом центре применяются самые современные методики. Например, для лечения рака простаты – крупнофракционная дистанционная лучевая терапия за 5 сеансов, а лечение рака легких может быть проведено за 1 сеанс путем однократного подведения высокой дозы облучения. Здесь также успешно лечат рак молочной железы, опухоли головы и шеи, опухоли головного мозга, рак прямой кишки, отдаленные метастазы различных локализаций.

Отделение лучевой терапии располагает двумя линейными ускорителями революционно новой модели TrueBeam фирмы Varian (США) с инновационными столами с 6-ю степенями свободы, позволяющими обеспечивать проведение облучения с точностью наведения до 0,75 мм. Выбор химиотерапевтического лечения проводится строго по российским и международным протоколам, показавшим свою эффективность в многочисленных клинических испытаниях.

Центр радионуклидной диагностики оснащен аппаратом Philips Gemini TF, совмещающим позитронно-эмиссионную и рентгеновскую томографии (ПЭТ/КТ), и аппаратом однофотонной эмиссионной компьютерной томографии Bright View Philips (ОФЭКТ).

Активное использование ПЭТ-исследований позволило:

- в 5-8 раз сократить число рецидивов злокачественных новообразований и добиться их излечения
- на 25-30% снизить смертность от рака
- на 15-20% повысить эффективность ранней диагностики недоброкачественных новообразований.

Клиника «Медицина» является лауреатом Премии Правительства РФ в области качества, признана лучшей частной клиникой Москвы конкурсным жюри московского фестиваля в области здравоохранения «Формула жизни-2012», организованного при поддержке Правительства Москвы и Департамента здравоохранения Москвы. Клиника – призер европейского конкурса по качеству EFQM Awards 2012, сертифицирована по международным стандартам ISO 9001:2008.

Пациенты Клиники «Медицина» имеют доступ к личной истории болезни дистанционно из любой точки мира.

Клиника «Медицина»

125047, Москва,
2-й Тверской-Ямской переулок,
дом 10
+7 (499) 250 39 49
www.medicina.ru



Особая экономическая зона ТИТАНОВАЯ ДОЛИНА

Это единственная из всех российских Особых экономических зон находящаяся в непосредственной близости к основным нефтедобывающим площадкам России.

Налоговые каникулы и свободный таможенный режим, готовая инфраструктура по сниженным тарифам и бесплатное подключение к сетям экономят около 30% вложений в организацию собственного производства.

Кроме того, в непосредственной близости расположен крупнейший в мире производитель титана — Корпорация ВСМПО-АВИСМА.

ТИТАНОВАЯ
ДОЛИНА

Особая Экономическая Зона

titanium-valley.com



В РАДИУСЕ 500 КМ ОТ ОЭЗ: Курганстальмост, Лукойл-Западная Сибирь, Нефтекамский машиностроительный завод, Турбомоторный завод, Завод «Старт», Автотрест «УРАЛ», Уральский завод химического машиностроения, Курганский автобусный завод, Трубная металлургическая компания, Уралвагонзавод, Сургутнефтегаз, Пермские моторы, Карабашмедь, Ижмаш, Салаватнефтемаш, Среднеуральский медеплавильный завод, Ижсталь, Вяткинский завод, Курганмашзавод, Уралмаш, Электромеханический завод, Тобольск-Нефтехим, Нефтемаш, Тюменские моторостроители, Челябинский механико-технологический завод, Челябинский кузнечно-прессовый завод, Челябинский тракторный завод, Тюменский судостроительный завод.

СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ — КЛЮЧЕВОЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ РЕГИОН РОССИИ

- Производство 40% всей промышленной продукции страны
- Основа региональной экономики — металлургия и машиностроение
- Кадровый потенциал обеспечивает мощная база ВУЗов (среди которых Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина) и профильных учебных заведений
- Положительная динамика развития инвестиционного климата Свердловской области по данным АСИ за 2015 г.

ТИТАНОВАЯ
ДОЛИНА

Особая Экономическая Зона

titanium-valley.com

+7 (343) 378-45-83 (Доб. 133)
sez@titanium-valley.com

Екатеринбург, БЦ «Высоцкий»
ул. Малышева 51, оф. 21.02

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МОРСКОЙ ТЕХНИКИ В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ

НАИБОЛЕЕ ВОСТРЕБОВАННЫМИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЯМИ В МИРЕ ПРОДОЛЖАЮТ ОСТАВАТЬСЯ НЕФТЬ И ГАЗ, ОСНОВНЫЕ ЦЕНТРЫ ДОБЫЧИ КОТОРЫХ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНО ПЕРЕМЕЩАЮТСЯ В ШЕЛЬФОВЫЕ ЗОНЫ, ПОСКОЛЬКУ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ НА СУШЕ НЕУКЛОННО ИСТОЩАЮТСЯ, А В МОРЕ ОБНАРУЖИВАЮТСЯ НОВЫЕ КРУПНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ИЗ-ЗА СУЩЕСТВЕННЫХ РАЗЛИЧИЙ В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЯХ, УРОВНЯ РАЗВИТИЯ ИНФРАСТРУКТУРЫ И ПО ДРУГИМ ПРИЧИНАМ ПАРАМЕТРЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ (КАК НА СУШЕ, ТАК И В МОРЕ) ИЗМЕНЯЮТСЯ В ДОСТАТОЧНО ШИРОКИХ ПРЕДЕЛАХ. ПРИ ЭТОМ ОЧЕВИДНО, ЧТО СЕБЕСТОИМОСТЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА МОРЕ СУЩЕСТВЕННО ВЫШЕ, ЧЕМ НА СУШЕ. В ТО ЖЕ ВРЕМЯ НЕИЗМЕННА ТЕНДЕНЦИЯ РОСТА ЦЕНЫ НА УГЛЕВОДОРОДЫ, И ТЕ МОРСКИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, КОТОРЫЕ ЕЩЕ ВЧЕРА БЫЛИ ОДНОЗНАЧНО НЕРЕНТАБЕЛЬНЫ, ЗАВТРА, ПРИ РАЗРАБОТКЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ, МОГУТ БЫТЬ ВПОЛНЕ ЭФФЕКТИВНЫМИ. ЭТО ОБСТОЯТЕЛЬСТВО СТИМУЛИРУЕТ РАЗВИТИЕ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ ПЕРСПЕКТИВНОЙ МОРСКОЙ ТЕХНИКИ ДЛЯ РАЗВЕДКИ И ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ЧТО, В СВОЮ ОЧЕРЕДЬ, ДАЕТ МОЩНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ТОЛЧОК ДЛЯ РАЗВИТИЯ ВСЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СТРАНЫ, ЗАНИМАЮЩЕЙСЯ ОСВОЕНИЕМ ШЕЛЬФА

OIL AND GAS ARE STILL THE MOST POPULAR ENERGY SOURCES IN THE WORLD. MOREOVER, THE MAIN PRODUCTION CENTRES OF OIL AND GAS ARE CONSISTENTLY MOVING TO THE CONTINENTAL SHELF WATERS DUE TO THE FACT THAT ONSHORE HYDROCARBON RESERVES ARE STEADILY BEING DEPLETED AND NEW LARGE RESERVES ARE BEING FOUND IN THE SEA. DUE TO THE SIGNIFICANT DIFFERENCES IN GEOLOGIC AND NATURAL CONDITIONS, LEVEL OF INFRASTRUCTURE DEVELOPMENT AND OTHER REASONS, THE PARAMETERS OF ECONOMIC EFFICIENCY OF THE HYDROCARBON PRODUCTION IN THE VARIOUS REGIONS (BOTH ONSHORE AND OFF SHORE) VARY QUITE WIDELY. IT IS OBVIOUS THAT THE OFFSHORE OIL AND GAS PRODUCTION COST IS CONSIDERABLY HIGHER THAN THE ONSHORE ONE. AT THE SAME TIME, THE HYDROCARBONS' PRICE GROWTH TREND REMAINS UNCHANGED, AND THOSE OFFSHORE FIELDS THAT WERE CLEARLY UNPROFITABLE YESTERDAY, MAY BECOME QUITE EFFECTIVE TOMORROW IF NEW TECHNOLOGIES OF OILFIELD DEVELOPMENT ARE DEVELOPED. THIS SITUATION ENCOURAGES THE DEVELOPMENT OF WORKS ON THE CREATION OF PERSPECTIVE OFFSHORE EQUIPMENT FOR EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF OFFSHORE FIELDS, WHICH, IN TURN, GIVES A POWERFUL IMPETUS FOR THE TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT OF THE WHOLE INDUSTRY OF THE COUNTRY, ENGAGED IN THE DEVELOPMENT OF THE SHELF

Ключевые слова: освоение шельфа, морские суда, судостроение, разведочное бурение, буровое судно.

Сальников Александр Васильевич, заместитель начальника ЦКБ «Балтсудопроект», (входит в состав ФГУП «Крыловский государственный научный центр») главный конструктор по перспективному проектированию

В обозримой перспективе именно нефтегазовая отрасль будет являться основным заказчиком гражданского сектора судостроительной промышленности: необходимо создание широкого ряда судов и морской техники для разведки и добычи углеводородов на шельфе и транспортировки добытой продукции. Основная часть этих средств должна обеспечивать возможность работы в условиях Арктики. Задачи стоят весьма объемные и, преимущественно, новые, однако можно привести пример Норвегии, которая создавала эту отрасль практически с нуля, а сегодня является одним из лидеров мирового рынка в сегменте шельфовой техники, многие типы которой родились именно в процессе развития технологий освоения морских месторождений.

Задача создания техники для освоения российского шельфа признана одной из приоритетных для отечественного судостроения. Однако сегодня, в условиях существующих мощностей судостроительной промышленности и высокого уровня их загруженности объектами военного кораблестроения, отрасль не сможет удовлетворить значительную часть и номенклатурной, и количественной потребности отечественных морских нефтегазодобывающих компаний, а также судоходных компаний-перевозчиков добытой продукции. Поэтому отраслевыми программными документами обоснована необходимость привлечения зарубежных верфей к практической реализации ряда заказов. При этом, однако, делается акцент на максимальную

локализацию в России «инжиниринга» (совокупности исследовательских и проектных работ) в отношении особо сложных, «наукоемких» заказов.

Даже в условиях высокой загрузки существующих судостроительных предприятий оборонными заказами и, зачастую, несоответствия технологического уклада отдельных верфей современным требованиям гражданского судостроения, в России в последние годы практически осуществлена постройка ряда технологически сложных судов и объектов шельфовой техники нового поколения. В их числе – нижние основания двух упомянутых выше полупогружных буровых установок типа «Полярная звезда», изготовленные на «Выборгском судостроительном заводе» (верхние строения сформированы в Южной Корее), самоподъемная буровая установка «Арктическая» («Центр судоремонта «Звездочка»), морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная» («Севмаш»), элементы комплекса добычи нефти на месторождении им. Ю. Корчагина на Северном Каспии (группа «Каспийская энергия»), ледовые челночные танкеры дедвейтом 70 тыс. т «Михаил Ульянов» и «Кирилл Лавров» («Адмиралтейские верфи»). В настоящее время на «Амурском судостроительном заводе» по проекту 22420 завершается строительство двух судов для снабжения буровых платформ, а «Балтийский завод–судостроение» строит дизель-электрический ледокол мощностью 25 МВт по проекту 22460 и атомный ледокол нового поколения мощностью 60 МВт по проекту 22220, необходимые для обеспечения судоходства в Арктике, в том числе в составе морских транспортных систем вывоза углеводородов с морских и береговых месторождений.

В разработке и реализации всех этих проектов, в большей или меньшей степени, принимал непосредственное участие ФГУП «Крыловский государственный научный центр» (КГНЦ) – ведущая организация судостроительной отрасли.

Центральное конструкторское бюро «Балтсудопроект» и отделение системной интеграции в области гражданского судостроения – одни

из ключевых подразделений КГНЦ, имеют большую историю создания проектов судов и нацелены на разработку высокотехнологичной техники. В свете решения задач, связанных с нефтегазовой отраслью, КЦ находится в рамках реализации тех научных прикладных изысканий, которые были выполнены КГНЦ или в соисполнении с компетентными в этой области учреждениями, в рамках совместных работ с потенциальными заказчиками – операторами судов морской техники и добычных разведывательных комплексов.

Центр способен выполнить оценку проекта с точки зрения его реализуемости. Начиная с концептуального, эскизного, проекта до разработки технической, рабочей конструкторской, приемно-сдаточной и эксплуатационной документации. Первая часть – это научная идея и разработка концепции. Вторая часть включает в себя получение исходных данных для реализации целевой задачи и оценочную техническую и экономическую составляющую, а также выпуск проектной документации.

В работе мы используем все современные программные продукты, необходимые конструктору. Проектирование ведется по соответствующим регламентам с использованием результатов НИР, выполненных КГНЦ, и являющихся основой технических решений.

У КГНЦ также есть возможность подключения к работе сотрудников ЦКБ «Айсберг», входящего в периметр Крыловского центра. Конструкторские бюро полностью совместимы как по подходу

к проектированию, так и по инструментам (программным продуктам) и специализации. Работы определяются регламентами, основанными на ГОСТах и требованиях, принятых в судостроении, как отечественном, так и зарубежном. КГНЦ стремится поддерживать партнерские отношения с такими организациями, как «Газпром», ОСК, «Росатом» и многими другими.

Нефтегазовая тема напрямую присутствует в наших проектах. Разрабатывая морскую технику, решаются первоочередные задачи, связанные с определением целевой нагрузки технических средств. И уже от функционала задач выбирается способ ее решения применительно ко всем внешним факторам.

Спектр решаемых задач достаточно широк. Зачастую речь идет не только о создании новой техники, но и о продлении ресурса уже действующей, в том числе в арктических широтах, на базе новых решений.

Хотелось бы отметить, что современная проектно-конструкторская документация – это не чертежи, которые появляются в рамках электронного формата, а полная 3D модель судна с высокой степенью проработки, выполненная на базе данных, предоставленных поставщиками оборудования для завода-строителя. Только после окончательного согласования 3D модели начинается выпуск чертежей – выгрузка сечений, изометрических составляющих. Таким образом, все смещается в область объемного электронного проектирования. Это, с одной стороны, сдерживает выпуск самого чертежа, с другой –





исключает наличие коллизий. Известно, что большой серийности в строительстве судов в нашей стране пока нет, в том числе для арктических широт. У нас каждый проект – это индивидуальный проект. Формирование арктического судна со всеми сопутствующими расчетами и испытаниями является сложной задачей. И главное, что все соисполнители таких проектов и поставщики оборудования, находятся в такой же ситуации, во многом повторяя путь создания индивидуального проекта нового оборудования. Проектант оказывается в ситуации, когда изготовитель вынужден создавать это оборудование при различных ограничительных условиях, включающих актуальную на сегодняшний день «санкционную» составляющую. Например, на атомные суда иностранного оборудования не поставляется, то есть, все должно быть создано на наших предприятиях, что требует значительного времени.

При формировании технического задания запрашиваются первичные требования к объекту. С этого и начинается проектирование. Происходит формирование целевой задачи и модели использования этого судна. Условно: какие задачи выполняются, в какое время и с какой скоростью. Модель с одной стороны понятна, а с другой – имеет много нюансов с точки зрения назначения, класса судна, условий эксплуатации. Если пренебрегать этими требованиями и решать укрупненную задачу, получается результат с теми же укрупненными допущениями, а это отразится как на цене строительства, так и на стоимости эксплуатации.

О перспективных проектах газозовов СПГ и буровом судне для разведочного бурения в условиях Крайнего Севера

В КГНЦ разработаны проекты газозовов СПГ вместимостью 180 и 95 тыс. м куб. Суда спроектированы на ледовый класс Arc7 и предназначены для эксплуатации в районах акваторий Северного, Баренцева, Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского, Чукотского, Берингова, Охотского и Японского морей и сопредельных вод. Особенности этих судов связаны с технологиями хранения СПГ и его использования для дожигания в энергетической установке.

Сейчас с компаниями нефтегазового сектора обсуждается проект судна, способный решить проблему разведочного бурения в условиях Крайнего Севера. В Карском море, в море Лаптевых очень короткий межледовый период, буквально 2–3 месяца. Для того, чтобы пробуриться и испытать скважину, нужно иметь в запасе минимум

4–5 месяцев. В Крыловском центре разработан проект бурового судна, который позволяет решить задачу разведочного бурения в таких критически сложных ледовых условиях. Центром предложена инновационная турельная система удержания и система динамического позиционирования, которые позволяют проводить такого рода операции во льдах до 2 метров. При этом судно имеет высокую винтеризацию и ледовый класс, позволяющий самостоятельное движение во льдах толщиной до 1,7 метров или следуя за ледоколом, во льдах до 3 метров. Это один из тех проектов, без которого определенные лицензионные обязательства нефтегазовых компаний выполнить критически сложно. В ближайшие 2–3 месяца проект получит дальнейшее развитие с точки зрения принятия решения о разработке технического проекта, что позволит перейти от проектирования к строительству этого судна.

На основании совместного со специалистами «Уралмаш НГО Холдинг» рассуждения возможностей и путей использования российских буровых технологий сделан вывод о том, что с целью максимально достижимого импортозамещения бурового и технологического оборудования требуется решение задач по проектированию, изготовлению, испытаниям и поставке технологического оборудования. Это оборудование является высоко технологичным изделием, его производством занимаются ограниченное количество зарубежных компаний. В случае форс-мажорных, санкционных или каких либо иных проблем с поставкой оборудования, сборка

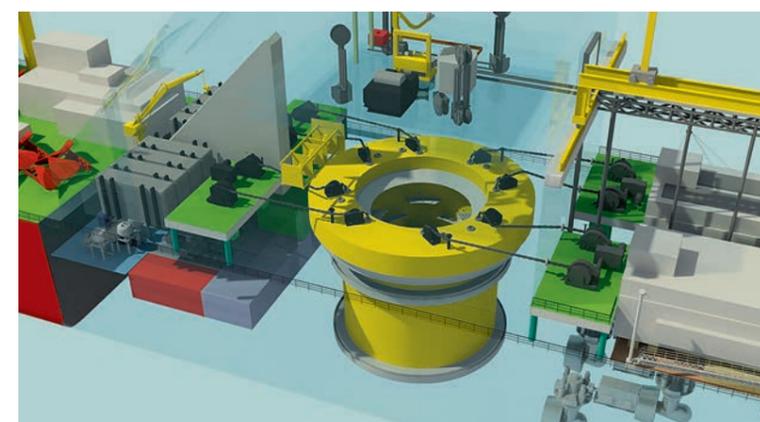


бортового бурового комплекса оказывается невозможной. Поэтому локализация производства является важной государственной задачей, без решения которой вопрос о доступности ресурсов собственного арктического шельфа становится трудноразрешимым. Тем не менее, по оценкам ведущих производителей бурового и технологического оборудования сегодня можно рассчитывать на 70–75 процентное импортозамещение и локализацию его производства в России.

Помимо непосредственного влияния санкций на создание технически сложных судов и объектов морской техники, необходимо учитывать и их мощнейшее косвенное влияние на отрасль. В свете происшедшего появились опасения, что нечто подобное может случиться в «пограничных» с санкционными областях деятельности, которые сейчас формально свободны от санкционного давления. Суда и объекты морской техники – дорогостоящие, технически сложные, потенциально опасные объекты со значительным сроком службы, для всех этапов жизненного цикла которых имеют важнейшее

значение такие вопросы, как кредитование, страхование, техническая поддержка, обеспечение гарантийных обязательств и ответственности, поставка предусмотренных комплектующих и т.п. Впрочем, в силу диалектичности мира, в котором мы живем, санкции нельзя однозначно рассматривать, как зло для отечественной экономики. Сложившаяся за постсоветское время ситуация, когда любое технически сложное решение обязательно импортировалось, нанесла колоссальный ущерб отечественной науке и высокотехнологичным отраслям отечественной промышленности, который едва не стал необратимым. Сейчас появился, наконец, шанс, что Россия, за последние два десятилетия все больше превращавшаяся в энергетический и сырьевой придаток развитых стран, вернется в это сообщество, полноценным участником которого она ранее была де-факто. ●

KEY WORDS: *the development of offshore, marine vessels, shipbuilding, exploration drilling, drill ship.*



Russian-Knife.ru

магазин
«Русские Ножи»
г.Москва, Таможенный
проезд дом 6, офис 212
тел. +7(495) 225-54-92

СУДНО-КАТАМАРАН ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

ОСВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ И ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ, СТАНОВИТСЯ ВОЗМОЖНЫМ ТОЛЬКО В СЛУЧАЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИНФРАСТРУКТУРЫ, В КОТОРОЙ ВАЖНЕЙШАЯ РОЛЬ ОТВОДИТСЯ ЛОГИСТИКЕ. В «КЛАССИЧЕСКОЙ» ЛОГИСТИЧЕСКОЙ СХЕМЕ, ТРАНСПОРТНЫЕ И ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ЗАДАЧИ ВОЗЛАГАЮТСЯ НА СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ СУДА – СУДА СНАБЖЕНИЯ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК И ОБЪЕКТОВ ОФШОРНОГО КОМПЛЕКСА, ЧТО С ОДНОЙ СТОРОНЫ ПРИВОДИТ К УВЕЛИЧЕНИЮ ЗАТРАТ НА ПОСТРОЙКУ И ПОДДЕРЖАНИЕ ФЛОТА СУДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВСЕХ АСПЕКТОВ РАБОТ, А С ДРУГОЙ – УВЕЛИЧИВАЕТ ПЕРИОДЫ ПРОСТОЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭТИХ ПРОБЛЕМ ЗАО «НПП ПТ «ОКЕАНОС» ПРЕДЛАГАЕТ КОНЦЕПТ УНИВЕРСАЛЬНОГО СУДНА ОБЕСПЕЧЕНИЯ С АРХИТЕКТУРНО-КОНСТРУКТИВНЫМ ТИПОМ «КАТАМАРАН» И МОДУЛЬНЫМ НАПОЛНЕНИЕМ ФУНКЦИОНАЛЬНЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ

ARCTIC AND RUSSIAN OFFSHORE OIL & GAS FIELD DEVELOPMENT ONLY BECOMES POSSIBLE WHERE THERE IS A HIGHLY DEVELOPED INFRASTRUCTURE IN WHICH LOGISTICS PLAYS ONE OF THE KEY ROLES. IN "CLASSICAL" LOGISTICS, TRANSPORT AND SUPPORT OPERATIONS ARE ASSIGNED TO A SPECIALIZED FLEET. HOWEVER, CONSTRUCTION AND MAINTENANCE OF A WIDE VARIETY OF OFFSHORE SUPPORT AND SUPPLY VESSELS LEADS TO COST INCREASES AS WELL AS INCREASES IN STANDBY AND DOWNTIME PERIODS. OCEANOS JSC OFFERS A COST AND TIME EFFICIENT ALTERNATIVE – A MULTIFUNCTIONAL CATAMARAN-TYPE SUPPORT VESSEL EMPLOYING A MODULAR CONCEPT, WHERE MODULES CAN BE EASILY RECONFIGURED TO SUIT THE TASK AT HAND

Ключевые слова: добыча на шельфе, буровые установки, судно-катамаран, плавсредства, судно носитель.



Гайкович Борис Александрович,
к.т.н., заместитель
ген. директора
ЗАО «НПП ПТ «ОКЕАНОС»



Занин Владислав Юрьевич,
советник ген. директора
ЗАО «НПП ПТ «ОКЕАНОС»



Звягинцев Андрей Николаевич,
к.т.н., советник
ген. директора
ГК «Каспийская энергия»

Судно-катамаран представляется в качестве платформы-носителя, обладающего всей необходимой инфраструктурой и мощностями для установки различных типов и видов оборудования. В качестве модульного функционального оборудования, к примеру, могут использоваться:

1. Комплексы:
 - подводного телеуправляемого аппарата осмотрового и/или рабочего класса (ТППА/РТПА)
 - подводного автономного необитаемого аппарата (АНПА)
 - жесткого водолазного скафандра (ЖВС)
 - беспилотных летательных аппаратов (БПЛА)
2. Водолазный комплекс, в т.ч. глубоководный (ВК, ГВК)
3. Средства борьбы с разливами нефти (ЛАРН)
4. Комплексы океанографических, экологических, биологических исследовательских зондов и аппаратуры, лабораторных модулей
5. Противопожарные системы и спасательное оборудование (в том числе и телескопические лестницы с компенсацией качки)
6. Комплексы сейсморазведки
7. Плашкоуты или иные плавсредства (в том числе и ледокольные приставки) для открытого моря и мелководных прибрежных акваторий

РЕКЛАМА

9. Комплексы контейнеризованного вооружения
Учитывая возможную функциональную нагрузку, можно сформулировать следующие требования к судну-носителю:

- оборудованные шахты или др. места спуска, пригодные для спуска-подъема ТПА/РТПА/АНПА/беседок (колоколов) ВК (ГВК)/ЖВС и имеющие защиту от дрейфующего колотого льда
- оборудованные места спуска плашкоутов и иных плавсредств в условиях развитого волнения моря
- единая, свободная усиленная рабочая палуба, площадью не менее 300 м² для размещения контейнеров и модулей системы
- независимое электропитание
- резервные грузоподъемные средства
- запас остойчивости и ограничение углов крена
- системы динамического позиционирования класса не ниже DYNPOS2
- комфортное размещение экипажей модульной полезной нагрузки

Очевидно, что в случае катамаранной компоновки, с увеличенными полезными площадями и объемами по сравнению с однокорпусным судном, данные требования выполняются без затруднений и в полном объеме. Более того, они в значительной части (мунпул, СПУ с компенсацией качки и направляющими, система горизонтальной грузообработки) находятся в мировом тренде выполнения инспекций, обслуживания и ремонта донного оборудования (IMR), а также ремонта скважин (Light Vertical Intervention) с применением башеноподобных установок MHS (Module Handle System / Module Handle Tower) спуска/подъема дистанционно-управляемых инструментов, ТПА / РТПА, элементов донного и технологического оборудования.

Для выполнения требований обеспечения работы АНПА / плавсредств и водолазов в рамках концепта реализуется трансформируемая опускаемая кормовая рабочая площадка. Она может использоваться в 3-х режимах: горизонтального спуска («док»), наклонного спуска («слип») или как часть рабочей палубы (при этом она спроектирована с учетом соответствующих нагрузок и обслуживается системой горизонтальной грузообработки).

Несмотря на бытующее мнение о том, что катамараны не приспособлены к использованию в арктических морях, практический опыт (в первую очередь скандинавского и австралийского судостроения) доказывает совершенно обратное.

Лидером по строительству катамаранов является Норвегия – страна с суровыми морскими условиями. В 2013 году было сообщено о сдаче компанией Broedep (Норвегия) катамарана с ледовым классом, полностью соответствующего условиям экологического контроля Еврокомиссии.

ВМФ Норвегии также создал серию ударных ракетных катеров катамаранной компоновки. Строительство новых боевых кораблей специально для действий в северных и арктических морях



Многофункциональное судно-катамаран, общий вид



Рабочий телеуправляемый аппарат



Водолазный комплекс



наглядно демонстрирует высокий потенциал и отсутствие непреодолимых ограничений по ледоходности для данного класса кораблей. Шесть катамаранов Skjold являются самыми быстрыми водоизмещающими боевыми кораблями в мире и обладают скоростью до 60 узлов на тихой воде.

В США был спущен на воду Marcon High-Speed SWATH Catamaran (патент US20070039532) – высокоскоростное судно, специально предназначенное для эксплуатации на Аляске в качестве экспедиционного, что подразумевает самые жесткие условия эксплуатации.

Отечественные судостроители также уделяют серьезное внимание многокорпусным судам с прицелом на освоение Арктики. ФГУП Крыловский государственный научный центр (КГНЦ) еще в 2012 году, базируясь на опыте СССР в эксплуатации судов сейсмозазведки типа «Искатель» и современной аналитике, опубликовал программный доклад «Инновационные проекты судов для обслуживания месторождений на арктическом шельфе». В данном докладе был отдельно выделен проект катамаранов: полным водоизмещением 2600–2800 т для выполнения сейсмозазведки и океанографических/геофизических исследований, водоизмещением 400–500 тонн для сейсмозазведки на мелководье. Специалисты КГНЦ определили высокую эффективность использования катамаранов в качестве судов обеспечения сейсмозазведки, но в силу наличия собственных

конкурентных предложений, не стали развивать идею многофункциональности.

Помимо теоретических работ КГНЦ, на территории России осуществляется и практическая реализация внедрения судов-катамаранов, так уже построено несколько проектов – Балтийский СЗ «Янтарь» построил корпуса катамарана типа SWATH для лоцманских судов, СПЗ «ЗАО РИФ» построил серию катамаранов для внутренних водоемов, компания «Русское Море» спустило на воду катамаран для обслуживания рыбных ферм. ОАО «КАМПО» поставило для ВМФ РФ порядка 12 катамаранов по совместному проекту с ЗАО «Квартет-СПб» проекту 23370 для обеспечения рейдовых водозазных работ.

Особо подчеркнул возросшую роль судов катамаранного типа недавний пожар (04.12.2015 г.) в Каспийском море на добывающей платформе № 10 месторождения «Гюнешли», Азербайджанской компании SOCAR, когда наиболее практичным судном-спасателем, в силу заложенной многофункциональности, стал скоростной перевозчик персонала катамаран «Muslim Magomaev» постройки австралийской компании Incat Tasmania по проекту Incat Crowther, обеспечивший в условиях шторма устойчивую платформу для ведения широкого спектра аварийно-спасательных работ. ●

KEY WORDS: offshore production, drilling rigs, ship catamaran, boats, ship media.



2-я международная выставка и конференция по судостроению и разработке высокотехнологичного оборудования для освоения Арктики и континентального шельфа

OFFSHORE MARINTEC RUSSIA

4–7 октября 2016

Санкт-Петербург



Offshore Marintec Russia занимает уникальную нишу на стыке энергетики и судостроения, даёт полное представление о современных технических решениях на всех этапах освоения морских энергетических ресурсов

Организаторы:



Генеральный спонсор



Официальный спонсор



www.offshoremarintec-russia.ru

+7 (812) 320 9660 frolova@restec.ru

СЕЙСМОРАЗВЕДКА В АРКТИКЕ

Особенности навигационного обеспечения

АРКТИКА, СУРОВОЕ И ХОЛОДНОЕ МЕСТО НАШЕЙ ПЛАНЕТЫ, ПОИСТИНЕ УДИВИТЕЛЬНЫЙ КРАЙ. ИМЕННО СЮДА ОТПРАВЛЯЛИСЬ САМЫЕ ОТВАЖНЫЕ МОРЕПЛАВАТЕЛИ ДЛЯ ТОГО, ЧТОБЫ ПОНЯТЬ, УЗНАТЬ И ИЗУЧИТЬ ПОСЛЕДнюю НЕИССЛЕДОВАНную ЧАСТЬ ЗЕМЛИ. С ДАВНИХ ВРЕМЕН ОРГАНИЗОВАЛИСЬ ЭКСПЕДИЦИИ, БЛАГОДАря ЭТИМ СМЕЛЫМ ЛЮДЯМ ОТКРЫВАЛИСЬ НОВЫЕ МОря, РЕКИ И АРХИПЕЛАГИ. ТЕПЕРЬ ЭТИ ИМЕНА ИЗВЕСТНЫ МНОГИМ И УВЕКОВЕЧЕНЫ В ПАМЯТИ ЛЮДЕЙ НА КАРТАХ ЭТИХ ТЕРРИТОРИЙ. НО ЭТИ ИССЛЕДОВАНИЯ НИКОГДА НЕ ЗАКАНЧИВАЛИСЬ И ПРОДОЛЖАЮТСЯ ДО СИХ ПОР

MARINE GEODESY, THE ARCTIC REGIONS – A SEVERE AND COLD PLACE OF OUR PLANET – IS REALLY AN INCREDIBLE REGION. THAT IS THE VERY PLACE WHERE THE MOST STEEL-HEARTED NAVIGATORS COME TO IN ORDER TO UNDERSTAND, LEARN AND EXPLORE THE LAST UNDISCOVERED PART OF THE EARTH. DOWN THE AGES, MANY EXPEDITIONS HAVE BEEN LAUNCHED; AND THANKS TO THESE DESPERATE EXPEDITORS NEW SEAS, RIVERS, AND ARCHIPELAGOES WERE DISCOVERED. NOWADAYS GREAT MANY PEOPLE KNOW THEIR NAMES, AND THESE NAMES ARE IMMORTALIZED ON THE MAPS OF THE TERRITORIES. HOWEVER, THE INVESTIGATIONS HAVE NEVER ENDED AND ARE GOING ON EVEN TODAY

Ключевые слова: добыча на шельфе, сейсморазведка, навигационное обеспечение, сейсмическое оборудование, импортзамещение.

Бронников Валентин Игоревич,
инженер-гидрограф
ООО «Морская геодезия»

Скрылёв Николай Андреевич,
Главный инженер
ООО «Морская геодезия»

Современные тенденции к перемене климата, а также обнаружение запасов полезных ископаемых в Арктических морях опять приковали внимание человечества к проблеме освоения данных территорий. Сейчас Арктика является одной из ключевых тем на повестке дня для целого ряда стран, которые включились в так называемую «Арктическую гонку». За последние годы приарктическими странами был организован ряд экспедиций с целью уточнения границ континентального шельфа. Данные с этих экспедиций были обработаны и на их основе собраны математические модели структуры морского дна Арктики. Теперь эти данные будут использоваться в организации объединенных наций (ООН)

политического урегулирования вопросов, касающихся спорных территорий.

В последние годы в России сформировалась тенденция наращивания морских работ для обследования и анализа существующих и перспективных запасов полезных ископаемых в Арктических морях. Изучение любого месторождения

начинается с проведения геофизических исследований, в том числе – с сейсморазведки. В ближайшие 10 лет основная доля сейсморазведки 2D/3D будет приходиться на арктические моря: Баренцево, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря. В данных акваториях будет осуществляться более 60% 2D сейсморазведки и более 30% 3D сейсморазведки. Выполнение этих видов работ невозможно без качественного навигационного обеспечения с использованием современного оборудования. Получение точных координат – это одно из важнейших условий при проведении любых исследований на море, без точного позиционирования невозможно корректное нанесение обследованных территорий на карту. Однако навигационное обеспечение в Арктике имеет множество особенностей, которые значительно усложняют процесс работы и могут повлиять на конечный результат, давайте рассмотрим их более подробно.

Навигация судна-источника по профилям при выполнении сейсморазведки осуществляется на основе передовых спутниковых технологий. Комплекс обычно состоит из специализированного программного обеспечения для навигации, ГНСС-приемников, приборов глубины и курса, а также аналого-цифрового преобразователя для подачи управляющего импульса в контроллер акустических пушек.

Навигационный комплекс должен решать следующие задачи:

- Задавать проектные профили
- Осуществлять навигацию по профилям на основе графического экрана карты
- Выдавать импульс на срабатывание пушек с требуемой частотой по дистанции
- Проводить запись позиций офсетных точек
- Осуществлять вывод информации на монитор рулевого, для надежной и безопасной навигации по профилям
- Экспортировать данные в разных форматах

Основные особенности навигационного обеспечения сейсморазведочных работ в арктических морях:

1. Суровые условия. Не каждый прибор создан для арктических условий и способен длительное время выдерживать жесткие условия эксплуатации в Арктике. При воздействии низких температур, обледенении, неблагоприятных погодных явлениях, а также вибрации судна при трении об лед и воздействия природных магнитных аномалий, многие датчики, приборы, а бывает и целые комплексы выходят из строя или ведут себя некорректно.

2. Влияние «космической погоды». На погрешность определения местоположения оказывают влияние северные сияния и создаваемые ими ионосферные и тропосферные возмущения. В случае работы в приполярных областях воздействие может усиливаться по причине расположения ИСЗ на низких углах возвышения. Также затруднено использование широко применяемых в спутниковых измерениях математических моделей тропосферы и ионосферы, в связи с недостаточной изученностью влияния атмосферы на распространение радиоволн в этих областях.

3. Ограничения ГНСС. В приполярных зонах GPS спутники находятся под более острыми углами по отношению к приемнику в связи со спецификой геометрии группировки это приводит к возрастанию влияния шумов и ионосферных возмущений на точность измерений. А вот ГЛОНАСС работает точнее и его группировка спутников расположена ближе к высоким широтам, это обусловлено тем, что Россия расположена севернее и система создавалась для работы именно в данных районах.

4. Отсутствие доступного дифференциального сервиса. Для морских сейсморазведочных работ и морских инженерных изысканий при строительстве нефтегазопромысловых сооружений требуется максимально высокая точность навигационного обеспечения. Обычно она достигается с помощью дифференциальных методов позиционирования. Контрольно-корректирующие станции наблюдают искусственные спутники земли из сегмента ГНСС и определяют малейшие отклонения в параметрах их

орбит (эфемерид), а также инструментальные временные задержки атомных часов. Далее эта информация передается по каналам связи и поступает потребителю. Существуют различные дифференциальные методы определения координат, но для морских работ в основном используются глобальные дифференциальные системы с передачей поправок через геостационарные спутники. В приполярных областях данные сервисы в основном ограничены широтами 75–78 градусов, так как расположение этих спутников не позволяет обеспечивать устойчивую связь в этих широтах.

5. Недоработки программного обеспечения для навигации. В следствии того, что программы для морской навигации не разрабатывались для применения в высоких широтах имеют место неоднозначности обработки и отображения данных, которые могут иметь различные проявления. Например, большинство программных продуктов некорректно работают со стереографическими и коническими проекциями, которые обычно используются в приполярных зонах. Выражается это в значительных искажениях при отображении пути (трека) судна на навигационном компьютере. Также большие трудности представляет собой пересечение линии перемены дат, в этих случаях программные пакеты перестают отображать позиционируемое судно с сейсмодоской на экране за несколько сотен метров до подхода к 180 меридиану, а восстанавливают отображение только по прошествии некоторого времени. Надо отметить, что на данные это никак не влияет, замыкающие импульсы сейсмоисточников генерируются корректно. Еще хуже ведут себя навигационные системы, которые используются экипажами судов. Например, отечественный продукт TRANSAS не может использоваться при нахождении судна севернее параллели 84°N. При достижении этой параллели программа перестает отображать путь (трек) судна на экране дисплея, кроме того, имеют место мгновенные перемещения условного знака судна по карте на тысячи километров. Программа в этих условиях не отображает координаты на цифровом дисплее.

6. Специфика определения курса судна. Кроме всего прочего, существуют объективные проблемы, которые затрудняют точное определение курсовых углов. Магнитные компасы выдают недостоверную информацию вследствие наличия большого количества аномалий и частого изменения магнитного склонения, а точность измерения курса гирокомпасами значительно ухудшается севернее параллели 80, на 85 градусе северной широты качество измерений неприемлемо для выполнения навигации.

Выводы

Работа в арктических морях даже на современном навигационном оборудовании сопряжена со значительными трудностями. Да, появляются новые инструменты, созданные специально для работы в этих районах, в том числе отечественные. Однако в большинстве случаев используются иностранные приборы и программы, часто бывает, что аналогов для осуществления данных видов работ просто нет. Например, до сих пор отсутствует специальное универсальное программное обеспечение для навигационного сопровождения морских работ, нет и средств для постобработки данных из сеансов спутниковых наблюдений. Стоит также отметить, что большинство спутниковых сервисов дифференциальной коррекции принадлежат иностранным компаниям, и не могут быть использованы с российским оборудованием из-за проприетарных ограничений.

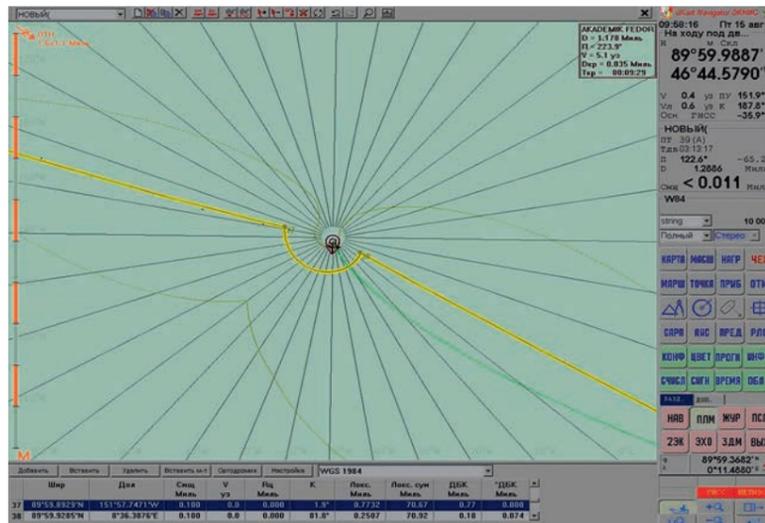


РИС. 1. Пересечение атомным ледоколом «Ямал» географического северного полюса Земли в ПО dKart Navigator

В последние годы появилась положительная тенденция в создании средств навигационного обеспечения из-за появления множества программ импортозамещения. Появляются современные отечественные навигационные приемники и запускаются спутники связи для обеспечения сервисами дифференциальной коррекции. Тем не менее, в большинстве случаев, эти продукты не имеют широкого распространения или могут использоваться только военными пользователями. Для повышения эффективности требуется развитие доступного отечественного дифференциального сервиса высокоточного позиционирования,

как на базе геостационарных спутников, так и наземной инфраструктуры ККС. На данный момент точное позиционирование в Арктике возможно только с помощью постобработки методом PPP (precise point positioning) или с помощью приема поправок через сеть интернет, используя спутники связи Иридиум, что безальтернативно и дорого. Существует необходимость изучения влияния возмущений ионосферы и тропосферы на распространение радиосигналов в полярных широтах. Сейчас использование двухчастотных приемников частично решает эту проблему, но также увеличивает стоимость работ. Для определения курса судна в высоких широтах рекомендуется использовать ГНСС компасы или инерциальные навигационные системы.

Чтобы распространение оборудования и сервисов стало повсеместным, необходима значительная работа и совершенствование существующих инструментов, повышение их удобства и надежности. В целях исключения зависимости от иностранных поставщиков и развития собственного рынка систем спутниковой навигации, следует создавать отечественные средства навигационного обеспечения, отвечающие высоким требованиям, предъявляемым при работе в северных широтах.

KEY WORDS: offshore production, seismic, navigation support, seismic equipment, import substitution.

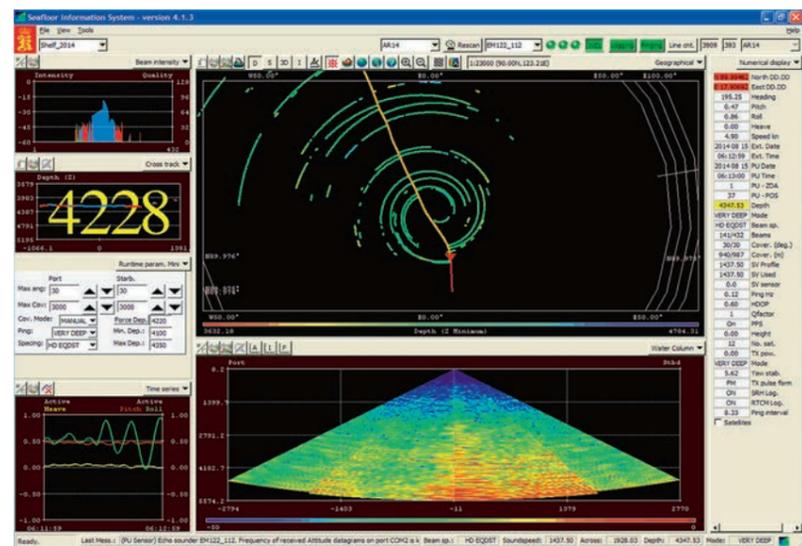


РИС. 2. Пересечение НЭС «Академик Федоров» географического Северного полюса в ПО SIS

ОСОБЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЗОНЫ как инструмент повышения конкурентоспособности

ПРОЦЕССЫ ГЛОБАЛИЗАЦИИ, НЕПРЕМЕННО ПРИВОДЯЩИЕ К КОНСОЛИДАЦИИ РЫНКОВ, ВОЗРАСТАЮЩАЯ КОНКУРЕНЦИЯ МЕЖДУ КРУПНЫМИ ИГРОКАМИ И МЕНЯЮЩАЯСЯ ПОЛИТИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ РЕАЛЬНОСТЬ ЗАСТАВЛЯЮТ ПРАВИТЕЛЬСТВА РАЗНЫХ СТРАН ИСПОЛЬЗОВАТЬ СЛОЖНЫЕ МЕХАНИЗМЫ ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И СОЦИАЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ЭКОНОМИКИ. ОДИН ИЗ ТАКИХ ИНСТРУМЕНТОВ – ОСОБЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЗОНЫ. СУЩЕСТВУЮТ ТОРГОВЫЕ, ТЕХНИКО-ВНЕДРЕНЧЕСКИЕ, ПОРТОВЫЕ, ТУРИСТСКО-РЕКРЕАЦИОННЫЕ И ПРОМЫШЛЕННО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОЭЗ. В ДАННОМ КРАТКОМ ОБЗОРЕ НАС БУДЕТ ИНТЕРЕСОВАТЬ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО ПОСЛЕДНИЙ ТИП: КАКИЕ ОСОБЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЗОНЫ СУЩЕСТВУЮТ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ, КАК И ЗА СЧЕТ ЧЕГО ОНИ РАЗВИВАЮТСЯ, КАКИЕ ПРЕФЕРЕНЦИИ ПРЕДОСТАВЛЯЮТ И КАКИЕ ЦЕЛИ ПРЕСЛЕДУЮТ. ТАКЖЕ МЫ КОСНЕМСЯ МИРОВОГО ОПЫТА В СОЗДАНИИ ОЭЗ И ПРЕДСТАВИМ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ, ВХОДЯЩИХ В НИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

THE VARIOUS GOVERNMENTS ARE FORCED TO USE COMPLEX MECHANISMS OF THE ORGANIZATION OF PRODUCTION AND SOCIAL PROCESSES TO SUPPORT THE ECONOMY DUE TO GLOBALIZATION PROCESSES, CERTAINLY LEADING TO THE MARKET CONSOLIDATION, DUE TO INCREASING COMPETITION BETWEEN THE MAJOR PLAYERS AND DUE TO CHANGING POLITICAL AND ECONOMIC REALITIES. SPECIAL ECONOMIC ZONES ARE ONE OF THE TOOLS. THERE ARE TRADE, TECHNOLOGY AND INNOVATION, PORT, TOURISM AND RECREATION, AND INDUSTRIAL AND PRODUCTION SEZ. IN THIS BRIEF REVIEW, WE ARE INTERESTED IN THE LAST TYPE ONLY: WHAT SPECIAL ECONOMIC ZONES DO EXIST IN THE TERRITORY OF RUSSIA? HOW AND DUE TO WHICH ARE THEY DEVELOPING? WHAT PREFERENCES DO THEY GRANT? MOREOVER, WHAT PURPOSE DO THEY SERVE? WE WILL ALSO DEAL WITH THE WORLD EXPERIENCE IN THE CREATION OF SEZ AND WILL PRESENT PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF THE ENTERPRISES THAT THEY INCLUDE

Ключевые слова: особые экономические зоны, импортозамещение, Алабуга, Титановая долина, государственная поддержка.

