



LIBERAL
VALUES

РАЗДЕЛЕНИЕ
РИСКОВ



Agilent Technologies

Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

[6] 2014

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ХИМИЯ СЕГОДНЯ





НПП ИТ СПб

Научно-производственное предприятие

Тел.: +7 (812) 385-48-40

www.it-spb.ru

- комплексные решения
- доступные цены
- собственное производство
- короткие сроки поставки до 3-х месяцев
- более 100 выполненных высоковольтных проектов

Комплектный
высоковольтный
преобразователь
частоты

«ГЕРКУЛЕС»

Подробнее о компании
НПП «ИТ СПб»
читайте в следующем
номере журнала



Мы предлагаем решения
в области энергосбережения
и повышения энергоэффективности
для объектов нефтегазовой
отрасли:

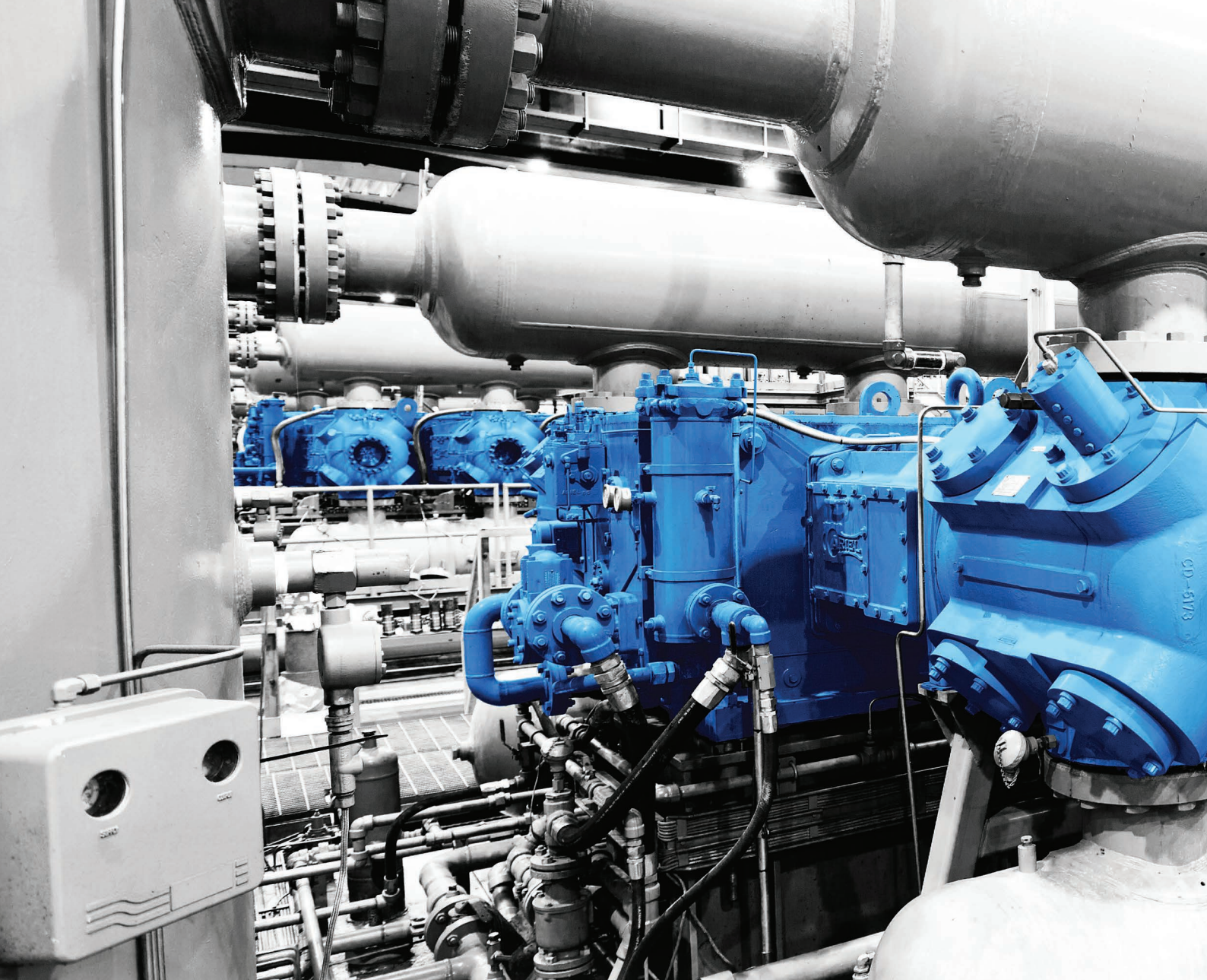
- БКНС
- ДКС
- ДНС
- УПН
- ЦПС
- НПВ
- другое