Анна Павлихина
Neftegaz.RU

Особая экономическая зона определяется как ограниченная территория в регионах с особым юридическим статусом и льготными экономическими условиями для предпринимателей. Согласно замыслу, главная цель ОЭЗ заключается в решении экономических, социальных, научно-технических и другого рода задач государственного либо регионального значения.

Преимущества

Начиная с 2005 г. (ФЗ «Об особых экономических зонах в Российской Федерации» от 22 июля 2005) предприятия, инвестирующие в российскую экономику, получили возможность пользоваться созданной за счет средств государственного бюджета инфраструктурой, что позволяет значительно снизить издержки на создание нового производства.

Промышленные ОЭЗ – это, как правило, обширные территории, расположенные в крупных промышленных регионах страны (что, к слову, принципиально отличает их от аналогичных промышленных образований в США).

Такие территории формируются по четкому географическому принципу, основными критериями которого становятся близость к ресурсной базе, необходимой для организации того или иного производства и доступ к основным транспортным артериям.

Вся необходимая инфраструктура строится за счет средств из государственной и региональной казны. А это – система электро- и теплообеспечения, газопроводы, телекоммуникации, таможенный пост, склад временного хранения, станция очистки воды, железная дорога, контейнерные терминалы, не говоря уже об административных и промышленных зданиях и сооружениях. Все это значительно снижает издержки, а значит позволяет повышать конкурентоспособность.

Помимо готовой инфраструктуры компании-резиденты получают ряд льгот:

во-первых, благодаря режиму свободной таможенной зоны предоставляются таможенные льготы;

во-вторых, система администрирования «одно окно» позволяет упростить взаимодействие с государственными регулирующими органами.

в-третьих, компании могут пользоваться рядом налоговых преференций (по данным Минэкономразвития действующая сегодня в ОЭЗ система налогообложения обеспечивает выгоду в 20–30%);

Есть и еще одно неоспоримое и, очевидно, имеющее необходимость и представляющее ценность только в нашей стране, преимущество: по справедливому наблюдению проф. Л. Лиухто законодательную основу ОЭЗ составляют федеральные законы, обеспечивающие защиту резидентов от региональных законодательств.

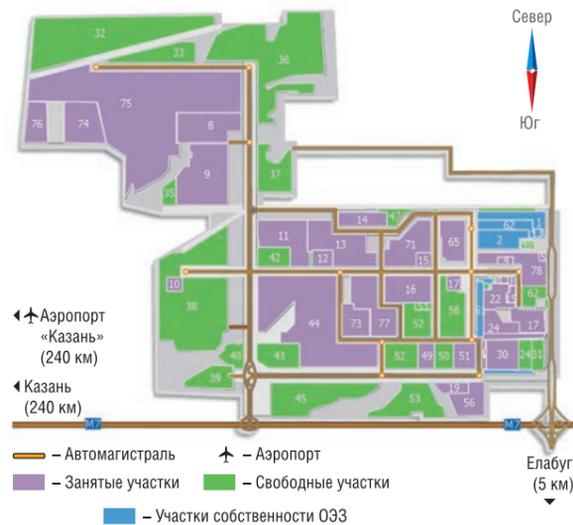
В зависимости от региона, льготы и преференции могут различаться, поэтому мы рассмотрим их в каждой зоне отдельно.

ОЭЗ в России

Сегодня на территории России существует 6 ОЭЗ промышленно-производственного типа (ОЭЗ ППТ).

ОЭЗ ППТ «Алабуга»

ОЭЗ «Алабуга», площадью 20 км², образована 18 января 2006 г. около г. Елабуги Республики Татарстан. В РТ формируется автомобильный кластер, поэтому проекты действующих и потенциальных резидентов в основном связаны с компонентным производством для этой отрасли.



Размещение компонентного производства обусловлено и тем, что оно основывается на продуктах глубокой переработки нефти, нефтехимии, которые в достаточном количестве производятся в РТ. На территории ОЭЗ размещаются также и непрофильные производства, чья продукция задействована в легкой промышленности и стройиндустрии.

Алабуга расположена рядом с автомобильной трассой М-7 Москва – Нижний Новгород – Казань – Уфа – Екатеринбург, наличие доступа к железнодорожному, воздушному и водному транспорту создает хорошие условия для эффективной логистики. Резиденты ОЭЗ «Алабуга» ОАО «Северстальавто Елабуга» совместно с FIAT (производство коммерческих автомобилей) планирует инвестировать 4,4 млрд руб. При этом будет создано 1 700 рабочих мест. В рамках отдельного проекта ОАО «Северстальавто» планирует строительство завода по выпуску дизельных двигателей (100 тыс. шт. в год). Татарстан ведет переговоры с 30 зарубежными и отечественными компаниями по созданию производств в особой экономической зоне «Алабуга».

Зарегистрированные на территории ОЭЗ предприятия получают ряд преференций. В частности, это режим свободной таможенной зоны, при котором иностранное оборудование размещается и используется в пределах ОЭЗ без уплаты таможенных пошлин и НДС; отмена экспортных пошлин на вывоз произведенной продукции; освобождение от налога на имущество с момента постановки имущества на учет и от земельного налога с момента возникновения права собственности на земельный участок. Кроме льгот,

предусмотренных для всех ОЭЗ, в республике предусмотрено полное освобождение от уплаты транспортного налога, подлежащего зачислению в бюджет республики.

Налогоплательщики, имеющие статус резидента «Алабуга», вправе в отношении собственных основных средств к основной норме амортизации применять специальный коэффициент. Расходы на научные исследования и опытно-конструкторские разработки (в том числе не давшие положительного результата) признаются в том отчетном периоде, в котором они были осуществлены в размере фактических затрат. В отношении резидентов сняты ограничения по переносу сумм убытков, полученных в предыдущем налоговом периоде.

В регионе есть квалифицированная рабочая сила и специалисты, имеющие опыт работы на предприятиях с иностранными инвестициями, а также учебная база для их профессионального обучения. На промплощадке имеется команда менеджеров и специалистов, владеющих необходимыми знаниями в области юриспруденции, экономики, ведения переговоров с иностранными инвесторами, которая оказывает содействие инвесторам в сопровождении и реализации инвестиционных проектов.

Территория Елабужского района и г. Елабуги по производству промышленной продукции на душу населения превосходит средний показатель по РТ на 42,7%, а среднероссийский – в 3,1 раза.

ОЭЗ ППТ «Липецк»

ОЭЗ ППТ «Липецк», общей площадью 2298,3 га, создана в 2005 г. За время работы ОЭЗ привлечено 47 компаний-резидентов из 14 стран мира. Объем заявленных инвестиций компаний-резидентов – 146 млрд руб., из них освоено 32,23 млрд руб., объем произведенной продукции – 40,44 млрд руб., налоговые отчисления составили 4,98 млрд руб.

В развитие ОЭЗ через взносы в уставной капитал управляющей компании вложено 6,109 млрд руб. средств федерального бюджета и бюджета Липецкой области (на создание объектов инфраструктуры). Соотношение государственных инвестиций к частным – 1:3,5.



Введены в эксплуатацию и осуществляют промышленно-производственную деятельность 15 предприятий-резидентов, основное направление деятельности которых: производство облегченной стеклянной тары для пищевой и медицинской промышленности; производство теплообменного оборудования, металлокорда, алюминиевых профилей, герметизирующих материалов, автомобильных шин, компонентов и технологических деталей для них, производство светопрозрачных конструкций из листового стекла, производство котельных и когенерационных систем, сельскохозяйственного оборудования, электрической распределительной и регулирующей аппаратуры, систем креплений и монтажа; производство вентиляционного оборудования, электротехнической продукции, систем автоматизации и пожаробезопасности, газовых детекторов, средств индивидуальной защиты; производство автомобилей, радиаторов и котлов центрального отопления; переработка и консервирование овощей. Мировой лидер в области энергетики – компания АББ заявила о строительстве второго завода на территории ОЭЗ.

11 июля 2015 г. Д. Медведевым подписано Постановление об увеличении площади ОЭЗ. На новой территории предполагается размещение предприятий машиностроения, станкостроения, автомобилестроения, автокомпонентов и комплектующих, предприятий сельхозмашиностроения, робототехники, предприятий по производству медицинского оборудования, электро- и энергооборудования.

К настоящему времени разработан и утвержден проект планировки Елецкого участка ОЭЗ ППТ «Липецк». Приняты все необходимые организационные и административные решения по обеспечению необходимой инфраструктурой первого участка освоения площадью около 300 га. В области действуют 22 вуза, 27 профессионально-технических училищ разного профиля, в которых рабочую профессию получают 20,5 тыс. студентов.

Липецкая область последние годы является донором федерального бюджета, ей присвоен высокий кредитный рейтинг, объем иностранных инвестиций превысил цифры ее консолидированного бюджета.

ОЭЗ ППТ Моглино

Образована 19 июля 2012 г. в Псковской области. Общая площадь территории – 215 га, из них непосредственно под промышленную застройку отводится 152 га. Срок действия ОЭЗ 49 лет. Запланированные государственные инвестиции – 2 881,5 млн руб.



Приоритетные направления развития: железнодорожное, коммунальное, сельскохозяйственное оборудование, автокомплектующие, электро- и бытовая техника, строительные материалы, логистика и упаковка.

В непосредственной близости от Пскова находятся морские порты Рига и Таллин, а также крупные зарубежные города (Хельсинки, Стокгольм и Киев). Северная граница ОЭЗ образована железнодорожными путями, а вдоль южной проходит федеральная трасса А212. Обе трассы обеспечивают доступ к местному аэропорту, что гарантирует высокую транспортную доступность на региональном и международном уровнях. Ближайшие морские порты: Усть Луга – 270 км, Санкт-Петербург – 280 км, Рига – 290 км, Таллин – 350 км.

ОЭЗ ППТ Калуга

Образована 28 декабря 2012 г. на территории Людиновского района Калужской области. 16 апреля 2015 г. Председателем Правительства Дмитрием Медведевым подписано постановление о расширении территории ОЭЗ за счет присоединения участков Боровского района. Площадь ОЭЗ 1042 га, срок действия 49 лет, запланированные Государственные инвестиции – 2 600 млн руб. В настоящее время на территории ОЭЗ реализуют свои проекты 6 компаний.



Приоритетные направления развития: производство автокомпонентов, машин, оборудования, медицинской техники, деревообработка, фармацевтическое производство.

Имеет две площадки:

- Людиновская площадка. Участок расположен в 23 км от федеральной трассы М-3 «Украина» и в 60 км от А-101 «Москва – Малоярославец – Рославль». В перспективе планируется реконструировать станцию Людиново-1 и проложить внутриплощадочные железнодорожные пути общей протяженностью около 5 км. В настоящее время территория ОЭЗ обеспечена инженерными коммуникациями: электроснабжение – 63 МВт II категории надежности; водоснабжение – 10 000 м³/сутки; водоотведение – 10 000 м³/сутки; газоснабжение – 565 млн м³/год. Точки подключения располагаются в непосредственной близости от границы участка. Сегодня площадка занята уже на 90%.

• Боровская площадка

Участок расположен на границе с Новой Москвой, в 5,6 км от трассы М-3 и в 15 км от А-101. Соседствует с Freight Village Vorsino – крупномасштабным мультимодальным логистическим центром федерального значения, предоставляющим комплексное транспортно-экспедиционное и сервисное обслуживание. Инфраструктура находится в стадии проектирования.

Площадка располагается в 20 км от первого российского наукограда Обнинска с его огромным кадровым потенциалом. Такая обеспеченность трудовыми ресурсами дает возможность разместить инновационные производства, например, фармацевтические предприятия.

Действует обширная линейка налоговых льгот. 0% налог на имущество, на транспорт в течение 10 лет. 0% налог на землю в течении 5 лет. 0% таможенная пошлина и НДС.

Размещение производства на территории ОЭЗ позволяет повысить конкурентоспособность продукции на российском рынке за счет снижения издержек до 30%.

Планируется, что за 2016 г. статус резидента ОЭЗ «Калуга» по обеим площадкам получают не менее 5 компаний.

ОЭЗ ППТ Тольятти

Образована на территории Самарской области 12 августа 2010 г. Площадь – 660 га. Срок действия 49 лет. Запланированные государственные инвестиции – 7,2 млрд рублей, осуществленные – 1,6 млрд руб. В рамках ОЭЗ работают 17 компаний. На территории ОЭЗ Тольятти работают 16 резидентов, основная деятельность которых сосредоточена в таких направлениях как автомобилестроение, автокомпоненты, строительные материалы, товары массового потребления.

Льготы и преференции для резидентов

Налог на прибыль 2% до 2018 г., 5% с 2019 до 2020 г., 9% с 2021 до 2022 гг., 12% с 2023 до 2024 гг., 15,5% с 2025 г. и далее. Налог на имущество – 0% на 10 лет. Транспортный налог и налог на землю первые 5 лет не выплачивается. Ускоренный порядок признания расходов на НИОКР, льготные условия аренды, возможность выкупа земельного участка (стоимость выкупа составляет 138 415 руб за 1 га).



Самарская область стала первым регионом, в котором управление особой экономической зоной передано от филиала ОАО «ОЭЗ» вновь созданному акционерному обществу. Учредителями ОАО «ОЭЗ ППТ Тольятти» являются федеральное ОАО «ОЭЗ» и Правительство Самарской области.

ОЭЗ ППТ Титановая долина

Создана 16 декабря 2010 г. в Свердловской области – на территории Верхнесалдинского городского округа в непосредственной близости мирового лидера по добыче и обработке титана ВСМПО-АВИСМА. Географически самая близкая ОЭЗ к нефтедобывающим регионам России. Срок действия 49 лет. Общая площадь – 296 га. Объем инвестиций в проекты текущих и потенциальных резидентов достигает 15 млрд руб. Сегодня в «Титановой долине» зарегистрировано 8 резидентов, приоритетными направлениями развития которых являются производство изделий из титана, компонентов и оборудования для металлургии, машиностроения и производство строительных материалов.



Приоритетные отрасли – производство изделий из титана, производство компонентов и оборудования для металлургии, нефтегазового машиностроения, авиастроения, медицинской промышленности, а также производство стройматериалов.

В «Титановой долине» действуют самые привлекательные условия налогообложения среди всех особых экономических зон в стране. Компании-резиденты освобождаются от уплаты налога на имущество, на землю, на транспорт, а также от ввозной пошлины и НДС. В течение 10 лет с первого года получения прибыли для инвесторов действует 2% ставка налога на прибыль (при действующей в России 20%).

Резидентам ОЭЗ предоставляются земельные участки, обеспеченные всей инженерной и транспортной инфраструктурой по льготным ставкам арендной платы и льготной выкупной стоимостью. Межевание участков проводится под требования резидента. При этом особый государственный статус ОЭЗ предусматривает максимальное облегчение административных процедур на всех

этапах деятельности резидента при взаимодействии с органами федеральной, региональной власти и местного самоуправления. В рамках создания ОЭЗ «Титановая долина» формируется система инфраструктурных объектов, обеспечивающих комплексное развитие территории: инновационно-внедренческая инфраструктура, общественно-деловая инфраструктура, а также жилье и социальная инфраструктура.

В 2015 году в Правительстве РФ принято решение о создании второй очереди ОЭЗ «Титановая долина» (100 га) в Екатеринбурге. Результатом создания второй очереди станет формирование промышленной площадки для деятельности авиастроительных предприятий и других высокотехнологичных производств. В настоящее время управляющая компания «Титановой долины» совместно с правительством Свердловской области готовит заявку в Правительство РФ о присвоении территории статуса особой экономической зоны. Предполагается, вторая очередь начнет работу в начале 2017 г.

Свердловская область – это 3-й по величине транспортный узел России. Она относится к числу десяти основных регионов, на долю которых приходится около половины производимой в России промышленной продукции. Регион богат природными ресурсами, имеет мощный диверсифицированный промышленный комплекс, большой научный и кадровый потенциал. Основа региональной экономики – горнодобывающая и металлургическая отрасли промышленности. В области также развито машиностроение, обогащение урана и цветной руды.

Стабильный экономический рост делает Свердловскую область привлекательной для инвесторов. На территории региона реализуются такие крупные международные проекты, как производство электровозов (Siemens AG и Группа Синара), производство цемента (Dyckerhoff и Сухоложскцемент), производство титановых деталей для самолетов (The Boeing Company и Корпорация ВСМПО-АВИСМА) и др.

В Свердловской области расположены такие предприятия, как крупнейшее в стране производство вагонов и танков (НПК «Уралвагонзавод»), 3 из 7 крупнейших трубных производств, один из крупнейших в стране производителей рафинированной меди («УГМК-Холдинг»), крупнейший в мире производитель титана (Корпорация ВСМПО-Ависма), 2 из 8 крупнейших производств первичного алюминия (входят в состав «РУСАЛ»), 1 из 8 сталеплавильных комбинатов полного цикла («Нижнетагильский металлургический комбинат»), крупнейший в стране производитель асбеста («Ураласбест»), крупнейшее в мире производство по обогащению урана (УЭХК, ГК «Росатом»).

Зарубежный опыт

Основными видами СЭЗ в мировой практике являются торгово-складские, промышленные или экспортно-производственные, комплексные зоны.

В промышленных зонах создаются предприятия, в том числе и «отверточного» типа, которые на базе импортных полуфабрикатов производят товары для экспорта. Возможна ситуация, когда экспортная продукция производится на базе местного сырья,

но с использованием импортного оборудования и технологии. Наибольшее распространение таких формы промышленных образований получили в Азии, Африке и странах Латинской Америки. Имеются такие зоны также в Венгрии, Румынии, Югославии, КНР, Великобритании и США.

Средний Восток

В настоящее время в мире функционирует порядка 3000 ОЭЗ. Регионами-лидерами по их числу является Средний Восток, где расположены 528 ОЭЗ. Среди стран региона по числу ОЭЗ можно отметить Турцию и Египет.

В Турции функционирует 21 ОЭЗ, которые располагаются вблизи важных торговых центров Евросоюза и Ближнего Востока, крупных турецких портов Средиземного, Эгейского и Черного морей, что обеспечивает доступ к международным торговым путям. На территории турецких ОЭЗ инвесторы освобождаются от уплаты пошлин, налога на доходы корпораций для промышленных компаний, уплаты НДС, налога на заработную плату работников.

В Египте – 12 инвестиционных зон, 67 – индустриальных. Кроме того, имеются специальные экономические зоны и 10 свободных зон. Компании, действующие на территории ОЭЗ, занимаются производством текстиля, химикатов, стальных труб для магистральных нефте- и газопроводов и т.д.

США

В США существует более 50 ОЭЗ, через которые проходит 3% национального импорта и 2,5%. Там не существует ОЭЗ аналогичны российским. В своем труде «Особые экономические зоны: сравнительный анализ опыта США и РФ» Аристов Л.С. объясняет это тем, что на всей территории США общая инфраструктура развита на достаточно высоком уровне, а также большим объемом инвестиционных вложений. Там существуют т.н. «зоны внешней торговли», на территории которых также предусмотрены налоговые и финансовые льготы для ведения хозяйственной деятельности. Это зоны, географически расположенные на территории США, но рассматриваемые законодательством как находящиеся за пределами таможенной территории страны. Источники дохода ЗВТ США – резиденты на территории зоны. Большинство из них заняты в нефтяной, автомобильной, фармацевтической промышленности и в производстве электроники. Большая часть продукции потребляется внутренним рынком.

Любопытным представляется тот факт, что у ЗВТ как юридического лица могут быть спонсоры из числа государственных или частных корпораций, которые могут управлять ее инфраструктурой, или же сама зона может выступать у них подрядчиком.

Особые экономические зоны в США способствуют экономическому укреплению территорий, на которых они функционируют (депрессивные старо-промышленные или отставших в экономическом развитии регионы) или отраслей промышленности, а в ряде случаев конкретных предприятий. Уровень безработицы и денежные доходы населения используются как критерии при отборе регионов для создания там ОЭЗ.

Юго-Восточная Азия

В странах Юго-Восточной Азии – 476 ОЭЗ. Значительный опыт был накоплен в Малайзии. Это обусловлено наличием крупных морских портов и аэропортов, которые в целях развития национальной экономики были преобразованы в безналоговые зоны.

Там функционируют 25 ОЭЗ, из которых 11 являются торговыми, а 14 – промышленными. На территории торговых зон осуществляется разукрупнение крупных товарных изделий, их сортировка, переупаковка, маркировка. В промышленных зонах почти все предприятия ориентированы на экспорт промышленной продукции, которая изготавливается, в основном, на основе импортируемого сырья. Также в 1995 г. на острове Лабуан был создан международный финансовый оффшорный центр.

Европа

В Европе создание ОЭЗ противоречит законодательству ЕС, поэтому их нет на территории стран-членов ЕС за исключением Польши, правительство которой достигло договоренности с ЕС о возможности функционирования ОЭЗ на своей территории до 2020 г., после чего и они должны быть упразднены.

В 90-х г. обсуждался вопрос о создании ОЭЗ в Германии, ведущей экономике ЕС, но решение не было принято и диктовалось соображениями тарифной и налоговой политики.

Швейцария является одной из самых богатых и развитых стран мира. Она не является членом ЕС. Отдельные кантоны в Швейцарии можно рассматривать как ОЭЗ. Они специализируются на выпуске экологически чистых продуктов питания и предоставлении рекреационных и финансовых услуг. В кантонах Западной Швейцарии (Берн, Женева) действует программа экономического развития, направленная на привлечение инвестиций, современных технологий и развития финансового сектора.

Великобритания входит в ЕС на условиях ограниченного членства. Там действуют 5 ОЭЗ, в которых товары рассматриваются как находящиеся за пределами таможенной территории ЕС. Импортные пошлины производители или поставщики уплачиваются лишь в том случае, если товары пересекают границу ОЭЗ, т.е. ввозятся на территории Великобритании и ЕС. Все поставщики товаров и услуг в рамках зоны подчиняются общим правилам уплаты НДС. В 90-х г. XX века в Великобритании были созданы 30 зон предпринимательства в целях стимулирования экономической деятельности. Для их создания были выбраны районы, которые характеризуются хронической безработицей и низкими доходами на душу населения.

Китай

Среди стран мира наиболее примечателен опыт создания и функционирования ОЭЗ в Китае. Они во многом способствовали подъему экономики. В начале 80-х гг. китайская экономика строилась по замкнутой модели и характеризовалась низкими темпами роста. Для того чтобы избежать резкого перехода от закрытой экономике к открытой, руководством страны было принято решение о создании ОЭЗ в восточной и южной приморских частях страны, где были введены специальные налоговые, таможенные и валютные режимы с целью привлечь в этот регион иностранных инвесторов.

В настоящее время в Китае функционируют 90 зон технико-экономического развития государственного уровня, 75 зон новых и высоких технологий, 13 свободных таможенных зон, 14 зон приграничного экономического сотрудничества государственного уровня, 5 ОЭЗ, а также приравненный к ним по статусу Новый район Пудун.

Таким образом, ОЭЗ являются важнейшим фактором развития мировой экономики. Как правило, они создаются в экономически отсталых районах страны, где критерием отбора выступают показатели безработицы и средней величины доходов на душу населения. [7]

Проблемы и перспективы

Предприятия, конечно, получают ряд преференций, но есть и существенные проблемы, с которыми приходится считаться. Так, следует отметить, что ОЭЗ не образуют интегрированной сети. Также, не смотря на все старания и активное анонсирование, инновационная система России, развита слабо, взаимодействие между государством, бизнесом и наукой крайне редко ориентировано на решение бизнес-задач. Для продвижения инновация существуют проверенные мировым опытом инструменты, но в России они не применяются. Не смотря на то, что по количеству технопарков Россия занимает 5 место в мире, их материальная и финансовая база не позволяют реализовывать требуемое на современном этапе интенсивного развития малых высокотехнологичных инновационных предприятий.

Зоны нового поколения формируются как сетевые технопарки, объединяя интеллектуальные, кадровые, технологические и финансовые возможности нескольких городов региона.

Возможности особых экономических зон широки как в мире, так и в России. Создание зон в Российской Федерации будет успешно только в том случае, если удастся создать максимально прозрачную и эффективную экономическую систему с проработанной нормативно-правовой базой, минимальными бюрократическими механизмами и максимальной конкуренцией. ●

Литература

1. С.В. Приходько, Н.П. Воловик «Особые экономические зоны» Москва, ИЭПП, 2007 <http://www.iep.ru/files/text/cepra/oez.pdf>
2. Анализ особых экономических зон в России <http://eer.ru/a/article/1334048820/analiz-osobyh-ekonomicheskikh-zon-v-rossii>
3. Инновационная составляющая особых экономических зон <http://cyberleninka.ru/article/n/innovatsionnaya-sostavlyayuschaya-osobyh-ekonomicheskikh-zon>
4. Исследование распределения ОЭЗ по странам мира <http://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-raspredeleniya-osobyh-ekonomicheskikh-zon-po-stranam-mira>
5. Особые экономические зоны России <http://cyberleninka.ru/article/n/osobyie-ekonomicheskie-zony-rossii>
6. Стимулирование инвестиций в особые экономические зоны <http://cyberleninka.ru/article/n/stimulirovanie-investitsiy-v-osobyie-ekonomicheskie-zony>
7. Особые экономические зоны: сравнительный анализ опыта США и РФ, Аристов Л.С. <http://ego.uara.ru/ru/issue/2013/02/2/>
8. <http://www.russez.ru>
9. <http://titanium-valley.com/>
10. Особые экономические зоны в России: что они могут предложить иностранным фирмам. К. Лиухто.

KEY WORDS: *special economic zones, import substitution, Alabuga, Titanium valley, state support.*



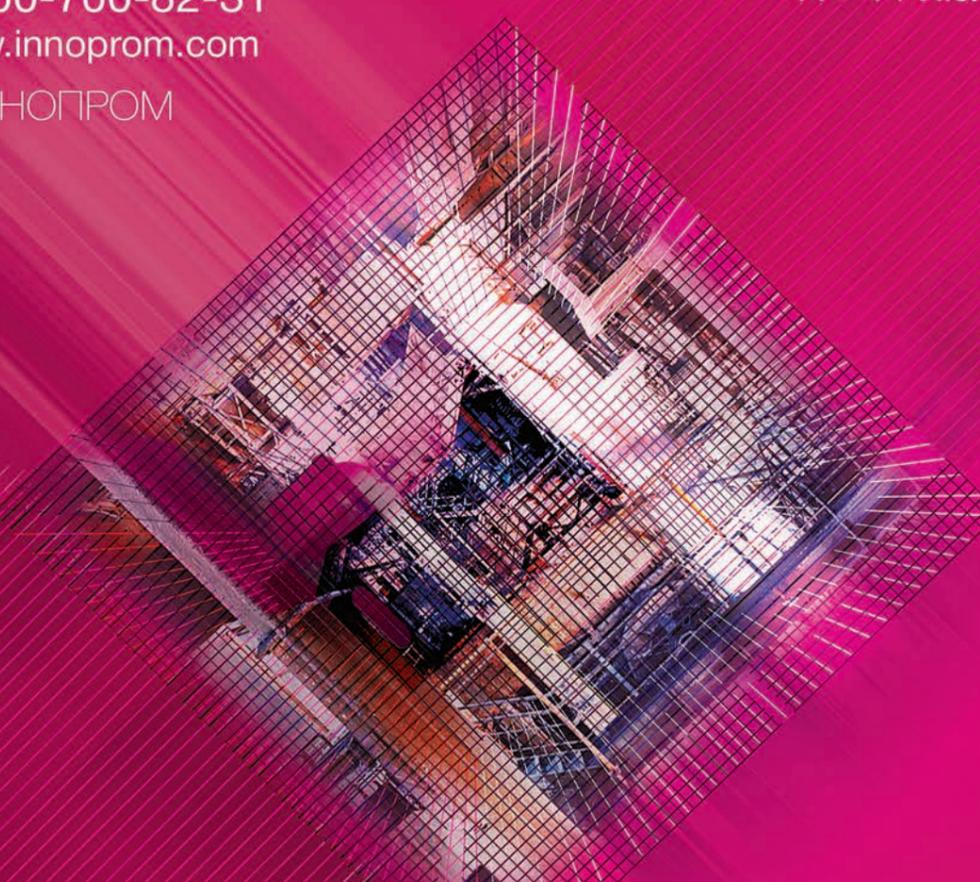
INNOPROM

11—14 Июля 2016

8-800-700-82-31

www.innoprom.com

#ИННОПРОМ



МЕЖДУНАРОДНАЯ
ПРОМЫШЛЕННАЯ
ВЫСТАВКА

Тема: «Промышленные сети»

Екатеринбург, Россия

РЕКЛАМА 16+

Организаторы:



Оператор:

FORMIKA

Официальные партнеры:



Партнеры:



Официальный авиаперевозчик:

URAL AIRLINES

ВТОРАЯ ЖИЗНЬ МЕХАНИЗМОВ

Упрочение и восстановление изношенных поверхностей деталей высокоскоростным газотермическим напылением

ПРОВЕДЕН СОПОСТАВИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОВЕРХНОСТНОГО УПРОЧНЕНИЯ, ЦЕЛЕВОЕ НАЗНАЧЕНИЕ КОТОРЫХ НАПРАВЛЕНО НА ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ, ВОССТАНОВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО РЕСУРСА ИЗНОШЕННЫХ ДЕТАЛЕЙ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫЧИ, ПРЕДЛОЖЕНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ВЫСОКОСКОРОСТНЫМ НАПЫЛЕНИЕМ НИЖНЕГО ДОЛОТНОГО МОДУЛЯ

THE COMPARATIVE ANALYSIS OF THE METHODS OF SURFACE HARDENING WAS PERFORMED, THE DESIGNATED PURPOSE OF WHICH IS AIMED TO IMPROVE THE OPERATIONAL PROPERTIES, TO RESTORE THE TECHNICAL OPERATING LIFE OF WORN PARTS OF THE OIL PRODUCTION MACHINERY AND EQUIPMENT MECHANISMS; THE RECOMMENDATIONS FOR THE LOWER BIT MODULE RECOVERY BY HIGH-SPEED SPUTTERING WERE PROPOSED

Ключевые слова: газотермическое напыление, высокоскоростное напыление, поверхностные покрытия, упрочнение.

Гончарова Татьяна Владимировна,
к.э.н., доцент, каф. ТСиУН
НЧИ К(П)ФУ строительное
отделение

Гончаров Михаил Николаевич,
к.т.н., доцент каф. ТСиУН,
НЧИ К(П)ФУ строительное
отделение

Галлямов Артур Марселевич,
коммерческий директор
ЗАО «Плакарт»

Фролов Алексей Маркович,
к.т.н., доцент каф. ЭАТ,
НЧИ К(П)ФУ, Автомобильное
отделение

Шибakov Ростислав Владимирович,
старший преподаватель
каф. «Машиностроение»
Набережночелнинский
институт НЧИ К(П)ФУ

Многие детали энергетического машиностроения, нефтедобывающей и химической промышленности быстро теряют свою работоспособность при эксплуатации вследствие износа поверхностей, иногда даже весьма незначительного.

Эффективным способом повышения долговечности рассматриваемых изделий является восстановление их эксплуатационных свойств путем нанесения покрытий на изношенные поверхности. Такие технологии, например, методами газотермического напыления, имеют более низкую стоимость работ по сравнению затратами на изготовление новой детали. При этом обеспечивается ремонтпригодность деталей, продление межремонтного ресурса деталей, сокращение потерь в следствии простоя оборудования и ресурсосбережение. [1, 2].

Известные методы газотермического напыления можно классифицировать по следующим признакам (рис. 1):

- источнику образования тепла (электрическая дуга или процесс горения топливных газов);
- виду распыляемого материала: порошок, проволока (в том числе стержни и шнуры);

- скорости распыляемых частиц;
- среде, в которой происходит процесс нанесения покрытий (воздух, контролируемая атмосфера или низкий вакуум).

В соответствии с проведенной классификацией, газотермическое напыление (ГТН) подразделяется на следующие способы: газоплазменное напыление, плазменное напыление, плазменно-дуговое напыление, высокочастотное плазменное напыление, детонационное напыление, напыление в контролируемой атмосфере, напыление в динамическом вакууме и тигельное напыление.

Недостатками традиционных способов газотермического напыления являются: сравнительно невысокая адгезия покрытия и основного материала, наличие остаточной пористости, высокая трудоемкость подготовки поверхности [1, 2, 3, 4, 5].

Частично эти недостатки устраняются при использовании газотермических способов получения покрытий со сверхзвуковой скоростью частиц которые имеют названия «High-Velocity-Oxygen-Fuel» (HVOF) – «Высокая скорость-Кислород-Топливо» и «High-Velocity-Air-Fuel» (HVOF) – «Высокая скорость-Воздух-

РИС. 1. Классификация методов газотермического напыления



Топливо» [6]. Покрытия, полученные данными способами, в отличие от традиционных газотермических способов характеризуются более высокой адгезией, низкой пористостью и конкурируют по своей эффективности с детонационным напылением покрытий [7].

Реализовать более высокий уровень адгезионных, когезионных характеристик и обеспечить низкую пористость покрытий, в данном способе удается за счет повышения температуры (для более полного проплавления) и скорости газовой струи, взаимодействующей с частицами материала покрытия. Рабочий процесс в сверхзвуковой напылительной горелке аналогичен рабочему процессу в ракетном двигателе. Топливо при высокоскоростном газоплазменном напылении сжигается в горелках при повышенных давлениях, обеспечивающих критический перепад давления на сверхзвуковых скоростях.

Скорость потока газа на выходе из сопла установки составляет 7–9 скоростей звука.

Сопоставление основных способов ГТН по параметрам процесса (температура-скорость) для частиц напыляемого порошка 25–50 мкм приведена на Рис. 2. Благодаря возможности получения малопористых покрытий с высокой адгезией, сверхзвуковое газоплазменное напыление может использоваться для решения различных задач оптимизации производства износостойких деталей.

Твердосплавные покрытия, нанесенные методами высокоскоростного напыления, по комплексу эксплуатационных свойств превосходят покрытия

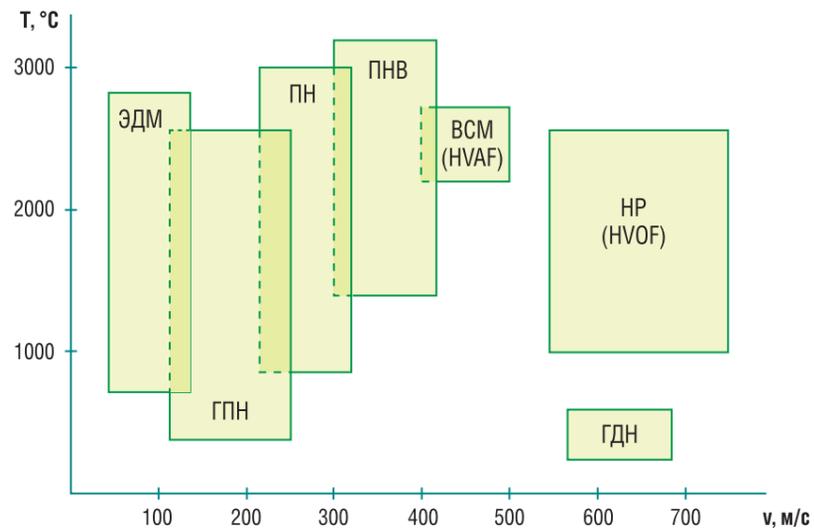
получаемые гальваническим хромированием, никелированием, детонационным, вакуумным и ионно-плазменным напылением и могут быть использованы для их замены (Табл. 1). Они могут наноситься на изделия сложной формы, изготовленные практически из любых металлов, в том числе на керамику и стекло [7].

На основе проведенного анализа, совместно с ООО «Инновационные Технологии Покрытия», были разработаны рекомендации по применению метода сверхзвукового газодинамического напыления покрытий для восстановления детали нижний долотный модуль (НДМ-118). Нижний долотный

УДК 62-761



РИС. 2. Сопоставление способов газотермического напыления по параметрам «температура-скорость»



ЭДМ – электродуговая металлизация; ГПН – газоплазменное напыление; ПН – плазменное напыление на воздухе; ПНВ – плазменное напыление в динамическом вакууме; ВСМ (HVOF) – высокоскоростные методы напыления; НР (HVOF) – газодинамическое напыление

модуль (далее – НДМ) является измерительной головкой при бурении нефтяных скважин и используется для измерения температуры, давления, вибрации бурового долота. НДМ изготавливают из титанового сплава BT-14. НДМ находится непосредственно за буровым долотом. В процессе эксплуатации на него воздействуют агрессивные рабочие среды при высоком давлении до 1800 Н/см²: сырая нефть; вода; природный газ; абразив, включающий мелкие частицы песка и других осадочных

и горных пород; буровой раствор. При этом из-за постоянного контакта с абразивом происходит абразивный и эрозийный износ, и промыв защитного кожуха НДМ, в следствии чего происходит повреждение датчиков и электронных компонентов, износ замковой части НДМ. На первом этапе восстановления детали производится зачистка перед наплавкой поврежденных поверхностей, включающая механическую обработку поврежденных мест прямой скоростной шлифовкой,

фрезерование бор-фрезами с покрытием TiN, а так же предварительная проточка на токарном станке.

На втором этапе производится наплавка, проволокой ОТ-4 диаметром 3 мм, выполняемая методом ручной аргоно-дуговой наплавки в среде защитного газа аргон с расходом в 9–13 л/мин с применением сопла №7 и током наплавки 98–105 А при дистанции до острия электрода 2–3 мм и углом горелки 90°.

Третий этап включает токарную обработку и восстановление чертежных размеров детали на токарном станке с использованием твердосплавного инструмента.

Четвертый этап включает механическую обработку замковой части после наплавки, выполняемую скоростным шлифованием, а также бор-фрезами.

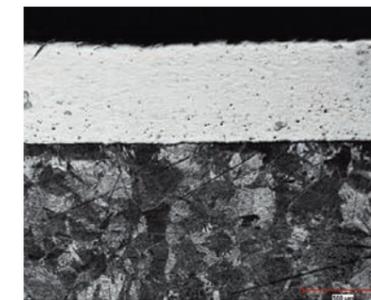
На пятом этапе производится напыление покрытия WC/Co 88-12, толщиной 0,5 мм методом HVOF на установке HVOF-K2-2000 (Рис. 3).

РИС. 3. Покрытие из WC/Co/Cr на восстановленной замковой части



Металлографическая структура восстановленных поверхностей представлена на Рис. 4.

РИС. 4. Микроструктура покрытия WC/Co 88-12 на наплавленном слое



Из анализа структуры следует, что покрытие характеризуется низкой пористостью 0,5–0,7%.

Полевые испытания восстановленных НДМ показали увеличение эксплуатационного ресурса деталей более чем в 1,5 раза. При наработке отремонтированной детали в 300 часов износ покрытия составил менее 3%.

В результате применения технологии ремонта и упрочнения деталей НДМ методом HVOF получен положительный экономический эффект:

- сокращение затрат на изготовление новых деталей сложной геометрии более чем в три раза;
- технология допускает применения до 6 ремонтных циклов при сохранении эксплуатационного ресурса после каждого восстановления.

Опытная эксплуатация технологии ремонта и упрочнения деталей методом HVOF показала, что ее применение: позволяет наносить покрытия на изделия сложной формы; обеспечивает ресурсосбережение, продление межремонтного ресурса детали, сокращение стоимостных и временных затрат на изготовление деталей, импортозамещение. Эта технология имеет большие перспективы использования на ремонтных предприятиях, занимающихся восстановлением деталей. ●

Литература

1. Клубникин В.С. О достижениях в термическом напылении покрытий. [Текст] / В.С. Клубникин // Труды 6-й Международной конференции «Пленки и покрытия – 2001»; под ред. В.С. Клубникина. – СПб.: Из-во СПб ГТУ, 2001. – с. 15–21.
2. Полонский Л.Г. Историко-технические аспекты развития газотермического напыления покрытий. [Текст] / Л.Г. Полонский // Труды 5-й Международной конференции «Пленки и покрытия – 1998»; под ред. В.С. Клубникина. – СПб.: Из-во Полиплазма, 1998. – с. 47–52.
3. ГОСТ 28076-89. Газотермическое напыление. Термины и определения
4. Курчаткин В.В. Надежность и ремонт машин. [Текст] / В.В. Курчаткин, Н.Ф. Тельнов, К.А. Ачкасов; под ред. В.В. Курчаткина. – М.: Колос, 2000. – 776 с.
5. Иванов В.Г. Термическая стойкость теплозащитных керамических покрытий на образцах из алюминиевых сплавов. [Текст] / В.Г. Иванов, В.П. Никитин, А.М. Яцечко // Сварочное производство. – № 12. – 1990. – с. 11–12.
6. Коровин, А.А. Оборудование для сверхзвукового газоплазменного напыления покрытий. [Текст] / А.А. Коровин, В.Н. Хромов // Сборник научных трудов. В 2-х частях. Ч. 2. – М.: РГАЗУ, 2000. – с. 183–186.
7. Кузнецов, Ю.А. Ресурсосберегающие технологии газотермического напыления при ремонте машин АПК. [Текст] / Ю.А. Кузнецов // Вестник ОрелГАУ. – № 1. – 2009. – с. 13–15.

KEY WORDS: thermal spraying, high-speed coating, surface treatment, hardening.

ТАБЛИЦА 1. Способы газотермического напыления и свойства покрытий

Способы напыления	Источники образования тепла (рабочий газ)	Адгезия, МПа	Пористость, %
Плазменное напыление порошками, проволокой	Прямая или косвенная электрическая дуга (ионизированный газ)	30–60	0,5–1,0
Высокоскоростные методы напыления порошками	Горение углеводородов (в том числе жидких) или водорода в среде кислорода или воздуха (продукты сгорания)	45–80	0,1–2,0
Газоплазменное напыление порошками, проволокой, шнуровыми материалами	Горение газообразных углеводородов в среде кислорода или воздуха (продукты сгорания)	20–50	3–15
Электродуговая металлизация композитной проволокой	Электрическая дуга (воздух или другие газы)	20–50	5–25

ПРИМЕЧАНИЕ: Значения даны для стандартных процессов, если при напылении не преследуется цель получения покрытия со специальными свойствами



www.ataman-guns.ru

ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ АКСЕССУАРЫ



НОВИНКИ

РЕКЛАМА

ООО «Демьян»
+7 (495) 9847629

ЧТО МЕШАЕТ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЮ В ПРОГРАММНОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ?

НЕСМОТЯ НА ГРОМКОЕ АНОНСИРОВАНИЕ ПРОГРАММЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ, КОТОРАЯ ДОЛЖНА ОХВАТИТЬ ВСЕ ОТРАСЛИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СОПУТСТВУЮЩИХ УСЛУГ, НА ДОЛЮ РОССИЙСКИХ РАЗРАБОТЧИКОВ СОФТА ПО-ПРЕЖНЕМУ ОСТАЕТСЯ ВСЕГО ЛИШЬ 25% ОТЕЧЕСТВЕННОГО ИТ-РЫНКА, В ТО ВРЕМЯ, КАК ИНОСТРАННЫЙ ЗАНИМАЕТ 75%. В ОТДЕЛЬНЫХ СЕГМЕНТАХ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАВИСИМОСТЬ ОТ ИМПОРТА ЕЩЕ СИЛЬНЕЕ. ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В РОССИИ ОФИСНЫЕ ПРОГРАММЫ НА 97% – РАЗРАБОТКИ ИНОСТРАННЫХ КОМПАНИЙ. ОНИ ЖЕ, ИНОСТРАННЫЕ КОМПАНИИ, РАЗРАБОТАЛИ 95% КЛИЕНТСКИХ И МОБИЛЬНЫХ ОПЕРАЦИОННЫХ СИСТЕМ, 93% СРЕДСТВ УПРАВЛЕНИЯ ОБЛАЧНОЙ ИНФРАСТРУКТУРОЙ И ВИРТУАЛИЗАЦИЕЙ, 86% СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ БАЗАМИ ДАННЫХ, 75% СЕРВЕРНЫХ ОПЕРАЦИОННЫХ СИСТЕМ, 75% БИЗНЕС-ПРИЛОЖЕНИЙ, 60% АНТИВИРУСНЫХ ПРОГРАММ, 50% ИНТЕРНЕТ-СЕРВИСОВ. ПОСТАНОВЛЕНИЕ ОБ ОГРАНИЧЕНИИ ГОСЗАКУПОК ИНОСТРАННОГО СОФТА МИНКОМСВЯЗЬ НАЧАЛА РАЗРАБАТЫВАТЬ В 2014 Г., А 30 ИЮНЯ 2015 Г. ВНЕСЛА ЕГО НА УТВЕРЖДЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА. СОГЛАСНО ПОСТАНОВЛЕНИЮ, УЖЕ ПОДПИСАННОМУ Д. МЕДВЕДЕВЫМ, С 1 ЯНВАРЯ 2016 Г. ГОСУДАРСТВЕННЫЕ ОРГАНЫ ОБЯЗАНЫ ЗАКУПАТЬ СОФТ ИЗ СПЕЦИАЛЬНОГО РЕЕСТРА ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ. КУПИТЬ ИНОСТРАННУЮ ПРОДУКЦИЮ ОНИ СМОГУТ ТОЛЬКО ПРИ ОТСУТСТВИИ РОССИЙСКИХ АНАЛОГОВ. ОДНАКО С МЕРТВОЙ ТОЧКИ ВОПРОС ТАК И НЕ СДВИНУЛСЯ. ДИСКУССИЯ ОБ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИИ ПО ДЛИТСЯ УЖЕ НЕ 1 ГОД. ТАК ПОЧЕМУ ЖЕ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ НЕ ВНЕДРЯЕТСЯ РОССИЙСКИЙ СОФТ?

DESPITE THE HIGH-PROFILE ANNOUNCEMENT OF THE PROGRAM OF IMPORT SUBSTITUTION, WHICH SHOULD COVER ALL INDUSTRIES AND RELATED SERVICES, THE SHARE OF RUSSIAN SOFTWARE DEVELOPERS IS STILL ONLY 25% OF THE DOMESTIC IT MARKET, WHILE FOREIGN IS 75%. IN SOME SEGMENTS THE SOFTWARE DEPENDENCE ON IMPORTS EVEN MORE. USED IN RUSSIA OFFICE PROGRAMS ON 97% DEVELOPED OIN FOREIGN COMPANIES. THEY, THESE FOREIGN COMPANIES HAVE DEVELOPED 95% CLIENT AND MOBILE OPERATING SYSTEMS, 93% OF THE FUNDS MANAGEMENT OF CLOUD INFRASTRUCTURE AND VIRTUALIZATION, 86% OF DATABASE MANAGEMENT SYSTEMS, 75% OF THE SERVER OPERATING SYSTEMS, 75% OF BUSINESS APPLICATIONS, 60% OF ANTI-VIRUS PROGRAMS, 50% OF INTERNET SERVICES. THE MINISTRY OF COMMUNICATIONS BEGAN TO DEVELOP A REGULATION RESTRICTING GOVERNMENT PROCUREMENT OF FOREIGN SOFTWARE IN 2014, AND JUNE 30, 2015 SUBMITTED IT TO THE GOVERNMENT FOR APPROVAL. ACCORDING TO THE DECREE, ALREADY SIGNED BY DMITRY MEDVEDEV, FROM 1 JANUARY 2016 STATE AGENCIES ARE REQUIRED TO PURCHASE THE SOFTWARE FROM THE SPECIAL REGISTRY OF DOMESTIC SOFTWARE. THEY WILL BE ABLE TO BUY FOREIGN PRODUCTS ONLY IN THE ABSENCE OF THE RUSSIAN ANALOGUES. HOWEVER, THE SITUATION HASN'T MOVED YET. DISCUSSION ABOUT SUBSTITUTING LASTS FOR 1 YEAR. SO WHY RUSSIAN SOFTWARE HAS NOT STILL BEEN INTRODUCED IN THE RUSSIAN MARKET?

Ключевые слова: информационные технологии, программное обеспечение, российский софт, импортозамещение, протекционизм.

Нет программистов в своем отечестве?

Топливо-энергетический комплекс – стратегический сегмент экономики страны. Поэтому крайне важно обеспечить его независимость от иностранной составляющей, особенно в условиях выстраивания Западом политических барьеров.

«... Последствия объявления санкций на ПО зарубежных компаний корреспондируются с возможностью несанкционированного отбора информации и неблагоприятных интервенций» – **С. Костюченко, Зам. ген. директора ОАО «Росгеология», д.г.-м.н., лауреат Госпремии РФ, почетный разведчик недр, член-корр. РАЕН**

Сегодня Россия не обладает полной линейкой технологий, оборудования и услуг, необходимых для нормального функционирования ТЭК.

Не все технологии разработки месторождений на шельфе пока доступны российским компаниям, недостаточно оборудования для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа (ТРИЗ).

Сейчас прикладываются невероятные усилия в импортозамещении, чтобы догнать и перегнать зарубежные компании в этих вопросах.

Но есть товары и услуги, в которых российские компании ничуть не уступают, а по ряду показателей превосходят

иностранных производителей. Это информационные технологии, где российские производители программного обеспечения (ПО) традиционно сильны. Но по какой-то неведомой причине российский нефтегаз продолжает закупать зарубежное ПО. Цена вопроса – десятки миллиардов рублей в год.

«Ежегодно десятки миллиардов рублей будут гарантированно оставаться в российской экономике, работать на развитие страны и повышение качества жизни граждан» – говорит **министр связи и массовых коммуникаций Н. Никифоров**, рассказывая об использовании российского ПО.

Проблема импортозамещения сегодня волнует всех

отечественных производителей – от нефтесервисного оборудования и до разработчиков ПО.

И если по технологиям и оборудованию отмечены положительные тенденции, связанные и с государственной поддержкой, и с ростом спроса и закупок российскими компаниями, то российские интеллектуальные продукты по-прежнему остаются маловостребованными в нефтегазовой индустрии РФ.

Хотя весь цикл – от обработки сейсмике до гидродинамики – уже сегодня можно выполнить на отечественном ПО. Сегодня в нефтегазовой отрасли промышленности РФ всё ещё используется 93–100% импортного ПО. Эти данные, прежде всего, касаются программных решений для обработки, сейсмической интерпретации и геологического моделирования.

Кое-кто пытается сегодня убедить общественность в том, что альтернативы зарубежным продуктам нет, о чем свидетельствует продолжающаяся политика неконкурентных закупок и условий тендеров. На практике это выглядит настоящей дискриминацией разработчиков российского ПО, которым отказано даже в праве принять участие в конкурсе по закупкам в области поиска, разведки и разработки месторождений. Делается это либо в силу инертности и полного безразличия к теме импортозамещения, либо в силу некомпетентности и неинформированности о российских аналогах.

Кроме нефтегазовых компаний, пользователями программ отечественных разработчиков

могли бы стать инженерные и нефтесервисные компании. Но и они отказываются от российских разработок, т.к., участвуя в тендерах на инженерные работы, они обязаны принимать жесткие условия тех же нефтяников, обязывающие их работать на конкретных программах иностранных производителей.

Российская альтернатива

В настоящее время в России существует ряд отечественных разработчиков ПО, которые за счет частных инвестиций создают и развивают продукты, способные составить достойную конкуренцию зарубежным аналогам практически по всей программной линейке.

Доказательством служит тот факт, что в Центральной Геофизической Экспедиции ежедневно на 70 рабочих местах используется отечественное программное обеспечение по интерпретации сейсмике и геологическому моделированию. За последние годы выполнено более 300 проектов, включая работы на Самотлорском нефтяном месторождении, где необходимо обеспечить функционирование 18 тыс. скважин, на месторождении Белый Тигр (Вьетнам), на проектах в Индии, Ираке и т.д. Все проекты прошли защиту в ЦКЗ и ЦКР, а программы одобрены и рекомендованы к использованию.

Ныне на рынке уже существует отечественное современное ПО для обработки сейсмических данных, зарекомендовавшее себя как успешное решение, опробованное в различных регионах на множестве рабочих проектов (как российских, так и зарубежных), получившее

высокую оценку известных компаний. Самым ярким примером такого ПО, удовлетворяющего всем требованиям концепции импортозамещения, является система Prime (Прайм).

Пакет Prime (компания «Яндекс.Терра») – полнофункциональное российское программное обеспечение для интерпретационной обработки 2D/3D/4D/3C/4C сейсмических данных, соответствующее всем требованиям современных технических заданий, а также включающее целый ряд инновационных алгоритмов для решения сложных нестандартных геофизических задач.

Другая альтернатива иностранному ПО – российская программная платформа Geoplat Pro. Ее разработчик – российская компания «ГридПоинт Дайнамикс».

ПП Geoplat Pro включает в себя комплексы:

- Geoplat Pro-S – «Интерпретация сейсмических данных»,
- Geoplat Pro-G – «3-мерное геологическое моделирование и подсчет запасов».

Эти комплексы являются современным развитием известных в свое время российских предшественников DV-Discovery и DV-Geo.

«Ряд российских IT-компаний хорошо зарекомендовали себя не только в нашей стране, но и стали лидерами своих сегментов на глобальном рынке. Господдержка разработчиков – это один из наших целевых приоритетов, который закреплен в отраслевом плане импортозамещения ПО». – **Н. Никифоров.**

ПРЕИМУЩЕСТВА ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОДУКТА НАД ИМПОРТНЫМ

(на примере решений программной платформы Geoplat компании GPD – одного из лидеров рынка российского ПО)

1. Вся функциональность продуктов доступна уже в базовой версии. Нет разбивки на модули.
2. Открытость кода позволяет Заказчикам дописывать собственные модули и решения.
3. Ценовая политика по сравнению с зарубежными аналогами достаточно гибкая, поскольку не зависит от колебаний курса доллара и евро.
4. Русскоязычный интерфейс и выходящая рабочая документация.
5. Отечественные разработчики оперативно реализуют пожелания пользователей за счет собственного встроенного языка программирования.
6. Программы учитывают специфику нормативных актов и требований российских компаний и государственных органов.
7. Легче обеспечить информационную безопасность, поскольку данные проектов не выходят за пределы компаний и РФ!

СОФТОВЫЕ МИФЫ

Существует ряд ошибочных утверждений, вот лишь некоторые из них:

Миф 1

Зарубежному ПО нет альтернативы

Это утверждение, безусловно, не корректно. Сегодня 80% задач в области «Поиска, разведки и разработки месторождений» может быть решено с помощью отечественного ПО. Да, есть вопросы к интерфейсу и определенное отставание в наборе модулей для решения узкоспециализированных задач. Но инженерные подразделения российских нефтяных компаний используют специальные решения зарубежного ПО лишь в 15–20% случаев. Другими словами, до 80% проектов можно выполнять на отечественном ПО уже сегодня, и лишь для 15–20% случаев приобретать специализированные зарубежные решения. В среднем в структурах НК используется 100–300 рабочих мест специалистов в области «Поиска, разведки и разработки месторождений». Большая их часть не использует все модули, которые закупаются по импорту.

Миф 2

Должна использоваться полная линейка ПО от одного разработчика

Это утверждение также неверно. Сегодня большинство разработчиков не способны предоставить весь набор универсальных функциональных возможностей пользователям. Более того, поскольку одинаковых месторождений не бывает – не бывает и универсальных или одинаковых программ. В некоторых случаях одни программы работают, а другие нет. Именно поэтому подавляющее большинство нефтяных компаний использует несколько однотипных программных комплексов от разных зарубежных разработчиков. Здесь также необходимо сказать о рисках, связанных с использованием ПО от одного разработчика (например, из-за санкций некоторые иностранные компании ограничивают возможности использования их ПО на шельфовых месторождениях в России или увязывают продажу одного модуля с покупкой целого комплекса)

Эти мифы настолько сильны, что в 2016 г. продолжается неаргументированная дискриминация отечественных компаний. Они не допускаются к тендерам, которые объявляются безальтернативными или закупками у единственного поставщика. И это не говоря о протекционизме, который должен быть также распространен и на отечественную ИТ-индустрию.

Российские разработчики не говорят сегодня о прямых инвестициях в разработку нового ПО. Речь идет об обычных закупках уже существующих программных продуктов и, за

счет этого, самофинансирование компаний, которые уже прошли путь становления, и сейчас остро нуждаются в партнерстве с нефтяными компаниями и в их заказах.

Как внедрить российское ПО в нефтегазовые проекты:

- дать определенную рыночную нишу в базовом комплексе задач геологоразведочного сектора отечественному софту, интегрировав имеющееся разрозненное ПО на единой платформе,
- правительству следует не финансировать потребителей

Миф 3

Невозможно передавать данные и результаты из зарубежных программ в отечественные, и наоборот

И отечественные, и зарубежные производители ПО используют, в большинстве случаев, одни и те же стандарты, что позволяет в короткие сроки обмениваться данными и передавать проекты. И отечественные разработчики готовы содействовать такому переходу. Сегодня, к сожалению, не существует кнопки, которая позволяла бы делать это автоматически. Но ее нет и в зарубежных программах. Тем не менее, работы по созданию интегрированной платформы ведутся.

Миф 4

Переучивать специалистов долго, и нет времени отрывать их от текущих проектов

На самом деле срок обучения квалифицированного специалиста составляет от 3 до 5 дней. Кроме того, такие утверждения свидетельствуют о том, что в компаниях пользователей нет отлаженной системы обучения и восприимчивости к изменениям. Но этот аспект не имеет отношения к вопросам качества отечественного ПО.

Миф 5

Иностранное ПО уже закуплено

И сегодня продолжают новые закупки иностранного программного обеспечения. Более того, за техническую поддержку импортного ПО сегодня, в связи с изменившимся курсом рубля, ежегодно приходится выплачивать суммы, сопоставимые со стоимостью новой отечественной лицензии.

ПО, а стимулировать их к закупкам уже существующих, разработанных независимыми отечественными производителями.

- нефтяные компании должны взаимодействовать с отечественными разработчиками программного обеспечения на системной основе и проявлять заинтересованность в программе импортозамещения.
- нефтяные компании не должны использовать разработчиков ПО как безвозмездных кредиторов. Сегодня российские ИТ-компании оказываются на

грани выживания, поскольку не в состоянии планировать объем оборотного капитала и отрезаны от возможности его финансирования банками

- власти должны обеспечить финансирование разработки и поддержки российского ПО на приоритетных направлениях. Следует сконцентрировать государственную поддержку разработки новых российских аппаратно-технических средств, оборудования и ПО, для сервисных компаний – подрядчиков, осуществляющих региональное и среднемасштабное изучение недр слабоизученных и новых территорий.

« Не требует дополнительных доказательств необходимость финансовой поддержки со стороны государства в виде государственного заказа на НИОКР по приоритетным и критическим направлениям, к которым относится создание отечественных аппаратных средств, оборудования и программного обеспечения (ПО).

В региональной, поисковой и разведочной стадиях производственно-экономической деятельности в ТЭК значительное место занимает геофизический сервис с применением импортозависимых аппаратных средств, оборудования и ПО. При этом региональное и среднемасштабное изучение недр слабоизученных и новых территорий осуществляется в основном в рамках государственного заказа с использованием бюджетного финансирования. Разведочную и последующие стадии с использованием преимущественно продукции тяжелого машиностроения выполняют недропользователи, осуществляющие собственные финансовые и иные вложения. Неравномерные пропорции интересов сопровождаются разделением спроса на средства производства. Жестко лимитированное в финансовом отношении региональное изучение и поисковая стадии серьезно ограничивает возможности сервисных компаний (контракторов) осуществлять разработку новых отечественных аппаратно-

технических средств, оборудования и ПО своими силами из полученной прибыли. Именно в этом направлении следует сконцентрировать государственную поддержку, а в остальных стадиях значительную роль в проведении импортозамещения можно отвести крупным недропользователям. Импортозависимость в ПО при производстве геофизических работ во многих случаях достигает 100%. За 20–25-летний период активного внедрения в Россию компьютерной техники и программных систем эта сфера деятельности оказалась полностью заполнена импортными производителями (в гражданских отраслях). К основным поставщикам профессиональных программных средств относятся транснациональные компании. Последствия объявления санкций на данные продукты корреспондируются с возможностью несанкционированного отбора информации и неблагоприятных интервенций. В России имеются отечественные разработки, которые могут решить до 80% и более отдельных задач по обработке, интерпретации сейсмических данных и гидродинамическому моделированию. Но они принадлежат разрозненным разработчикам, опасаящимся за свои авторские права и экономические интересы. Необходимо создание отечественной системной оболочки, интеграция имеющихся ПО на единой платформе, разработка дополнительных программ и их логическое размещение в рамках единой линейки, покрывающей базовый комплекс задач геологоразведочного сектора. Интеллектуальная продукция (ПО) без размещения на российских микропроцессорах остается незащищенной от зарубежных интервенций

С. Костюченко

Выход из протекционизма

В среде обывателей существует мнение, что продвигать стоит только те продукты и услуги, которые с течением времени стали «профильными» для страны. В противовес этому странному убеждению хотим привести пример нашего азиатского соседа.

В 2003 г. государственным учреждениям Китая запретили закупать иностранное ПО. В 2014 г. запретили использование продуктов Apple и использование Windows 8. Китай исключил «Лабораторию Касперского» из списка компаний-поставщиков защитного ПО для правительственных учреждений, а также другие не китайские компании. А в 2013 г. китайский интернет-поисковик Baidu выпустил собственный антивирус при участии «Лаборатории Касперского». Когда смогли обходиться без иностранных программистов и разработчиков – отказались от их услуг. Китай давно озаботился задачей написания своей операционной системы и необходимых прикладных программ, которые окупать и продвигать логично именно через государственный сектор, как гарантированного покупателя, наиболее нуждающегося в защите информации и бесперебойности работы компьютерного парка.

Если для государства важно сохранить отечественный ИТ-рынок, необходимо защищать интересы не только получателей, но и поставщиков услуг.

Анализ российского рынка ПО для отраслевых решений в ТЭКе привел к ряду острых вопросов, без решения которых импортозамещение в ближайшее время не станет реальным. Нет никакого смысла финансировать новые иностранные разработки, если нет механизма продвижения уже существующих отечественных. Без определенных волевых решений ситуацию сдвинуть с мертвой точки будет очень сложно.

Литература

1. Доклад, к.э.н., Президента ООО «ГридПоинт Дайнамикс» Б.Г. Левина «Импортозамещение ИТ – мифы и реальность» на Национальном нефтегазовом Форуме-2016
2. www.garant.ru
3. www.rusbase.com
4. www.rueinform.ru
5. www.lenta.ru
6. Neftegaz.RU, № 3, 2016.

KEY WORDS: information technology, software, Russian software, import substitution, protectionism.

БЫТЬ ЛИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЮ ИТ В ТЭК



Ефремов Игорь Иванович,
Генеральный директор
ООО «ГридПоинт Дайнамикс»

– Как, на Ваш взгляд, продвигается программа импортозамещения в области сервисных услуг для ТЭК и, в частности, программного обеспечения?

– Мы очень часто слышим об успехах импортозамещения в ТЭК из новостей, докладов конференций и отраслевых форумов, но, на наш взгляд, эта информация очень сильно оторвана от действительности, по крайней мере, в части нефтесервиса. Периодически в СМИ декларируется импортозамещение на уровне 85–95% по разным компаниям, но при этом никто не задается вопросом, а как, собственно, это посчитано. Нет никакого распределения по направлениям. Вот и получается, как в том анекдоте: «одна часть больных с температурой 40, другая часть с температурой 20, а в среднем по больнице – 36,6». Действительно, надо отдать должное, что в части машиностроения и нефтегазового оборудования есть существенные продвижения. Здесь стоит отметить и твердую позицию государства в лице Минпромторга

и Минэнерго, а также довольно активную позицию самих нефтяных и газовых компаний. В ближайшей и среднесрочной перспективе мы получим результаты от проведенной в этом направлении работы.

Что касается импортозамещения программного обеспечения (ПО) в ТЭК, то здесь ситуация в корне противоположная. Позиция государства в этом направлении совершенно невнятная.

То говорится о «настоятельных» рекомендациях закупки отечественного ПО, то о снятии таких рекомендаций, якобы, для сохранения конкурентной среды. О какой конкурентной среде идет речь не понятно, так как 95% рынка ПО в ТЭК плотно занято зарубежными производителями, здесь речь идет о явной монополии.

Позиция государства в отношении импортозамещения ПО совершенно невнятная. То говорится о «настоятельных» рекомендациях закупки отечественного ПО, то о снятии таких рекомендаций, якобы для сохранения конкурентной среды

Одно из значимых событий – это создание в Минкомсвязи «Реестра российского программного обеспечения». Тем не менее большинство нефтяных и газовых компании продолжают закупать иностранные программные продукты и никак не нацелены на развитие отечественных разработок. К сожалению, сегодня можно констатировать, что как было 5–6% отечественного ПО в ТЭК в момент декларации программы импортозамещения в России в 2014-ом, так эти же 5–6% и остались в 2016-ом.

– Возможно, нефтяные и газовые компании не хотят закупать отечественное ПО

по объективным причинам? Насколько российское ПО для ТЭК конкурентоспособно?

– Оно вполне конкурентоспособно. Об этом свидетельствуют и выполненные на нем проекты за последние 15 лет и пилотные проекты, выполненные нефтяными и газовыми компаниями в рамках тестирования отечественного ПО за последние 2 года.

Если брать самые крупные блоки ПО, то это 4 основных направления: обработка сейсмических данных, интерпретация сейсморазведки, геологическое моделирование и гидродинамическое моделирование. В отечественном ПО за 15 лет выполнено порядка 1000 проектов по этим направлениям. Результаты этих проектов защищены и у Заказчика, и в государственных органах (ГКЗ, ЦКР).

Пилотные проекты в нефтяных и газовых компаниях также выполнены успешно и заказчиками отмечена достаточная функциональность отечественного ПО для выполнения большей части работ в каждом из выбранных направлений.

Вообще можно отметить, что 70–80% всех работ по каждому из направлений уже сегодня можно выполнять на отечественном ПО. Тем не менее объем закупок российского ПО ничтожно мал по сравнению с зарубежными.

– 1000 проектов – это довольно существенный показатель. А насколько серьезна сегодня конкуренция между

российскими компаниями-разработчиками ПО для ТЭК?

– Если говорить о конкуренции в рамках отведенных нам 5–6% рынка, то ее практически нет. По 4 основным направлениям можно выделить 3 компании в России: «Яндекс.Терра» (обработка сейсмических данных), «ГридПоинт Дайнамикс» (интерпретация сейсморазведки и геологическое моделирование), «Рок Флоу Динамикс» (гидродинамическое моделирование).

70–80% всех работ по каждому из направлений уже сегодня можно выполнять на отечественном ПО

Безусловно, если объем рынка вырастет, то на нем появятся другие крупные игроки и, более того, мы даже будем рады такой ситуации, потому что именно в конкурентной среде относительно равных производителей и будут рождаться качественные программные продукты.

– В 2014 году были введены санкции, в том числе и на технологии, связанные с гидроразрывом пласта, включая ПО. Но ПО для дизайна ГРП это лишь небольшая часть направления. Что произойдет, если введут санкции на ПО для основных 4 направлений? Насколько велики риски?

– Во-первых, не нужно им подсказывать, это все-таки вопрос национальной безопасности. Во-вторых, ПО для дизайна ГРП – это то, что можно реализовать в достаточно короткие сроки за 1,5–2 года. В-третьих, использование ПО нефтяными и газовыми компаниями делится на 2 типа: бессрочная закупка и аренда. Для тех компаний, которые обладают бессрочным правом пользования встанет проблема только с обновлениями и развитием продуктов, технической поддержкой, устранением ошибок и сбоев, обучением специалистов. Для тех компаний, которые арендуют ПО, данной решение приведет к полному коллапсу в производственных подразделениях и нужно будет в очень короткие сроки (до наступления конца срока аренды) решать данный вопрос, так как ПО такого объема

за короткие сроки сделать просто невозможно.

Риски очень высоки, и поэтому странно, что нефтяные и газовые компании их не понимают и не занимаются их управлением, но, как у нас говорится, «пока гром не грянет – мужик не перекрестится».

– С Вашей точки зрения, какие шаги для продвижения отечественных программных продуктов в ТЭК должны быть определены и что для этого нужно?

– Можно выделить следующие шаги:

1. Организация консорциума, некоммерческой ассоциации или рабочей группы в этом направлении, так как на сегодняшний день ее нет. Данная группа должна объединять разработчиков ПО для поиска, разведки и разработки месторождений, а также АСУ ТП, так как в этом блоке дела обстоят не лучше.
2. Наладить возможность взаимодействия этой группы с профильными министерствами и нефтегазовыми компаниями.
3. В рамках этой рабочей группы (ассоциации) должны прорабатываться вопросы и предложения как поэтапного внедрения существующего

отечественного программного обеспечения, так и разработка новых программных продуктов с обязательным учетом потребностей нефтегазовых компаний в ближайшей и среднесрочной перспективе.

4. Реализация системы стандартизации и сертификации программного обеспечения на основе существующих ГОСТ в этих направлениях.
5. Организация пилотных проектов во всех нефтегазовых компаниях России.
6. Организация системы обязательного допуска отечественного ПО к конкурсным процедурам и тендерам по закупкам без ограничений со стороны НК.

Это лишь небольшая часть того, что требуется сделать.

Что для этого нужно? В первую очередь нужна воля! Если не будет этой составляющей, то заниматься этим вопросом нет никакого смысла.

Ведь государственной воли достаточно и в области оборонной промышленности, и в области атомной энергетики, и с недавних пор в сельском хозяйстве. А в области ТЭК России, который почти на половину формирует бюджет РФ, никто не может проявить характер и принять волевое решение. Так что воля и решимость как государства, так и нефтегазовых компаний – единственная возможность для решения задач импортозамещения ПО в ТЭК. ●

О КОМПАНИИ

Отечественная компания «ГридПоинт Дайнамикс» разрабатывает программную платформу Geoplat-Pro, которая включает в себя такие комплексы, как Geoplat Pro-S – «Интерпретация сейсмических данных» и Geoplat Pro-G – «3-х мерное геологическое моделирование и подсчет запасов». В ближайшее время компания планирует доработать модуль Geoplat Pro-RS – «гидродинамическое моделирование и разработка месторождений». В формате BLACKOIL он будет включен в базу Геологического пакета. Эксперты считают, что Pro-RS будет настоящим прорывом, поскольку обладает способностью гибкой настройки в кратчайшие сроки под любые месторождения и требования заказчиков.

Компания также работает над прототипом комплекса Geoplat – DM – «интегрированная платформа управления данными», которая позволит обмениваться данными и управлять проектами, созданными в ПО различных разработчиков, включая зарубежных.



О важности этапа обработки сейсмических данных



Мосяков Дмитрий Евгеньевич,
Генеральный директор,
ООО «Сейсмотек»,
Яндекс.Терра

Как известно, сейсмические методы позволяют получать существенный прирост геолого-геофизической информации о площади исследований при гораздо меньших финансовых затратах и значительно раньше, чем, например, при бурении. Эта особенность сейсмических методов делает их очень востребованными в рамках геологоразведки. Усовершенствование методов в последние годы приводит к расширению круга задач, решаемых сейсморазведкой в самых разнообразных сейсмогеологических условиях. Работа с сейсмическими данными – ответственный процесс на всех этапах: от сбора данных в полевых условиях до прогнозирования запасов. При этом обработку сейсмических данных можно назвать фундаментальным звеном в цепи геологоразведочных работ. Такие ключевые и важные в нефтегазовой отрасли характеристики месторождения, как рентабельность, определяются качеством выполнения всех

дальнейших этапов работы с данными: структурной и динамической интерпретацией, подсчетом запасов, результаты которых, в свою очередь, целиком и полностью зависят от корректности обработки сейсмических данных.

Одним из наиболее ярких примеров отечественного ПО, удовлетворяющего всем требованиям концепции импортозамещения, является система Prime.

Prime (Прайм) – полнофункциональное российское программное обеспечение для интерпретационной обработки 2D/3D/4D/3C/4C сейсмических данных, отвечающее всем требованиям современных технических заданий, а также включающее целый ряд инновационных алгоритмов для решения сложных нестандартных геофизических задач

У системы Prime внушительная история и подтвержденная репутация

Автором концепции Prime является выдающийся геофизик, доктор физ.-мат. наук, Владимир Маркович Глоговский. На протяжении более 20 лет ПО Prime развивалось и использовалось для выполнения рабочих проектов (более 100 выполненных российских и зарубежных проектов). Стоит отметить, что широко используемый в настоящее время термин «интерпретационная обработка» был введен в обиход именно создателями системы Prime в контексте разработки эффективных технологий обработки для решения самых сложных задач сейсморазведки с привлечением специалистов-интерпретаторов и геологов. Создателям системы было очевидно, что обработку данных необходимо вести с

контролем результатов каждого этапа обработки на непротиворечивость априорным геологическим представлениям. Это положение и было полностью реализовано в Prime.

При разработке системы особое внимание уделяли тому, что данные, полученные в сложных сейсмогеологических условиях, требуют таких специальных подходов, как корректный учет рельефа и неоднородности верхней части разреза,

построения толстослойной глубинно-скоростной модели среды, подавления всех видов помех с сохранением полезного сигнала, устранения недочетов методики проведения работ при помощи регуляризации данных, современных интерактивных инструментов построения сейсмического изображения – миграционных алгоритмов с сохранением динамических особенностей записи и т.д.

О Яндекс.Терре и преимуществах современных технологий

Система Prime адаптирована под кластерные вычисления и снабжена инструментарием для контроля качества промежуточных результатов обработки.

Также немаловажным является тот факт, что Prime – современное непрерывно развивающееся ПО, а это значит, что сильной

стороной обработки в Prime является способность этого ПО взаимодействовать с новейшими технологическими решениями. Такое взаимодействие реализовано Яндекс.Террой, где ПО Prime адаптировано под вычислительные мощности компании «Яндекс», одного из крупнейших представителей в сфере интернет-технологий. Для ускорения работы, повышения отказоустойчивости,

Любое динамично развивающееся ПО подразумевает техподдержку. По нашему мнению, ее уровень во многом определяет успешность выполнения проектов специалистами-пользователями, и, как следствие, успешность самого ПО в индустрии

обеспечения высочайшего уровня безопасности и увеличения вычислительной эластичности в рамках выполнения проектов различного объема предусмотрены специальные высокотехнологические решения, выходящие далеко за рамки обработки и разработки ПО.

На данный момент Яндекс.Терра обладает многолетним опытом работы ПО Prime на вычислительных ресурсах компании «Яндекс». По результатам выполнения проектов получены положительные оценки и рекомендации от различных нефтяных и сервисных компаний. В публикациях, в том числе от ПАО «Газпромнефть», например, в статье «Инновации в обработке данных сейсморазведки. Опыт практической работы ОАО «Газпром нефть» и Яндекс.Терры» (авторы: Волков Г.В. (ОАО «Газпром нефть»), Диденко И.В. («Газпромнефть Мидл Ист Б.В.») и Кузнецов И.К. (Яндекс.Терра, ООО «Сейсмотек»)), описан процесс успешного выполнения проекта с применением ПО Prime и сервисов Яндекс.Терры. В рамках проекта полный цикл обработки, включая коррекцию точки заложения глубокой скважины, составил всего 70 календарных дней. По мнению Заказчика, при стандартном подходе к ведению подобных проектов следовало бы ожидать несравнимо больших временных затрат на контроль качества полевых данных, проведение обработки и согласование результатов.

Мы по-настоящему поддерживаем наших пользователей

Любое динамично развивающееся ПО подразумевает техподдержку. По нашему мнению, ее уровень во многом определяет успешность выполнения проектов специалистами-пользователями,

и, как следствие, успешность самого ПО в индустрии. Поэтому мы искренне считаем высокий уровень техподдержки, в том числе ее оперативность, своим приоритетом.

Серьезными конкурентными преимуществами системы Prime

являются: прямая связь с разработчиками и их готовность к диалогу, оперативное взаимодействие с клиентами с применением современных технических средств, подробная документация на русском языке, регулярные обновления ПО благодаря непрерывному наращиванию функционала. Кроме того, клиентам предоставляется уникальная возможность разработки специальных программных решений под нужды конкретных нестандартных проектов.

Таким образом, говоря об импортозамещении ПО для обработки сейсмических данных, можно уверенно утверждать, что на рынке уже существует полнофункциональное отечественное современное ПО, зарекомендовавшее себя как успешное решение в различных регионах на множестве рабочих проектов (как российских, так и зарубежных), и получившее высокую оценку известных компаний. ●

О КОМПАНИИ

Компания ООО «Сейсмотек» основана в 2010 году. Основу компании составляет сложившийся коллектив, созданный за более чем 20 лет плодотворной совместной работы в области научных исследований, разработки геофизического программного обеспечения и обработки сейсмических данных. В июне 2012 года компания «Яндекс», крупнейшая российская поисковая система и интернет-портал, приобрела долю в компании ООО «Сейсмотек», оказывающей услуги в области интерпретационной обработки сейсмических данных и разработки соответствующего программного обеспечения (пакет Prime). В рамках создания проекта компания «Яндекс» предоставила свои технологии параллельных вычислений и оборудование для обработки геолого-геофизических данных.

Яндекс.Терра представляет собой уникальный комплекс услуг, включающий в себя всё необходимое для обработки сейсмических данных: современный высокопроизводительный программно-аппаратный комплекс, услуги по продаже лицензий и поддержке программного обеспечения, срочное выполнение как проектов по обработке сейсмических данных, так и отдельных ресурсоемких процедур (миграция, SRME, 3D и 5D регуляризации, и др.), научные исследования и разработку ПО под конкретные задачи клиента, а также консалтинг в области обработки сейсмических данных.

Яндекс
терра

БЕСПРОВОДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ КИП



Ротчев Константин Владимирович,
ведущий инженер
ООО «КИНЕФ»



Вешняков Роман Вячеславович,
приборист
ООО «КИНЕФ»



Смирнова Анна Евгеньевна,
руководитель направления
«Беспроводные технологии» в Европе
и странах СНГ,
Эмерсон

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ПЕРЕДОВОЙ ОПЫТ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ КИП НА ОСНОВЕ БЕСПРОВОДНОЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ НА ПРЕДПРИЯТИИ ООО «КИНЕФ»

THIS ARTICLE DEALS WITH THE BEST PRACTICES OF THE CONSTRUCTION OF THE DIAGNOSTIC SYSTEM OF THE INTELLIGENT CONTROL AND MEASUREMENT INSTRUMENTS BASED ON WIRELESS DATA TRANSMISSION AT LLC "KINEF"

Ключевые слова: диагностика, контрольно-измерительные приборы, приборы, датчики, передача данных, технологический процесс.

Рост автоматизации современного производства неизбежно приводит к увеличению количества внедрённых средств КИП, которые в свою очередь должны обеспечивать бесперебойный технологический процесс. В связи с этим отказы датчиков и исполнительных механизмов приводят к нежелательным последствиям, таким как нарушение технологического процесса, увеличение незапланированных простоев технологических объектов и, как следствие, к потере финансовых средств. В настоящее время в ООО «КИНЕФ» используются средства КИП со встроенными функциями самодиагностики, своевременный мониторинг которых позволит предотвратить основную часть отказов.

Выходным сигналом современных интеллектуальных датчиков, используемых на предприятии ООО «КИНЕФ», является аналоговый токовый сигнал 4–20 мА с наложенным на него цифровым сигналом в виде частотной модуляции. Цифровой сигнал передает диагностическую информацию в режиме реального времени. Таким образом, для обеспечения более надёжной эксплуатации средств КИП остаётся только принять и структурировать эти данные. Эта цифровая часть обеспечивает не только более качественную обработку значений сигналов, но и организацию обмена данными через сетевые каналы,

которые в настоящий момент не задействованы.

Для реализации системы диагностики представители службы КИП ООО «КИНЕФ» обратились в отдел АСУТП с предложением приёма диагностических данных с датчиков и последующей её обработкой. Но, по причине загруженности серверов, от данной схемы реализации пришлось отказаться. Исходя из сложившейся ситуации, для решения данной проблемы было предложено использовать современные беспроводные технологии. Таким образом, стало возможным создать систему диагностики средств КИП на основе беспроводной передачи данных.

Современные средства КИП

В процессе эксплуатации интеллектуальные приборы выполняют анализ своей работы: при возникновении различных сбоев, нарушений и неисправностей фиксируют место их возникновения и причину, анализируют работу базы данных датчика, рассматривают правильность учета факторов, корректирующих выходные показания прибора. Прибор может выдавать до тридцати различных сообщений, конкретизирующих текущие особенности его работы и резко облегчающих и ускоряющих его обслуживание. Анализ этих сообщений позволяет точно спланировать работу по

обслуживанию средств КИП и, при необходимости, оперативно вмешаться в их работу.

Информация, выдаваемая датчиком об отдельных его неисправностях, подразделяется на два типа:

- некритическая информация, когда датчик требует определенного обслуживания, но измеряемые им значения могут использоваться для управления;
- критическая информация, когда выходные данные датчика неверны, и либо требуется немедленное вмешательство технологического персонала по приостановке использования его показаний, либо сам датчик переводит свой выход в постоянное безопасное, для управления процессом, значение и сообщает о необходимости срочного обслуживания.

Из этого следует, что датчики с функцией самодиагностики сообщают не только о уже возникших сбоях и неисправностях, но и выдают прогноз по их возможной некорректной работе и дают рекомендации по их техобслуживанию. Сейчас информация об ошибках используется в малой степени, только при подключении к прибору.

Сегодня на предприятии ООО «КИНЕФ» основная часть датчиков имеет функцию самодиагностики. На РСУ принимается только параметр измеряемой величины, при этом вся дополнительная информация не используется.

Для анализа и диагностики приборов необходимо провести ряд действий:

- обработку дополнительных сигналов или дополнительных величин, которые не входят в цепь передачи измерительного сигнала;
- анализ и установку предельных значений параметров сигнала для установленных условий применения;
- применение избыточности информации, учитывающую известные соотношения между сигналами нескольких датчиков или их связь с параметрами модели контролируемого технологического процесса.

Дополнительный анализ информационных параметров может выявить отказы, а также грубые дефекты в работе датчиков и в ряде случаев позволяет заблаговременно диагностировать неисправность оборудования.

Интеллектуальные средства измерения на предприятии ООО «КИНЕФ»

Основные приборы, используемые на предприятии:

Датчики давления Rosemount 3051S диагностируют:

- кавитацию насосов,
- закупорка импульсных линий
- проблемы токовой петли,
- попадание влаги в клеммный отсек,
- нестабильность источника питания.

Радарные и волноводные уровнемеры Rosemount 5400 (рис. 1) диагностируют:

- сила эхосигнала,
- отношение сигнал/шум,
- качество работы,
- диагностика состояния зонда (или антенны).

РИС. 1. Радарный уровнемер 5400 с преобразователем Rosemount 775



Ультразвуковые расходомеры. Диагностируют:

- скорость звука в среде,
- скорость звука в измеряемой среде,
- соотношение сигнал / шум,
- уровень усиления сигнала,
- сообщения о состоянии и диагностическая информация в соответствии со стандартом NAMUR NE 107 (состояние электроники, процесса измерения и параметров настройки)

РИС. 2. Клапаны с интеллектуальными электропневматическими позиционерами FIELDVUE DVC



Клапаны с интеллектуальными электропневматическими позиционерами FIELDVUE DVC (рис. 2). Могут диагностировать:

- положение клапана,
- пониженное давление питания,
- передавать дискретные сигналы ошибок, таких как ошибка хода клапана, превышение заданного количества циклов, ошибка сенсора давления питания и давления подачи в привод.

Кроме этого есть возможность настроить предупреждения о 43 различных ошибках. Передача информации о температуре внутри самого позиционера позволяет косвенно определить работоспособность и состояние системы обогрева клапана, и тем самым предотвратить возможные отказы при низких температурах.

РЕКЛАМА

Организация потока данных от полевого КИП: реализация по HART протоколу

Для организации передачи данных от полевого КИП по HART протоколу необходима дополнительная настройка контроллеров системы управления для сбора динамических переменных по HART протоколу и до трех дополнительных функциональных блоков AI (входа-выхода) на один модуль управления. При этом могут потребоваться дополнительные лицензии для системы управления и, как правило, нет возможности считать флаги состояния полевого оборудования.

В виду множества проблем, связанных с передачей динамических данных, стал вопрос об альтернативном пути их передачи.

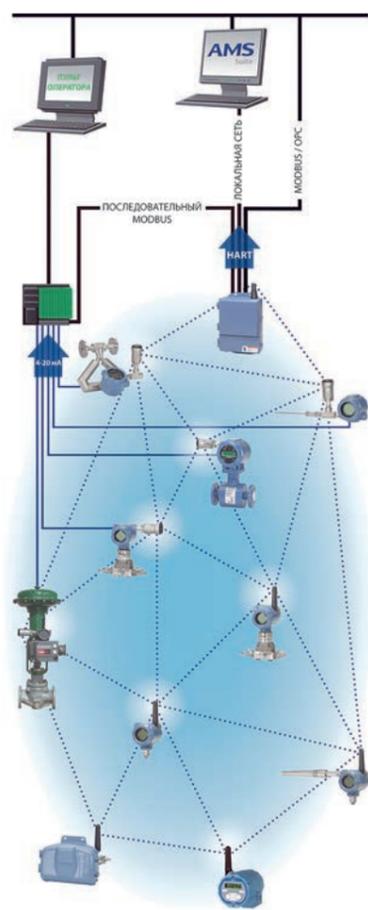
WirelessHART – это стандарт, расширяющий возможности связи с полевыми устройствами. Широкий спектр устройств можно комбинировать и подключать к одной сети, а традиционные проблемы беспроводной связи, такие как ограниченная область охвата и невысокая надёжность были сведены к минимуму. Все приборы работают одновременно как передатчики и как повторители, тем самым увеличивая количество путей сигнала к приёмнику. При потере одного пакета данных используется альтернативный пакет, чтобы обеспечить успешную передачу данных.

ООО «КИНЕФ» для реализации системы диагностики использует беспроводную технологию передачи данных. Таким образом, получается беспроводная сеть на базе проводных и беспроводных полевых приборов (рис. 3), которая будет передавать основную переменную по проводам, а дополнительные по беспроводной сети, тем самым решая проблемы, связанные с организацией и обработкой информации.

Организация потока данных от полевых датчиков по беспроводной сети, WirelessHART:

- динамические переменные и дискретные сигналы состояния передаются по беспроводной сети;

РИС. 3. Беспроводная сеть на базе проводных и беспроводных полевых приборов



- промышленный протокол WirelessHART позволяет считать динамические переменные и флаги состояния;
- данные собираются на шлюзе 1420 и доступны для последующей обработки по протоколам OPC, Modbus TCP, Modbus RTU;
- визуализация данных может быть реализована в ПО систему управления, накопление истории и более подробное отображение может быть реализовано на вспомогательных рабочих станциях с любой SCADA.

Основные элементы для создания беспроводной сети

Основные элементы для создания беспроводной сети на ООО «КИНЕФ»:

- Беспроводной шлюз для сбора данных от беспроводных полевых приборов и последующую интеграцию этих данных в систему верхнего уровня.

- Преобразователь сигнала Rosemount 775 HART в беспроводной WirelessHART.

SCADA-системы, алгоритмы диагностики приборов

Визуализация данных может быть реализована в ПО системы управления, накопление истории и более подробное отображение может быть реализовано на вспомогательных рабочих станциях с любой SCADA.

Для организации динамического обмена данными используется рабочая станция, которая подключается к шлюзу через Ethernet. Шлюз имеет два порта связи Ethernet. Эти соединения могут использоваться для доступа к веб-интерфейсу шлюза и для связи по протоколам Modbus TCP, OPC, AMS Wireless Configurator и HART TCP.

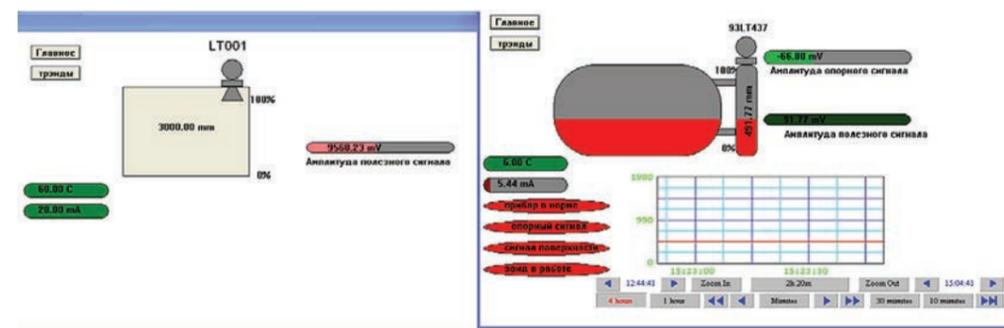
Для создания системы диагностики используется передача по OPC-протоколу. Для этого устанавливается OPC-сервер на рабочую станцию (ПК), с помощью которой будет производиться опрос полевых датчиков. Тем самым будут передаваться данные, полученные от шлюза на верхний уровень (например, в SCADA InTouch, Citect).