Комплектное
высоковольтное
устройство КРУИТ
«СПАРТА»



Комплектное
высоковольтное устройство
плавного пуска
«SAMSON»





Индивидуальная комплектация под ваши потребности Гарантия качества и надежности

Корпорация Ариель – крупнейший в мире производитель поршневых компрессоров. С 1966 года корпорацией было произведено и поставлено в более 100 стран мира 45000 компрессоров. Компрессоры Ариель используются в нефтегазовой промышленности и энергетике для добычи нефти и газа, переработки, транспортировки, хранения и распределения природного газа от скважины до конечного потребителя.



Промысловый сбор газа • Газлифт • Закачка в пласт
ПХГ (закачка и отбор) • Транспорт газа • АГНКС
Переработка и нефтехимия (H₂, N₂, CO₂ и др.)
Сжатие воздуха • Дожим топливного газа
Шахтный метан • Газы с H₂S • Мобильные КС



АРИЕЛЬ ИНТЕРНЭШНЛ КОРПОРЕЙШН

Представительство в России и СНГ
125047, Россия, г. Москва, Бизнес Центр «Парус»
ул. 1-я Тверская-Ямская д.23, строение 1, офис 6-3

Телефон: +7 (495) 721-1113

Телефон: +7 (495) 721-1118

Факс: +7 (495) 721-1114

Email: Russia@arielcorp.com

www.arielcorp.com



Химия сегодня



12

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК 4

Площадка для Амурского ГПК 8

Первая строчка
Все о персоне и событии месяца 10

Конструкции винтовых компрессоров для химических нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств 18

Колтек 29

Насосное оборудование на масляных производствах НПЗ 34

Мировой рынок нефти и газа 36

Химические волокна в России

ОБЪЕМЫ ВЫПУСКА ХИМИЧЕСКОЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ В 15 ВЕДУЩИХ СТРАНАХ МИРА В 2012 Г., МЛРД.ДОЛЛ



Задачи поставлены.
Сможем ли решить?

14



24

Контроль и управление морскими нефтегазовыми сооружениями

58

53

Календарь событий

54

Разделение рисков

Спецматериалы **херох**®
для компаний нефтегазовой
отрасли

84

Инструментальные метода
аналитического контроля в
нефтепереработке:
проблемы и тенденции

56

Особенности

Россия в заголовках

61

новой

Новые материалы и инновационная
технология крепления скважин на
Астраханском ГКМ

62

продукции

McCoу

86

Хронограф

О чем писал Neftegaz • RU 10 лет назад

69

НЕФТЕГАЗ *Life*

88

Новые технологии фильтрации
для нефтегазовой
промышленности

70

Специальная секция
Классификатор продукции
и услуг в НГК

90

Цитаты

96

Потенциал
использования
солнечной и
ветровой энергии
в ТЭК России



74

Осторожно,
тундра!

80



Издательство Neftegaz.RU

113 ЛЕТ НАЗАД

В 1901 году в Германии, в издательстве «Friedrich Vieweg u Sohn» была опубликована книга бакинского нефтехимика Р.А.Вишина под названием «Нефтены (циклические полиметилы нефти) и их позиция среди других углеводородов», считающаяся первым в мире полным и системным исследованием нефтенов.

109 ЛЕТ НАЗАД

В 1905 году в Балаханах впервые в мире был применен компрессорно-эксплуатационный метод.

102 ЛЕТ НАЗАД

В 1912 году в Баку инженером по промыслу С. Квитко был разработан метод термического отделения остатков нефти. Ему был выдан патент №21963 за исследование «получения бензина в результате высокотемпературного отделения мазута под давлением и без давления».