Сервер OPC является наиболее широко используемым в промышленной автоматизации. Он обеспечивает обмен данными (запись и чтение) между клиентской программой и физическими устройствами. Данные состоят из трех полей: значение, качество и временная метка. Параметр качества данных позволяет передать от устройства клиентской программе информацию о выходе измеряемой величины за границы динамического диапазона, об отсутствии данных, ошибке связи и другие.

Программные системы и пакеты прикладных программ, обеспечивающие работу компьютерных операторских станций, в литературе получили наименование «SCADA-программы» (аббревиатура «SCADA» означает «Supervisory Control and Data Acquisition» – «сбор данных, наблюдение и управление»).

Средства визуализации – одно из базовых свойств SCADA – систем. В каждой из них существует графический

РИС. 4. Реализация диагностики уровнемера в SCADA системе InTouch



объектно – ориентированный редактор с определенным набором анимационных функций. Используемая векторная графика дает возможность осуществлять широкий круг операций над выбранным объектом. Предлагается использование SCADA системы InTouch.

Для системы диагностики средств КИП созданы алгоритмы по контролю полевых приборов, таких как датчик давления, уровнемер, клапана и датчик расхода. С последующей реализацией в SCADA системе InTouch.

Диагностика датчика давления. При диагностике датчика давления информация о его состоянии принимается дистанционно. Актуальна температура корпуса датчика, это позволяет контролировать обогрев, тем самым предотвратить замерзание прибора в холодное время года, а также дискретные сигналы об ошибках, таких как проблема токовой петли, попадание влаги в клеммный отсек, нестабильность источника питания и ошибка сенсора. В новых датчиках давления появилась функция диагностики закупорки импульсных линий, которую можно реализовать в алгоритме, тем самым своевременно обнаружить их загрязнение.

Алгоритм диагностики расходомера. Контролируя сигналы о состоянии сенсора, такие как сигнал-шум, усиление сигнала, проводимость способствует выявлению проблем на ранней стадии. Также получаемая информация о температуре электроники, состоянии токовой петли, нестабильность источника питания облегчает обслуживание приборов. В дополнение к этому на предприятии ООО «КИНЕФ»

будет проводиться балансовый расчет с расходомеров. Будут использоваться данные с нескольких приборов, стоящих на одном трубопроводе, при этом будет сверяться сумма приходящего и уходящего продукта.

Алгоритм диагностики уровнемера. При диагностике уровнемера актуальными данными являются: мощность сигнала опорного импульса, мощность полезного сигнала (от поверхности измеряемого продукта), качество сигнала и температура корпуса прибора. Следующие дискретные сигналы ошибок: состояние прибора, состояние опорного сигнала, поверхности, зонда. Мониторинг этой информации позволит заблаговременно увидеть тенденцию уменьшения опорного сигнала, связанного с образованием конденсата под фланцем или уменьшения полезного сигнала, связанного с попаданием грязи в выносную камеру, тем самым даст нам время на устранение проблемы. Ниже приведена реализация диагностики уровнемера в SCADA системе InTouch (рис. 4).

Алгоритм диагностики клапана. Актуальными данными являются: токовый выход, давление воздуха питания, задание на клапан, положение клапана. При этом будет производиться сравнение хода клапана с заданием. Следующие дискретные сигналы ошибок: отказ прибора, ошибка сенсора хода, ошибка сенсора давления, ошибка ПЗУ. Мониторинг этой информации позволит заблаговременно увидеть рассогласование клапана, залипание клапана, выход из строя электропневматического позиционера, разрыв (пропуск) мембраны исполнительного механизма, это даст время на устранение проблемы. Также

контроль давления на позиционере выявит проблему отсутствие воздуха КИП. В SCADA системе реализовано множество функций, такие как: сигнализация при определенном значении, цветовая сигнализация, выбор диапазон измеряемого параметра.

Заключение

Созданная система диагностики работы интеллектуальных средств КИП ООО «КИНЕФ» с применением беспроводных технологий позволяет оперативно выявлять предаварийные ситуации, связанные с отказом средств КИП. Гибкость системы позволяет использовать «широкую» линейку средств КИП различных производителей. Важным результатом работы стало создание безопасных и комфортных условий работы обслуживающего персонала. Графический интерфейс системы представляет информацию о процессе в удобном виде и обеспечивает быстрое освоение системы обслуживающим персоналом. ●

KEY WORDS: diagnostics, instrumentation, devices, sensors, data transmission, process technology.



Компания Эмерсон
г. Москва, ул. Дубининская, 53, стр. 5
Т: +7 (495) 995-95-59
Info.Ru@Emerson.com

Промышленная группа «Метран»
г. Челябинск, Новоградский пр., 15
Т: +7 (351) 799-51-52
Info.Metran@emerson.com

ЦИФРОВЫЕ И УНИВЕРСАЛЬНЫЕ:

Новые мобильные устройства в техническом обслуживании

ПРОМЫШЛЕННЫЕ СМАРТФОНЫ, МОБИЛЬНЫЕ КОМПЬЮТЕРЫ И ПЛАНШЕТЫ ДЕЛАЮТ ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПРОЩЕ, БЕЗОПАСНЕЕ И ЭФФЕКТИВНЕЕ. В ОТВЕТ НА ЭТОТ ЗАПРОС КОМПАНИЯ BARTEC ДЕЛАЕТ НОВЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ В СЕКТОРЕ МОБИЛЬНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ЗОН С ПОВЫШЕННЫМ РИСКОМ. ОДНАКО КАКОЕ РЕШЕНИЕ ПОДХОДИТ ДЛЯ ЭТИХ ЦЕЛЕЙ?

INDUSTRIAL SMARTPHONES, MOBILE COMPUTERS AND TABLETS ARE MAKING MAINTENANCE SIMPLER, SAFER AND MORE EFFICIENT. IN RESPONSE TO THIS DEMAND, BARTEC IS MAKING ADVANCES IN THE ENTERPRISE MOBILITY SECTOR IN HAZARDOUS AREAS. BUT WHAT SOLUTION IS SUITABLE FOR WHAT PURPOSE?

Ключевые слова: *мобильные промышленные устройства, обрабатывающая промышленность, мобильный офис, беспроводные устройства, навигационные устройства.*



Надир Галмуши,
Управляющий директор
по автоматизации и
системам связи

Обслуживание представляет собой вопрос доверия – в особенности это касается работы в зонах с повышенным риском. Однако в данный момент все сильнее ощущается недостаток квалифицированных специалистов, которые способны устранить отклонения от норм быстро и компетентно. Независимо от этого требования к качеству и производительности в обрабатывающих отраслях промышленности продолжают возрастать. Этот дисбаланс невозможно устранить без

цифровых помощников, которые шаг за шагом проводят персонал через различные фазы технологического процесса и открывают новые возможности для взаимодействия, передачи данных и сервиса внутри данного сектора.

Планшеты и мобильные компьютеры для зон повышенного риска

Требования, которые определяют сценарии технического обслуживания в будущем, иллюстрируются промышленными планшетами и мобильными компьютерами новой серии BARTEC – Lumen X. Устройства Android, которые выпускаются в исполнении класса защиты IP65, с 4-х или 7-ми дюймовыми дисплеями и сертифицированы даже для использования военными (стандарт MIL-STD-810G), особенно хорошо подходят для приложений, предназначенных для работы в особо экстремальных зонах, например, в диапазоне температур от -20°C до +50°C. С емкостных дисплеев, пригодных для использования на солнце, можно читать тексты даже в условиях плохой освещенности, а работать с ними можно даже в рабочих перчатках.



РЕКЛАМА



Чрезвычайно важные функции для использования при техническом обслуживании: встроенный сканер штрих-кодов или RFID/NFC и, само собой разумеется, беспроводное соединение через Bluetooth, WLAN, подвижную радиосвязь.

Общение и навигация на месте эксплуатации

С целью достижения как можно более широкого спектра приложений, Lumen X4 и X7 располагают, наряду с четырехъядерным процессором, переднюю и заднюю камеру для видеоконференций и фото-документирования. В качестве части так называемого удаленного сервиса оператор может напрямую подключиться к пункту управления или к локально удаленному специалисту. Более того, в этих устройствах встроен очень точный приемник GPS для ориентирования и навигации по крупным промышленным и химическим предприятиям. Литий-полимерный аккумулятор с улучшенными рабочими характеристиками, который даже можно заменить во время работы без использования специального инструмента, обеспечивает более 20 работ в смешанном цикле и до 800 часов в ждущем режиме.

Для безбумажного обслуживания требуется...

Одним из наиболее существенных отличий современных мобильных

компьютеров для технического обслуживания является огромное количество приложений, которые существовали в потребительском секторе, а затем стали доступны также и для профессионалов; это касается, прежде всего, веб-браузера, но включает и электронную почту, календарь и приложения для камеры. Универсальный инструмент такого рода позволяет сократить работу, упростить и усовершенствовать безбумажное документирование при выполнении процедур обслуживания. Тем не менее, приемлемое решение также требуется для управления заказами. В этом отношении устройства BARTEC поддерживают интеллектуальную бизнес платформу iTiZZiMO, которая шаг за шагом направляет персонал через весь технологический процесс при помощи мобильных конечных устройств и, при необходимости, устанавливает видеосвязь с удаленным сервисом.

... беспроводная интеграция с ERP

Благодаря хорошей совместимости с системами управления товарными запасами, расходные части со склада могут быть теперь заказаны непосредственно с места эксплуатации. Фото и видео, создаваемые в необходимых количествах на каждой стадии обслуживания, автоматически закрепляются за каждым

наряд-заказом на выполнение работ, а затем передаются на хранение в систему планирования ресурсов предприятия (ERP). При необходимости интеллектуальная платформа запускает последующую процедуру, например, обновления данных, инициирования счета-фактуры или повторного запуска в эксплуатацию. Необходимые для этого правила и приложения для технического обслуживания легко компилируются из предварительно сконфигурированных микросхем. Благодаря различным встроенным функциям и интерфейсам к различным системам ИТ, специальные приложения для технического обслуживания могут быть реализованы в 10 раз быстрее чем при обычной работе с программированием.



Планшетные ПК системы: мобильный офис

Для того, чтобы реализовать потенциальную экономию средств в зависимости от цели приложения, портфолио компании BARTEC содержит также смартфон Impact X на базе Android, камеру для шлема Orbit X Wi-fi, к которому она может быть подключена, а также систему для ПК Agile X на базе Windows. Последняя сертифицирована для ATEX (зона 2) и UL (класс 1, раздел 2) и, благодаря опционному датчику, сканеры RFID и штрих-кодов становятся доступными не только для специальных сценариев технического обслуживания, но также для мобильного офиса. Таким образом, инженеры получают возможность в любой момент перенести свою привычную рабочую обстановку в опасные зоны – включая Microsoft Outlook, Word, Excel или Access – и визуализировать прямо на месте эксплуатации проектные



чертежи и монтажные схемы. При возвращении в офис Agile X конвертирует данные обратно в ПК при помощи опционной док-станции и соответствующей периферии.

Эффективный менеджмент на месте эксплуатации

Наряду со всем перечисленным, использование планшетных ПК системы от компании BARTEC значительно упрощает менеджмент на месте эксплуатации. Специально разработанный модем HART позволяет считывать данные с полевых устройств и производить параметризацию независимо от системы управления. Более того, благодаря дополнительным подключаемым модулям персонал технического обслуживания имеет возможность переходить из неопасных в опасные зоны. В качестве примера, можно привести ситуацию, когда выполняются, скажем, измерения потока нефтепродукта на нефтеперерабатывающем заводе, а затем производится анализ на установке для очистки сточных вод с использованием того же самого устройства и в пределах того же самого маршрута. Операционная система Windows предоставляет выбор из широкого диапазона программного обеспечения общего назначения и промышленных стандартов, таких как FDT/DTM.

Менеджмент мобильных устройств

Чем больше конечных мобильных устройств используется на местах эксплуатации технологического

оборудования, тем важнее становится их управление. Чтобы иметь возможность реализовать всеобъемлющее управление, включая видеоконференции и инсталляции видеокамер, а также обеспечить эффективный удаленный менеджмент, BARTEC предлагает приложение для масштабируемого управления мобильным устройством Collaboration X. Дополнительные сервисы облачных хранилищ позволяют обеспечить более надежное хранение, а также менеджмент графических файлов и видео. Будучи провайдером полного спектра сервисов для мобильного предприятия, компания BARTEC, тем не менее, предоставляет также и беспроводное оборудование, необходимое для подключения к сетям и облачным сервисам, обеспечивая безопасные защищенные точки доступа и антенны для опасных зон.

Поэтапная реализация

Однако каким образом могут себе позволить себе такое обновление предприятие и его сотрудники на самом деле? Такое предприятие как Paralube Germany, представляющее собой инновационного производителя высококачественных специальных продуктов на основе масел, расположенная в Саксонии-Ангальт (земля в составе Германии), полагает, что мобильность предприятия является средством достижения всеобъемлющего контроля технологического процесса и рассматривает в этих целях

три возможности оптимизации. Во-первых, WiFi камеры для шлемов должны использоваться с тем, чтобы фотографии и видео с высоким разрешением могли документироваться также и в зонах с повышенным риском. Затем, мобильный документооборот и передача данных с места эксплуатации оборудования улучшается при помощи защищенных смартфонов и планшетов, пригодных для работы в опасных зонах, подключенных к системе ERP предприятия. Наконец, должны быть доступны видеоконференции с пунктом управления или внешним специалистом с тем, чтобы принимаемые решения и вмешательство в работу оборудования можно было бы произвести быстро и безошибочно.



Тщательно продуманная мобильная стратегия предприятия позволяет осуществить долговременную оптимизацию периодического и специального обслуживания технологического оборудования, однако при этом также делает работы по техническому обслуживанию, ремонту и обучению в зонах с повышенным риском более безопасной и более эффективной. Это позволяет, в конечном счете, не только уменьшить ошибки вследствие нехватки квалифицированных специалистов, но также, что намного более важно, повысить безопасность, улучшить качество технологического процесса и увеличить производительность. ●

KEY WORDS: *mobile industrial devices, manufacturing, mobile office, wireless devices, navigation device.*

BARTEC

BARTEC Россия
Волковское шоссе, вл. 5А, стр. 1
141006, Мытищи, Россия
Тел.: +7 495 249 0542
mail@bartec-russia.ru
www.bartec-russia.ru

Менеджер по продукту:
Антон Раковский



Совместно с:
HydroVision
RUSSIA

СТАНЬТЕ УЧАСТНИКОМ КРУПНЕЙШЕГО В РОССИИ МЕЖДУНАРОДНОГО МЕРОПРИЯТИЯ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА 25-27 октября 2016

ЭКСПОЦЕНТР, МОСКВА, РОССИЯ

POWER-GEN Russia, совместно с HydroVision Russia, предлагает прекрасные возможности для расширения бизнеса, встреч с новыми партнерами, поставщиками и наиболее влиятельными профессионалами отрасли.



На протяжении трех дней в рамках мероприятия POWER-GEN Russia будет проводиться выставка мирового уровня при участии выдающихся организаций международного энергетического сектора. Параллельно с выставкой пройдет дающая почву для размышлений конференция с программой по двум направлениям, во время которой проведут презентации ведущие специалисты отрасли.

В 2016 году на главном событии электроэнергетического рынка POWER-GEN Russia будет также представлен сектор локального рынка электроэнергетики России. Новая расширенная тематика позволит в рамках традиционной и признанной выставки обратить внимание большего числа российских представителей нефтехимического, нефтегазового и агропромышленного секторов и рынка стали на проблему локального производства. Именно для этих индустрий локальный рынок становится новым активно развивающимся трендом, объединяющим всех участников в взаимовыгодном обмене опытом, а также открывает возможности для совместного ведения бизнеса.

Для получения информации об участии в выставке со стендом и спонсорских возможностях на POWER-GEN Russia посетите сайт www.powergen-russia.com или свяжитесь с:

Россия:
Гилберт Вейр мл.
Тел.: +44 (0) 1992 656 617
Эл. почта: GilbertB@pennwell.com

Все страны:
Леон Стоун
Тел.: +44 (0) 1992 656 671
Эл. почта: leons@pennwell.com

Обратите внимание:
НОВАЯ ДАТА МЕРОПРИЯТИЯ

Собственник и организатор



Представлены



В партнерстве



При поддержке



ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ для нефтегазовой промышленности

В СВЕТЕ СЛОЖИВШЕЙСЯ ПОЛИТИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ ВСЕ БОЛЬШЕ РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ СКЛОНЯЮТСЯ К ВЫБОРУ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СВОЕГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА. НЕ ПОСЛЕДНЮЮ РОЛЬ В ЭТОМ СЫГРАЛ ТОТ ФАКТ, ЧТО ВОЗМОЖНОСТЬ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ЗНАЧИТСЯ В ПЕРЕЧНЕ ПОРУЧЕНИЙ ПРЕЗИДЕНТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В.В. ПУТИНА О ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ МЕРАХ ПО СТИМУЛИРОВАНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РОСТА. НЕКОТОРЫЕ СКЕПТИКИ И ПО СЕЙ ДЕНЬ СОМНЕВАЮТСЯ В ВОЗМОЖНОСТЯХ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ В ЧАСТИ ПРОИЗВОДСТВА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НУЖД НЕФТЕГАЗОВОЙ И ХИМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛЕЙ. НО ЭТИ СОМНЕНИЯ МОЖНО СМЕЛО НАЗВАТЬ НЕОБОСНОВАННЫМИ. УЖЕ МНОГО ЛЕТ В НАШЕЙ СТРАНЕ УСПЕШНО РАБОТАЮТ КОМПАНИИ, ЧЬЯ ПРОДУКЦИЯ СОСТАВЛЯЕТ КОНКУРЕНЦИЮ ЗАРУБЕЖНЫМ ПРОИЗВОДИТЕЛЯМ НЕ ТОЛЬКО В НАШЕЙ СТРАНЕ, НО И ЗА РУБЕЖОМ

IN LIGHT OF THE CURRENT POLITICAL AND ECONOMIC SITUATION, MORE AND MORE RUSSIAN COMPANIES TEND TO CHOOSE DOMESTIC PRODUCTS FOR THEIR MANUFACTURING PROCESS. IT HAS BEEN DUE IN NO SMALL PART TO THE FACT THAT THE ABILITY OF THE IMPORT SUBSTITUTION IS ON THE LIST OF ASSIGNMENTS OF V.V. PUTIN, PRESIDENT OF THE RUSSIAN FEDERATION, ON ADDITIONAL MEASURES TO STIMULATE ECONOMIC GROWTH. SOME SCEPTICS STILL DOUBT THE CAPABILITY OF THE DOMESTIC INDUSTRY, INCLUDING THE CAPABILITY TO PRODUCE HIGH-TECH EQUIPMENT FOR OIL AND GAS AND CHEMICAL INDUSTRIES. HOWEVER, THESE CONCERNS CAN BE CONSIDERED UNREASONABLE. FOR MANY YEARS NOW, THE COMPANIES WHOSE PRODUCTS ARE REGARD AS A COMPETITOR TO FOREIGN PRODUCERS NOT ONLY IN OUR COUNTRY BUT ALSO ABROAD ARE SUCCESSFULLY OPERATING IN OUR COUNTRY

Ключевые слова: импортозамещение, контрольно-измерительные приборы, расходомеры, ТЭЦ, ГЭС, водоканалы, тепловые сети.

Елена Алифирова

Neftegaz.RU

«Взлет» – группа компаний федерального масштаба, ведущий отечественный разработчик, производитель и поставщик приборов и систем учета расхода жидкостей, газа и тепловой энергии. Начав свою деятельность в 1990 году, компания за прошедшие четверть века аккумулировала свои интеллектуальные компетенции и запатентованные уникальные разработки, которые позволяют предприятию успешно реализовывать проекты различной сложности для транснациональных энергетических компаний, крупнейших ресурсоснабжающих организаций России (ТЭЦ, ГЭС, Водоканалы, Тепловые сети), предприятий ЖКХ РФ и стран СНГ.

В числе заказчиков ГК «Взлет» в течение многих лет присутствуют предприятия реального сектора российской экономики, куда входят крупнейшие нефтегазовые компании, предприятия химической и атомной промышленности. Группа компаний «Взлет» имеет официальную аккредитацию для работы на объектах ОАО «Газпром», ОАО «Лукойл», ОАО «Роснефть». Высокая культура производства и

ответственный подход к бизнесу позволяют предприятию успешно конкурировать в ключевых отраслях экономики с ведущими западными производителями и поставщиками.

Современный и мощный производственный потенциал, сервисная поддержка международного уровня и активная позиция в построении цивилизованных отношений на рынке определяют стабильность бизнеса ГК «Взлет», подтверждая репутацию надежного и солидного партнера.

Приборы учета энергоресурсов «Взлет»

Приборы производства ГК «Взлет» разработаны в соответствии с учетом их дальнейшей эксплуатации в непростых климатических и иных условиях нашей страны. Реализуемая политика системы качества позволяет продукции Компании по техническим характеристикам не только не уступать зарубежным аналогам, но и по некоторым параметрам превосходить их, при этом оставаясь конкурентоспособными по цене. Оборудование «Взлет» давно зарекомендовало себя и успешно эксплуатируется в газовой, нефтяной, химической и атомной

промышленности, энергетике и ЖКХ. Передовая система производства ГК «Взлет» позволяет модифицировать выпускаемую продукцию под специфические требования заказчиков.

Приборы и системы учета «Взлет», рассчитанные на бесперебойную эксплуатацию в экстремальных условиях, гарантированно обеспечивают точность и достоверность показаний. Все приборы «Взлет» также имеют многоуровневую систему защиты от несанкционированного доступа и фальсификаций, отвечающую самым современным стандартам на рынке.

Регулярная разработка новых образцов продукции и непрерывное совершенствование имеющихся линеек приборов позволяет ежегодно предлагать заказчикам оптимальные решения в области учета топливно-энергетических ресурсов.

Линейка «Взлет ТЭР»

Электромагнитный расходомер «Взлет ТЭР» предназначен для точного и стабильного измерения расхода, и объема различных жидкостей (в том числе агрессивных) в технологических процессах промышленных предприятий.

Присутствует влагозащищенное и взрывозащищенное исполнения, которые сегодня широко востребованы заказчиками нефтяной и газовой сферы. «Взлет ТЭР» выпускается также в уникальном исполнении для предприятий атомной промышленности (Госкорпорация «Росатом»), которые уже много лет являются постоянными клиентами и партнерами Группы компаний «Взлет». «Взлет ТЭР» способен сохранять достоверность показаний расхода различных жидкостей в диапазоне температуры окружающей среды от -25 до 70°C.

Линейка «Взлет МР»

Ультразвуковой расходомер-счетчик «Взлет МР» предназначен для измерения объемного расхода и объема реверсивных потоков различных жидкостей (в том числе кислот, щелочей, нефтепродуктов и сточных вод) в различных условиях эксплуатации, в том числе и во взрывоопасных зонах.



«Взлет МР» исполнение УРСВ-22хц ППД:

Расходомер-счетчик ультразвуковой предназначен для измерения среднего объемного расхода и объема минерализованной и пресной воды в трубопроводах высокого давления на нефтепромыслах. Основная сфера применения – системы поддержания пластового давления. Применяемые в конструкции прибора УРСВ-22хц специальные материалы обеспечивают высокую надежность работы и достоверность показаний в течение всего срока эксплуатации.

«Взлет МР» исполнение УРСВ-5хх ц:

Применяемые технологии цифровой обработки сигнала упрощают настройку прибора на объекте и пусконаладочные работы, а

высокая помехозащищенность расходомера обеспечивает его надежную работу. Возможна поставка расходомера с датчиками различного исполнения (накладные, врезные и иммерсионные), а также с измерительными участками.

«Взлет МР» исполнение УРСВ-733 Ex:

Специализированный цифровой расходомер Предназначен для измерения среднего объемного расхода и объема реверсивных потоков различных жидкостей (горячей, холодной, кислот, щелочей, пищевых продуктов, нефтепродуктов и т.д.) в одном напорном трубопроводе в сложных условиях эксплуатации, в том числе во взрывоопасных зонах, в металлургии, для оперативного учета нефтепродуктов, химической промышленности и т.д. Имеет моноблочную конструкцию и многолучевую схему зондирования потока, которая обеспечивает высокую точность измерения. Одна из отличительных особенностей прибора – возможность эксплуатации сразу после установки, без дополнительной настройки

Линейка «Взлет ВРС»

Вихревой расходомер-счетчик ВРСГ предназначен для измерения расхода и объема агрессивных и неагрессивных газов (в том числе попутного нефтяного газа) в рабочих и стандартных условиях, а также для определения массы и энергосодержания газа. Выпускается в нескольких исполнениях – общепромышленное, взрывозащищенное, кислородное. Вычисление параметров природного газа производится в соответствии с действующими ГОСТ.

Теплосчетчик-регистратор «Взлет ТСП-М» исполнение ТСП-027

Высокоэффективный прибор «Взлет ТСП-М» (ТСП-027) на базе тепловычислителя «Взлет ТСПВ» предназначен для измерения, индикации, регистрации параметров теплоносителя и тепловой энергии, а также других параметров в 3-х независимых трубопроводных системах при общем количестве трубопроводов до 6-ти в сложных условиях эксплуатации. Оснащен многоуровневой системой защиты от несанкционированного доступа. Имеет возможность

гибкой программной настройки конфигурации измерительной схемы, и доработана возможность удаленной корректировки текущего времени от внешнего сервера, что упрощает обслуживание прибора при длительной эксплуатации. Существует специальное исполнение теплосчетчика-регистратора для сложных условий эксплуатации с упрощенной настройкой.

Внесен в отраслевой каталог средств измерений ОАО «Газпром».



Компания «Взлет», находясь на острие научно-технического прогресса, непрерывно совершенствует свою продукцию и расширяет сферу влияния на рынке. Продукция ГК «Взлет» сегодня обеспечивают достоверный учет энергоресурсов не только на территории РФ, но также применяется при реализации различных проектов в странах Европы, Азии и Латинской Америки. В частности, приборами «Взлет» оснащены предприятия атомной промышленности Казахстана, Беларуси, Ирана и Индии, что подтверждает не только заявленные метрологические характеристики, но и высокую надежность продукции производства ГК «Взлет». ●

KEY WORDS: import substitution, instrumentation, flow meters, CHP, hydro, Water, Heat networks.



Группа компаний «Взлет»
198097, г. Санкт-Петербург,
ул. Трефолева, д. 2 БМ
Тел.: 8 (800) 333-888-7
E-mail: mail@vzljot.ru
www.vzljot.ru

ХРАНИТЕ САМОЕ ЦЕННОЕ В БАНКЕ... ДОКУМЕНТОВ



РЕКЛАМА

АРХИВЫ СОБСТВЕННЫХ ОРГАНИЗАЦИОННО-РАСПОРЯДИТЕЛЬНЫХ, НОРМАТИВНЫХ, ТЕХНИЧЕСКИХ, СПРАВОЧНЫХ И ДРУГИХ ДОКУМЕНТОВ СРЕДНЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ ТЭК, БЕЗ УЧЕТА «ОБЩЕЙ» ДОКУМЕНТАЦИИ (ПРАВОВЫХ АКТОВ РФ, ГОСТОВ, ТЕХРЕГЛАМЕНТОВ И Т.Д.), НАСЧИТЫВАЮТ НЕСКОЛЬКО ДЕСЯТКОВ ТЫСЯЧ ЕДИНИЦ. ЧТОБЫ С МАКСИМАЛЬНОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ТАКОЙ ОБЪЕМ ИНФОРМАЦИИ, ОНА ДОЛЖНА БЫТЬ ПЕРЕВЕДЕНА В ЭЛЕКТРОННЫЙ ВИД, ПРАВИЛЬНО СТРУКТУРИРОВАНА И АРХИВИРОВАНА. ДЛЯ ХРАНЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ С ДОКУМЕНТАЦИЕЙ ПРЕДПРИЯТИЯМ НЕОБХОДИМО ВНЕДРЯТЬ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ, ТАКИЕ КАК «ТЕХЭКСПЕРТ: БАНК ДОКУМЕНТОВ». ОНА ИДЕАЛЬНО ПОДХОДИТ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ, ВНЕ ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИХ РАЗМЕРОВ И ОБЪЕМОВ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ БАЗЫ ДОКУМЕНТОВ

ARCHIVES OWN ORGANIZATIONAL AND ADMINISTRATIVE, REGULATORY, TECHNICAL, REFERENCE AND OTHER DOCUMENTS MEDIUM-SIZED ENERGY COMPANIES, EXCLUDING "GENERAL" DOCUMENTATION (LEGAL ACTS OF THE RUSSIAN FEDERATION, STATE STANDARDS, TECHNICAL REGULATIONS, ETC.), THERE ARE TENS OF THOUSANDS OF UNITS. MAXIMUM PERFORMANCE TO USE THIS AMOUNT OF INFORMATION, IT MUST BE TRANSLATED INTO ELECTRONIC FORM, CORRECTLY STRUCTURED AND BACKED UP. FOR STORAGE AND EFFICIENT WORK WITH DOCUMENTS, COMPANIES MUST IMPLEMENT SPECIALIZED SYSTEMS SUCH AS "TECHEXPERT: BANK OF DOCUMENTS". IT IS PERFECT FOR ENTERPRISES OF THE ENERGY SECTOR, REGARDLESS OF THEIR SIZES AND VOLUMES USED BY THE DATABASE DOCUMENTS

Ключевые слова: электронный документооборот, банк документов, нормативные документы, технические документы, ГОСТы.

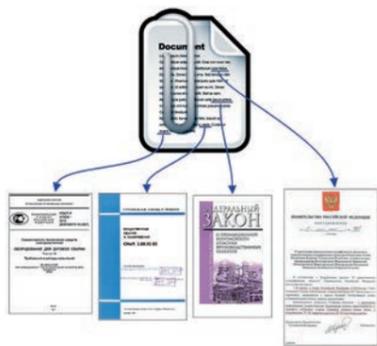
«Банк документов» – специализированное решение по обработке фонда электронных документов, предназначенное для создания корпоративного архива управленческих документов, нормативно-технической документации, различной профессиональной информации и других документов организации в едином информационно-поисковом пространстве с профессиональными справочными системами «Техэксперт».

Данное решение предназначено для всех подразделений предприятий ТЭК, работающих с большими массивами документов, которые необходимо структурировать и предоставить к ним доступ широкому кругу лиц. Прежде всего, это архивы, технические библиотеки, отделы стандартизации, службы делопроизводства, канцелярии, юридические отделы, а также проектно-технические отделы, где происходит аккумулирование всей проектной документации предприятия и ведется разработка проектов производства работ (ППР).

«Банк документов» позволяет создавать автоматизированный

информационный ресурс организации, основные функции которого – подготовка информации для хранения, загрузка информации в базу данных, надежное хранение информации и обеспечение удобного доступа пользователей к ней.

При внедрении данной технологии обязательно учитываются особенности каждого предприятия и при необходимости разрабатываются индивидуальные решения под запросы пользователей.



Банк документов способен объединить в едином пространстве документы предприятия с регулирующими документами федерального, регионального и отраслевого уровней

Возможности «Банка документов»:

1. Формирование и ведение базы данных документов организации.
2. Поиск документов в едином информационном пространстве по значениям их атрибутов и/или контексту, а также использование возможностей интеллектуального поиска – поиск по фразе, составленной на естественном языке. Реализована возможность выбора состава баз для поиска.
3. Результаты поискового запроса выводятся в виде списков.
4. При работе с документом, доступен не только текст, но и важная информация о нем: регистрационная карточка, список документов, которые на него ссылаются и на которые ссылается рассматриваемый документ, прикрепленные файлы к документу.
5. Просмотр файлов, прикрепленных к документам. Файл открывается программой, установленной на рабочих местах пользователей и ассоциированной с расширением файла.
6. Формирование рабочих папок пользователя с документами, отобранными из базы данных.

7. Печать документов из базы данных.
8. Сохранение документов базы данных в текстовый файл формата RTF.
9. Формирование и ведение полномочий пользователей на доступ к информации, разграничение доступа пользователей к информации и защита ее от несанкционированного доступа.
10. Выполнение технологических операций, таких как резервное копирование и переиндексирование базы данных.

Алгоритм формирования

Формирование и ведение базы данных документов предприятия состоит из нескольких этапов. Прежде всего, бумажные документы переводятся в электронный формат для загрузки в базу данных с помощью клиентского программного обеспечения. В качестве встроеного редактора используется MS Word с его возможностями форматирования текста и проверкой правописания. Каждый документ обязательно содержит регистрационную карточку. После того, как электронная версия документа готова, ее загружают в базу данных. При больших объемах производится массовая загрузка документов из файлов в форматах DOC, DOCX, RTF, PDF.

Также к электронной версии документа и другие приложения. Если на предприятии используются профессиональные справочные системы «Техэксперт», то производится их интеграция с «Банком документов». Такое объединение позволяет проставлять гиперсвязи между загруженными документами предприятия и документами из систем «Техэксперт».

После этого производится простановка атрибутов в каждом документе для удобства их дальнейшего поиска, учета и классификации.

Преимущества:

- Интеллектуальный поиск легко находит нужный документ;
- Аннотации к документам позволяют мгновенно оценить документ, даже не открывая его текст полностью;
- Сервис «Документы на контроле» информирует пользователей обо всех изменениях в документах;

- Интерфейс прикладного программирования (API) открывает возможности для интеграции с другими системами предприятия;
- Специальный интерфейс для работы с мобильных устройств: смартфонов, планшетов;
- Обеспечение доступа специалистов к документам с помощью интернет-браузеров или специального клиентского приложения «Техэксперт-Клиент»;
- Удобная аналитическая работа с документацией обеспечивается технологией «Двухоконный режим», предоставляющей возможность изучать смежные материалы одновременно с основным документом;
- Легкая установка, администрирование и интеграция архива в имеющиеся корпоративные информационные ресурсы (веб-сайт, интранет-портал и др.).

Не заменяет, а дополняет СЭД

Многие предприятия используют системы электронного документооборота (СЭД). Однако «Банк документов» решает несколько других задач, а потому путать данные решения не следует.

СЭД нацелены на соблюдение жестких правил и процедур жизненного цикла документа, в то время как «Банк документов» ориентирован на работу с итоговым документом. Приоритетным в СЭД является соблюдение сроков и процедур, а удобство поиска и работы с документом отходит на второй или третий план. «Банк документов», напротив, облегчает поиск и работу с итоговым вариантом документа.

СЭД ориентированы на работу с текстами документов в виде слабо связанных файлов-вложений. «Банк документов» работает напрямую с гипертекстом документа, позволяя проставлять гиперсвязи с другими документами напрямую из текста исходного, в том числе автоматическую расстановку гиперссылок.

СЭД не имеет в своем составе регламентирующих документов федерального и регионального уровней. Сотрудники вынуждены искать тексты законов, постановлений Правительства, ГОСТов, СНиПов в одной системе,

а внутренние документы – в другой, что затрудняет и делает более долгим решение задачи. «Банк документов» позволяет объединить в единое поисковое пространство как документы федерального уровня, так и локальные акты предприятия за счет интеграции с профессиональными справочными системами «Техэксперт».

Установка нужных модулей СЭД и обучение новых сотрудников работе с ней – достаточно затратный процесс, а опубликование и доведение информации до линейного персонала практически невозможно реализовать. Благодаря интуитивно понятному интерфейсу «Банка документов» можно использовать как средство опубликования документов и доведения важной информации до каждого сотрудника предприятия, обладающего компьютером, за минимальное время.

Индексирование текстов документов и обработка поисковых запросов в СЭД происходит на примитивном уровне, что зачастую приводит к тому, что найти нужный документ, не зная его точных атрибутов, крайне сложно. В «Банке документов» поиск информации осуществляется не только по точным совпадениям слов в запросе, но и по словарям словоформ и синонимов, выделяя из запроса вид документа, его номер или дату, что делает поиск гораздо более быстрым и точным.

Таким образом, наиболее эффективной для организации будет являться схема, при которой изначально документы создаются в СЭД, а после всех необходимых процедур, важные из них размещаются в «Банке документов». Такой подход позволяет соблюсти необходимые сроки при разработке документов и предоставить всем специалистам компании возможность удобной работы с итоговыми документами.

Более подробно о «Банке документов» на сайте CNTD.RU.

KEY WORDS: electronic documents, Bank documents, regulatory documents, technical documents, Standards.

ТЕХЭКСПЕРТ

Информационная сеть
«Техэксперт»
8-800-555-90-25
CNTD.RU

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИЗГОТОВЛЕНИЯ РЕЗЬБ НА ТРУБАХ



Хостиков Михаил Заурбекович,
д.т.н., профессор,
кафедра «Стандартизация,
сертификация и
управление качеством
производства нефтегазового
оборудования»,
Российский государственный
университет нефти и газа
(Научно-исследовательский
университет) имени
И.М. Губкина



Агеева Вера Николаевна,
к.т.н., доцент,
заместитель заведующего
кафедрой «Стандартизация,
сертификация и
управление качеством
производства нефтегазового
оборудования»,
Российский государственный
университет нефти и газа
(Научно-исследовательский
университет) имени
И.М. Губкина



Бадамшина Асия Галеевна,
инженер, магистрант,
кафедра «Стандартизация,
сертификация и
управление качеством
производства нефтегазового
оборудования»,
Российский государственный
университет нефти и газа
(Научно-исследовательский
университет) имени
И.М. Губкина

БОЛЬШИНСТВО РЕЗЬБ НА ТРУБАХ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЯВЛЯЮТСЯ КОНИЧЕСКИМИ. В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ ТРУБ ВОЗДЕЙСТВУЮТ СТАТИЧЕСКИЕ И ДИНАМИЧЕСКИЕ ЗНАКОПЕРЕМЕННЫЕ НАГРУЗКИ, ПРИ ЭТОМ ПРОЧНОСТЬ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИИ СНИЖАЕТСЯ ВСЛЕДСТВИЕ ИНТЕНСИВНОГО ИЗНОСА РЕЗЬБЫ. ИССЛЕДОВАНИЯМИ УСТАНОВЛЕН МЕХАНИЗМ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ ПОГРЕШНОСТЕЙ ОБРАБОТКИ НА СТАДИИ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ ПРОЦЕССА РЕЗЬБОТОЧЕНИЯ И ВОЗМОЖНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ ТОЧНОСТЬЮ ФОРМИРОВАНИЯ ДИАМЕТРАЛЬНЫХ РАЗМЕРОВ И ШАГОВ РЕЗЬБ. ОПРЕДЕЛЕН ХАРАКТЕР И СПОСОБ НЕПРЕРЫВНОГО АКТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОЗНИКАЮЩИЕ ПОГРЕШНОСТИ ОБРАБОТКИ РЕЗЬБ НА ОСНОВЕ КОМПЕНСАЦИИ РАДИАЛЬНЫХ И ОСЕВЫХ УПРУГИХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ИНСТРУМЕНТА ПОСРЕДСТВОМ ТЕКУЩЕГО КОРРЕКТИРОВАНИЯ ВЕЛИЧИН ЕГО ПОПЕРЕЧНЫХ И ПРОДОЛЬНЫХ ПОДАЧ

MOST OF THE THREADS ON THE PIPES USED IN THE INDUSTRY ARE CONICAL. DURING OPERATION, THE THREADED TUBE CONNECTIONS ARE AFFECTED WITH STATIC AND DYNAMIC ALTERNATING LOADS, AND AT THAT THE STRENGTH OF THE THREADED CONNECTION DURING ITS OPERATION IS REDUCED DUE TO INTENSIVE WEAR OF THE THREAD. THE STUDIES BEING UNDERTAKEN HAVE DEFINED THE MECHANISM OF OCCURRENCE OF DYNAMIC ERRORS OF HANDLING AT THE STAGE OF THE NON-STATIONARY PROCESS OF THREAD SHARPENING AND THE ABILITY OF CONTROL OVER THE ACCURACY OF DIAMETRICAL SIZES AND THREAD PITCHES FORMATION. THE CHARACTER AND METHOD OF THE CONTINUOUS ACTIVE INFLUENCE ON THE ARISING ERRORS OF THREADS HANDLING WERE DETERMINED BASED ON COMPENSATION OF RADIAL AND AXIAL ELASTIC TOOL DISPLACEMENTS BY CURRENT ADJUSTMENTS OF THE VALUES OF ITS TRANSVERSE AND LONGITUDINAL FEED

Ключевые слова: *резьботочение, погрешности обработки резьб, упругие перемещения инструмента, динамические погрешности резьботочения, компенсация погрешностей обработки.*

Нарезание всех видов конических резьб на трубах нефтяного сортамента осуществляется преимущественно точением и состоит из 3 стадий:

1. Стадия неустановившегося процесса (этап врезания инструмента, – на 1 – 2 витках резьбы, следующих за заходной фаской);
2. Стадия установившегося процесса (процесс нарезания основной части резьбы);
3. Стадия неустановившегося процесса (этап выхода инструмента – последние 1 – 2 витка резьбы перед выходной фаской);

РИСУНОК. а – Размыв ниппеля замка; б – Усталостное разрушение внутренней резьбы муфты



Стадии неустановившихся процессов резьботочения сопровождаются специфическими по характеру силами резания, обуславливающими возникновение размерных погрешностей обработки. Устранению этих погрешностей или управлению ими не было уделено до настоящего времени должного внимания. Вследствие того, что возникающие динамические погрешности не нашли прямых технологических методов и средств устранения, они были признаны правомерными и приняты в прежних и современных официальных нормативных документах на резьбы в качестве допусжений [1, с. 86,87,199,346,347]. Согласно этим допускениям непроходной калибр может навинчиваться на цилиндрическую резьбу на первых двух и последних двух витках (оборотях).

Динамические погрешности стадии неустановившегося процесса резьботочения, обусловлены одновременным изменением осевой (P_x) и радиальной (P_y) составляющих силы резания и изменением соответствующих им упругих отжати технологической системы. В процессе обработки эти погрешности суммируются: ошибки шага и формы профиля резьбы (составляющая P_x) суммируются с ошибками диаметральных размеров резьбы (составляющая P_y).

Для устранения погрешностей обработки необходимо учитывать величины радиальных отжати инструмента при его установке в исходное положение для выполнения каждого продольного прохода, а также учитывать величины осевых отжати инструмента на стадиях врезания и выхода (в пределах первого и последнего оборотов заготовки).

Отжати в результате воздействия осевой составляющей (P_x) силы резания изменяются при врезании резьбового резца от нулевого значения – в начале стадии врезания, до наибольшего значения в середине стадии врезания и затем убывают до нулевого значения – в конце стадии врезания и начале установившейся стадии резьботочения. Вся стадия установившегося процесса протекает при отсутствии осевой составляющей силы резьботочения и осевых отжати инструмента. При выходе инструмента на последнем обороте заготовки осевая составляющая силы резьботочения и осевые отжати инструмента возрастают от нулевого значения в начале стадии выхода инструмента, до наибольшего значения – в середине стадии выхода и затем убывают до нулевого значения – в конце стадии выхода. Величина осевой составляющей силы резьботочения на стадии выхода инструмента соответствует величине осевой составляющей на стадии его врезания [3,6].

Резьба на участке, который считается участком с резьбой полного диаметра, в действительности имеет два неполноценных (по диаметру и шагу) витка резьбы. Брак является скрытым и неконтролируемым (особенно для конических резьб в связи с несуществованием, в принципе, резьбовых непроходных калибров). Этот участок (который считается полнопрофильным) является в действительности скрытым браком по резьбе по диаметральной её точности и шагу, и, следовательно, вероятным очагом возникновения нарушения герметичности резьбового соединения (без герметизирующих стыков и, в ряде случаев с герметизирующими стыками) вследствие уменьшения участка сопряжения резьбовой пары и влияния других факторов технологического и эксплуатационного характера. Следует отметить также, факт образования в этом месте, в собранной резьбовой паре щели в резьбовом сопряжении.

УДК 621.88.082



К отбраковке изделия из-за уменьшения диаметра резьбы на первых одном – двух витках, следующих за фаской, в настоящее время, это не приводит, так как этот брак – скрытый, калибры всех видов (гладкие, рабочие резьбовые для конической резьбы) брак не определяют. Однако существующее допущение в ГОСТах (например, ГОСТ 2016 – Калибры резьбовые. Технические условия, ГОСТ 24672 – Калибры для конической резьбы. Технические условия и др.), позволяющее непроходному калибру навинчиваться на годную резьбу на две нитки (за фаской резьбы изделия) пока, как допущение не находило объяснения (не обнаруживало причинно-следственных связей). Поиск способов устранения этого скрытого брака на первых двух витках, последних двух витках резьбы, следующих за заходной, выходной фаской изделия, – не велся.

Как уже отмечалось, для конических резьб не предусмотрены непроходные калибры и регистрировать этот скрытый брак в производственных условиях не удается. Таким образом, к отбраковке труб скрытый брак по резьбе (диаметру и шагу на упомянутых участках), в настоящее время, не приводит.

Устранение существующих дефектов резьбы, которые представляют собой латентный брак по диаметральным размерам и шагу резьбы, возникающий на стадии неустановившегося процесса вследствие динамических погрешностей обработки, можно выполнить корректированием поперечной и продольной подач резьбового резца на этапах врезания и выхода инструмента на каждом его проходе.

Корректирующая поперечная подача резьбового резца на неустановившихся стадиях каждого из его продольных проходов составляет:

$$S_{ni}^H = S_{ni}^K = t_i - \frac{P_{yi}}{J_y}, \quad (1)$$

где S_{ni}^H – величина изменяемой в течении i-го прохода поперечной подачи на стадии врезания резьбового резца, мм;

S_{ni}^K – величина изменяемой в течении i-го прохода поперечной подачи на стадии выхода резьбового резца, мм;

t_i – нормативно задаваемая величина радиального врезания резьбового резца (нормативная глубина резания для i-го прохода), мм.

Корректирующая продольная подача на середине стадии врезания на каждом проходе составляет:

$$S_{oi}^{c(H)} = P + \frac{P_{xi}}{J_x}, \quad (2)$$

$$S_{oi}^{c(k)} = P - \frac{P_{xi}}{J_x}, \quad (3)$$

где $S_{oi}^{c(H)}$ – продольная подача резьбового резца для середины стадии врезания на i-м проходе, мм;

$S_{oi}^{c(k)}$ – продольная подача резьбового резца для середины стадии выхода на i-м проходе, мм;

P – продольная подача на установившейся стадии резботочения;

P_{xi} – осевая составляющая силы резботочения для середины стадии врезания и середины стадии выхода на i-м проходе, Н;

J_x – осевая жесткость металлообрабатывающего станка, Н/мм.

Исследованиями установлены механизм возникновения динамических погрешностей обработки на стадии неустановившегося процесса резботочения и возможность управления точностью формирования диаметральных размеров и шагов резьб. Определены характер и способ непрерывного активного воздействия на возникающие погрешности обработки резьб на основе компенсации радиальных и осевых упругих перемещений инструмента посредством текущего корректирования величин его поперечных и продольных подач. ●

Литература

1. Калибры. Государственные стандарты. М.: Издательство стандартов, 1974, 511 с.
2. Орлов Е. М., Кузнецов А. М. Силовые зависимости процесса нарезания резьбы резцами. М.: СТИН, 2003, №5, с. 21–24.
3. Орлов Е.М. Совершенствование процесса и инструмента для резботочения: Автореф. ... канд. техн. наук. М.: МГТУ «МАМИ», 2004, 24 с.
4. Орлов Е. М., Кузнецов А. М. Динамика и погрешности обработки неустановившихся стадий процесса резботочения. XXXIX Международная научно-техническая конференция ААИ. Электронный сборник избранных трудов. М.: МГТУ «МАМИ», 2002.
5. Тимирязев В.А., Хостиков М.З. Автоматическая оценка состояния режущего инструмента на многоцелевых станках. Известия МГТУ «МАМИ». – 2011. – № 1(11). – С. 198–202.
6. Хостиков М.З., Артюхин Л.Л., Гречишников В. А. и др. Резьбообразующий инструмент. М.: МГТУ «СТАНКИН» – Пензенский Государственный Университет. Пенза. Издательство ПГУ, 1999, 405 с.
7. Хостиков М.З., Орлов Е.М. Повышение производительности резботочения с применением многозубых резьбовых пластин. Инструмент, технология, оборудование: новости. – 2005. – №8, с.11.
8. Хостиков М.З. Управление геометрией инструмента в процессе обработки. // Горный информационно-аналитический бюллетень, № 4, 2011, с. 319–321.

KEY WORDS: *resistacne, error-handling threads, the elastic displacement of the tool, the dynamic error of resistacne, the deviation compensation processing.*

XX МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

4-7
октября
2016



ОРГАНИЗАТОР



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



Тел/факс: +7(812) 777-04-07; 718-35-37
st@farexpo.ru
www.farexpo.ru/gas

ДЕЛОВОЙ ПАРТНЕР EXPOFORUM

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:

Санкт-Петербург, конгрессно-выставочный центр «ЭКСПОФОРУМ», павильон G, Петербургское шоссе, 64/1

СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ ПРИ НЕФТЕДОБЫЧЕ

В СТАТЬЕ ОБОСНОВАНА НЕОБХОДИМОСТЬ АКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ В ОТРАСЛИ НЕФТЕГАЗОВЫХ НАНОТЕХНОЛОГИЙ, СУЩЕСТВЕННО ПОВЫШАЮЩИХ ВЫРАБОТКУ НЕФТИ ДАЖЕ ИЗ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ И СНИЖАЮЩИХ ЭНЕРГОЗАТРАТЫ

THE ARTICLE DEMONSTRATES THE NECESSITY OF ACTIVE USE IN THE FIELD OF OIL AND GAS NANOTECHNOLOGIES, WHICH GREATLY IMPROVE OIL EXTRACTION EVEN FROM HARD TO RECOVER RESERVES AND REDUCE THE ENERGY CONSUMPTION

Ключевые слова: КИН, себестоимость, энергозатраты, нефтегазовые нанотехнологии.



Хавкин Александр Яковлевич, профессор РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, д.т.н., Почетный нефтяник РФ

Снижение цены на нефть сделало еще более актуальным вопросы снижения себестоимости добычи нефти за счет повышения эффективности нефтеизвлечения и снижения энергозатрат.

Для развития национальной нефтегазовой промышленности необходимо поддержание высокого уровня рентабельности в нефтегазовом секторе экономики и мотивирование предприятий на разработку и использование инновационных технологий. В выручке российского экспорта нефть до последнего времени составляла 34%, а газ – 15% [1].

В «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» (ЭСР-2030), утвержденной Правительством РФ в 2009 г., нефтегазовый комплекс отмечен в качестве одного из базовых генераторов инноваций и стимулирует опережающее развитие смежных отраслей и экономики в целом [2].

Вместе с тем, запасы наиболее интенсивно разрабатываемых пластов с текущим темпом отбора более 6%, обеспечивающих более половины добычи нефти, сократились на 110 млн тонн, а отбор из пластов с текущим темпом

В технологическом отношении Россия отстает от развитых стран – значение коэффициента извлечения нефти в России упало в 2009 г. до 0,3, а в 2015 г. составляло 0,27

отбора 2–6% увеличился на 76 млн тонн. При этом значительный прирост запасов произошел на объектах с текущими темпами отбора менее 2% [3], т.е. с низкопроницаемым коллектором.

Россия занимает 8 место в мире по запасам нефти, была мировым лидером по добыче нефти, и в 2015 г. заняла 3 место по добыче после США и Саудовской Аравии. В технологическом отношении Россия отстает от развитых стран – значение коэффициента извлечения нефти (КИН) в России в 2009 г. составило 0,3, в 2015 г. – уже 0,27 [4], а в США КИН вырос до 0,4 при существенно худшей структуре запасов. По отдельным объектам за рубежом нефтяные компании имеют КИН

на уровне 0,4–0,45, а на крупных объектах – 0,5. К 2020 г. западные страны планируют выйти на средний КИН=0,5 [5]. В России КИН на уровне 0,5 на крупных месторождениях достигнут только на Ромашкинском месторождении [6].

При этом, себестоимость добычи 1 барреля нефти составляла в начале 21 века для ВР – 4 долл., в России – в среднем 2–3 долл., а для Саудовской Аравии – 1–1,5 долл. [7]. В последние годы эта величина выросла. По данным Morgan Stanley [8], себестоимость добычи в России находится в среднем на уровне 7–8 долл., что с учетом 75–80% налогов в цене российской нефти [9] составит необходимую минимальную цену на уровне 32 долл.

При этом себестоимость добычи нефти в США в среднем выше (до 10 долл.), а вот с учетом налогов составляет около 25 долл., что ниже чем в России. Более того, итоговая необходимая для рентабельной добычи цена на нефть у свыше 80 процентов мирового производства

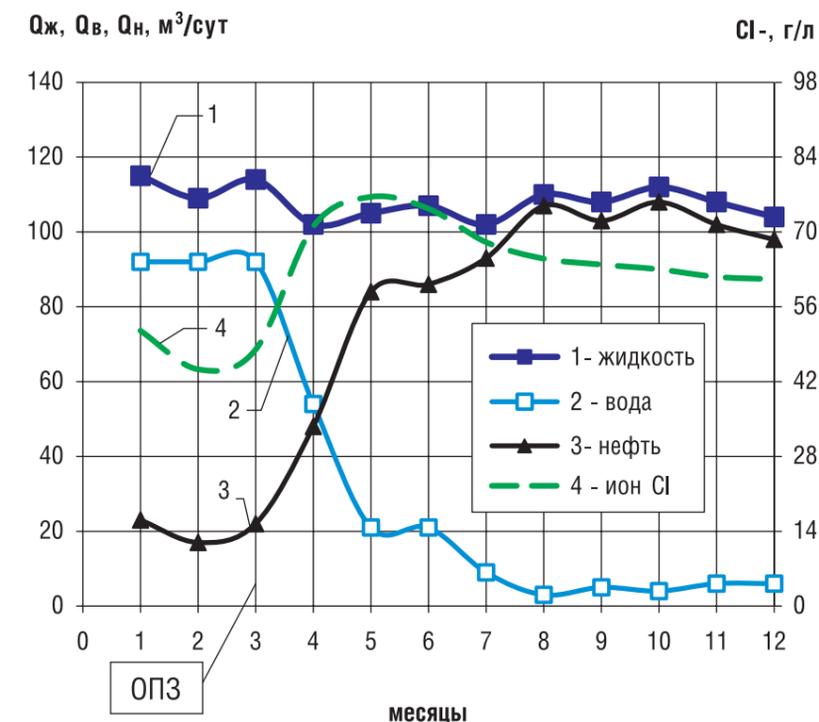
Для обеспечения высоких КИН следует углубленно изучать особенности вытеснения нефти из продуктивных пород, в первую очередь, на наноуровне. И создавать нефтегазовые нано-технологии

составляет примерно 30 долларов за баррель. Это относится к Саудовской Аравии, Мексике, Ираку, ОАЭ, Китаю, Канаде (за исключением песков с высоковязкой нефтью), Англии, Нигерии [8].

При цене барреля нефти менее 40 долларов (себестоимость менее 10 долл./баррель) вроде бы заводнение является единственным способом добычи нефти. Но КИН при заводнении без добавок каких-либо реагентов ее «облагораживания» в условиях российских запасов нефти низкий – так на ряде объектов, при любых затратах, достичь КИН при заводнении более 0,25 не удастся [10].

Поэтому задача обеспечения страны нефтью и газом на основе высокорентабельных энергосберегающих инновационных технологий во всем цикле движения нефти и газа от скважины до потребителя, повышающих КИН до 0,5–0,6 и снижающих

РИС. 1. Показатели работы реагирующей добывающей скважины после закачки пенной системы в нагнетательную скважину (ОПЗ)

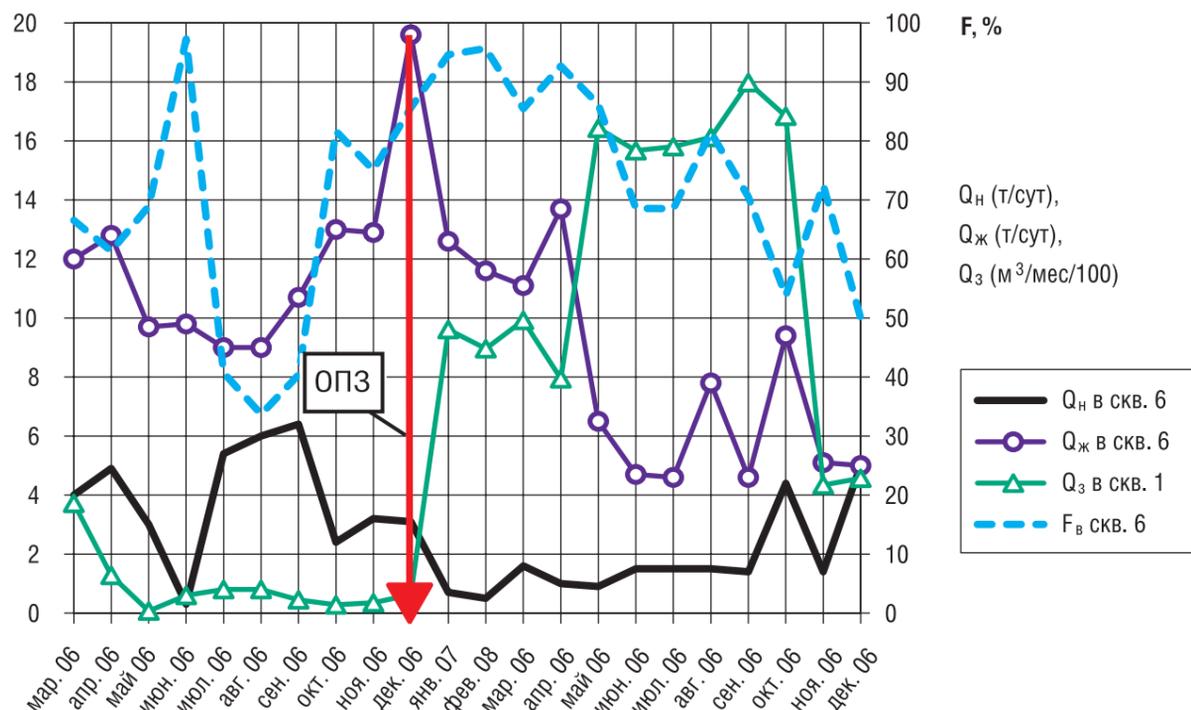


весьма значимо экономически: снижение обводненности при ОПР в Урало-Поволжье составляло 15–20%, увеличение дебитов по нефти в 1,5–1,7 раз, технологический эффект 0,5–10 тыс. тонн дополнительно добытой нефти на 1 обработанную скважину [10].

На рис. 1 и 2 представлены результаты ОПР при испытании предложенной модификации пенной технологии ограничения водопитока. В качестве одного из экспериментальных объектов была выбрана нагнетательная скважина по пласту Тл26 Москудинского нефтяного месторождения НГДУ Чернушканефть. Пласт представлен терригенным коллектором (проницаемость 0,2 мкм², коэффициент расчлененности 2,7). Показатели работы одной добывающей реагирующей скважины представлены на рис. 1.

Экономический эффект от применения нефтегазовых нанотехнологий: снижение обводненности при ОПР на 15–20%, что позволяют увеличить дебиты по нефти в 1,5–1,7 раз. Технологический эффект – 0,5–10 тыс. тонн дополнительно добытой нефти на 1 обработанную скважину

РИС. 2. Дебиты по нефти Q_n (т/сут), по жидкости Q_j (т/сут), обводненность F (%) для добывающей скважины и объем закачки в нагнетательную скважину Q_3 (м³/мес)



Как видно из рис. 1, обработка нагнетательной скважины (на рис. 1 – в конце третьего месяца) привела к резкому улучшению работы добывающей скважины – увеличился дебит по нефти за счет уменьшения дебита воды. Увеличение минерализации добываемой воды свидетельствует об увеличении коэффициента охвата. Технологический эффект на одну обработку значительно превысил 10 000 т, что многократно окупило затраты на проведение работ.

На рис. 2 также представлена динамика показателей работы одной из реагирующих добывающих скважин после закачки пен в нагнетательную скважину на другом объекте. Как видно из рис. 2, пуск скважины после полутора лет простоя привел сначала к снижению обводненности при отборе нефти из зоны дренирования скважины. Затем обводненность после 5 месяцев работы скважины вновь стала расти, как это было до остановки этой скважины. Применение пен в декабре 2006 г. привело к изменению тенденции роста обводненности и дебита по жидкости к тенденции их снижения (рис. 2). Видно, что снижение дебита по жидкости начинается практически

сразу, а снижение обводненности на 20–30% начинает проявляться через несколько месяцев. Для увеличения дебита по нефти рекомендовано увеличение дебита по жидкости [10]. В 2015 г. Россия добыла 534 млн т нефти.

Нефтегазовые нанотехнологии могут обеспечить выход к 2025 г. на нефтеотдачу 50%, а к 2035 г. – на нефтеотдачу 60%

ЭСР-2035 предусматривает сохранение годовой добычи нефти до 2035 г. в оптимистическом варианте на уровне 525 млн т [4], что явно недостаточно с учетом прогноза по росту энергопотребления в мире в ближайшие десятилетия на 30–50%.

Обводненность добываемой нефти в России превышает 85%, что означает подъем 6 куб. м воды с 1 т нефти. В мире эта величина 75% и поднимается только 3 куб. м воды с 1 т нефти. Нефтегазовые нанотехнологии могут обеспечить выход к 2035 г. на 700 млн тонн при том же промышленном обустройстве за счет снижения обводненности продукции.

Одним из МУН является применение полимеров в качестве загущающих воду агентов. Высокая минерализация пластовых вод осложняет применение метода – вязкость полимерного раствора уменьшается, а сорбция полимера

увеличивается, с увеличением минерализации воды, что делает неоднозначной оценку эффективности полимерного воздействия на нефтяной пласт. Для повышения КИН было предложено регулировать пластовый ионный обмен закачкой предоторочки пресной воды. Такая НГНТ была осуществлена в России на ряде месторождений. Технологический эффект составил 400–1100 т (в среднем 590 т) на одну тонну закачанного в пласт полимера.

Ограничения применения полимерных растворов в низкопроницаемых коллекторах были связаны с тем, что высокомолекулярные полимеры забивали

пористую среду, препятствуя последующему движению воды. Экспериментальные исследования показали, что выбор полимерных систем с размерами агрегатов в нанодиапазоне позволяет повысить КИН в низкопроницаемых коллекторах на 0,2–0,25.

В процессах водонеподготовки использование гидродинамических наноэффектов для разрушения бронирующих оболочек в эмульсиях (НГНТ) позволяет обеспечить качественную подготовку продукции при снижении удельного расхода деэмульгатора в 1,5–2 раза и температуры процесса на 10–15°C, что несет в себе огромный экономический эффект [10].

По мнению работников компании Shell, НГНТ позволяют максимально увеличить ценности существующих активов, обеспечить возможность разработки новых ресурсов, повысить КИН, создать условия для развития новых направлений бизнеса [11].

В мире в среднем с каждой тонной нефти добывается три тонны воды и ежегодно расходуется более 40 млрд долларов на отделение и очистку попутной воды [12]. Россия добывает 13,5% от мировой добычи. Это означает, что на отделение и очистку попутной воды в России тратится не менее 5 млрд долларов. Но и обводненность продукции в России намного больше среднемировой (75%) – как отмечено выше, в России отбирается более 5 объемов воды на один объем нефти. Это означает, что на отделение и очистку попутной воды в России тратится значительно больше 7 млрд долларов. Снижение обводненности хотя бы до среднемирового уровня даст экономии 2 млрд долларов. Экономия средств и энергии приведет к снижению себестоимости добычи нефти, что в свою очередь приведет к уменьшению экономически приемлемого дебита скважин по нефти и, в конечном счете, к увеличению КИН.

Более того, на крупнейшем в России Самотлорском месторождении пробурено около 15 тыс. скважин, а используется менее трети. При этом Федеральное агентство по недропользованию готово тратить на глушение малодобитных скважин по 5 млн руб./год [13], вместо того, чтобы

внедрять современные технологии повышения эффективности нефтедобычи.

Жизнеспособность любого нефтедобывающего предприятия характеризуется рентабельностью производства, определяемого доходами и затратами материальных и трудовых ресурсов. Затраты электроэнергии являются одной из важнейших составляющих материальных ресурсов, необходимых для обеспечения бесперебойной работы нефтепромыслов. Проведем энергетический анализ добычи нефти на примере одного из нефтедобывающих предприятий России. Количество скважин, обводненность и другие параметры приняты условно.

На промышленных объектах необходимо поднять на дневную поверхность большие объемы попутно-извлекаемых вод; транспортировать эту воду по внутрипромысловым коммуникациям; подготовить эти значительные объемы попутно извлекаемой воды для ее закачки в пласт. Эти проблемы решаются за счет снижения обводненности добываемой продукции, путем применения потокоотклоняющих и водоизолирующих технологий, приводя к увеличению охвата пласта закачиваемым агентом и росту КИН.

Кроме того, часть энергозатрат связана с проведением работ по очистке скважинного

оборудования от асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО). Для уменьшения этих затрат применяются различные ингибиторы и скребки.

Часть энергозатрат связана с плохой приемистостью нагнетательных скважин, что заставляет повышать давление нагнетания. При этом растут не только энергозатраты, но и вероятность порыва трубопроводов.

Анализ показал, что удельные затраты электроэнергии на закачку воды составляют в среднем 8,5 квт·час/м³. Удельные затраты электроэнергии на подъем жидкости с помощью ЭЦН составляют 21,6 квт·час/м³, а с помощью ШГН – 68,4 квт·час/м³. Удельные затраты электроэнергии на прокачку жидкости до центрального пункта сдачи нефти (ЦПС) составляют 5,9 квт·час/м³, до узла сдачи (УЗСд) – 4,1 квт·час/м³, до установки подготовки и сброса воды (УПСВ) – 8,9 квт·час/м³. Отметим, что по разным участкам нефтедобывающего предприятия указанные величины значительно менялись.

По данным ОАО «РуссГидро», затратив 1 квт·ч, можно добыть 75 кг угля, 35 кг нефти, испечь 99 буханок хлеба, выткать 10 метров ситца, вспахать 2,5 сотки земли [14, 15]. 1 квт·ч = 3,6 МДж, поэтому затратив 1 ТДж, можно добыть 20000 т угля, 10000 т нефти, вспахать 70 км² земли.



Прошедшие опытно-промышленную апробацию нанотехнологии Хавкина А.Я. [10], кроме того, что они приводят к повышению КИН, показали следующие значения экономии электроэнергии на 1 м³: 1,5 МДж – предупреждения образования отложений смол и парафинов в добывающей скважине; 2,5 МДж – при закачке воды в пласт для вытеснения нефти; 18 МДж – при снижении обводненности добываемой продукции; 30 МДж – при снижении температуры нефтеподготовки при отделении от нее воды.

В целом, от прошедших опытно-промышленную апробацию технологий Хавкина А.Я. [10] суммарная возможная экономия электроэнергии на 1 м³ промысловой жидкости составит более 50 МДж. Только в России суммарная возможная экономия электроэнергии может составить: 1500 ТДж – предупреждению образования отложений смол и парафинов в добывающей скважине (считая, что это будет при добыче жидкости всего 1 млрд м³); 7500 ТДж – при закачке воды в пласт для вытеснения нефти (считая, что это будет при закачке жидкости всего 3 млрд м³); 65000 ТДж – при снижении обводненности добываемой продукции (считая на весь объем поднимаемой жидкости 3,5 млрд м³); 30000 ТДж – при снижении температуры нефтеподготовки при отделении от нее воды (считая, что на подготовку нефти будет направлено водонефтяной смеси 1 млрд м³). В итоге – более 100 тысяч ТДж (т.е. более 25 триллионов киловатт-часов).

В нефтяной отрасли, от этих технологий значения экономии электроэнергии (вследствие структуры запасов и уже применяемых технологий) будут в 3–4 раза больше.

Поэтому активное развитие нефтегазовых нанотехнологий (НГНТ) является основой существенного повышения эффективности добычи нефти.

С учетом применения и развития НГНТ, для уже открытых месторождений на территории России должны быть следующие ориентиры по КИН: хотя бы 0,35 к 2013 г., 0,4 к 2020 г., 0,5 к 2030 г. Научный же потенциал КИН за счет НГНТ в России следующий: для активных запасов КИН может быть увеличен на 0,15–20 до 0,6–0,7, а для трудноизвлекаемых запасов – на 0,25–0,35 до 0,40–0,55. При этом значения КИН составят 0,4 к 2013 г., 0,45 к 2020 г., 0,6–0,65 к 2030 г. [10].

Таким образом, есть практическая возможность:

- снижения себестоимости добычи нефти до 2–5 долларов за баррель к 2018 г. для добычи 300 млн т нефти в год, необходимых непосредственно стране.
- снижения обводненности добываемой нефти до 75% к 2018 г.
- добычи 700 млн т нефти в год без дополнительных затрат на обустройство промыслов к 2018 г.
- выход к 2018 г. на уровень проектной нефтеотдачи 40%, а к 2025 г. – на уровень

60%. При этом практически достигаемая нефтеотдача будет близка к этим цифрам.

- обоснования критериальных позиций по динамике энергозатрат на добычу 1 т нефти и 1000 куб.м газа для контроля реализации в нефтегазовой отрасли Закона РФ об энергоэффективности.

Автор убежден, что НГНТ вернут уверенность в долготелней экономической рентабельности энергетически эффективной углеводородной энергетики, в том числе в России. ●

Литература

1. Кашин В.И. Приоритет – национальные интересы // Нефтегазовая вертикаль, 2012, № 8, с. 40–43.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, 2009. <http://www.inreen.org>.
3. Григорьев М. Приросты запасов крайне малы // Нефтегазовая вертикаль, 2012, № 8, с. 56–57.
4. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года // Проект, 2015, <http://ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-energostrategy-2035-pdf.pdf>.
5. Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи / Спиридонов Ю.А., Храмов Р.А., Боксерман А.А., Хавкин А.Я. и др. // М., Госдума РФ, ОАО «Зарубежнефть», 2006, 144 с.
6. Государственный доклад «О состоянии и использовании минеральных ресурсов в 2008г.» / Гл. ред. С.Е.Донской // Минерал, Центр «Минерал» ФГУНПП «Аэрогеология», 2009, 400 с.
7. Разумнова Л. Кончилась ли эпоха дорогой нефти? // Нефть России, 2008, № 11, с. 7–11.
8. Явлинский Г. Нефть может упасть в цене до 20 долларов за баррель // Эхо Москвы, 16 января 2015, http://echo.msk.ru/blog/yavlinsky_g/1474978-echo/.
9. Из чего складывается мировая цена российской нефти марки Urals // Аргументы и факты, 2008, № 43, 22–28 октября 2008 г., с. 16.
10. Хавкин А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа / под ред. член-корр. РАН Г.К.Сафаралиева // М., ИИКИ, 2010, 692 с.
11. Лавров Н.П. Топливо-энергетические ресурсы // Вестник РАН, 2006, т. 76, № 5, с. 39–408.
12. Хохлов А.Р. Умные полимеры // Лекция в МГУ им. М.В.Ломоносова, http://www.phys.msu.ru/basics/lecture_Khohlov.pdf.
13. Попова Н. Цемент для нефтяного джина // Аргументы недели, 2008, № 48, с. 10–11.
14. Годовой отчет ОАО Русгидро за 2008 год, стр. 39.

KEY WORDS: CIN, cost, energy, oil and gas, nanotechnology.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

6–7 июля

Восточный нефтегазовый форум

Владивосток

Июль

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

11–14 июля

Международная промышленная выставка

ИННОПРОМ 2016

Екатеринбург

Август

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

27–29 июля

4-й международный саммит (выставка и конференция) химической и нефтехимической отраслей Индонезии

INACHEM 2016

Индонезия, Джакарта

23–25 августа

VIII САРАТОВСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ФОРУМ 20-я специализированная выставка с международным участием

«НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ.»

г. Саратов

23–25 августа

18-я китайская международная выставка газовых технологий и оборудования

IG CHINA 2016

Китай, Шанхай

23–25 августа

2-я Ежегодная конференция и выставка добычи и использования газа в энергетике

POWER-GEN Natural Gas 2016

Китай, Шанхай





ЭНЕРГАЗ

в проектах создания испытательных стендов газовых турбин и учебных центров в энергомашиностроении и нефтегазовой отрасли

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ГАЗОТУРБИННОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ В РОССИИ ДАЕТ НЕСКОЛЬКО ПРИМЕРОВ СОЗДАНИЯ СОВРЕМЕННЫХ СТЕНДОВ ДЛЯ ЗАВОДСКИХ ИСПЫТАНИЙ ГАЗОТУРБИННЫХ (ГТА) И ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ (ГПА) АГРЕГАТОВ. ПЕРВООЧЕРЕДНАЯ ЦЕЛЬ ТАКИХ ИСПЫТАНИЙ – СОЗДАНИЕ СИСТЕМЫ ГАРАНТИЙ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ БУДУЩИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ ОБЪЕКТОВ

THE HISTORY OF GAS TURBINE ENGINEERING IN RUSSIA GIVES SEVERAL EXAMPLES OF HOW TO CREATE MODERN STANDS FOR FACTORY TESTING OF GAS TURBINE (GTA) AND GAS COMPRESSOR (HPA) UNITS. THE PRIMARY GOAL OF THESE TESTS IS TO ESTABLISH A SYSTEM OF SAFEGUARDS FOR THE EFFECTIVE OPERATION OF FUTURE POWER AND GAS TRANSMISSION FACILITIES

Ключевые слова: газовые турбины, газоперекачивающие агрегаты, испытательные стенды, заводские испытания, газоподготовка.



Иван Владимирович Чернов,
руководитель Отдела продвижения,
ООО «ЭНЕРГАЗ»

Собственные испытательные стенды позволяют производственным компаниям иметь целый ряд конкурентных преимуществ. Прежде всего – это соответствие требованиям заказчиков о проведении индивидуальных и комплексных испытаний оборудования именно в заводских условиях. Данное требование все чаще становится обязательным критерием участия производителей в отборочных конкурсах.

По своей сути, заводские испытания служат первоосновой достижения необходимой эксплуатационной надежности, особенно в труднодоступных, отдаленных районах, где работа ГТА или ГПА сопряжена также с экстремальными климатическими условиями.

Современные испытательные стенды дают возможность комплексно испытывать энергетические и газоперекачивающие агрегаты широкого диапазона мощности с выходом на номинальные режимы их работы. При этом контролируются практически все технические нормативы, заложенные на стадии проектирования.

Проведение испытаний в заводских условиях гарантирует заказчику высокую степень надежности агрегата, его соответствие заявленным технико-экономическим характеристикам и проектным требованиям, а также значительно сокращает сроки монтажа и пусконаладки оборудования непосредственно на объекте строительства.

РЕКЛАМА

Технологические системы газоподготовки от компании ЭНЕРГАЗ

В свою очередь, работоспособность самих испытательных стендов напрямую зависит от эффективности и надежности АСУ ТП, технологического и вспомогательного оборудования. В полной мере это относится и к возможностям технологических систем, предназначенных для подготовки и подачи топливного газа в турбины испытываемых агрегатов.

Таких, например, как дожимные компрессорные станции от компании ЭНЕРГАЗ, которые были изготовлены для действующих испытательных стендов по особым проектам с учетом диапазона мощности и конструктивных особенностей испытываемых ГТА и ГПА. В итоге, исходное газовое сырье подготавливается в качестве топливного газа в строгом соответствии с необходимыми параметрами по чистоте, давлению и температуре.

Здесь уместно подчеркнуть, что системы газоподготовки и газоснабжения «ЭНЕРГАЗ», выполненные на базе дожимных компрессорных станций (ДКС, фото на стр. 74) и блоков подготовки топливного газа (БПТГ, фото 1), многократно подтвердили свою надежность и эффективность при практической эксплуатации газотурбинного и газотранспортного оборудования.

С 2007 года ЭНЕРГАЗ поставил и ввел в действие 238 ДКС и БПТГ. В электроэнергетике они работают на 59 генерирующих объектах суммарной мощностью более 4 200 МВт, в нефтегазовой отрасли – подготавливают попутный нефтяной газ на 40 месторождениях. Всего в активе компании – 119 проектов.

Установки газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» действуют совместно с газотурбинным оборудованием ведущих отечественных и мировых производителей: «ОДК – Газовые турбины» и НПО «Сатурн», «ОДК – Пермские моторы» и «Авиадвигатель», КМПО, «Невский завод», General Electric, Siemens, Alstom, Turbomach, Centrax, Solar, Pratt&Whitney, Rolls-Royce, Kawasaki.

Рассмотрим подробнее возможности конкретных заводских стендов и технологических



ФОТО 1. БПТГ «ЭНЕРГАЗ» для энергоцентра собственных нужд ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (ГТУ-ТЭЦ, Усинское месторождение)

установок подготовки газа, предназначенных для проведения испытаний ГТА и ГПА.

Испытательный стенд «ОДК – Газовые турбины»

В 2014 году компания «ОДК – Газовые турбины» («ОДК – ГТ») ввела в промышленную эксплуатацию в городе Рыбинске Ярославской области универсальный стенд контрольных заводских испытаний (фото 2). Это первый в России стенд для испытаний полнокомплектных наземных ГТА и ГПА широкого мощностного ряда. Построен по контракту с Министерством промышленности и торговли РФ. Генеральный проектировщик – ЗАО «Казанский Гипрониавиапром».

Практика применения газотурбинных электростанций (ГТЭС) и компрессорных станций последнего поколения выдвигает повышенные требования к технологическим параметрам ГТА и ГПА. Поэтому универсальному испытательному стенду приданы функции одного из ключевых звеньев в системе объективного контроля качества и надежности оборудования под фирменной маркой «ОДК – ГТ».

Такие комплексные испытания открывают новые проектные возможности для исследований и разработок в энергетическом и газотранспортном машиностроении, расширяют перспективы для долговременной партнерской кооперации в этой



ФОТО 2. Испытания газотурбинной установки ГТА-16 на стенде «ОДК – Газовые турбины»



ФОТО 3. ДКС снабжает топливом испытываемые турбины и газоперекачивающие агрегаты

отрасли. На качество изготовления и работоспособность проверяются как отдельные детали и узлы, так и агрегаты в целом.

Это газопоршневые энергоустановки мощностью 0,5...4,0 МВт, газотурбинные энергоблоки собственного производства мощностью до 25 МВт (ГТЭС-2,5; ГТА-6/8РМ; ГТА-10ГТ; ГТА-14; ГТА-16; ГТА-25), газоперекачивающие агрегаты (ГПА-4РМ; ГПА-6,3/8РМ; ГПА-16; ГПА-25). Первым агрегатом, прошедшим испытания на стенде, стал ГТА-10ГТ мощностью 10 МВт.

Сжатие и подачу топливного газа в процессе испытаний всех типов ГТА и ГПА осуществляет дожимная компрессорная станция винтового типа EGSI-S-140/1400WA (фото 3), поставленная компанией ЭНЕРГАЗ. Газ с входного давления 1,2 МПа компримируется до 3,5...5 МПа. В зависимости от мощности испытываемого агрегата производительность ДКС варьируется от 8 до 16 тыс. м³/ч.

Регулирование производительности ДКС осуществляется при помощи двухуровневой системы (1-й уровень – байпасная линия, 2-й уровень – золотниковое регулирование). Это позволяет максимально быстро и корректно реагировать на изменение режима работы сопряженной турбины или изменение параметров входного газопровода, снижает эксплуатационные расходы, при необходимости обеспечивает работу ДКС в режиме рециркуляции.

Стенд испытаний газотурбинных установок «Протон – Пермские моторы»

18 июля 2013 года в ПАО «Протон – Пермские моторы» пущен в эксплуатацию многоцелевой адаптивный стенд испытаний газотурбинных установок (фото 4). Это совместный проект «Протон-ПМ» и Пермского национального исследовательского политехнического университета. Федеральная служба по



ФОТО 4. Многоцелевой адаптивный стенд испытаний ГТУ ПАО «Протон – Пермские моторы»

интеллектуальной собственности подтвердила уникальность технологий, предложенных пермскими инженерами для испытаний ГТУ.

Стенд построен на полигоне предприятия как один из основных структурных элементов технополиса «Новый Звездный» в рамках инновационного направления «Энергетическое машиностроение». Испытания ГТУ проводятся здесь в интересах конструкторских бюро, опытных производств и заводов, специализирующихся на изготовлении газотурбинных агрегатов.

Внедрение на стенде новых технических решений позволяет испытывать газотурбинное оборудование различных модификаций мощностью до 40 МВт. Основу для объективного анализа надежности и работоспособности ГТУ создает система измерений, которая способна достоверно определить уникальное количество параметров как испытываемых установок, так и самого стенда.

По оценкам специалистов, потенциальный объем испытаний на этом стенде составляет до 150 газотурбинных установок в год. Основными партнерами «Протона-ПМ» на этом направлении являются АО «ОДК-Пермские моторы» и АО «Авиадвигатель».



ФОТО 5. Дожимная компрессорная станция «ЭНЕРГАЗ» для стенда «Протон-ПМ»

Испытания газотурбинных агрегатов обеспечивает топливным газом дожимная компрессорная станция EGSI-S-200/1600WA от компании ЭНЕРГАЗ. Эта ДКС (фото 5) компримирует природный газ до давления на нагнетании в диапазоне 1,6...4,5 МПа и подает топливо в турбины ГТУ в объеме от 2 500 до 11 000 м³ в час.

Блочно-модульная ДКС расположена на отдельной площадке, во всепогодном звукопоглощающем укрытии, оборудована системами жизнеобеспечения и безопасности, работает автоматически.

Автоматизированная система управления (АСУ) поддерживает компрессорную станцию в рабочем режиме, обеспечивая требуемые эксплуатационные параметры, в том числе параметры масла, газа, охлаждающей жидкости. АСУ обеспечивает связь с верхним уровнем АСУ ТП. Отсек управления размещен внутри блок-модуля ДКС и отделен от технологической части газонепроницаемой перегородкой.

Модернизация испытательных стендов газовых турбин «Невского завода»

«Невский завод» – старейшее промышленное предприятие Санкт-Петербурга, основанное еще в 1857 году. Завод является разработчиком и производителем продукции энергетического машиностроения: промышленных газовых и паровых турбин, центробежных и осевых компрессоров и нагнетателей.

Сегодня это одно из ведущих энергомашиностроительных производств России. Предприятие обеспечивает оборудованием



ФОТО 6. Испытательный цех «Невского завода»



ФОТО 7. ДКС обеспечивает турбины газом с проектными параметрами по чистоте, давлению и температуре

объекты топливно-энергетического комплекса, металлургии, машиностроения, нефтехимии, газовой и нефтяной промышленности.

В 2007 году «Невский завод» вошел в состав компании «РЭП Холдинг». Начался новый этап в развитии предприятия. В 2008–2010 гг. здесь проведена глобальная реконструкция: построены новые производственные цеха, внедрены современные технологии, приобретены уникальные станки.

В текущем году завершена модернизация стендов для испытаний газовых турбин мощностью 4...32 МВт (фото 6). В рамках проекта компания ЭНЕРГАЗ поставила и поэтапно ввела в эксплуатацию дожимную компрессорную станцию топливного газа EGSI-S-190/1500W (фото 7).

В ходе стендовых проверок ДКС снабжает испытываемые турбины качественным топливом с требуемыми параметрами по чистоте, давлению и температуре. Компрессорная станция номинальной производительностью до 11 000 м³/час обеспечивает компримирование газа до уровня рабочего давления 1,5...4,3 МПа. ДКС размещается в легкосборном укрытии, оснащена системами регулирования производительности, автоматического управления, индивидуального маслообеспечения, газообнаружения, пожаротушения, рабочего и аварийного освещения, водяного обогрева, вентиляции.

Цикл работ по вводу ДКС топливного газа включил в себя шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные испытания оборудования, обучение заводских специалистов и комплексное опробование компрессорной станции в процессе стендового испытания газовой турбины мощностью 16 МВт.

Универсальность применения оборудования «ЭНЕРГАЗ»

- ЭНЕРГАЗ поставляет не только комплектное оборудование – газовые и воздушные компрессорные станции, блоки подготовки топливного и попутного газа – но и отдельные системы и установки, используемые в газоподготовке и газоснабжении:
- системы фильтрации природного (топливного и пускового) газа;
 - фильтры-скрубберы для очистки ПНГ;
 - узлы коммерческого и технологического учета газа, расходомеры;
 - установки газоохлаждения (воздушные и рефрижераторные);
 - блоки осушки (температурные, аб- и адсорбционные)
 - установки сероочистки;
 - подогреватели газа (электрические и водяные);
 - системы редуцирования;
 - блоки газораспределения, ресиверы, газовые коллекторы;
 - сепараторы-пробоуловители и системы сжижения газов;
 - измерители температуры точки росы;
 - анализаторы компонентного состава и теплотворной способности газа;

- трубопроводную обвязку и запорную арматуру;
- внутриплощадочные газопроводы.

Группа компаний ЭНЕРГАЗ включает три предприятия – ООО «ЭНЕРГАЗ», ООО «БелгородЭНЕРГАЗ», ООО «СервисЭНЕРГАЗ», располагает многопрофильными отделами проектирования и строительства, службой логистики и мобильными инженерными группами.

Это позволяет возводить объекты газоподготовки «под ключ», проводить модернизацию устаревшего и ремонт неисправного оборудования, осуществлять сервисное обслуживание. Накоплен значительный опыт в выполнении работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, включая особо опасные и технически сложные объекты.

ЭНЕРГАЗ участвует в проектах любого масштаба и сложности, поставляет установки не только для объектов электроэнергетики и нефтегазового комплекса, но и для предприятий различных отраслей промышленности, где применяется газоиспользующее оборудование (газовые турбины, газопоршневые установки, котельные).

Примером этому служит участие компании в ряде проектов по строительству автономных энергоцентров: ГТЭС ОАО «ФосАгро-Череповец», ПГЭС ОАО «Мордовцемент», ГТЭС Кирпичного завода ОАО «Минский КСИ», КЭУ



ФОТО 8. Компрессорная установка-симулятор для Учебного центра ОАО «Сургутнефтегаз»

Крымского содового завода, ГТЭС ОАО «ММП им. В.В.Чернышева», ГТУ Завода мебельных плит Kastamonu, ГТЭС Сенгилеевского цементного завода, ПГУ-ТЭС для ГХК «Ставролен», АГЭ завода микроэлектроники «Ангстрем-Т».

На общем фоне также выделяются проекты создания Учебных центров, где свой посильный вклад вносит группа компаний ЭНЕРГАЗ.

Учебный центр ОАО «Сургутнефтегаз»

Один из важнейших принципов кадровой политики ОАО «Сургутнефтегаз» – непрерывное образование специалистов различного профиля на собственной учебной и тренажерной базе. В рамках образовательной программы на Западно-Сургутском месторождении построен новый Учебный центр с уникальным полигоном тренажерного оборудования. Здесь будут воссозданы реальные производственные условия, что позволит с высокой отдачей овладевать конкретными приемами работ, в том числе в нестандартных и аварийных ситуациях.

На полигоне установлены учебные аналоги современного оборудования, действующего на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». Так, для работы в составе Учебного центра компания ЭНЕРГАЗ поставила компрессорную установку (КУ) типа EGS-S-30/55A. Эта установка-симулятор (фото 8) предназначена для



ФОТО 9. Заводские испытания оборудования газоподготовки для ПГУ ТЭЦ МЭИ с участием специалистов заказчика

компримирования атмосферного воздуха с 0,1 до 0,6 МПа в целях учебной демонстрации технологических процессов при сборе и трубопроводном транспорте газа. Производительность КУ – до 300 м³/ч.

Компрессорная установка будет применяться в качестве тренажерного комплекса (в двух режимах – обучение и экзамен) для подготовки специалистов соответствующего профиля. Функциональные возможности обучающей программы позволят имитировать и отображать работу агрегатов КУ при основных режимах эксплуатации в соответствии с реальными алгоритмами управления, а также задавать аварийные и нештатные ситуации.

Реконструкция ТЭЦ МЭИ

В 2015 году началась реконструкция ТЭЦ Национального исследовательского университета «МЭИ» (ТЭЦ МЭИ, Москва) – уникального объекта, который не только покрывает энергетические потребности ближайшего микрорайона и отдает около 50% мощности в городскую сеть, но и является центром для обучения студентов теплотехнических, энергомашиностроительных, электротехнических специальностей.

Цель реконструкции ТЭЦ – повышение научно-образовательного потенциала МЭИ (ТУ) для практической подготовки студентов и выполнения научно-

исследовательских работ в опытно-промышленных условиях. Проект повысит также объемы и надежность энергоснабжения Университета и района Лефортово г. Москвы.

В основе проекта – возведение современной парогазовой установки мощностью 10 МВт. ПГУ строится на базе высокоэффективной газотурбинной установки (ГТУ) Kawasaki типа GPB80D электрической мощностью 7,5 МВт.

Парогазовый энергоблок оснащается дожимной компрессорной станцией топливного газа (фото 9). ДКС типа EGS-S-125/450W имеет производительность 2 750 м³/ч и будет подавать газ необходимой чистоты и температуры в турбину ГТУ под давлением в диапазоне 2,04...2,4 МПа.

Поставку и поэтапный ввод в эксплуатацию ДКС, включая шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные испытания оборудования и комплексную проверку в составе ПГУ, выполняет компания ЭНЕРГАЗ.

Признание специалистов

По итогам почти 3-летней эксплуатации своего испытательного стенда, технические специалисты ПАО «Протон – Пермские моторы» направили в адрес ООО «ЭНЕРГАЗ» благодарственное письмо, в котором отмечается надежность

компрессорной станции, устойчивое обеспечение параметров топливного газа, подаваемого на испытываемые ГТУ, в соответствии со стандартами работы газовых турбин.

В письме подтверждается высокая квалификация сотрудников компании ЭНЕРГАЗ, точное и своевременное выполнение условий договора при производстве, поставке ДКС, проведении шефмонтажных и пусконаладочных работ. Выражается признательность за оперативный отклик сервисной службы на нештатные ситуации – как в гарантийный, так и послегарантийный период.

По завершению проекта модернизации собственных испытательных стендов, ЗАО «Невский завод» также направило компании ЭНЕРГАЗ письмо, в котором отмечен профессионализм, проявленный на производственной стадии и во время подготовки оборудования к вводу в действие.