99 ЛЕТ НАЗАД

В 1915 году впервые в мире в Баку профессором Н.Зелинским была доказана возможность использования в виде катализатора во время крекинга нефти помимо оксид-металлов (титан, алюминий и цинк) флоридина и Бахчисарайской глины.

85 ЛЕТ НАЗАД

В 1929 году В. Шухов, М. Капелюшников и Ф. Рустамбеков изобрели и собрали в Баку трубно-крекингую установку. Осуществляемый в установке процесс вошел в мировую историю нефти под названием «советский крекинг».

80 ЛЕТ НАЗАД

В 1934 году Ф. Рустамбеков прокомментировал теоретические и практические основы обнаружения подводных нефтяных месторождений и строительства нефтяных скважин в Каспийском море.

78 ЛЕТ НАЗАД

В 1936 году в Баку была сдана в эксплуатацию промышленная установка по получению этилового спирта из нефтяных газов. Эта установка, созданная бакинскими нефтехимиками была первой в мире промышленной установкой подобного типа.

75 ЛЕТ НАЗАД

В 1939 году впервые в мировой нефтяной науке были опубликованы исследования М. Нагиева, в которых комментировались теоретические основы ускорения химических процессов с помощью рециркуляции на примере термического крекинга.

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Станислав Пархоменко

Ответственный секретарь
Татьяна Морозова

Дизайн и верстка
Екатерина Афанасьева
Елена Валетова

Корректор
Денис Пигарев



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Руслан Козлов
rk@neftgaz.ru

Дмитрий Аверьянов
Анна Мунтян
Артем Аракелов
Екатерина Козлова
Светлана Дзапарова
Анна Антоненко
reklama@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Менеджер по работе с клиентами
Елена Зазулина

Служба технической поддержки
Прибыткин Сергей
Бродский Алексей
Владислав Карпов

Деловой журнал
Neftegaz.RU
зарегистрирован
федеральной
службой по надзору
в сфере массовых
коммуникаций, связи
и охраны культурного
наследия в 2007 году,
свидетельство
о регистрации
П/И №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, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии
ООО «АМА-ПРЕСС»

Заявленный тираж 8000 экземпляров



SIEMENS

© 2014 Siemens and the Siemens logo are registered trademarks of Siemens AG. Solid Edge is a registered trademark of Siemens Product Lifecycle Management Software Inc.

Быстрое
скачивание

Скачай Solid Edge бесплатно!

Испытай преимущества эффективной 3D-САПР.

siemens.com/plm/ru/free-solidedge

Теперь Вы можете протестировать полнофункциональную версию Solid Edge легко и абсолютно бесплатно. Узнайте, как Solid Edge сочетает скорость и простоту прямого моделирования с гибкостью и контролем параметрического проектирования – все в едином, легком в использовании решении.

Дополнительно Вы получите доступ к интерактивным обучающим материалам, видео-рекомендациям и сообществу пользователей, что поможет Вам в полной мере использовать превосходный функционал Solid Edge.

Скачайте Solid Edge на
siemens.com/plm/ru/free-solidedge
или позвоните по тел. +7 (495) 223 36 46

Решения для промышленности.



В большинстве провинций Китая топят углем



Газпром и CNPC подписали договор стоимостью 400 млрд долл

2014 год только подошел к своей астрономической середине, а Россия уже победила на Олимпиаде, присоединила Крым, заключила крупнейший газовый договор с Китаем и с 1 июня всей страной бросила курить. Все эти «завоевания» имеют своих противников и сторонников и только Олимпиада признается бесспорным достижением, хотя она и не принесла стране столько золота, сколько сулит многомиллиардный газовый контракт.

LIBERAL VALUES

Анна Павлихина

Переговоры между Россией и Китаем, длящиеся 10 лет, наконец завершились подписанием крупнейшего за всю историю компании контракта о поставках газа. 21 мая 2014 г. Газпром и CNPC подписали договор общей стоимостью 400 млрд долл США, согласно которому Россия обязалась поставлять 38 млрд м³ газа в год в течении 30 лет.

После десятилетнего стремления к подписанию контракта, сегодня, смешав баланс интересов в одном консенсусе, стороны возлагают на договоренности немалые надежды.