Специалисты «Невского завода» подтверждают: ДКС обеспечивает все требования к качеству топливного газа, что позволяет проводить испытания турбин по графику и в установленные сроки. В письме подчеркнута, что на всех этапах сотрудничества работники ЭНЕРГАЗа проявили себя как опытная и надежная команда, быстро реагирующая на пожелания заказчика.

В заключение хотелось бы подчеркнуть, что широкое применение технологического оборудования комплексной газоподготовки и компримирования «ЭНЕРГАЗ» обязывает компанию соответствовать растущим требованиям наших нынешних и будущих заказчиков и партнеров. ●

KEY WORDS: gas turbines, gas compressor units, test stands, production tests, the gas treatment.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

ПРОВЕРКА НА ПРОМПРИГОДНОСТЬ

Оценка характера насыщения, промышленной значимости и фильтрационных параметров геологических объектов разреза разведочной скважины 9Р по данным ГДК исследований

ПРИ ПОИСКЕ И РАЗВЕДКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕШАЕТСЯ АКТУАЛЬНАЯ ВО ВСЕ ВРЕМЕНА ЗАДАЧА – ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАЛИЧИЯ КОЛЛЕКТОРА ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ С ОЦЕНКАМИ ХАРАКТЕРА ЕГО НАСЫЩЕНИЯ И ПРОМЫШЛЕННОЙ ЗНАЧИМОСТИ. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ НАПРАВЛЕНО НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЫСОКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ, ПРИРОСТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА, РАСШИРЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАТИВНОСТИ И ЯВЛЯЕТСЯ ВЕСЬМА АКТУАЛЬНЫМ И ЭКОНОМИЧЕСКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНЫМ

DURING THE SEARCH AND EXPLORATION OF OIL AND GAS DEPOSITS THE IMPORTANT AT ALL THE TIME TASK IS SOLVED – TO DETERMINE THE PRESENCE OF THE COLLECTOR THROUGH THE SECTION OF THE BOREHOLE WITH THE ASSESSMENT OF THE NATURE OF ITS SATURATION AND INDUSTRIAL SIGNIFICANCE. IMPROVEMENT OF THE METHODS OF TEST RESULTS INTERPRETATION IN OPEN HOLE IS AIMED TO ENSURE A HIGH EFFICIENCY OF THE DEPOSITS SEARCHING, GROWTH OF OIL AND GAS RESERVES, EXPANSION OF THE GEOLOGICAL INFORMATION CAPACITY AND IT IS OF VERY HIGH PRIORITY AND ECONOMICALLY FEASIBLE

Ключевые слова: гидродинамический каротаж, опробователь пласта на кабеле, продуктивность, подвижность, дебит.

Каган Кирилл Григорьевич, инженер 1 категории лаборатории интерпретации гидродинамических исследований, филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

Левченко Владимир Сидорович, К.т.н., старший научный сотрудник, начальник отдела, филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

Валиуллина Наталья Владимировна, к.г.-м.н., заведующий лабораторией интерпретации гидродинамических исследований, филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

На современном этапе проведение гидродинамических исследований скважин экспресс методом в открытом стволе становится все более востребованным, что требует модернизации и доработки методов интерпретации результатов ГДК ОПК. Опыт применения модульного испытателя пластов в скважинах на стадии поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений обеспечивает оперативность, достоверность информации о наличии продуктивных коллекторов, что определяет актуальность этих исследований.

Цель исследований ГДК ОПК заключается в: оценке наличия коллектора и характера его насыщения; изучении свойств пластовых флюидов; определении величины пластового давления; диагностике положения контактов – ГНК, ГВК, ВНК; оценке потенциальной продуктивности и промышленной значимости объектов исследования; определении фильтрационных и коллекторских параметров пласта-резервуара, состояния призабойной зоны.

Последнее стало возможным, благодаря новому подходу к расширению технологии испытания, предложенному отделом гидродинамических и индикаторных исследований скважин (ОГДиИС) филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде. Было проведено специальное исследование ГДК методом объекта нефтяной части неокомских отложений, что позволило определить фильтрационные и коллекторские параметры пласта-резервуара, состояние призабойной зоны, уточнить начальное пластовое давление.

Исследование на кабеле скважины 9Р проводилось в 3-х геологических объектах (неоком, апт и альб). В общей сложности было сделано 69 замеров давления и температуры на разных глубинах (таблица 1). Удовлетворительных замеров – 21. Низкой достоверности – 19. Высокой – 25. Сухих замеров – 4. Все замеры были сделаны при помощи прижимного зонда Large-Diameter Probe (d = 0,0234 м).



УДК 550.8.05

ТАБЛИЦА 1. Объекты исследования разведочной скважины 9Р

Стратиграфическое подразделение	Интервал испытания объекта, м	Характер насыщения объекта	Методы ГДИС
Неокомский надъярус	1420,6	нефтенасыщенный	специальное ГДК
	1418,9 – 1426,4	нефтенасыщенный	ГДК-1
	1427,8 – 1439,6	водонасыщенный	ГДК-2
Аптский ярус	1308,2 – 1315,7	газонасыщенный	ГДК-3
	1326,5 – 1348,2	нефтенасыщенный	ГДК-4
	1360,6 – 1368,8	водонасыщенный	ГДК-5
Альбский ярус	1237,2 – 1289,7	газонасыщенный	ГДК-6

В статье представлены результаты исследования нефтяной части неокомских отложений стандартным методом ГДК-ОПК и подробно описаны результаты специального ГДК.

В нефтяной части неокомских отложений в интервале **1418,981 – 1426,4 м** было выполнено 8 замеров, преимущественно высокой достоверности.

Объект исследования характеризуется как нефтенасыщенный коллектор со средними фильтрационными и продуктивными параметрами (заключение СК «Шлюмберге» и отдела анализа пластовых флюидов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде). Связь с пластом контролировалась отбором из него **2,7–9,8 см³** флюида (фильтрата бурового раствора) в течение **2–15 секунд**. Последующая регистрация восстановления давления проводилась за период времени от **76,0 до 1024,2 секунд**. Депрессии на пласт изменяются в диапазоне от **0,05 до 0,71 МПа** или от **0,3 до 4,7%** от величины пластового давления соответственно на глубинах **1425,2 и 1418,9 м**.

На рисунках 1, 2 представлен пример обработки КВД 2 на глубине замера 1418,9 м. Графическая билгарифмическая анаморфоза КВД и ее производная идентифицирует отсутствие информативного участка, соответствующего сферическому, либо плоско радиальному фильтрационным потокам в пласте. Поведение процесса восстановления давления

полностью определяется емкостью ствола скважины и переходными процессами.

Пластовое давление, определенное по конечным точкам КВД с увеличением глубины замера изменяется от **15,21 МПа** (на глубине 1418,9 м (а.о -1394,4 м)) до **15,25 МПа** (на глубине 1426,4 м (а.о -1402,0 м)) соответственно (рисунок 3). Глубинный градиент пластового давления по разрезу нефтенасыщенного коллектора неокомского надъяруса составляет **1,07 МПа/100 м**. Водонасыщенного, так же **1,07 МПа/100 м**. Интервальный градиент пластового давления (**0,67 МПа/100 м**)

РИС. 1. График изменения давления в процессе исследования скважины 9Р методом ГДК (глубина 1418,9 м)

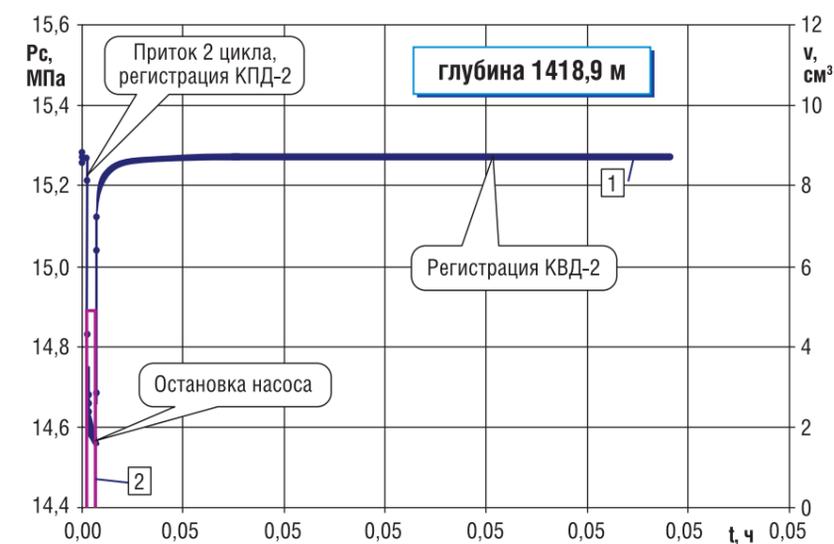


РИС. 2. Диагностический билгарифмический график КВД 2 по скважине 9Р (глубина 1418,9 м)

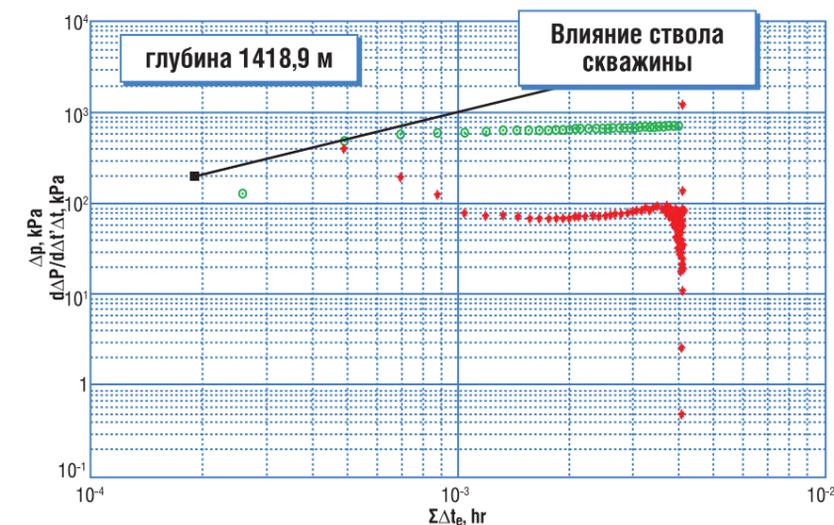
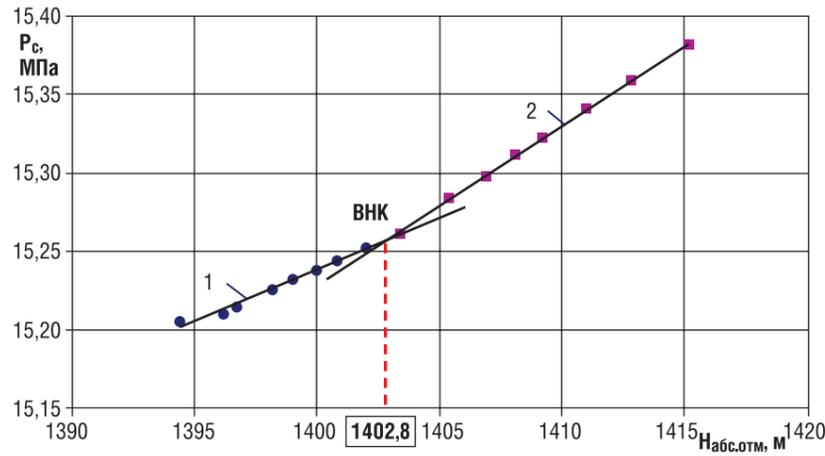


РИС. 3. График изменения давления в нефтенасыщенных (1) и водонасыщенных (2) отложениях неокомского надъяруса скважины 9 Р (по материалам ГДК)



подтверждает достоверность оценки характера насыщения объекта испытания, как нефтенасыщенного. В водонасыщенном объекте интервальный градиент пластового давления (**1,04 МПа/100 м**), который подтверждает достоверность оценки характера насыщения, как водонасыщенного. Это позволило спрогнозировать положение ВНК на глубине -1402,8 м (а. о.). Что подтвердилось впоследствии результатами геофизических исследований.

Оценка продуктивных возможностей выделенных коллекторов пласта неокомского надъяруса выполнена для жидкости по КВД методом идентификации (рисунок 4). Анализ графиков свидетельствует, что все кривые восстановления давления в

координатах метода идентификации хорошо описываются прямолинейной зависимостью. Это указывает на правомочность предлагаемого подхода к обработке замеров давлений в целях определения продуктивных характеристик испытанного методом ГДК нефтенасыщенного интервала.

В процессе исследований была проведена статистическая обработка данных ГДК. Среднее значение коэффициента подвижности составляет **310,34 мД/мПа*с**. Величина коэффициента вариации подвижности равна **68,0%** – это свидетельствует об однородности разреза нефтенасыщенных коллекторов неокомского надъяруса по фильтрационным свойствам и удельной продуктивности.

РИС. 4. Определение коэффициента продуктивности методом идентификации по результатам ГДК нефтенасыщенных отложений неокомского надъяруса скважины 9 Р

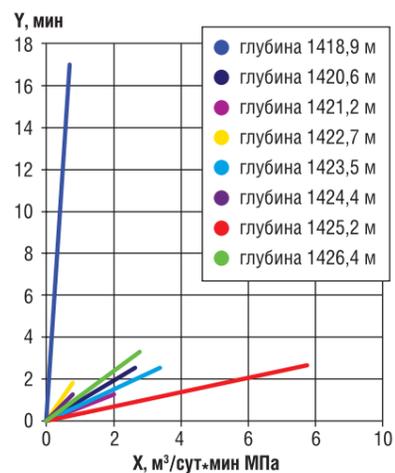
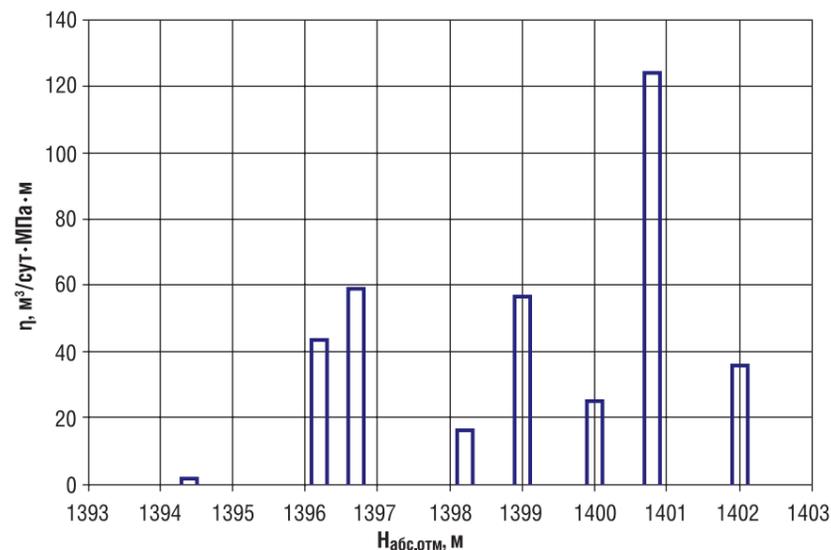


РИС. 5. Изменение удельного коэффициента продуктивности по разрезу нефтенасыщенных отложений неокомского надъяруса скважины 9 Р



В работе приведен анализ распределения удельного коэффициента продуктивности по разрезу исследуемого объекта (рисунок 5), который показал, что лучшими эксплуатационными характеристиками обладают коллекторы в интервале глубин 1421,2–1424,2 м.

В результате получается, что нефтенасыщенная толща неокомских отложений по результатам ГДК ОПК характеризуется достаточно высокой продуктивностью (**194,5 м³/сут*МПа**).

Ожидаемый дебит нефти в нормальных условиях после приложения на пласт депрессии, равной **1,52 МПа** (~10% от начального пластового давления) будет оцениваться величиной **237,7 м³/сут**.

Расчеты величин прогнозных продуктивности и дебитов выполнены согласно установленным зависимостям.

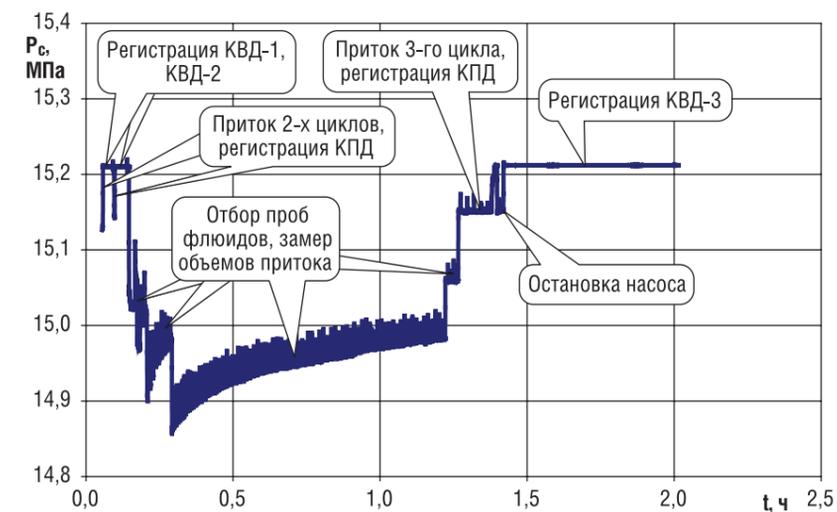
Для расширения информативности стандартных экспресс-исследований выполнено специальное гидродинамическое испытание с новым технологическим подходом.

Одним из способов усовершенствования проведения ГДК ОПК исследований является предложенный ОГДиИС подход к проведению претестов и продолжительности отбора проб и регистрации КВД во время МДТ исследований.

РИС. 6. График давления в процессе стандартного и специального исследования скважины 9 Р методом ГДК (глубина 1420,6 м)



РИС. 7. График изменения давления в процессе исследования скважины 9 Р методом ГДК (глубина 1420,6 м)



Данные предложения позволят определять фильтрационные и коллекторские параметры пласта резервуара на конкретных глубинах, состоянии призабойной зоны, уточняя начальное пластовое давление.

Основная идея заключается в более длительном дренировании пласта (за счет отбора проб) и более длительной регистрации КВД (рисунки 6, 7).

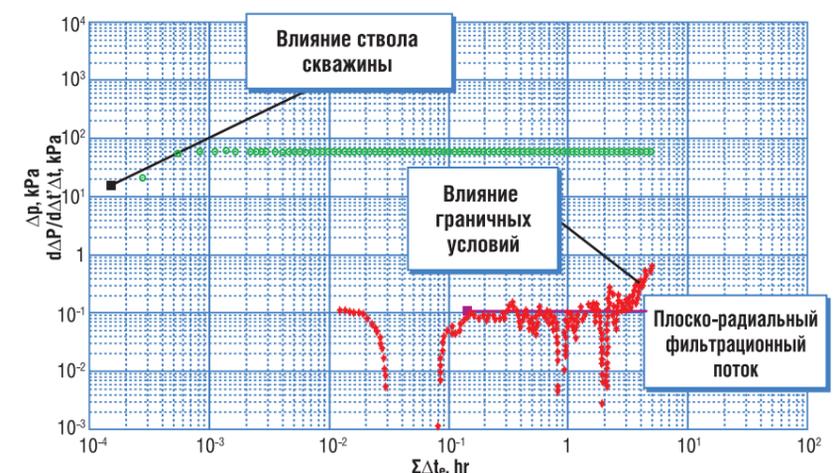
Теперь подробнее о специальном исследовании. Как видно из рисунков 6, 7, исследование увеличено по продолжительности в ~15 раз. Время регистрации КВД составило **2132 с** (~40 мин). Объем отбора увеличился до **60 000 см³**. Время дренирования, за счет отбора флюида равно – **1,3–1,4 ч**.

Объект характеризуется как нефтенасыщенный коллектор невысокой потенциальной продуктивности (**5,9 м³/сут*МПа**).

Обработка КВД 3 выполнена методами диагностическим (рисунок 8) и суперпозиции (рисунок 9).

По графику КВД 3 и ее производной в билигарифмических координатах

РИС. 8. Диагностический билигарифмический график КВД-3 по скважине 9 Р



(рисунок 8) после окончания влияния дополнительного притока в ствол скважины и переходных процессов в соответствии с правилом «полтора логарифмцикла», выделяется участок с нулевым уклоном, соответствующий периоду плоско-радиальной фильтрации флюида к забой скважины. Продолжительность режима этого фильтрационного потока составляет **0,34 ч**. По данному участку КВД 3 в полулогарифмических координатах методом суперпозиции проведена оценка фильтрационных параметров пласта-резервуара, состояния призабойной зоны и величины начального пластового давления (рисунок 9).

Спустя 0,43 часа после начала регистрации КВД 3 на ее диагностическом графике отмечается начало проявления граничных условий.

В таблице 2 приведена сравнительная характеристика возможностей двух методов исследований поисково-оценочной скважины стандартным и специальным ГДК ОПК.

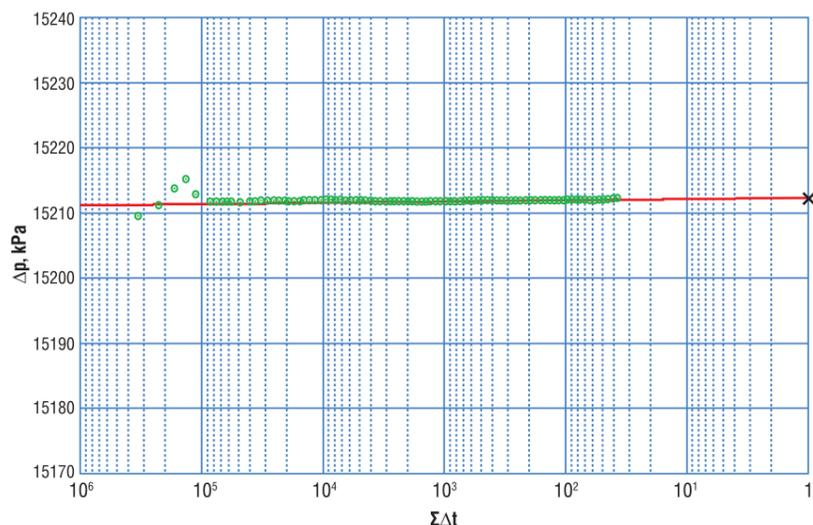
Объект исследования в удаленной зоне дренирования скважины характеризуется следующими значениями фильтрационных и коллекторских параметров: коэффициенты гидропроводности пласта – **442,3 мкм²*см/МПа*с**, подвижности пластовой нефти – **4020,7 мД/мПа*с**, проницаемости пласта – **4181,5 мД**, пьезопроводности пласта – **78600 см²/с**. Сравнительный анализ результатов гидродинамических исследований и данных кернового материала с глубины 1420,2 м имеет хорошую сходимость.

Обобщенный показатель скин фактора ($S' = +334,6$) показывает наличие значительных дополнительных фильтрационных сопротивлений на исследуемой глубине пласта коллектора, связанных, в первую очередь, с несовершенством по степени дренирования продуктивной толщи ($S_{pp} = +38,7$). За пределами прижимного зонда, диаметр которого составляет всего $\sim 0,05$ м, располагается высокопроницаемый пропласток неокомских отложений общей толщиной 1,5 м.

Пластовое давление на глубине проведения ГДК (1420,5 м по вертикали) оценивается по преобразованному графику КВД-3 величиной 15,21 МПа (155,1 кгс/см²), глубинный градиент пластового давления равняется 1,07 МПа/100 м (1,09 кгс/см²/10 м). Совпадение градиента пластового давления с результатами исследований разреза неокомских отложений методом стандартного ГДК свидетельствует о достоверности выполненных определений.

Сравнение полученных данных при стандартном и специальном ГДК ОПК представленные в таблице 2 показывает, что с помощью нового подхода к MDT исследованиям, значительно

РИС. 9. График обработки КВД-3 скважины 9 Р методом суперпозиции



расширяется информация о фильтрационно-емкостных свойствах исследуемого интервала.

Из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

Во-первых, неокомские отложения в интервале 1418,9–1426,4 м представлены нефтенасыщенным терригенным коллектором с прогнозным коэффициентом продуктивности в пластовых условиях 194,53 м³/сут·МПа и дебитом нефти – 237,7 н.м³/сут в нормальных условиях.

Во-вторых, по результатам интерпретации определено положение ВНК в пределах интервала 1426,5–1427,5 м (а.о (-1402,1) – (-1403,1) м).

В-третьих, по характеру насыщения и величине прогнозной продуктивности объект принадлежит к пласту коллектору промышленного значения.

И, четвертое, внедрение в производственную практику специального ГДК ОПК позволит расширить возможности MDT исследований. ●

ТАБЛИЦА 2. Гидродинамические характеристики стандартного и специального исследований объекта скважины 9 Р методом ГДК

Параметры	Значение	
	стандартное ГДК	специальное ГДК
Насыщение объекта	✓	✓
Вид кривой изменения забойного давления	✓	✓
Пластовое давление на глубине проведения исследования (по вертикали 1420,5 м), МПа	✓	✓
Глубинный градиент пластового давления, МПа/100 м	✓	✓
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	✓	✓
Коэффициент гидропроводности пласта, мкм ² ·см/МПа·с	–	✓
Коэффициент подвижности пластовой нефти, мД/мПа·с	✓	✓
Коэффициент проницаемости пласта, мД	–	✓
Коэффициент пьезопроводности пласта, см ² /с	–	✓
Обобщенный показатель S-фактора (S')	–	✓
Скин-фактор от несовершенства по степени вскрытия пласта (S_{pp})	–	✓
Влияние границ пласта и внешних условий	–	✓

Литература

1. Х. Акрам, В. Ашуров Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульным испытателем пластов на кабеле MDT/CHDT. М., Нефтегазовое обозрение, 2005, с. 30–45.
2. В. С. Левченко и др. Методика диагностики продуктивных пластов нижнего мела ракушечного вала по данным ГИС, ГДИС, ГДК, керна и РVT-анализа пластовых флюидов для оценки запасов промышленной категории. М., 2012. – 140 с.
3. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. – М.: Минэнерго России, 2002. – 76 с.
4. Аметов И.М. и др. Применение метода детерминированных моментов для обработки кривых восстановления давления при исследовании неоднородных пластов. // Труды ВНИИ. – М., 1977. Вып. 61. – С. 174–181.
5. А. Н. Колмогоров, Теория вероятностей и математическая статистика. М. Наука 1986 г. 534 с.
6. Бузинов С.Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов / С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин. – М.: Недра, 1984. – 269 с.

KEY WORDS: hydrodynamic logging, approval layer on the cable, productivity, mobility, debit.

КАК НЕМЕЦКИЕ КОМПАНИИ ОБОДЯТ АНТИРОССИЙСКИЕ САНКЦИИ

Wirtschafts Woche

Вероника Прохорова

Немецкие компании все чаще обходят экономические санкции против России. Они идут на локализацию производства в России, инвестируют в российские предприятия.



Из-за неблагоприятной экономической ситуации в стране объемы экспорта немецких компаний в Россию в 2015 г. сократились почти на треть. Сильнее всего

пострадали автопроизводители, машиностроители и сельское хозяйство. Тем не менее, 80% немецких концернов не собираются уходить из России.

«Сейчас настал выгодный момент локализовать производство в России, – комментирует председатель комитета по локализации при Германно-российской внешнеторговой палате Антон Калинин. – Благодаря дешевому рублю производство стало дешевле, а экспорт – выгоднее. К тому же Россия нуждается в новых технологиях».

ПОД САУДОВСКОЙ АРАВИЕЙ ШАТАЕТСЯ ТРОН ЦАРИЦЫ НЕФТЯНЫХ ПОСТАВОК В АЗИЮ

THE WALL STREET JOURNAL.

Дэн Страмф, Джenni У. Хсу

С Саудовской Аравии соскальзывает корона главного поставщика сырой нефти в Азию.

В начале 2016 г. импорт российской нефти в Китай вырос на 42% и составил 13% от общего импорта, тогда как год назад этот показатель равнялся 10,6%.



Географическая близость России к Китаю дает ей конкурентные преимущества перед другими поставщиками, российские поставщики пытаются стать более привлекательными для сделок: Газпром нефть позволила Китаю платить за нефть юанями.

Конкуренция между Россией и Саудовской Аравией нарастает и в Индии. Саудиты поставляют примерно 1/5 часть индийского импорта. Роснефть планирует начать поставки нефти на второй по величине НПЗ в Индии. ●

Златоустовская Оружейная Фабрика 1815

www.z-o-f.ru тел.: 8-800-100-1815

ВЛИЯНИЕ ОСЕВОЙ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ТЕПЛОПЕРЕДАЮЩЕЙ СТЕНКИ В ОДНОПОТОЧНОМ ТЕПЛООБМЕННОМ АППАРАТЕ

В РАБОТЕ РАССМОТРЕНО ВЛИЯНИЕ ОСЕВОЙ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ТЕПЛОПЕРЕДАЮЩЕЙ СТЕНКИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА НА ПРИМЕРЕ ВАННЫ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ, В КОТОРОЙ ПОТОК ХЛАДАГЕНТА, НАХОДЯЩИЙСЯ В ТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ, ОХЛАЖДАЕТСЯ КИПЯЩЕЙ В МЕЖТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ ЖИДКОСТЬЮ ПРИ ПОСТОЯННОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ. ПОЛУЧЕНЫ КРИТЕРИИ, ЗАВИСЯЩИЕ ОТ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА И ТЕПЛОПЕРЕДАЮЩЕЙ СТЕНКИ, ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА И ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ОЦЕНИТЬ УХУДШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИНТЕНСИВНОСТИ ОСЕВОГО ТЕПЛООВОГО ПОТОКА ПО ТЕПЛОПЕРЕДАЮЩЕЙ СТЕНКЕ

THE PAPER CONSIDERS THE INFLUENCE OF THE AXIAL THERMAL CONDUCTIVITY OF THE HEAT-TRANSFER WALL ON THE EFFICIENCY OF A HEAT-EXCHANGE APPARATUS THROUGH THE EXAMPLE OF A PRECOOLING BATH IN WHICH THE REFRIGERANT FLOW LOCATED IN THE TUBE SIDE IS COOLED BY THE FLUID BOILING IN THE TUBULAR ANNULUS AT A CONSTANT TEMPERATURE. THE CRITERIA DEPENDENT ON THE THERMOPHYSICAL PROPERTIES OF THE FLOW AND THE HEAT-TRANSFER WALL, GEOMETRIC CHARACTERISTICS OF THE HEAT-EXCHANGE APPARATUS AND THE HEAT TRANSFER HAVE BEEN OBTAINED, AND THEY LET ASSESS THE DETERIORATION OF THE EFFICIENCY OF THE HEAT-EXCHANGE APPARATUS ACCORDING TO THE INTENSITY OF THE AXIAL HEAT FLOW ALONG THE HEAT-TRANSFER WALL

Ключевые слова: теплопроводность, теплопередающая стенка, хладагент, однопоточный теплообменник, низкотемпературная техника.

Гареева Диана Тагировна, аспирант кафедры «Холодильной, криогенной техники, систем кондиционирования и жизнеобеспечения» МГТУ им. Н.Э. Баумана

Лавров Николай Алексеевич, профессор кафедры «Холодильной, криогенной техники, систем кондиционирования и жизнеобеспечения» МГТУ им. Н.Э. Баумана, д.т.н.

Шереметьев Станислав Сергеевич, магистрант кафедры «Холодильной, криогенной техники, систем кондиционирования и жизнеобеспечения» МГТУ им. Н.Э. Баумана

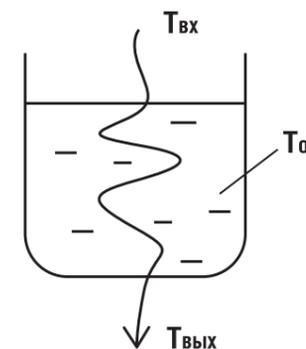
При расчёте теплообменных аппаратов низкотемпературной техники обычно пренебрегают теплопритоком из окружающей среды и осевой теплопроводностью теплопередающей стенки, называя их вторичными факторами в теплообменниках [1]. Х.Хаузенем были рассмотрены различные методики расчёта теплообменных аппаратов для учёта влияния вторичных факторов [2]. Математическая модель, учитывающая влияние теплопроводности стенки на процесс теплообмена в канале для конкретного теплообменного аппарата, и её решение было представлено в работе [3]. Для конкретных типов теплообменных аппаратов влияние теплопроводящей стенки было рассмотрено в докторской диссертации Ю.А.Шевича [4].

Поскольку расчёт теплообменного аппарата с учётом вторичных факторов достаточно трудоёмок, то встаёт задача определить значения безразмерных чисел, связывающих теплофизические параметры потока хладагента и теплопередающей стенки, основные геометрические характеристики теплообменника и теплофизические свойства, при которых влияние осевой теплопроводности на теплообмен значительно, а в каких случаях ей можно пренебречь.

Система уравнений, описывающая одномерную модель стационарного режима работы однопоточного теплообменника, типа ванны предварительного охлаждения (рис. 1), без учёта теплопроводности газового потока, имеет следующий вид [5]:

УДК 621.59

РИС. 1. Схема однопоточного теплообменника: $T_{вх}$ и $T_{вых}$ – температура потока хладагента на входе и выходе из теплообменника; T_0 – температура кипящей жидкости



$$\begin{cases} GC_p \frac{dT}{dx} = \alpha_1 \Pi_1 (T_{cm} - T) \\ 0 = S_{cm} \frac{d}{dx} (\lambda_{cm} \frac{dT_{cm}}{dx}) + \alpha_1 \Pi_1 (T - T_{cm}) + \alpha_2 \Pi_2 (T_0 - T_{cm}) \end{cases} \quad (1)$$

где T и T_{cm} – температура потока хладагента и стенки канала, G и C_p – массовый расход потока хладагента и его теплоемкость, α_1 и α_2 – коэффициенты теплоотдачи со стороны потока хладагента и кипящей жидкости, x – координата вдоль длины теплообменной поверхности, Π_1 и Π_2 – периметры теплоотдачи со стороны потока хладагента и кипящей жидкости в перпендикулярном по координате x сечении, λ_{cm} и S_{cm} – коэффициент теплопроводности и площадь поперечного теплопередающей стенки. Система уравнений (1) дополняется граничными условиями. Задаётся значение температуры потока хладагента на входе в теплообменник:

$$T|_{x=0} = T_{вх} \quad (2)$$

Для теплопередающей стенки задаётся отсутствие теплового потока на концах теплопередающей стенки:

$$\frac{dT_{cm}}{dx} |_{x=0} = 0; \quad \frac{dT_{cm}}{dx} |_{x=L} = 0. \quad (3)$$

Если не учитывать теплопроводность теплопередающей стенки и усреднить теплоёмкость и коэффициенты теплопередачи, можно получить аналитическое решение упрощенной системы (1)

$$\begin{cases} GC_p \frac{dT}{dx} = \alpha_1 \Pi_1 (T_{cm} - T) \\ 0 = \alpha_1 \Pi_1 (T - T_{cm}) + \alpha_2 \Pi_2 (T_0 - T_{cm}) \end{cases}$$

с граничным условием (2), имеющее вид:

$$T(\bar{x}) = T_0 + (T_{вх} - T_0) e^{-N\bar{x}},$$

где $\bar{x} = x/L$ – безразмерная координата, L – полная длина поверхности теплообмена, N – число единиц переноса теплоты:

$$N = \frac{\alpha_1 \Pi_1 \alpha_2 \Pi_2 L}{(\alpha_1 \Pi_1 + \alpha_2 \Pi_2) GC_p}$$

Разность температур потока хладагента на выходе из теплообменника и температуры кипящей жидкости называется недорекуперацией. Величина недорекуперации показывает эффективность работы

теплообменного аппарата – чем меньше эта величина, тем более эффективно работает теплообменник. В рассматриваемом случае недорекуперация выражается по формуле:

$$\Delta T_n = T(1) - T_0 = (T_{вх} - T_0) e^{-N}. \quad (4)$$

Аналогично для случая усреднения теплофизических параметров аналитическое решение системы (1) с граничными условиями (2) и (3) имеет следующий вид:

$$T_\lambda(\bar{x}) = T_0 + (T_{вх} - T_0) (C_1 e^{a_1 \bar{x}} + C_2 e^{a_2 \bar{x}} + C_3 e^{a_3 \bar{x}})$$

где коэффициенты a_1, a_2, a_3 являются корнями кубического уравнения:

$$\begin{aligned} a^3 + Na^2 - (A+B)a + AN &= 0, \\ A &= \frac{\alpha_1 \Pi_1 L^2}{\lambda_{cm} S_{cm}}, \quad B = \frac{\alpha_2 \Pi_2 L^2}{\lambda_{cm} S_{cm}}. \end{aligned}$$

Следует заметить, что коэффициенты A и B являются модифицированными числами Био и отношение этих коэффициентов k равно отношению интегральных коэффициентов теплоотдачи со стороны хладагента и кипящей жидкости:

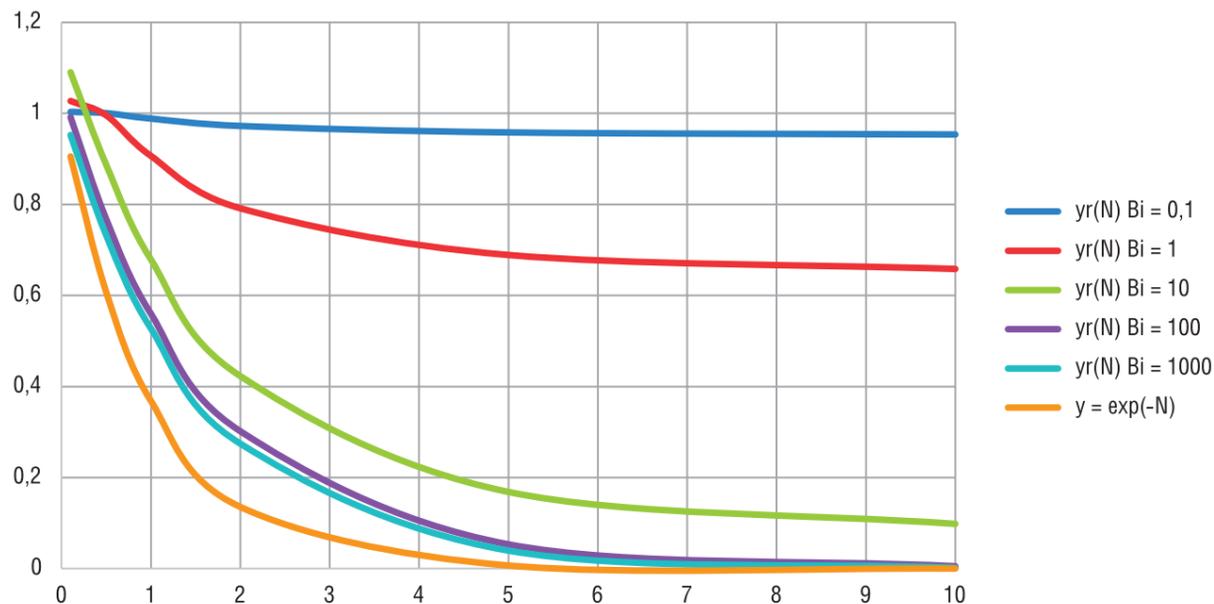
$$k = \frac{B}{A} = \frac{\alpha_2 \Pi_2}{\alpha_1 \Pi_1}$$

Коэффициенты интегрирования C_1, C_2, C_3 определяются из граничных условий, которые сводятся к решению системы линейных алгебраических уравнений:

$$\begin{cases} C_1(1 + \frac{e^{a_1}}{N})a_1 + C_2(1 + \frac{e^{a_2}}{N})a_2 + C_3(1 + \frac{e^{a_3}}{N})a_3 = 0 \\ C_1(1 + \frac{e^{a_1}}{N})a_1 e^{a_1} + C_2(1 + \frac{e^{a_2}}{N})a_2 e^{a_2} + C_3(1 + \frac{e^{a_3}}{N})a_3 e^{a_3} = 0 \\ C_1 + C_2 + C_3 = 1 \end{cases}$$



РИС. 2. Зависимость относительной недорекуперации от чисел единиц переноса теплоты для разных значений коэффициента Bi с учётом теплопроводности и без учёта теплопроводности ($y = \exp(-N)$)



Недорекуперация в этом случае определяется следующим образом:

$$\Delta T_{n\lambda} = (T_{\text{вх}} - T_0)(C_1 e^{a_1} + C_2 e^{a_2} + C_3 e^{a_3}) \quad (5)$$

Значение полученного отношения не превосходит единицы, причём чем меньше эта величина, тем большую роль играет теплопроводность в процессе теплопередачи между потоком и кипящей жидкостью.

Проведённые расчёты для определения относительной недорекуперации

$$y = \frac{\Delta T_{n\lambda}}{T_{\text{вх}} - T_0} = C_1 e^{a_1} + C_2 e^{a_2} + C_3 e^{a_3}$$

для значений коэффициента $k = 1$ и $k = 0,5$ показали практически одинаковые результаты, т.е. отсутствие зависимости от отношений интегральных коэффициентов теплоотдачи со стороны хладагента и кипящей жидкости.

На рис. 2 показаны зависимости относительной недорекуперации y от чисел единиц переноса теплоты для разных значений коэффициента A (модифицированного числа Био – Bi).

Из полученных зависимостей можно сделать следующие выводы. При значениях числа Био меньше 100 при расчётах необходимо в любом случае учитывать осевую теплопроводность, аналогично и для больших чисел Био при числах единиц переноса теплоты меньше 7. Влиянием осевой теплопроводности можно пренебречь при числах Био больших, чем 100, и при числах единиц переноса теплоты, превышающих 7. ●

Литература

1. Криогенные системы: Учебник для студентов вузов по специальности «Техника и физика низких температур» и «Холодильная, криогенная техника и кондиционирование»: В 2 т. / А.М.Архаров [и др.]; Под общ. ред. А.М.Архарова и А.И.Смородина. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1999. – Т.2: Основы проектирования аппаратов, установок и систем. – 720 с.
2. Хаузен Х. Теплопередача при противотоке, прямотоке и перекрёстном токе: Пер. с нем. / Под ред. И.Н.Дулькина. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 384 с.
3. Даниленко Т.К., Микулин Е.И., Козлов В.Н. Влияние теплопроводности стенки на процесс теплообмена в канале // Труды МВТУ. – 1974. – № 193. – С. 160–165.
4. Шевич Юрий Артемьевич. Разработка и исследование высокоэффективных теплообменных аппаратов матричного и планарного типов для компактных низкотемпературных систем и установок. Дис... докт. техн. наук. – Москва, 2008. – 243 с.
5. Лавров Н.А. Математическое моделирование работы низкотемпературных систем. – М.: Издательство МГТУ им. Н.Э.Баумана, 2013. – 150 с.

KEY WORDS: thermal conductivity, wall heat transfer, refrigerant, single-flow heat exchanger, low-temperature technique.

ОТ ЧЕГО ЗАВИСИТ НЕСУЩАЯ СПОСОБНОСТЬ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ?

ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРЕДЕЛЬНЫХ РАСТЯГИВАЮЩИХ НАГРУЗОК, ВОСПРИНИМАЕМЫХ РЕЗЬБОВЫМ СОЕДИНЕНИЕМ, НЕОБХОДИМО, ЧТОБЫ ВСЕ ВИТКИ РЕЗЬБЫ ВОСПРИНИМАЛИ ОДИНАКОВУЮ НАГРУЗКУ. В ЭТОМ СЛУЧАЕ СНИЖАЕТСЯ КОНЦЕНТРАЦИЯ НАПРЯЖЕНИЙ В ОТДЕЛЬНЫХ ЗОНАХ, ЧТО СПОСОБСТВУЕТ ПОВЫШЕНИЮ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СОЕДИНЕНИЯ. ЧТО ВЛИЯЕТ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАСТЯГИВАЮЩЕЙ НАГРУЗКИ ПО ВИТКАМ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ?

TO INCREASE THE ULTIMATE TENSION LOADS, PERCEIVED BY THREADED CONNECTION ALL THE THREADS ARE REQUIRED TO PERCEIVE THE SAME LOAD. IN THIS CASE, STRESS CONCENTRATION IS REDUCED IN SEPARATE AREAS; THEREBY CARRYING CAPACITY OF THE CONNECTION IS INCREASED. WHAT IS THE TENSION LOAD DISTRIBUTION IN THE COILS OF A CASING TUBE THREADED CONNECTION BEING INFLUENCED WITH?

Ключевые слова: резьбовые соединения обсадных труб, нефтегазовое оборудование, оптимизация распределения нагрузки.

Для выравнивания нагрузки по виткам предлагались различные технические решения. Так, в соединении «Фокс» резьбовое соединение имеет участки с различным шагом резьбы [1].

В работе [2] предлагается выполнять несущие поверхности трапецеидальной резьбы ниппеля и муфты, отличающиеся по шагу. Имеются и другие технические решения, по замыслу авторов,

способствующие выравниванию нагрузки, воспринимаемой витками конической резьбы соединения обсадных труб.

Выполняя анализ напряжённо-деформированного состояния (НДС) резьбовых соединений обсадных труб с треугольной, трапецеидальной резьбой, а также высоко герметичных соединений класса «Премиум» нами было установлено, что на распределение

Папировский Владимир Леонидович,
к.т.н.,
профессор кафедры
«Машины и оборудование
нефтегазовых и химических
производств» СамГТУ

РИС. 1. Продольный разрез соединения

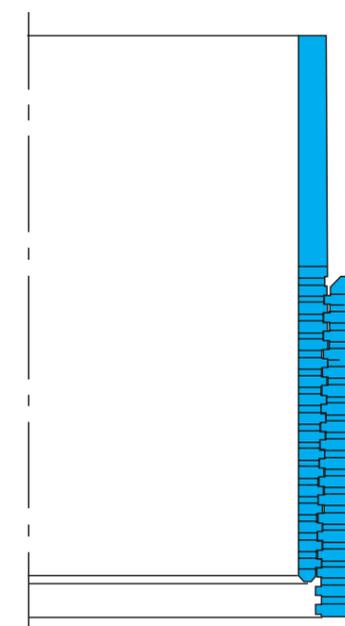


РИС. 2. Продольное сечение соединения

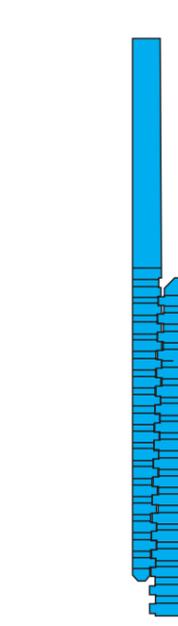
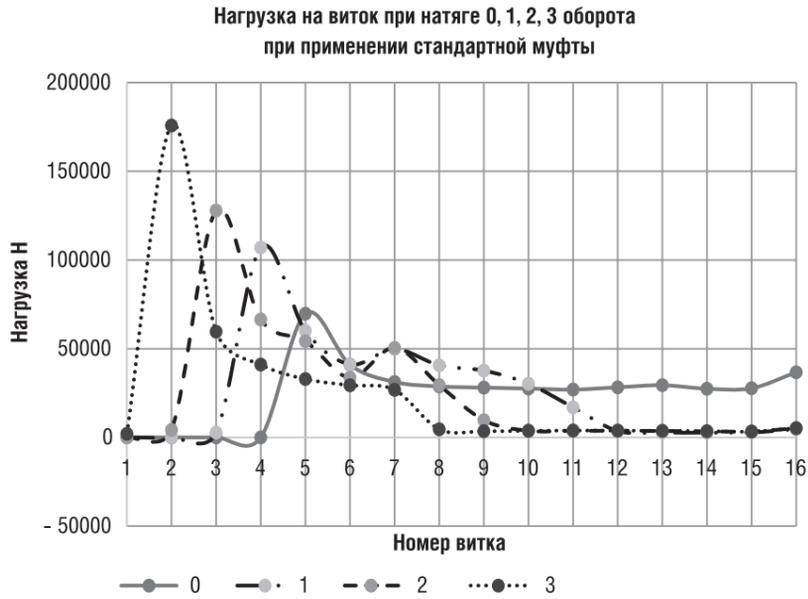


РИС. 3. Распределение нагрузки по виткам при различных натягах в случае применения стандартной муфты



нагрузки по виткам резьбы оказывает значительное влияние соотношение толщин стенки трубы и муфты и величина натяга резьбы. На эти факторы, в известных нам исследованиях, не обращалось должного внимания.

Проиллюстрируем влияние вышеуказанных факторов на примере резьбового соединения с трапецеидальной резьбой, выполненной по ГОСТ 632-80, для трубы диаметром 168 мм с толщиной стенки 8 мм, группы прочности Д. Коэффициент трения в резьбовом соединении примем равным 0,08.

После свинчивания от руки соединение докрепляется путём проворота трубы на несколько оборотов. Для безупорного соединения по ГОСТ 632-80 продольный натяг составляет 11–17 мм, что соответствует 2,16–3,35 оборота. Для упорных высоко герметичных соединений класса «Премиум» натяг меньше. Для соединений VAM, VAM-TOP, BDS он находится в районе одного оборота.

Для выполняемого исследования примем натяг:

- 0;
- 1 оборот (5,08мм);
- 2 оборота (10,16мм);
- 3 оборота (15,24мм).

Исследование выполним методом конечных элементов на

осесимметричной модели. Для этого необходимо построить сечения сопрягаемых деталей и раздробить эти сечения на конечные элементы с приданием им необходимых свойств. На рис. 1 показан разрез резьбового конца трубы и половины

РИС. 4. Нумерация витков



стандартной муфты, навинченной на трубу с натягом три витка. На последующих рисунках будем изображать только поверхности сопрягаемых деталей, попавших в сечение продольной плоскостью (рис. 2).

Нагрузим соединение трубы со стандартной муфтой растягивающим усилием 403 кН, что создаст в теле трубы напряжения растяжения 100МПа.

Результаты расчёта по распределению усилий по виткам резьбы при различных натягах представим на графике (рис. 3). Нумерация витков представлена на рисунке №4.

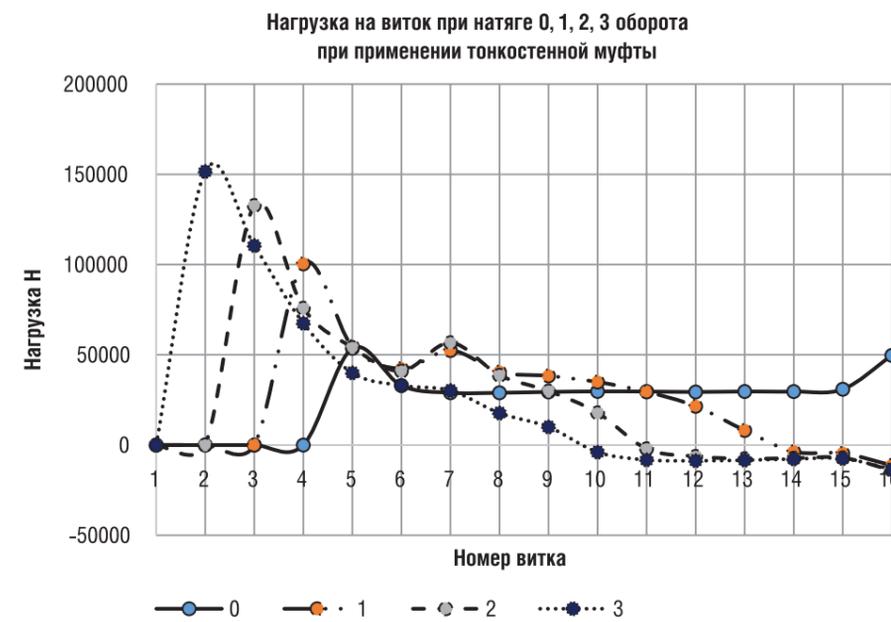
Как видно на рис. 3, нагрузка, воспринимаемая первым взаимодействующим витком, резко изменяется в зависимости от величины натяга, создающего в данной зоне наибольшие радиальные усилия и деформации (рис. 5).

РИС. 5. Деформированное состояние соединения при натяге в 3 витка (перемещения увеличены в 10 раз)



При уменьшении жесткости муфты за счёт уменьшения наружного диаметра (тонкостенная муфта. Рис. 7), характер распределения нагрузки по виткам сохраняется, но уменьшается максимальное значение нагрузки, приходящееся на первый взаимодействующий виток (рис. 6).

РИС. 6. Распределение нагрузки по виткам при различных натягах в случае применения тонкостенной муфты



Изменяя жесткость различных участков муфты можно регулировать распределение нагрузки по виткам. Изменив геометрическую форму муфты, как показано на рис. 8 получим лучшее распределение нагрузки по виткам, представленное на рис. 9.

На основании представленного материала можно сделать следующие выводы:

- На распределение растягивающей нагрузки по виткам резьбового

соединения обсадных труб влияет не только изменение шага резьбы по длине соединения, но и соотношения жесткостей ниппеля и муфты соединения, а также величина натяга при свинчивании резьбы;

- Вопрос оптимизации распределения нагрузки по виткам резьбовых соединений обсадных труб изучен весьма слабо и ждёт своего пытливого исследователя. ●

РИС. 7. Продольное сечение соединения при использовании тонкостенной муфты



РИС. 8. Продольное сечение соединения при использовании муфты с изменённой геометрией

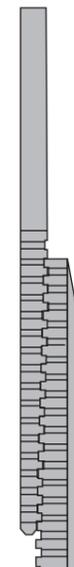
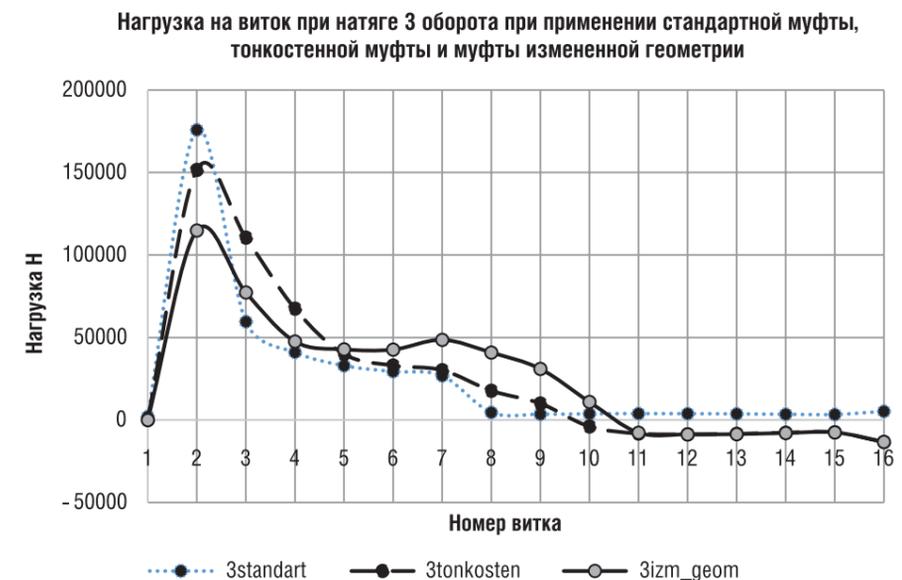


РИС. 9. Распределение нагрузки по виткам стандартной, тонкостенной муфты и муфты с изменённой геометрией



Литература

1. Специальные высокогерметичные резьбовые соединения ФОКС. Kawasaki Стилл Корпорейшн и Хантинг ОйлФильд Сервис (СК), Лтд.
2. Патент на полезную модель «Соединение обсадных труб» №2003 135105 от 05.12.2003 г. ВНИИГПЗ, Москва. Папировский В.Л., Кантария С.Н.
3. Государственный стандарт Союза ССР. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия ГОСТ 632-80. Издание официальное. Москва – 1982.

KEY WORDS: threaded connections of casing pipes, oil and gas equipment, optimization of load distribution.

РОССИЙСКИЙ HI-TECH В ГАЗОВЫХ ТУРБИНАХ

20 МАЯ 2016 Г КОМПАНИЯ РОТЕК ОТКРЫЛА ЦЕНТР ВОССТАНОВЛЕНИЯ И ПРОИЗВОДСТВА ДЕТАЛЕЙ ГОРЯЧЕГО ТРАКТА ГАЗОВЫХ ТУРБИН. НА ОТКРЫТИИ НОВОГО ПРОИЗВОДСТВА, РАСПОЛОЖЕННОГО НА ТЕРРИТОРИИ УРАЛЬСКОГО ТУРБИННОГО ЗАВОДА, ВХОДЯЩЕГО В ХОЛДИНГ РОТЕК, ПОБЫВАЛ КОРРЕСПОНДЕНТ NEFTEGAZ.RU

ON MAY 20, 2016 THE ROTEK COMPANY OPENED THE CENTER OF RECOVERY AND MANUFACTURE OF HOT SECTION COMPONENTS FOR GAS TURBINES. THE OPENING OF THE NEW PRODUCTION LINE, LOCATED IN THE TERRITORY OF URAL TURBINE PLANT, BEING THE PART OF THE ROTEK HOLDING, WAS VISITED BY THE CORRESPONDENT OF NEFTEGAZ.RU

Ключевые слова: РОТЕК, Уральский турбинный завод, газовые турбины, детали горячего тракта, модернизация.

Елена Алифирова

Neftgaz.RU

После Москвы, проводившей пасмурным небом и сильным дождем, Екатеринбург гостеприимно встретил ярким солнцем, напомнившим, о приближающемся лете. Порадовал также теплый прием, оказанный виновником торжества, – компанией РОТЕК.

Сначала нас, журналистов из Москвы, было немного, но мы смогли насладиться историей завода, его работой и перспективами развития, о которых довольно увлеченно,

если не сказать самозабвенно, около получаса рассказывал главный конструктор УТЗ Алексей Култышев – самый молодой главный конструктор в отрасли.

Если коротко, то УТЗ:

- активно модернизируется, проводя обновление производственных фондов, внедряя новые технологии и работая над подготовкой новых кадров;
- готов быть одним из лидеров в России по газовой тематике, благодаря компетенциям, накопленным самим предприятием, а также

активному взаимодействию с Уральским федеральным университетом.

Мы успели совершить рейд по заводу.

Начальник Планово-производственного управления УТЗ Михаил Иванов показал цеха завода, включая кузнечно-термический цех и цех металлоконструкций УТЗ.

Постепенно подъехали и другие коллеги, в т.ч. местные журналисты и региональные представители других федеральных изданий.

По самому крупному и современному цеху УТЗ – цеху Т-1 – экскурсию провел гендиректор Игорь Сорочан.

РЕКЛАМА



В 2011–2013 гг. производство было серьезно обновлено.

По программе техпереворужения стоимостью около 1 млрд руб. было закуплено и установлено современное оборудование, модернизированы технологические линии производства турбин, а также оборудованы новые технологические участки. Это позволило УТЗ существенно повысить нормы внутренней эффективности и показатели производительности.

С лета 2015 года на территории УТЗ велась работа по созданию нового производства РОТЕК, связанного с газотурбинными установками большой мощности.

Открытие Центра восстановления деталей горячего тракта газовых турбин началось в 14:00 в торжественной обстановке в присутствии первого замминистра промышленности и торговли РФ Глеба Никитина, губернатора Свердловской области Евгения Куйвашева, директора Департамента оперативного контроля и управления в электроэнергетике Минэнерго РФ Евгения Грабчака и председателя совета директоров РОТЕКа Михаила Лифшица.

Значимость открывшегося Центра – 1-го в России ремонтно-восстановительного производства, полностью отвечающего требованиям зарубежных производителей газотурбинного оборудования, отметили все гости.

Его создание полностью согласуется со взятым российской экономикой в целом и в ТЭК в частности курсом на импортозамещение.

До сих пор подобных центров в России не существовало. Некоторые сервисные организации и энергетические компании организовали отдельные фрагменты технологической цепочки восстановления деталей горячего тракта газовых турбин. Однако, по большому счету, сервис газотурбинного оборудования в части ремонта и замены деталей газовых турбин оставался сферой, где российские предприятия находились в сильной зависимости от иностранных партнеров. И это при том, что потребность в продлении срока службы быстроизнашивающихся компонентов горячего тракта турбин зарубежного производства уже сложилась. Количество газотурбинных установок единичной мощностью более 20 МВт, эксплуатирующихся сейчас в России, составляет 145 ед, их совокупная мощность – около 17 ГВт.

Газотурбинные технологии находятся в фокусе внимания федеральных властей. В рамках исполнения поручения президента РФ, данного Минпромторгу, Минэнерго и РАН, был разработан проект программы импортозамещения энергооборудования в области газотурбинных технологий до 2035 г. Этот документ получил

одобрение Минпромторга и Минэкономразвития буквально накануне открытия Центра восстановления деталей горячего тракта газовых турбин – 12 мая 2016 г.

– Самым острым моментом, который был отражен в этой программе, является план создания производства деталей для газовых турбин, в особенности для горячего тракта, – сказал Глеб Никитин.



Первый заместитель министра промышленности и торговли РФ Глеб Сергеевич Никитин

– Российская энергетика достаточно серьезно зависит от газотурбинных установок, у нас порядка 10% установленной мощности – это мощность газовых турбин, – сказал Евгений Грабчак.



Директор Департамента оперативного контроля и управления в электроэнергетике Министерства энергетики РФ Евгений Петрович Грабчак

Зарубежные газовые турбины входят в состав парогазовых установок на большей части объектов энергетики, введенных в последние годы по программе ДПМ. Более 83% оборудования и запчастей для ремонта газовых турбин в стоимостном выражении составляет продукция зарубежного производства.



Участок входного контроля



Механический участок

Важен проект и для региональных властей.

– Это знаковое событие для нашего региона, для Уральского турбинного завода и, конечно же, я уверен, что с пуском этого центра мы сможем привлечь сюда и дополнительное высокотехнологичное оборудование, привлечь и обучить компетентные высококвалифицированные кадры, – отметил Евгений Куйвашев.



Губернатор Свердловской области Евгений Владимирович Куйвашев

Работу Центра восстановления деталей горячего тракта газовых турбин показал директор по сервису РОТЕКА Юрий Спиридонов, проведя собравшихся по всем этапам ремонтно-восстановительных работ деталей горячего тракта от входного контроля до нанесения покрытий. Центр позволяет проводить операции по очистке, абразивной обработке, удалению покрытий, термообработке, дефектоскопии, сварке и шлифованию, пайке,

вакуумному и атмосферному нанесению термобарьерных и антиэрозийных покрытий.

Технология, разработанная РОТЕКом, полностью соответствует требованиям, предъявляемым изготовителями оригинального оборудования. К участию в проекте привлекались зарубежные консультанты-технологи, принимавшие участие в строительстве и эксплуатации подобных центров в Европе, Азии и Америке. Так, РОТЕК опирался на опыт швейцарского концерна Sulzer, входящего также как и РОТЕК в группу «Ренова».

Инвестиционный проект по созданию Центра восстановления и производства деталей горячего тракта газовых турбин получился масштабным. Он реализуется в 2 этапа, инвестиции по 1му этапу составили 1 млрд руб, причем финансирование осуществлялось исключительно из собственных средств компании.

Второй этап предусматривает запуск производства деталей полного цикла – с нуля и до готового изделия. В 2018 г, после того, как полностью заработает Центр восстановления деталей горячего тракта газовых турбин, РОТЕК планирует начать монтаж оборудования в новом создаваемом цехе – мехобработки и подготовки заготовок. Завершение 2-го этапа РОТЕК планирует в 2019 г., но не исключает и более ранний запуск производства в зависимости от рыночных условий. Общая стоимость инвестпроекта составляет 4 млрд руб.

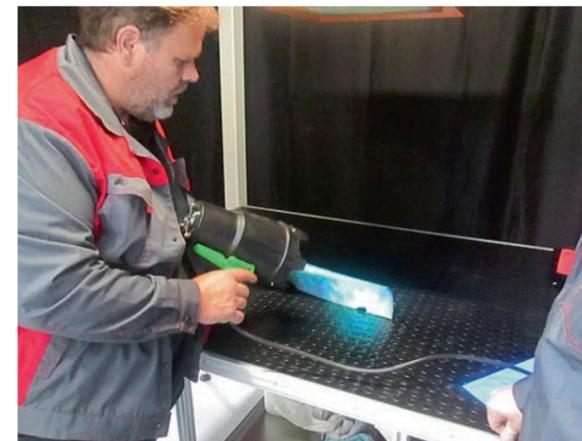
– Комплексная реализация проекта позволит локализовать полный цикл работ по обслуживанию газовых турбин большой мощности и успешно конкурировать с иностранными компаниями в сервисных услугах. Эффектом станет снижение зависимости от импорта и, как следствие, повышение энергобезопасности страны, – подчеркнул Михаил Лифшиц.



Председатель совета директоров РОТЕКа Михаил Валерьевич Лифшиц

– Мы с нетерпением ждем, когда коллеги продвинутся вперед и у нас, помимо восстановления, будет создано производство всех деталей в полном цикле, – поддержал перспективы нового производства Глеб Никитин.

Также Михаил Лифшиц продемонстрировал возможности системы прогностики и удаленного мониторинга энергетического оборудования ПРАНА на примере Пермской ТЭЦ-9. Система



Участок капиллярной дефектоскопии



Участок нанесения покрытий

ПРАНА позволяет проактивно выявлять и предупреждать развитие инцидентов и аварий на энергетических установках, обеспечивая стабильность их работы. Причем дефекты работы оборудования обнаруживаются на ранней стадии – за 2–3 месяца до распознавания их штатной системой управления энергоблоком. Преимущества системы ПРАНА уже оценили российские энергетические компании. Помимо Пермской ТЭЦ-9, в 2015 г. к системе были подключены Ижевская ТЭЦ-1, Владимирская ТЭЦ-2 и Кировская ТЭЦ-3.

Крепкие родственные связи между компаниями, входящими в группу «Ренова», позволили

нам, участникам торжественной церемонии, ближе познакомиться с работой аэропорта Кольцово. Увлекательную экскурсию по зданию аэропорта любезно провел директор по стратегическим коммуникациям Аэропорта «Кольцово» Дмитрий Тюхтин, показав работу аэропорта изнутри, зал подготовки к полету и летное поле.

Кольцово – современный аэропорт. Стратегия, направленная на максимизацию использования возможностей аэропорта в качестве транзитного узла и наличие базового перевозчика – Уральских авиалиний, позволили Кольцово стать лидером среди региональных аэропортов

России по количеству рейсов. Пассажиропоток, хоть и снизился в последние 2 года, остался выше 4 млн человек/год.

Небольшим Кольцово выглядит лишь в сравнении с московскими аэропортами. По-настоящему маленьким выглядит старое здание аэропорта, переоборудованное сейчас в VIP-терминал. Что самое любопытное, этот небольшой аэропорт обеспечивал перевозку практически того же числа пассажиров, что и новый терминал. Стандарты безопасности тогда были другие.

Запуск нового, очень важного для российской энергетики производства, модернизация ключевого для региона предприятия, развитие транспортной инфраструктуры – все это подтверждает впечатление о Свердловской области как о динамично развивающемся регионе. На всех предприятиях, которые удалось посетить, очень благоприятное впечатление оставили разумный подход к оценке возможностей, нацеленность на перспективу и глубокая вовлеченность всех сотрудников. Можно надеяться, что при грамотной политике все эти факторы станут надежным фундаментом для дальнейшего укрепления позиций Екатеринбурга в качестве промышленного сердца России. ●



KEY WORDS: ROTEC, Ural turbine works, gas turbine, hot gas path parts, modernization.

ОТ ЛАБОРАТОРИИ ДО ПРОМПЛОЩАДКИ

Оборудование ИТП «ПРОМБИОФИТ» для производства многокомпонентных эмульсий, суспензий и гелей

СЕГОДНЯ БЕЗ ХИМИЧЕСКИХ ПРЕПАРАТОВ НЕ ОБХОДИТСЯ ПРАКТИЧЕСКИ НИ ОДНО ПРОИЗВОДСТВО. ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ ЭТИХ ХИМИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ В ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА ПРОХОДИТ СТАДИЮ СОЗДАНИЯ ОДНОРОДНЫХ, МЕЛКОДИСПЕРСНЫХ, ГОМОГЕННЫХ СМЕСЕЙ ИЗ ИСХОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ. НА СОВРЕМЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ ПРИМЕНЯЕТСЯ ЦЕЛЫЙ РЯД РАЗЛИЧНЫХ ГОМОГЕНИЗИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ: ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ РОТОРНЫЕ И СОПЛОВЫЕ, КЛАПАННЫЕ И ВИНТОВЫЕ, УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ И ВИБРАЦИОННЫЕ, ВИХРЕВЫЕ И ВАКУУМНЫЕ ГОМОГЕНИЗАТОРЫ. СПЕЦИАЛИСТАМИ ИТП «ПРОМБИОФИТ» РАЗРАБОТАНЫ УСТАНОВКИ СЕРИИ УПЭС. КАКОВЫ ИХ ПРЕИМУЩЕСТВА И ГДЕ ПРИМЕНЯЮТСЯ ЭТИ УСТАНОВКИ?

NOWADAYS ALMOST NO PRODUCTION CAN'T DO WITHOUT THE CHEMICALS. WITHIN THE MANUFACTURING PROCESS, MUCH OF THESE CHEMICALS SHALL PASS A STAGE OF CREATION OF HOMOGENEOUS, FINELY DISPERSED MIXTURE OF THE STARTING COMPONENTS. MODERN ENTERPRISES USE A VARIETY OF DIFFERENT HOMOGENIZING DEVICES: CENTRIFUGAL AND ROTARY, NOZZLE, VALVE AND SCREW, ULTRASONIC AND VIBRATION, VORTEX AND VACUUM HOMOGENIZER. SPECIALISTS OF ENGINEERING TECHNOLOGICAL ENTERPRISE, DESIGN TECHNOLOGICAL ENTERPRISE "PROMBIOFIT" HAVE DESIGNED THE INSTALLATIONS OF CEU SERIES (COMBUSTION EFFICIENCY UNIT). WHAT ARE THEIR ADVANTAGES AND WHERE THESE INSTALLATIONS ARE APPLIED IN?

Ключевые слова: лабораторная установка, приготовление эмульсий и суспензий, оборудование для цеха, химические предприятия, установка УПЭС.

**Аверкиев Владимир
Вадимович,**
к.ф.-м.н.,
генеральный директор

Специалистами Инновационно-технического предприятия «ПРОМБИОФИТ» разработана и выпускается серия установок приготовления эмульсий и суспензий УПЭС, включающая

в себя как малогабаритные лабораторные установки, так и оборудование для оснащения производственных цехов и выпуска готовой продукции. Установки УПЭС уже много

**Свершова Нина
Ивановна,**
зам. генерального директора

**Махов Кирилл
Александрович,**
зам. генерального директора по техническому обеспечению производства
ООО Инновационно-техническое предприятие «ПРОМБИОФИТ»

РИС. 1. Лабораторная установка приготовления эмульсий и суспензий УПЭС-0.01/0.55



РЕКЛАМА

лет успешно работают на многих химических, фармацевтических, косметических, и биотехнологических предприятиях стран Таможенного союза и обеспечивают выпуск как традиционной, так и уникальной по своим свойствам продукции.

Лабораторные установки приготовления эмульсий и суспензий УПЭС (рис.1) предназначены для проведения исследовательских и учебных работ, отработки технологии приготовления новых продуктов, выпуска опытных партий продукции в форме эмульсий, суспензий, гелей и растворов. Эти установки успешно эксплуатируются в системе Академии наук РФ, в Москве, Санкт-Петербурге, Ставрополе, Екатеринбурге, Курске, Новосибирске, Омске, Нижнем Новгороде, Красноярске, Первоуральске. В основе работы установок лежит комбинированное физико-химическое воздействие на компоненты смеси посредством механического перемешивания, температурного воздействия и интенсивной кавитационной обработки.

Наиболее интенсивному воздействию смесь компонентов подвергается в рабочих зазорах «ротор-статор» гомогенизирующей головки насоса-гомогенизатора НГД. По имеющимся данным исследователей в областях этих зазоров при работе роторно-пульсационных насосов-гомогенизаторов происходит механическое измельчение, тонкое перемешивание компонентов, обрабатываемое вещество приобретает новые физико-химические и технические свойства.

Лабораторные установки УПЭС изготавливаются предприятием ИТП «ПРОМБИОФИТ» в модификациях УПЭС-0.01/0.05 и УПЭС-0.02/1.1 с полным объемом рабочей емкости 10 и 20 литров, соответственно. Установки этой серии сконструированы с учетом возможности масштабирования технологических процессов при переходе к большим объемам производства. Для оснащения производственных цехов установки УПЭС выпускаются с объемом рабочей емкости 50, 100, 150, 300 или 600 литров (рис. 2).



РИС. 2. На участке сборки оборудования предприятия ИТП «ПРОМБИОФИТ»: подготовка к испытаниям установки УПЭС-0.6/7.5, предназначенной для оснащения производства минеральных удобрений

В демонстрационном зале предприятия ИТП «ПРОМБИОФИТ» можно получить техническую консультацию и ознакомиться с работой оборудования для приготовления эмульсий и суспензий, а также полуавтоматов для розлива продукции, укупорки и этикетирования тары. ●

KEY WORDS: laboratory setup, preparation of emulsions and suspensions, equipment for workshop, chemical plant, installation UPES.

ООО ИТП «ПРОМБИОФИТ»

Россия, 127299,
Москва, ул.К.Цеткин, д.4,

Тел.: (499) 150-2764,
(495) 459-0618,

Тел. моб.: 8-916-747-2746 (офис),
8-926-893-2266

www.prombiofit.com
itp@prombiofit.com

ХЭДЖИРОВАНИЕ

Проблемы управления ценовыми рисками нефтегазовых компаний



Шевелева Анастасия Викторовна,
кандидат экономических наук,
доцент кафедры управления внешнеэкономической деятельностью МГИМО МИД



Акиева Луиза Батарбековна,
ведущий аналитик Центра стратегических исследований и геополитики в области энергетики МИЭП МГИМО МИД

СОВРЕМЕННЫЕ РЕАЛИИ ЯРКО ДЕМОНСТРИРУЮТ НЕГАТИВНОЕ ДЕЙСТВИЕ ВОЗНИКАЮЩИХ ЦЕНОВЫХ РИСКОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАК В ЦЕЛОМ НА МИРОВЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ, ТАК И НА ОТДЕЛЬНЫЕ ЭКОНОМИКИ РАЗЛИЧНЫХ СТРАН. КАК ПРАВИЛО, СЫРЬЕВЫЕ КОМПАНИИ ПРИБЕГАЮТ К СТРАХОВАНИЮ СВОИХ РИСКОВ. НАИБОЛЕЕ ПОПУЛЯРНЫМ СПОСОБОМ СТРАХОВАНИЯ ЦЕНОВЫХ РИСКОВ ЯВЛЯЕТСЯ ХЕДЖИРОВАНИЕ. ПРИБЕГАЯ К ДАННОМУ МЕТОДУ НЕОБХОДИМО ОСОЗНАВАТЬ НЕ ТОЛЬКО ПЛЮСЫ ТАКОГО СПОСОБА МИНИМИЗАЦИИ РИСКОВ, НО И НЕДОСТАТКИ, КОТОРЫЕ СЛЕДУЕТ ПОНИМАТЬ ПРЕДЕЛЬНО ЯСНО В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РИСК-МЕНЕДЖМЕНТА ПРЕДПРИЯТИЯ

MODERN REALITIES CLEARLY DEMONSTRATE THE NEGATIVE EFFECTS OF PRICE RISKS ARISING IN THE OIL AND GAS INDUSTRY BOTH ON THE GLOBAL ECONOMIC SYSTEM AS A WHOLE AND ON THE INDIVIDUAL NATIONAL ECONOMIES. TYPICALLY, RAW MATERIAL COMPANIES FALL BACK ON INSURANCE AGAINST THEIR RISKS. THE MOST POPULAR METHODS OF PRICE RISK INSURANCE IS HEDGING. APPLYING THIS METHOD IT IS NECESSARY TO BE AWARE OF NOT ONLY THE ADVANTAGES OF SUCH METHOD OF RISKS MINIMIZING BUT ALSO THE DISADVANTAGES WHICH MUST BE UNDERSTOOD VERY CLEARLY IN ORDER TO INCREASE THE EFFICIENCY OF THE COMPANY'S RISK MANAGEMENT

Ключевые слова: хеджирование, ценовой риск, базисный риск, риск-менеджмент, лимиты цен, управление.

В процессе управления рисками с помощью хеджирования фьючерсными контрактами у нефтегазовых компаний возникает ряд проблем:

- базисный риск;
- издержки на хеджирование;
- несовместимость наличного и фьючерсного рынка;
- лимиты цен фьючерсных контрактов;
- правила на каждой конкретной бирже;
- воздействие хеджа на управление.¹

Базисный риск

Осуществление хеджирования не всегда обеспечивает стопроцентную защиту от ценового риска. Успех применения хеджа определяется степенью корреляции наличной и фьючерсной цены. Чем она выше, тем эффективней хедж. Но при завершении хеджирования на результат влияет сложившийся базис (разница между ценами

наличного и фьючерсного рынков). Именно он и определяет итоговый убыток или прибыль.

Для хеджера-покупателя выгодно ослабление базиса, т.е. ситуация, когда наличная цена понижается относительно фьючерсной цены в течение определенного периода времени. При этом наличная цена становится менее устойчивой, чем фьючерсная.

Для хеджера-продавца, наоборот, выгодно усиление базиса, т.е. такое изменение базиса, при котором наличная цена повышается в течение определенного периода времени относительно фьючерсной цены. Другими словами, наличная цена становится более твердой по сравнению с фьючерсной.

¹ Составлено по: Дегтярева О.И. Биржевая торговля в сфере топливно-энергетического комплекса: учеб. пособие / О.И. Дегтярева; МГИМО (У) МИД России, каф. управления внешнеэкон. деятельностью. – М.: МГИМО-Университет, 2011. С. 174–177.

УДК 336.4

ТАБЛИЦА 1. Расчет результата хеджирования

дата	наличный рынок	фьючерсный рынок	базис
август	целевая цена 89 долл./ т	покупает 30 контрактов по 88 долл./ т	+1
сентябрь	покупает 3000 тонн по 91 долл./ т	продает 30 контрактов по 89 долл./ т	0
		прибыль 1 долл./ т	

Источник: Составлено по: Дегтярева О.И. Биржевая торговля в сфере топливно-энергетического комплекса: учеб. пособие. МГИМО (У) МИД России, каф. управления внешнеэкон. деятельностью. – М.: МГИМО-Университет, 2011. С.118–139

Успех применения хеджа определяется степенью корреляции наличной и фьючерсной цены. Чем она выше, тем эффективней хедж

Рассчитаем результаты хеджирования, когда в примере про торговую компанию, которой необходимо было купить 3000 тонн бункерного топлива через месяц, при прочих равных условиях произойдет неблагоприятное изменение базиса (для хеджера-покупателя усиление базиса). Пусть в сентябре компания закрывает фьючерсную позицию не по 90 долл. за тонну, а по 89 долл. за тонну. Тогда общий результат операции будет выглядеть следующим образом (табл.1).

Конечная цена покупки: 91 долл./ т – 1 долл./ т = 90 долл./ т.

ТАБЛИЦА 2. Расчет результата хеджирования

дата	наличный рынок	фьючерсный рынок	базис
1 этап	купила 2000 т по 80 долл./ т	продала 20 контрактов по 82 долл./ т	-2
2 этап	продала 2000 т по 78 долл./ т	купила 20 контрактов по 81 долл./ т	-3
		прибыль 1 долл./ т	

Источник: Составлено по: Дегтярева О.И. Биржевая торговля в сфере топливно-энергетического комплекса: учеб. пособие. МГИМО (У) МИД России, каф. управления внешнеэкон. деятельностью. – М.: МГИМО-Университет, 2011. С.118–139

В итоге в результате неблагоприятного изменения базиса убытки наличного рынка не полностью были компенсированы прибылью, полученной в результате хеджирования, что не позволило производителю получить намеченный уровень цен. В результате убытки торговой компании вследствие базисного риска составили 1 долл. за тонну, а на весь объем сделки 3000 долл.

Рассчитаем результат хеджирования по второму примеру, когда торговая компания купила 2000 тонн бункерного топлива для перепродажи, при наличии базисного риска (для хеджера продавца в результате ослабления базиса). Пусть компания закрывает свой хедж по 81 долл. за тонну. Тогда общий результат операции будет выглядеть следующим образом (табл. 2).



ТАБЛИЦА 3. Расчет результата хеджирования

дата	наличный рынок	фьючерсный рынок	базис
1 этап	купила 2000 т по 80 долл./ т	продала 20 контрактов по 82 долл./ т	-2
2 этап	продала 2000 т по 78 долл./ т	купила 20 контрактов по 81 долл./ т	-3
		прибыль 1 долл./ т	

Источник: Составлено по: Дегтярева О.И. Биржевая торговля в сфере топливно-энергетического комплекса: учеб. пособие. МГИМО (У) МИД России, каф. управления внешнеэкон. деятельностью. – М.: МГИМО-Университет, 2011. С. 118–139

Конечная цена продажи: 78 долл./ т + 1 долл./ т = 79 долл./ т.

В данном случае произошло неблагоприятное изменение базиса, и поэтому компания получила убыток 1 долл. за тонну или 2000 долл.

Также следует отметить, что базисный риск усиливается в случае, существенного отличия сорта наличного товара от базисного сорта, лежащего в основе фьючерсного контракта.

Издержки на хеджирование

По каждой фьючерсной сделке возникают операционные расходы и клиринговые расходы

Несмотря на общность организации биржевой торговли, между биржами существуют различия в правилах и регламентах

(внесение маржи, комиссия брокеру и др.). Даже если сначала их уровень невысок, то со временем он может повышаться. Кроме того, могут возникнуть издержки процентов по марже. В связи с риском отсутствия возможности хеджирования вариационной маржи (чаще всего при незначительном количестве контрактов) или его неосуществимости (в случае неустойчивости цен или процентных ставок), данную ситуацию следует учитывать заранее. Даже при эффективном использовании механизма хеджирования вариационной маржи, у хеджера для нее должны быть наличные средства,



качестве товара и во времени осуществления форвардной сделки на наличном рынке и поставки по фьючерсному контракту.

Лимиты цен фьючерсных контрактов

Хеджеры не всегда могут открыть или закрыть свои позиции в определенные дни из-за наличия дневных колебаний цен на фьючерсном рынке, что искажает соотношение цен на наличном рынке и фьючерсной котировки. Вероятность возникновения такой ситуации низка, однако может создавать существенные неудобства.

Правила на каждой конкретной бирже

При осуществлении хеджером операций одновременно на нескольких биржах, ему следует изучать правила, установленные на каждой конкретной бирже, поскольку, несмотря на общность организации биржевой торговли, между биржами существуют различия в правилах и регламентах.

Воздействие хеджа на управление

В ряде случаев хеджирование может оказать влияние на внутрифирменное управление. В результате хеджирования компания может лишиться возможности получения дополнительной прибыли при благоприятном изменении цен.

ТАБЛИЦА 4. Расчет результата хеджирования

дата	наличный рынок	фьючерсный рынок	базис
1 этап	купила 2000 т по 80 долл./ т	продала 20 контрактов по 82 долл./ т	-2
2 этап	продала 2000 т по 78 долл./ т	купила 20 контрактов по 81 долл./ т	-3
		прибыль 1 долл./ т	

Источник: Составлено по: Дегтярева О.И. Биржевая торговля в сфере топливно-энергетического комплекса: учеб. пособие. МГИМО (У) МИД России, каф. управления внешнеэкон. деятельностью. – М.: МГИМО-Университет, 2011. С.118–139

Так, если в примере про торговую компанию, которой необходимо было купить 3000 тонн бункерного топлива через месяц, риск повышения цен не оправдывается и цены, наоборот, упадут, результаты будут следующие (табл. 3).

Конечная цена покупки: 86 долл./ т + 3 долл./ т = 89 долл./ т.

Следует учитывать, что базисный риск усиливается в случае, существенного отличия сорта наличного товара от базисного сорта, лежащего в основе фьючерсного контракта

Таким образом, если бы компания не использовала хеджирование, она могла бы получить прибыль 3 долл. за тонну, что в целом составило бы 9000 долл. Но, в результате хеджирования, получив на фьючерсном рынке убыток в 3 долл. за тонну, она упустила возможность получения дополнительной прибыли.

Следует отметить, что в качестве примера был использован идеальный хедж, а на практике, в условиях наличия базисного риска, результаты могут измениться либо в лучшую сторону и компания все-таки получит прибыль, либо приведет к убыткам.

Во втором примере, где осуществлялась операция по перепродаже 2000 тонн бункерного топлива, торговая компания опасалась падения цен и осуществила хеджирование продажей. Однако на рынке произошло противоположное изменение цен, т.е. они выросли, в итоге торговая компания

получила следующие результаты (табл.4).

Конечная цена продажи: 82 долл./ т – 2 долл./ т = 80 долл./ т.

Таким образом, не прибегая к хеджированию, компания могла бы получить прибыль 2 долл. за тонну, что в целом составило бы 4000 долл. Но, в результате

хеджирования, получив на фьючерсном рынке убыток в 2 долл. за тонну, она не получила дополнительную прибыль. Проблема недополучения прибыли, прежде всего, вызывает недовольство у акционеров, поскольку они лишаются возможных дивидендов. Кроме того, руководство компании может рассматривать затраты на хеджирование не нужными, лишившими ее прибыли, особенно, когда неблагоприятные ценовые ожидания не оправдались.

В этой связи стратегии хеджирования должны разрабатываться совместно всем руководством нефтегазовой компании и доводить их до акционеров. Решение об использовании страхования рисков методом хеджирования должно быть взвешенное и тщательно изученное, включая опыт компаний специализирующихся на оказании услуг хеджирования. ●

Литература

1. Гулиев И.А., Мустафинов Р.К. Обзор прогнозов долгосрочного изменения средневзвешенной цены на нефть // Ученые записки Петрозаводского государственного университета. Общественные и гуманитарные науки. 2015. №7 (152) С. 113–116.
2. Гулиев И.А., Хубаева А.О., Литвинков И.И. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДОЛГОСРОЧНОЙ СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЙ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ // Евразийский юридический журнал. 2016. №3 (94). Гулиев И.А.О.ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ В НОВЕЙШИХ УСЛОВИЯХ ВВЕДЕНИЯ САНКЦИЙ // Вестник НГУЭУ. 2015. № 2. С. 283–290.
3. Дегтярева О.И. Биржевая торговля в сфере топливно-энергетического комплекса: учеб. пособие / О.И. Дегтярева ; МГИМО (У) МИД России, каф. управления внешнеэкон. деятельностью. – М. : МГИМО-Университет, 2011. – 262 с.
4. Дегтярева О.И. Биржевое дело. – М.: ИНФРА-М, 2015. – 623 с.
5. Дегтярева О.И. Управление рисками в международном бизнесе. – М.: Флинта, 2014. – 344 с.
6. Дамодаран, А. Стратегический риск-менеджмент = Strategic Risk Taking: принципы и методики. пер. с англ. – Москва: Вильямс, 2010. – 496 с.
7. Дунаев В.Ф. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2010. – 352 с.
8. Загребельная Н.С., Шевелева А.В. Нормативно-правовое регулирование деятельности по управлению рисками инвестиционных проектов // Право и управление. XXI век. – № 2 (35) 2015. – С. 92–101.
9. Кравченко С.А., Сальгин В.И. РИСКИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА: ВОСТРЕБОВАННОСТЬ ОПЫТА США И ЕС ПО УПРАВЛЕНИЮ ИМИ // Управление риском. 2015. № 3 (75). С. 41–48.
10. Лесных В. В., Демкин И. В., Габриелов А. О. Управление ценовым риском нефтегазовых проектов // Газовая промышленность. 2012. № 8 (678).
11. Международное торговое дело / Под ред. О.И. Дегтяревой. – М.: Магистр, ИНФРА-М, 2011.
12. Основы риск-менеджмента: пер. с англ. / М. Круи, Д. Галай, Р. Марк; науч. ред. В. Б. Минасян. – М.: Издательство Юрайт, 2014. – 390 с.
13. Ромашкина О.В. Совершенствование системы управления финансовыми рисками на предприятиях нефтегазового комплекса: автореф. дис. на соиск. учен. степ. к-та эк. наук (08.00.10). – М., 2012. – 165 с.
14. Сальгин В.И., Сафарян А.В. Энергетические проблемы в мировой политике. // В книге: Современные международные отношения и мировая политика Торкунов А.В., Мельвил А.Ю., Алексеева Т.А., Афонцев С.А., Барановский В.Г., Белокреницкий В.Я., Богатуров А.Д., Борилло К.П., Бусыгина И.М., Воскресенский А.Д., Галин А.О., Грановский А.Е., Давыдов В.М., Емельянов А.Л., Звягельская И.Д., Зоннова Т.В., Кириллов В.Б., Коновалов А.А., Крутских А.В., Кувалдин В.Б. и др. учебник для вузов. Москва, 2004. С. 381–407.
15. Шевелева А.В., Ефимова Н.В., Загребельная Н.С. Основы экономики фирмы. Учебное пособие. – М.: МГИМО-Университет, 2015. – 478.
16. Шевелева А.В., Савчук Д.С. Международные товарные биржи в условиях экономического кризиса // Вестник МГИМО-Университета. – 2009. – №3–4 (6–7).

KEY WORDS: hedging, price risk, basis risk, risk management, limits price control.