Так, Газпром, заявляя, что «началась конкуренция за российские газовые ресурсы» ожидает, что контракт скорректирует цены на газ в Европе (в то же время подчеркивается, что компания, как и прежде, останется надежным поставщиком для европейских потребителей).

В российских регионах, через которые пройдет труба, рассматривают контракт, как стимул к оживлению газохимических проектов, как на базе существующих крупных химических предприятий в Ангарске, Саянске, Усолье-Сибирском, так и за счет строительства новых мощностей. А создание новых предприятий подтолкнет и организацию сопутствующих производств.

Российская казна не без оснований ожидает положенную 30-процентную пошлину (которую, к слову, можно будет направить на строительство инфраструктуры нового объекта).

Ну, и, конечно, китайская сторона крайне заинтересована в поставках газа, что решит многие проблемы и, не в последнюю очередь, – экологическую (сегодня большая часть провинций отапливается углем).





Европа может отменить эмбарго на иранскую нефть



создание новых предприятий подтолкнет и организацию сопутствующих производств



Но почему же тогда при всей очевидной пользе и взаимовыгодности столько времени ушло на переговоры? Если опустить вопрос ценообразования и дискуссий по этому поводу, остается еще несколько моментов.

Для начала нужно отметить, что строить газопровод будут не год и не два и не известно, как за это время поведет себя рынок и с какими дополнительными издержками (в виде инфляции, цены на оборудование и т.д.) придется уживаться.

Кроме того, эксперты подчеркивают наличие серьезной транспортной проблемы, которая может затруднить доставку оборудования к месту строительства (например, необходимость перевозить тяжелую строительную технику по воздуху, что вполне возможно из-за отсутствия или плохого состояния, на многих участках строительства, дорог).

Следующий нюанс сложно назвать только лишь негативным, но определенные трудности он может создать вполне. А именно то, что строительство трубопровода ставит российскую сторону в некоторую зависимость от Китая. Газ – не нефть, его, в случае чего, нельзя будет перегрузить в цистерны или отправить по воде (для этого нужно строить порты).

Ситуация в Европе не еще раз доказывает рискованность такого проекта. Но, «волков бояться – в лес не ходить», все же проект делает обе стороны в равной степени взаимозависимыми, да и лишний повод для дружбы – никогда не лишний.

И тот же европейский кейс показывает не только риски, но и сам по себе мотивирует к поиску партнеров в АТР. В последнее время, что только не делали европейские правители, чтобы ослабить зависимость от российских углеводородов, даже задумались о снятии эмбарго с иранской нефти. Иран, конечно, заявляет, что не намерен конкурировать с Россией, но бизнес есть бизнес и, предвидя возможные исходы, российские нефтяники уже переориентировали часть экспортных потоков в АТР.

Но, какой бы стороной к России не разворачивали западные деятели политическую ситуацию, Россия остается ведущим игроком на рынке углеводородного сырья и контракты с китайскими компаниями – это не отступление с уже освоенных рынков под влиянием сложившейся конъюнктуры, а создание новых взаимовыгодных партнерских отношений. ●

ПЛОЩАДКА ДЛЯ АМУРСКОГО ГПК

В ближайшее время Газпром определит площадку для строительства в Амурской области газоперерабатывающего и гелиевого заводов.

Станислав Пархоменко

В конце апреля команда специалистов Газпром переработка, которое является заказчиком проекта, посетила три возможные площадки: в Серышевском районе – в 23 км от Белогорска, а также в Свободненском и Благовещенском районах

Строительство газоперерабатывающего и гелиевого комплекса в Амурской области, как первоначально планировалось, начнут в 2015 г.

Согласно комплексному плану мероприятий, в следующем году, помимо строительства амурского газоперерабатывающего комплекса, начнется разработка Чаяндинского нефтегазового месторождения в Якутии и строительство первой нитки газопровода Сила Сибири – от Чаянды до Благовещенска.

По газовой трубе сырье пойдет в Китай через ответвление, которое планируется сделать в районе Верхнеблаговещенского.

30-летний контракт между Россией и Китаем подразумевает, начиная с 2019 г, ежегодные поставки российского газа в КНР в объеме около 38 млрд м³, с возможным увеличением до 60 млрд м³.