НАРУШЕННЫЕ ТУНДРОВЫЕ ПОЧВЫ:

гранулометрия 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 РАЗЛИЧНОГО ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА, КОТОРЫЙ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ ЭТОЙ ЦЕЛИ ТОРФА В СМЕСИ С КОНКРЕТНОЙ ПОЧВОЙ. РАЦИОНАЛЬНОЕ СООТНОШЕНИЕ ДАННОЙ СМЕСИ ВЫБИРАЕТСЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОЧВЫ, ТО ЕСТЬ С ВОЗРАСТАНИЕМ В НЕЙ СОДЕРЖАНИЯ ФИЗИЧЕСКОЙ ГЛИНЫ (ЧАСТИЦ <0,01 ММ) КОЛИЧЕСТВО ТОРФА В СМЕСИ СНИЖАЕТСЯ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СМЕСИ ТОРФ:ПОЧВА ДЛЯ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ОЦЕНИВАЕТСЯ В УСЛОВИЯХ *IN VITRO* ЭКСПЕРИМЕНТА ПОСРЕДСТВОМ АНАЛИЗА АКТИВНОСТИ ФЕРМЕНТА ДЕГИДРОГЕНАЗЫ. ПРИ ЭТОМ АКТИВНОСТЬ ДЕГИДРОГЕНАЗЫ СМЕСИ ТОРФ:ПОЧВА ДОЛЖНА ПРЕВЫШАТЬ АКТИВНОСТЬ ФЕРМЕНТА САМОЙ НАРУШЕННОЙ ПОЧВЫ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ РЕКОМЕНДОВАТЬ ДАННУЮ СМЕСЬ ДЛЯ РЕКУЛЬТИВАЦИИ В УСЛОВИЯХ *IN SITU*

THE METHOD OF BIOCHEMICAL CONTROL UNDER THE RECLAMATION OF DISTURBED TUNDRA SOILS WITH DIFFERENT GRANULOMETRIC COMPOSITION IS PRESENTED, WHICH IS TO ASSESS THE EFFICIENCY OF PEAT USAGE IN A MIXTURE WITH A PARTICULAR SOIL FOR THIS PURPOSE. JUDICIOUS RATIO OF THE PRESENT MIXTURE IS DETERMINED DEPENDING ON THE GRANULOMETRIC COMPOSITION OF THE SOIL, THAT IS, IF THE CONTENT OF PHYSICAL CLAY IN THE SOIL (PARTICLES <0.01 MM) IS INCREASED THE PEAT AMOUNT IN A MIXTURE IS DECREASED. THE EFFECTIVENESS OF THE PEAT MIXTURE USE IS: SOIL FOR RECLAMATION IS EVALUATED "IN VITRO" EXPERIMENT BY ANALYZING THE ACTIVITY OF DEHYDROGENASE ENZYME. AT THE SAME TIME THE ACTIVITY OF DEHYDROGENASE MIXTURE OF THE PEAT IS THE FOLLOWING: SOIL SHOULD EXCEED THE ACTIVITY OF THE ENZYME OF DISTURBED SOIL THAT ALLOWS TO RECOMMEND THIS MIXTURE FOR ITS RECLAMATION IN "IN SITU"

Ключевые слова: нарушенная почва, гранулометрический состав, смесь торф:почва, активность фермента дегидрогеназы, рекультивация.

Нарушение тундровых почв, то есть лишение их растительного покрова и верхнего органогенного слоя с выходом минеральных горизонтов на дневную поверхность, происходит при проезде техники, связанном с осуществлением геологоразведки, бурением скважин и обустройством промыслов по добыче нефти и газа. Между тем почва обладает самовосстановлением, происходящем путем постепенного ее заселения растительностью, далее поступления растительного опада, развития дернового процесса и накопления гумуса. Однако в условиях сурового климата тундры самовосстановление почвы

потребуется продолжительного времени, измеряемого десятками лет. В этой связи представляется вполне рациональным ускорить восстановление плодородия нарушенных почв тем или иным способом рекультивации, а также оценить ее эффективность первоначально в условиях *in vitro* эксперимента с целью получения необходимой информации для последующего осуществления рекультивации почв *in situ*.

Между тем 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 [1]. К числу недостатков данного способа относится применение торфа в смеси с песком, специально привозимого из песчаного карьера, и без учета гранулометрического состава нарушенных тундровых почв, то есть содержания частиц различной величины (в мм), а также многолетние наблюдения за восстановлением их плодородия. 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 травяного покрова в условиях *in situ* в течение 12–24 месяцев [2]. Существенными недостатками данного способа является использование торфа в смеси с различными компонентами, также без учета гранулометрического состава почв и многомесячные наблюдения за восстановлением их плодородия.

В результате отмеченные недостатки рассмотренных способов не позволяют рационально использовать торф, в связи с ограниченностью его запасов, как единственного рекультивирующего средства для восстановления нарушенных почв в условиях Крайнего Севера, а также представить в скором времени эффективность их рекультивации.

Целью данной работы является разработка подхода в виде биохимического контроля рекультивации нарушенных тундровых почв посредством

оценки эффективности использования торфа в смеси с конкретной нарушенной почвой с учетом ее гранулометрического состава в условиях *in vitro* эксперимента. Оценка эффективности использования торфа в смеси с почвой осуществляется посредством анализа активности фермента дегидрогеназы.

Концепция биохимического контроля рекультивации почв

Суть концепции биохимического контроля рекультивации нарушенных тундровых почв различного гранулометрического состава посредством применения торфа, как биоорганического удобрения, обладающего собственной микрофлорой, состоит в формулировании представления о влиянии гранулометрического состава почвы, а также торфа, как рекультивирующего средства, на рост и развитие микроорганизмов, а, следовательно, на активность продуцируемых ими ферментов, в частности на дегидрогеназу. Последняя катализирует реакции 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, основная масса почвенных микроорганизмов (до 90–99%) связана с твердой фазой почвы, что объясняется способностью почвенных частиц адсорбировать клетки микроорганизмов [3].

В основе адсорбции почвой микроорганизмов лежит взаимодействие положительно заряженных ее частиц с отрицательно заряженными клетками микроорганизмов. Между тем были установлены существенные различия в сорбционной способности различных почв по отношению к микроорганизмам, которые определялись в первую очередь гранулометрическим составом почвы: чем больше было в ней физической глины (частиц <0,01 мм), тем больше была адсорбция микроорганизмов [4]. При этом микроорганизмы наиболее активно адсорбируются мелкой пылью и илом, то есть частицами с размерами соответственно 0,001–0,005 и <0,001 мм [3, 5].

Что касается внесения в нарушенную тундровую почву торфа, то он усиливает активность ферментов, так как это природное образование характеризуется определенным количеством различных физиологических групп микроорганизмов (бактерии, актиномицеты и грибы), зависящем от места нахождения (залежь или навал), глубины отбора, вида и степени разложения и pH торфа [6].

Итак, с возрастанием содержания физической глины в нарушенных тундровых почвах, то есть с утяжелением гранулометрического состава, и внесением торфа должна возрастать ферментативная активность почв как таковая, что позволяет судить о восстановлении их плодородия и использовать этот показатель для оценки эффективности рекультивации посредством анализа активности фермента дегидрогеназы.

УДК 552.577:631.4



Ниже представлен способ биохимического контроля рекультивации нарушенных тундровых почв различного гранулометрического состава, который рекомендуется для использования на территориях с волнистым или расчлененным рельефом, с разнообразными почвообразующими (материнскими) породами и неоднородным почвенным покровом. Это связано с тем, что гранулометрический состав почвы, во-первых, является довольно устойчивым признаком, унаследованным от почвообразующей породы, а, во-вторых, он оказывает существенное влияние, в частности, на водно-физические, физико-механические, воздушные и тепловые свойства почвы и на накопление гумуса в ней.

Биохимический контроль рекультивации почв

Первым этапом биохимического контроля рекультивации нарушенных тундровых почв является анализ их гранулометрического состава, осуществляемый широко распространенным пирофосфатным методом [5]. Суть данного метода состоит в приготовлении суспензии растиранием образца почвы с 4%-м раствором пирофосфата натрия (Na₄P₂O₇) и в анализе содержания различных почвенных фракций пипет-методом, то есть путем отбора пипеткой проб суспензии из различных глубин мерных цилиндров через определенные промежутки времени. Далее пробы суспензии выпаривают, высушивают, взвешивают и производят соответствующие расчеты по содержанию различных почвенных фракций по специальной методике.

После определения гранулометрического состава исследуемой почвы необходимо соотношение торф:почва для рекультивации выбирают из табл. 1. В данной таблице в качестве стартового расчетного соотношения торф:почва было использовано соотношение торф:рыхлый песок (1:4), рекомендованное в работе [1].

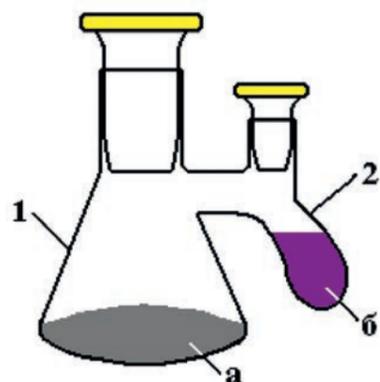
На втором этапе биохимического контроля рекультивации нарушенных тундровых почв проводят сравнительный анализ активности дегидрогеназы смеси торф:почва с активностью

ТАБЛИЦА 1. Соотношение торф:почва для рекультивации нарушенных тундровых почв в зависимости от их гранулометрического состава

Классификация почвы по гранулометрическому составу [5]	Содержание физической глины (частицы <0,01 мм), % [5]	Соотношение торф:почва
Песок рыхлый	0–5	1:4
Песок связный	5–10	1:4
Супесь	10–20	1:4 ÷ 1:5
Суглинок легкий	20–30	1:5 ÷ 1:6
Суглинок средний	30–40	1:6 ÷ 1:7
Суглинок тяжелый	40–50	1:7 ÷ 1:8
Глина легкая	50–65	1:8 ÷ 1:11
Глина средняя	65–80	1:11 ÷ 1:20
Глина тяжелая	>80	1:20

фермента нарушенной почвы и самого торфа в условиях *in vitro* эксперимента способом, защищенным патентом Российской Федерации [7]. С этой целью образцы смеси торф:почва, нарушенной почвы и торфа, каждый массой по 50 г, помещают в чашки Петри и увлажняют до 70% от полной влагоемкости. Здесь под полной влагоемкостью почвы понимается то наибольшее количество влаги, которое содержится в почве при полном насыщении всех пор [5]. Чашки Петри с образцами помещают в термостат для инкубирования при 30°C. Через каждые 5–10 сут отбирают пробы в 6-кратной повторности, в количествах

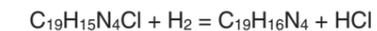
РИС. 1. Устройство для анализа активности фермента дегидрогеназы проб почвы и торфа



1 – модифицированная колба Эрленмейера; 2 – коленчатый отросток колбы; а – смесь пробы, карбоната кальция и растворов глюкозы и 2,3,5-трифенилтетразолийхлорида; б – насыщенный щелочной раствор пирогаллора

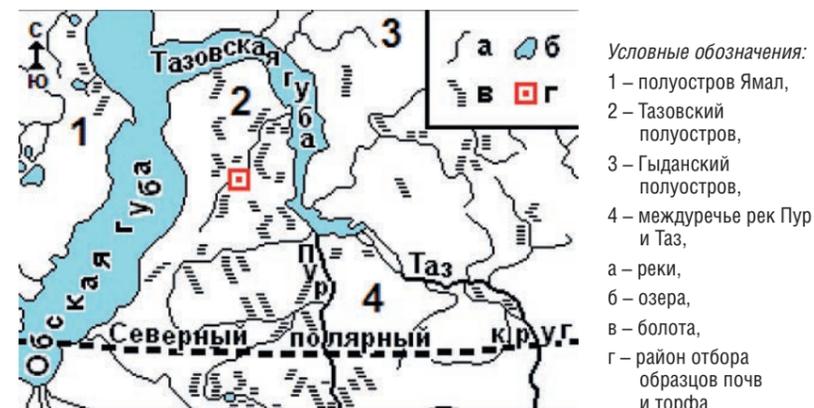
достаточных для анализа активности дегидрогеназы, после их доведения до воздушно-сухого состояния. Активность фермента определяют с помощью устройства в виде модифицированной колбы Эрленмейера (1) с коленчатым отростком (2) (Рис. 1).

С целью анализа активности анаэробной дегидрогеназы, 1 г пробы, отдельно из каждого вышеназванного варианта, а также 0,1 г тонко измельченного карбоната кальция (CaCO₃), по 1 мл 1%-водных растворов глюкозы (C₆H₁₂O₆) и 2,3,5-трифенилтетразолийхлорида (C₁₉H₁₅N₄Cl) последовательно помещают в колбу и смесь (а) перемешивают круговыми движениями. В коленчатый отросток (2) с помощью шприца вводят насыщенный щелочной раствор пирогаллора, C₆H₃(OH)₃ (б) для поглощения кислорода (O₂) в устройстве с целью создания анаэробных условий. Далее колбу герметизируют пробками с использованием вакуумной смазки и ставят в термостат на инкубирование при 30°C на одни сутки. Начинается биохимическая реакция, когда 2,3,5-трифенилтетразолийхлорид (бесцветное вещество) акцептируя мобилизованный дегидрогеназой водород, превращается в инкубируемой среде в 2,3,5-трифенилформазан (C₁₉H₁₆N₄, вещество красного цвета) [8]:



После завершения инкубирования проб производят экстракцию образующегося в них 2,3,5-трифенилформазана

РИС. 2. Карта-схема исследуемой территории



Условные обозначения:
1 – полуостров Ямал,
2 – Тазовский полуостров,
3 – Гыданский полуостров,
4 – междуречье рек Пур и Таз,
а – реки,
б – озера,
в – болота,
г – район отбора образцов почв и торфа

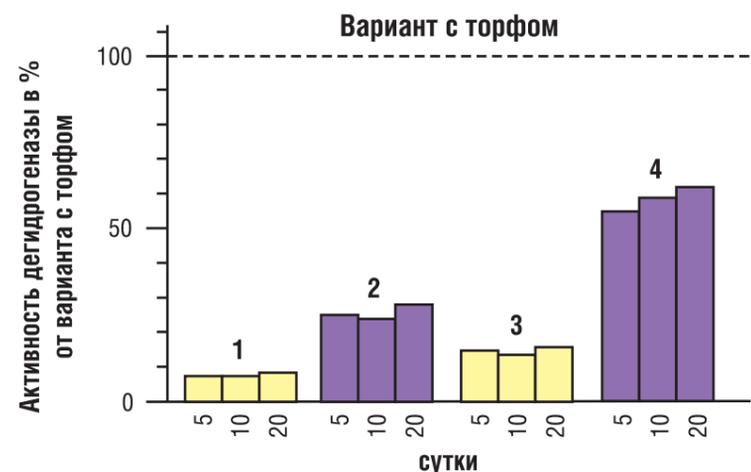
из каждой колбы с помощью этилового спирта (C₂H₅OH) – 5 раз по 4 мл. Затем экстракты каждой пробы объединяют до объема в 25 мл и измеряют оптическую плотность на спектрофотометре при длине волны λ = 490 нм и рассчитывают количество 2,3,5-трифенилформазана по калибровочному графику, составленному, например, от 1 до 30 мкг/мл данного вещества, и выражают в мкг 2,3,5-трифенилформазана/(г·сут) или в процентах от активности фермента, например, в торфе. 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 фермента дегидрогеназы относительно пробы нарушенной почвы, что позволяет рекомендовать данную смесь для рекультивации.

Так, нами в условиях *in vitro* эксперимента оценивалась возможность рекультивации двух нарушенных тундровых почв связнопесчаного гранулометрического состава (содержание физической глины, то есть частиц <0,01 мм составляло 5–10%) из Тазовского полуострова – района функционирования ООО «Газпром добыча Ямбург» (рис. 2), соответствующими смесями торф:почва в соотношении 1:4, взятого из табл. 1. Как видно из рис. 3, в динамике, за 20 сут инкубирования, активность дегидрогеназы смесей возрастала в среднем на 20 и 46% (2 и 4) по

РИС. 3. Динамика активности фермента дегидрогеназы нарушенных тундровых почв связнопесчаного гранулометрического состава без внесения торфа (1 и 3) и с внесением торфа (2 и 4) в соотношении торф:почва, 1:4



сравнению с самими нарушенными почвами (1 и 3). При этом наиболее близкой к активности фермента торфа оказалась вторая почва (4). Результаты проведенного *in vitro* эксперимента позволили рекомендовать данные смеси торф:почва в соотношении 1:4, для рекультивации нарушенных тундровых почв связнопесчаного гранулометрического состава в условиях *in situ*.

Таким образом, представленный в данной работе подход в виде биохимического контроля рекультивации нарушенных тундровых почв различного гранулометрического состава позволяет рационально использовать торф в смеси с нарушенной почвой, в связи с ограниченностью его запасов на Крайнем Севере, и экспрессно оценить эффективность использования данной смеси для рекультивации. Как следствие данного подхода оптимизируются затраты на проведение работ по рекультивации нарушенных почв и ускоряется получение результата по эффективности данного процесса. ●

Литература

1. 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.
2. Семенов А.Ю. Применение суперкомпоста ПИКСА для реабилитации городских почв. Методические рекомендации. М.: ВНИИА. 2006. 32 с.
3. Мишустин Е.Н., Емцев В.Т. Микробиология. М.: Колос, 1978. 351 с.
4. Миненков А.Р. Адсорбция бактерий различными типами почв // Дневник Всесоюзного съезда ботаников. Л., 1928. С. 206–207.
5. Кауричев И.С., Панов Н.П., Стратонович М.В. и др. Практикум по почвоведению. М.: Колос, 1980. 272 с.
6. 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.
7. 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.: ФГБУ ФИПС, 2013. № 24 (1 ч.). С. 141.
8. Хазиев Ф.Х. Ферментативная активность почв. Методическое пособие. М.: Наука, 1976. 180 с.

KEY WORDS: *disturbed soil, granulometric composition, peat:soil mixture, dehydrogenase enzyme activity, recultivation.*

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

В ПОСЛЕДНИЕ НЕСКОЛЬКО ЛЕТ ИДЕИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ЗАХВАТИЛИ РОССИЙСКОЕ БИЗНЕС-СООБЩЕСТВО, ПРОНИКНУВ ПРАКТИЧЕСКИ ВО ВСЕ СФЕРЫ ЭКОНОМИКИ. НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ НЕ СТАЛА ИСКЛЮЧЕНИЕМ: В НОЯБРЕ 2014 Г. ПРАВИТЕЛЬСТВО РФ УТВЕРДИЛО ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ЗАВИСИМОСТИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ОТ ИМПОРТА ТОВАРОВ И УСЛУГ. ДАННЫЙ ПЛАН ПОДРАЗУМЕВАЕТ КАК СНИЖЕНИЕ ДОЛИ ИМПОРТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ И КОМПЛЕКТУЮЩИХ ДЛЯ НУЖД НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА, ТАК И УСЛУГ ИНОСТРАННЫХ КОМПАНИЙ И ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАРУБЕЖНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ. КАК РЕАЛИЗУЕТСЯ ЭТОТ ПЛАН И КАКОВЫ ШАНСЫ НА ТО, ЧТО ЕГО ЦЕЛИ БУДУТ ДОСТИГНУТЫ?

IN THE LAST FEW YEARS THE RUSSIAN BUSINESS COMMUNITY WAS CAPTURED BY THE IDEA OF IMPORT SUBSTITUTION WHICH EXTENDED TO ALMOST ALL SECTORS OF THE ECONOMY. OIL AND GAS INDUSTRY IS NO EXCEPTION: IN NOVEMBER 2014 THE RUSSIAN GOVERNMENT APPROVED AN ACTION PLAN ON REDUCTION OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX DEPENDENCE OF THE IMPORTS OF GOODS AND SERVICES. THIS PLAN IMPLIES A REDUCTION BOTH OF THE SHARE OF EQUIPMENT, TECHNICAL DEVICES AND ACCESSORIES BEING IMPORTED FOR THE NEEDS OF OIL AND GAS PRODUCTION, AND OF THE FOREIGN COMPANIES' SERVICES AND SOFTWARE. HOW IS THIS PLAN BEING IMPLEMENTED, AND WHAT ARE THE CHANCES THAT ITS AIMS WILL BE ACHIEVED?

Ключевые слова: нефтехимия, оборудование, импортозамещение, санкции, импорт, экспорт.



Юрий Урожаев,
Менеджер проектов,
Euro Petroleum Consultants

Основные предпосылки данного решения сформировались в результате комбинации значительного числа политических и экономических факторов, включая низкие мировые цены на нефть, которые привели к рецессии экономики, девальвации рубля и росту валютных рисков, а также санкционных ограничений в части финансирования инвестиционных проектов и поставок оборудования стратегического значения.

В настоящее время в сфере нефтегазового машиностроения в России действует порядка 250 крупных предприятий. Согласно имеющейся статистике Минпромторга, рост производства продукции нефтегазового машиностроения в натуральном выражении в 2014 году составлял 17%. При этом потребление выпускаемой продукции на российском рынке в 2014 году увеличилось на 9% в сравнении с показателем 2013 года и достигло порядка 450 млрд рублей.

Однако если в рублевом выражении сложившаяся ситуация выглядит оптимистично, то в долларовом уже не так радужно: в 2014 году произошло снижение потребления на 1/3 – с 12,6 млрд

долл. в 2013 году до 8 млрд долл. в 2014 году.

Результаты 2015 года подтвердили отрицательную тенденцию развития производства – согласно данным Росстата, в отраслях обрабатывающих производств произошло снижение объема выпускаемой продукции на 5,4%.

В целом по данным на конец 2015 года, зависимость российской экономики от импорта составляла 88%, запланировано снижение значения более чем в два раза – до 40%. При этом машиностроение считается наиболее «защищенной» из основных отраслей, однако и планы по снижению данного показателя более скромные – доля импорта должна снизиться с 44% до 29%.

С другой стороны, зависимость от импорта нефтегазового машиностроения выше средней по отрасли и оценивается в 61%, и согласно Плану по импортозамещению в ТЭК к 2020 году доля импортных комплектующих в составе нефтегазовых установок должна снизиться до 43%.

Однако, как и в других отраслях, средние данные не могут

УДК 338.3

ТАБЛИЦА 1

Тип оборудования	Емкостное		Теплообменное		Насосы		Компрессоры		Печи		Арматура	
	Критическое	Стандартное	Критическое	Стандартное	Стандартный ряд	Центробежные высокого давления	Центробежные	Поршневые	Нагревательные	Реакционные	Стандартный ряд	ВД, агрессивные среды ДУ > 150)
Доля импорта	80	10	40	10	20	80	20	80	10	40	20	70
Шаги для снижения доли импорта	Степень влияния											
Развитие конструкторских бюро	Высокая	Средняя	Высокая	Низкая	Средняя	Высокая	Средняя	Высокая	Средняя	Высокая	Средняя	Высокая
Сертификация лицензиарами	Высокая	Средняя	Высокая	Низкая	Средняя	Высокая	Средняя	Высокая	Средняя	Высокая	Средняя	Высокая
Развитие и сертификация металлургии	Высокая	Средняя	Высокая	Низкая	Средняя	Высокая	Средняя	Высокая	Средняя	Высокая	Средняя	Высокая
Освоение изготовителями нестандартного ряда	Низкая	Средняя	Низкая	Средняя	Низкая	Средняя	Низкая	Средняя	Низкая	Средняя	Низкая	Средняя
Создание собственных решений в области АСУТП	Низкая	Средняя	Низкая	Средняя	Низкая	Средняя	Низкая	Средняя	Низкая	Средняя	Низкая	Средняя
Модернизация станочного парка	Высокая	Средняя	Высокая	Средняя	Средняя	Высокая	Средняя	Средняя	Средняя	Средняя	Средняя	Средняя
Ужесточение контроля качества	Высокая	Средняя	Высокая	Средняя	Средняя	Высокая	Средняя	Средняя	Средняя	Средняя	Средняя	Средняя

Условные обозначения: ■ Низкая ■ Средняя ■ Высокая

полностью охарактеризовать степень конкурентоспособности российских производителей в сравнении с зарубежными поставщиками на рынке и их готовность к осуществлению планов Правительства.

Компания Euro Petroleum Consultants на протяжении 20 лет оказывает услуги для нефтеперерабатывающих предприятий России и стран СНГ, в том числе в области предоставления заказчиком рекомендаций по выбору оборудования, а также проведения последующих инспекций в цехах предприятий-изготовителей и на строительной площадке.

Основываясь на накопленном в данной области опыте компании, была проведена оценка доли импорта для каждой из основных групп оборудования нефтепереработки, а также степени влияния конкретных мер по снижению доли импорта на указанные группы (таблица 1).

Наиболее проблемным с точки зрения отказа от импорта конечно является критическое емкостное реакторное оборудование и емкостное оборудование, работающее под высоким давлением и / или в сверхагрессивных средах.

В текущих экономических условиях и вследствие ужесточения требований к качеству выпускаемых топлив, многие НПЗ России идут по пути развития глубокой переработки нефти, обращаясь к зарубежным лицензиарам таких технологий.

Чаще всего указанное реакторное оборудование, работающее под высоким давлением, лицензиар признает критическим и разрабатывает подробную проектную документацию, включающую размеры, материалы и другие показатели для данных видов оборудования в рамках базового проекта. Естественно, что при разработке подобной документации лицензиар ориентируется на зарубежные материалы, которые должны использоваться изготовителем. При этом несоблюдение требований спецификаций лицензиара приводит порой к самым плачевным последствиям для конечного заказчика, например, снятию гарантий.

В подобной ситуации изготовитель вынужден изготавливать аппараты в соответствии с требованиями лицензиара по материальному исполнению, используя импортную сталь, сварочные материалы и так далее. Высокая доля импорта

характерна и для поставок внутренних устройств как для критического, так и прочего емкостного оборудования.

Основные возможные способы решения указанных проблем относятся к следующим шагам: выстраивание четких процедур согласования замены материалов с лицензиаром, развитие собственных конструкторских бюро в структуре компании с последующей сертификацией данной компании лицензиарами для устранения необходимости подробной проработки проекта на оборудование лицензиаром, обновление станочного парка, а также развитие и сертификация металлургических производств с целью выпуска материалов в полном соответствии с кодами ASTM и ASME.

В ситуации с теплообменным оборудованием чаще всего возникают те же проблемы, что и в случае с емкостным: в случае признания теплообменника критическим оборудованием из-за работы под высоким давлением и в сверхагрессивных средах, лицензиар разрабатывает подробную документацию на основании западных стандартов, что приводит в итоге к увеличению доли импорта. Однако номенклатура теплообменного оборудования



стандартного ряда – работающего в «стандартных» в понимании первичной нефтепереработки условиях – может быть полностью закрыта российскими поставщиками. Исключение составляют лишь пластинчатые теплообменники, где доля импорта традиционно высока – около 60%. Пути решения проблем также сходны с описанными выше для группы емкостного оборудования.

Если говорить о динамическом оборудовании – насосах и компрессорах – здесь ситуация неоднозначная. С одной стороны, российские поставщики в целом способны полностью обеспечить заказчиков всей номенклатурой насосного оборудования, используемого на НПЗ, кроме центробежных насосов высокого давления, и таких «специфических» позиций, как, например, эбуляционные насосы для установок гидрокрекинга гудрона.

С компрессорным оборудованием, к сожалению, ситуация обстоит несколько хуже: группы центробежных и поршневых компрессоров зависимы от импорта как минимум на 80%. Причем как в случае центробежных, так и в случае поршневых компрессоров система управления для данных машин практически на 100% будет импортной.

В качестве конкретных путей решения вопросов зависимости

от импорта можно предложить освоение изготовителями нестандартных рядов насосного оборудования, развитие производств компрессорного оборудования, а также создание собственных независимых решений в области систем управления, как аппаратных, так и программных.

Несмотря на общую высокую степень импорта, в нефтепереработке есть вид оборудования, по которому наблюдается реальная конкурентоспособность – российские поставщики и проектировщики способны спроектировать и поставить заказчику нагревательные печи, отвечающие всем самым жестким международным требованиям в области энергоэффективности, безопасности и экологии. В качестве исключения могут рассматриваться реакционные печи, которые лицензиар зачастую признает критическим оборудованием, а также комплектующие печей – горелки со сверхнизким уровнем выброса оксидов азота и системы управления печными блоками. Ликвидация отставания должна быть прежде всего направлена на снижение зависимости от импорта в части поставки комплектующих.

Другой группой оборудования, в которой в настоящий момент российские поставщики способны практически полностью заместить иностранное оборудование, является запорная и регулирующая арматура, однако как и во всех

предыдущих группах, существует исключение – прежде всего, это запорная арматура критических трубопроводов, которая должна быть изготовлена из материалов согласно спецификации лицензиара, арматура больших диаметров (Ди > 150), работающая под высоким давлением, арматура специального назначения, созданная для работы при высоких температурах и в агрессивных средах. Единственный путь – целенаправленная работа отечественных производителей по освоению нестандартных рядов оборудования.

Помимо вышесказанного существует еще один аспект, который очень часто склоняет чашу весов по выбору поставщика в сторону зарубежных аналогов, даже несмотря на ценовое преимущество отечественного оборудования – качество изготавливаемой продукции. С сожалением приходится признавать, что проблемы с качеством преследуют очень многих российских поставщиков в различных сферах: качество материалов, качество обработки, соблюдение сроков, и т.д. Однако опыт Euro Petroleum Consultants доказывает, что при правильно поставленном контроле как со стороны заказчика, так и со стороны специализированных независимых организаций, качество изготовления отечественными подрядчиками может достигать конкурентного уровня в сравнении с традиционными импортными аналогами, а порой даже превышать его.

Для реализации планов Правительства российским поставщикам оборудования для нефтеперерабатывающей отрасли еще предстоит пройти долгий путь в сторону повышения собственной конкурентоспособности, результат которого будет зависеть в том числе и от деятельности смежных отраслей. Однако нет необходимости отрицать, что по широкому ряду позиций уже имеется серьезный задел, позволяющий строить позитивные прогнозы развития тяжелой промышленности и нефтегазового машиностроения. ●

KEY WORDS: *petrochemicals, equipment, import substitution, sanctions, import, export.*

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

Российский бюджет: триллионный профицит

<http://neftegaz.ru/news/view/62645/>

Общий объем расходов федерального бюджета в 2007 г. увеличен на 415 млрд руб. по сравнению с ранее утвержденными параметрами, – сообщил на заседании правительства глава Минфина России А. Кудрин.

«При уточнении основных параметров среднесрочного финансового плана, общий объем расходов в 2007 г. увеличен на 415 млрд руб», – сказал министр финансов.

Доходы федерального бюджета на 2007 г. запланированы в размере 6 трлн 628,6 млрд руб. расходы – 5 трлн 282,2 млрд руб.



• Комментарий Neftegaz.RU

Сейчас, спустя 10 лет, фраза «профицит бюджета» звучит, как цитата фантастов Стругацких. В начале 2016 г. в российском бюджете образовалась дыра в 2 трлн руб. и чтобы ее залатать, было предложено продать госактивы крупных нефтегазовых и других компаний. Конечно же, все грехи стали сваливать на упавшую в цене нефть. Так-то оно так, в январе 2016 г. цена нефти крутилась вокруг 30 долл за барр, но и в 2006 г. она не была зашкаливающей высокой – порядка 70 долл. за барр. При том, что несколько последних лет баррель

продавали и за 100, за 150 долл, т.е. была возможность подкопить. Что же произошло за эти 10 лет, на чем мы разучились экономить?



Нефтепровод ВСТО пока не соответствует экологическим требованиям

<http://neftegaz.ru/news/view/63244/>

Глава Минпромэнерго России В. Христенко сообщил, что в течение 2006 г. будет принято окончательное решение по конечной точке нефтепровода ВСТО. Ввиду того, что в данный момент есть замечания со стороны природоохранных служб относительно бухты Перевозная, планируемой конечной точки ВСТО, проектировщики находятся в поиске решения проблемы. Финансирование первого этапа должно осуществляться за счет привлеченных ресурсов Транснефти. По оценкам специалистов, стоимость работ составит 6,6–7,9 млрд долл, а необходимые кредитные ресурсы около 2 млрд долл.

• Комментарий Neftegaz.RU

В начале 2016 г. Транснефть–Дальний Восток получила положительное заключение Главгоэкспертизы на техническую часть проектной документации и результатов инженерных изысканий по проекту расширения пропускной способности 2-й очереди МНП ВСТО-2. В рамках инвестпроекта на участке НПС Сквородино–СМНП Козьмино до 50 млн т/год, Транснефть планирует строительство 3 НПС в Амурской и Еврейской автономной областях, а также реконструкция трех существующих НПС в Амурской области, Хабаровском и Приморском краях. 2й этап расширения ВСТО-2 планируется завершить к 2020 г.

«Газпром» построит 4–5 плавучих комплексов до 2010

<http://neftegaz.ru/news/view/62886/>

ОАО «Газпром» построит 4–5 плавучих комплексов до 2010 г. Строительство будет осуществляться в рамках рассчитанной до 2010 г. программы «Газпрома», предусматривающей строительство специализированных плавсредств. Сегодня нужны другие технологии, другое оборудование, не нужно будет строить стационарные платформы, их заменит подводно-техническое оборудование, – сказал гендиректор. В мире разработаны подводные технологии, которые позволяют технологически безопасно проводить работы, отмечает ЦДУ ТЭК. Запланировано строительство бурового комплекса с подводным закачиванием для освоения приамальского шельфа.



• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня «Газпром» по-прежнему осуществляет бурение со стационарных платформ. В сентябре 2014 г. «Газпромнефть шельф» объявила тендер для выбора исполнителя работ по строительству 5 эксплуатационных скважин на Приразломном нефтяном месторождении. Планируется, что подрядчик будет работать на уже существующем буровом комплексе Приразломного, работы будут осуществляться с морской ледостойкой стационарной платформы.

В настоящее время на Приразломном действует 1 добывающая скважина. В целом проект подразумевает постройку 19 добывающих скважин. ●

НЕФТЕГАЗ-2016

Смотр достижений нефтегазового хозяйства прошел в этом году одновременно с III Национальным нефтегазовым форумом. А это значит, что экспозиций, которые мы Вам покажем, было еще больше. Среди 662 компаний, принявших в этом году участие в выставке, почти половину представляли отечественные экспозиции, демонстрирующие оборудование и разработки нефтегазовой индустрии. И не только. Предлагаем экскурсию по самым интересным стендам.

Выставка заняла несколько павильонов, но крупногабаритную технику все равно пришлось размещать на улице. По пути к залам мы не могли не остановиться возле колесной установки Katt с мощностью двигателя шасси 510 л.с. Чуть дальше – насосная установка Fidemash, наверное, самая большая из привезенных на выставку.



Внутреннее пространство павильонов немного дезориентирует. Четкие квадраты разной площади, выделенные под стенды, остались в прошлых годах. С каждым годом компании соревнуются в причудливости оформления, удивляя посетителей новыми дизайнерскими идеями в оформлении. В одном из павильонов бросился в глаза необычный потолок стенда группы ЧТПЗ и выполняющий функцию потолка, неидентифицируемый сферический объект ГК SLC.



Бросилась в глаза общая для стендов добывающих компаний тенденция – демонстрация макетов производств. Еще пару лет назад такие макеты собирали толпы зевак. Сегодня, к ним попривыкли, но все равно хочется остановиться и разглядеть каждый макет мини-промплощадки или добывающей платформы.



Если у вас нет лицензии на разработку месторождения, нет станка-качалки и, перерабатывающего производства или добывающей платформы, а вы просто производите детали – не беда, всегда ведь можно расписать эти детали, ну, скажем, под гжель. Так, кстати, поступили в компании Технопроект.



А если вы не производите детали, или у вас не является поклонников роспись под гжель или хохлому, всегда можно поставить на стенд веселого хоккеиста. Или скучающего хоккеиста. На нефтегазовой выставке они привлекают внимание не меньше, чем на хоккейном матче.



Подойдет также шоколад с фонтаном шоколада.



Или пчела.



Всего на выставке была насчитана 381 российская компания. Заметные экспозиции сформировали компании Китая, Германии и США. Традиционно были организованы коллективные экспозиции Чехии и Финляндии. Иран был представлен Национальной National Iranian Gas Company.

Следующая 17-я международная выставка «Нефтегаз-2017» пройдет в ЦВК «Экспоцентр» с 17 по 20 апреля 2017 года. «Нефтегаз-2017» уже получил официальную поддержку Министерства энергетики РФ.

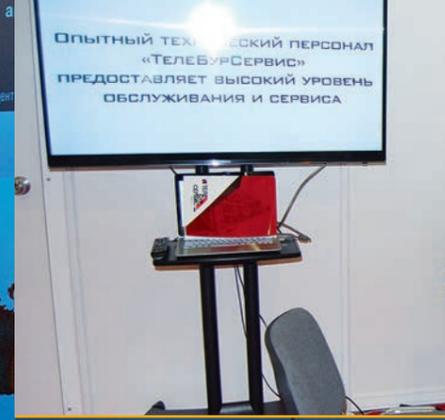




М. Роговский, В. Калужный, Г. Петров



П. Завальный



Стенд компании Телебурсервис на выставке Нефтегаз-2016



П. Завальный



А. Хавкин



Г. Шмаль



Юрий Шафраник



Л. Федун



Н. Маганов



К. Молодцов



Стенд компании НОВОМЕТ на выставке Нефтегаз-2016



А. Мастепанов



С. Колобанов, А. Кули-Заде



С. Гончаренко, Ф. Хатиби



А. Беднов



Ю. Плакиткин



В. Иванов



Стенд компании АДЛ на выставке Нефтегаз-2016



А. Шевченко



Стенд компании Политехника на выставке Нефтегаз-2016



Стенд группы компаний SLC на выставке Нефтегаз-2016

АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

1. Оборудование и инструмент в НГК

4.3 Контрольно-измерительные приборы и аппаратура

1.5.2.8 Геофизическая аппаратура

Аппаратурно-программный комплекс для выполнения электроразведочных работ методом сопротивлений, естественного поля, вызванной поляризации, диагностики трубопроводов, исследований электрохимзащиты и т.п. Это аппаратно-программный комплекс, позволяющий проводить электроразведку несколькими методами.

Особенности:

- Связь между генератором и измерителем по радиоканалу (запуск на начало и окончание генерации, установка настроек генератора – частоты и тока)
- Малый вес комплекта – около 1,1 кг
- Длительный срок автономной работы (до 5–7 дней)
- Пыле-влаго-ударозащищенность по классу IP-65
- Подогрев экрана (для работы при низких температурах)
- Пересчет dU в Rk
- Сохранение результатов в памяти прибора, с возможностью дальнейшей перекачки на ПК через USB-интерфейс в формате ПО «ЗОНД»
- Учет методики полевых работ – смотки – размотки, нумерации пикетов, размеров приемной и токовой линий, и др.
- Построение графиков зондирования на экране измерителя, как в ходе измерений, так и для архивных данных. ●



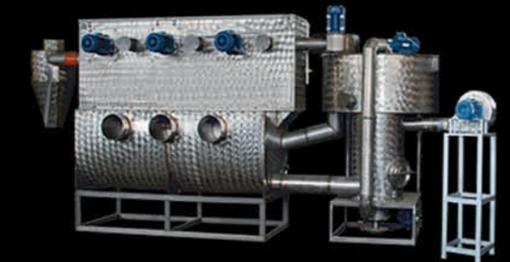
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Генератор:	
Выходное напряжение	до 200 В
Диапазон выходного тока	0,5 – 100 мА
Диапазон частот	0 – 2500 Гц
Запуск на генерацию ручной или по радиоканалу от измерителя	
Погрешность стабилизации	1%
Степень защиты	IP65
Диапазон рабочих температур	от -30 до +50°С
Габариты	160 * 80 * 55 мм
Масса	0,6 кг
Измеритель:	
Диапазон частот	0 – 2500 Гц
Диапазон измерений	-5 – +5 В
Разрядность	АЦП 24 бит
Объем памяти	2 Мб
Интерфейс связи с ПК	USB
Синхронизация с генератором	Радиоканал 433 МГц
Степень защиты	IP65
Диапазон рабочих температур	от -30 до +50°С
Габариты	180 * 130 * 35 мм
Масса	0,55 кг

МОЕЧНО-СУШИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.3 Технологическое оборудование

1.3.1.14 Прочее технологическое оборудование



Комплекс предназначен для отмывки и сушки полимерного сырья со средними типами загрязнений: земля, грязь, песок, и т.д. Дополнительно можно добавлять, в бак оборотной воды, реагенты и моющие средства для очистки сырья от жира, масла, удаления запаха и т.п. Так же в комплекс встроен агрегат мини-флотации, для удаления металлических и т.п. инородных предметов.

Состав:

- Агрегат сухой очистки;
- Агрегат основной отмывки с баком оборотной воды;
- Агрегат сушки;
- Выгрузной циклон;
- Пульт управления.

Принцип действия

Исходный дробленый материал принудительно всасывается из измельчителя агрегатом сухой очистки через трубу подачи, где проходя по перфорированному сепаратору агрегата, осуществляется предварительная сухая очистка материала от загрязнений, при этом загрязнения отводятся в фильтр (биг-бэг). Затем материал принудительно подается в агрегат отмывки, где происходит его интенсивная отмывка, Далее активатором, через трубопровод, материал с водой подается в перфорированное колесо, где происходит обезвоживание материала,

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Перерабатываемый материал	Полипропилен (ПП), полиэтилен ВД, НД, полистирол, ПЭТФ, АБС, ПВХ и другие
Размер материала, мм	10..40
Производительность (в зависимости от материала) кг/час:	до 1000
ПП, биг-бэги	до 300
Пленочные отходы	до 500
ПЭНД, ПЭВД (не пленочные отходы), ПЭТФ, АБС, ПВХ и т.д.	до 1000
Общая мощность электрооборудования:	
номинальная, кВт	61
фактическая, кВт	31
Электроснабжение сеть 3-х фаз. эл. тока напряжение	380/220
Частота, Гц	50
Потребление воды, л/сутки	от 2000
Габаритные размеры:	
длина, мм	6300
ширина, мм	1700
высота, мм	2900
Масса не более, кг	2000
Количество обслуживающего персонала	1

после чего, принудительно через выходную трубу, отмытый материал поступает в агрегат сушки. Проходя по турбулентно-гравитационным сепараторам, происходит его интенсивное

высушивание, после чего чистый сухой материал подается через выгрузной циклон в биг-бэг или в бункер – накопитель гранулятора, агломератор. ●



«Импортозамещение – это не панацея, мы не собираемся все импортозамещать бессмысленно и глупо»

В. Путин

«Внутренняя цена на бензин не связана с мировыми ценами на нефть. Ведь мы не покупаем ее по этим ценам»

Е. Аркуша,
президент
НО «Российский
топливный союз»



«Если сегодня на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири добывается 58 млн тонн нефти, то будет добываться 118 млн тонн»

А. Новак

«Можно слово импортозамещение заменить на импортонезависимость. И это правильно. Зачем все замечать? Но иметь возможность работать независимо от зарубежных компаний необходимо»

В. Борисов,
президент Национальной
ассоциации
нефтегазовых сервисных
компаний



«Сегодня более 80% нефти в России добывается на месторождениях, открытых до 1990 г... месторождения по естественному циклу снижают добычу. Темпы падения в ближайшие годы не будут компенсированы вводом новых провинций»

В. Алекперов

«Существующая сырьевая база нефти позволяет прогнозировать в ближайшее десятилетие стабильный уровень добычи 515–525 млн тонн в год»

С. Донской



«Импортозамещение идет... Да, оно идет не так быстро, как нам всем хотелось бы, но ни у кого иллюзий и не было. Невозможно создать на базе по сути постсоветский промышленности за два года промышленность такую же, как в Германии или в Японии»

Д. Медведев



«Цена на нефть к 2035 г. с учетом 2-процентной инфляции может достичь 170 долл за барр»

И. Сечин

РЕКЛАМА

PARK HYATT MALDIVES™

HADAHAA



Райский уголок, затерянный в экваториальных водах индийского океана, создан для наслаждения природой! Ближайший населенный остров находится в 12 километрах. Здесь идеальный воздух, кристально чистая лагуна, нет места шуму и суете. Концепция отеля предполагает полное отрешение от мирских дел, восстановление сил, здоровья и детоксикацию организма. Отель уникальный и единственный в своем роде. Он сохранил полностью нетронутый подводный коралловый сад, за что ежегодно награждается самыми престижными званиями и сертификатами.

Уютные дизайнерские виллы просто утопают в пышной зелени. Полная приватность, уединенный пляж и теплый океан, удобные мягкие диванчики на террасе, огромная ванная комната, тропический душ в собственном садике под открытым небом и свой бассейн. Здесь есть все, чтобы почувствовать себя абсолютно счастливым человеком.

Приятные милые ресторанчики, бар с видом на закат, где так приятно угощаться бокалом вина, сидя на удобных подушках, прямо на песке. К услугам гостей весь день фирменные коктейли, фреши, сигары, кальяны и многочисленные закуски. Отель единственный из класса Deluxe предлагает питание all inclusive. Изысканные, здоровые и вкусные, специально для Вас приготовленные блюда.

Всеми любимым Спа-городок не оставит равнодушным никого. Для тех, кто не может усидеть на месте, открылся отдельный остров для занятия водными видами спорта. Но даже находясь в отеле, вы найдете себе занятие по душе: круизы на закате, рыбалка, экскурсии, кино, мастер-классы, дайвинг и снорклинг, йога и даже телескоп!

Заботливый и внимательный персонал, отсутствие дресс-кода, простота и роскошь одновременно. Мы с большой теплотой относимся к нашим гостям и они чувствуют это, потому что возвращаются снова и снова.

Park Hyatt Maldives Hadahaa – это одна большая и дружная семья.

Park Hyatt Maldives Hadahaa
North Huvadhu (Gaafu Alifu) Atoll, Republic of Maldives
T: +960 682 1234 | F: +960 682 1235 |
maldives.hadahaa.park.hyatt.com
reservations.parkhadahaa@hyatt.com

Летайте с лучшими

По итогам анонимного голосования
Авиакомпания года 2016



Мы гордимся
полученной наградой
от Air Transport World

Наша цель не в том, чтобы улучшить то, что было сделано до нас, а в том, чтобы предложить нечто принципиально новое. Именно поэтому мы так гордимся наградой «Авиакомпания года 2016» от Air Transport World.

Эта награда явилась признанием не только инновационности наших салонов и безупречности сервиса, но также и стратегии развития уникального партнерства и выдающегося стремления быть смелыми.

الإتihad
ETIHAD
AIRWAYS
ABU DHABI

#Reimagined | etihad.com |  ETIHAD AIRWAYS PARTNER

Flying Reimagined