Общая стоимость контракта составит 400 млрд долл США.

Амурский газоперерабатывающий комплекс (ГПК) будет включать в себя три основных производства: газоперерабатывающее, гелиевое и газохимическое.

Продукцией ГПК станут товарный и сырьевой газ, пропан-бутановая смесь, полипропилен, гликоли, полиэтилен, товарный гелий.

Партнер газового концерна "СИБУР" планирует создать здесь же газохимический комплекс для получения мономеров и последующего производства полимеров.

Первоначальные сроки строительства газоперерабатывающего и гелиевого заводов – 2015-2018 г, газохимическое производство планируют построить в период с 2021 по 2029 г.

В январе прошлого года инвестиции в ГПК оценивались в 620 млрд рублей.

Для сотрудников заводов будет построен городок ориентировочно на 25 тыс жителей. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Первую половину 2014 г. можно смело назвать полугодием России, которая за это время успела свершить столько, сколько мало кому удастся и за значительно большее время. Какое же завоевание считать самым значительным?

Какое из событий 1-й половины 2014 г. наиболее значимо для России?

35%

Победа в Олимпиаде

41%

Присоединение Крыма

6%

Заклучение газового контракта с Китаем

18%

Введение запрета на курение

Сегодня почти все крупные компании провели модернизацию своих производств и перешли на выпуск топлива более высокого класса. Помимо повышения октанового числа, компании повышают сервис обслуживания и расширяют сеть АЗС. Как ориентируются в растущем спектре предложений наши читатели и на каких АЗС предпочитают заправлять свои автомобили?

На АЗС каких компаний Вы заправляетесь?

Роснефть

23%

Газпром

9%

Лукойл

32%

Татнефть

8%

BP

11%

Shell

12%

на той, которая по пути

5%

ООО «СЦ Металл Маркет»

Тройники:

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

Отводы:

- сварные
- крутоизогнутые
- гнутые

Переходы:

- сварные
- бесшовные

Трубопроводная арматура:

- краны
- задвижки

Промышленный
Инжиниринг



(495) 956-62-31
(495) 268-01-65
info@eccentrik.ru
www.eccentrik.ru



Персонажи

Григорьев

Михеев

Срджиджан

Артемьев

Миллер
Сечин

Костин

Абрамович

Аксёнов

Алексеев

Лисин

Дворкович

Сергей Валерьевич
Аксёнов

Сергей Валерьевич Аксёнов родился в городе Бельцы 26 ноября 1972 года. В 1993 году закончил Симферопольское высшее военно-политическое строительное училище.

С 1993 г. занимался бизнесом, а с 2008 г. став активным членом Русской общины Крыма, а также членом общественной организации «Гражданский актив Крыма» уходит в политику. С 2009 года – он уже член правления «Гражданского актива Крыма», и сопредседатель Координационного совета «За русское единство в Крыму!», лидер Всекрымского общественно-политического движения «Русское единство». С 2010 года – депутат Верховной Рады Крыма.

Избрание С. Аксёнова первым заместителем главы «Русской общины Крыма» вызвали неоднозначную реакцию.

22 декабря 2009 г. зампред Верховного Совета АР Крым М. Бахарев обнародовал информацию, согласно которой С.Аксёнов в 90-е годы был причастен к организованной преступной группировке «Сэйлем», в которой проходил под кличкой

«Гоблин». Он также заявил о причастности «Русского единства» к рейдерским захватам автовокзала в Симферополе, ряда жилых домов и санаториев. Но суд признал информацию недостоверной.

27 февраля 2014 г. над зданием Верховного Совета Крыма был поднят флаг Российской Федерации. Захватившие пустили внутрь группу депутатов, которые проголосовали за назначение Аксёнова премьером нового правительства. По словам спикера ВСК В. А. Константинова, ему звонил В. Ф. Янукович (которого парламентарии считают Президентом Украины), и по телефону согласовал кандидатуру С.Аксёнова. Такого согласования требует статья 136 Конституции Украины.

1 марта и.о. президента Украины А. В. Турчинов издал указ о незаконности выборов, отметив, что избрание было совершено в нарушение законов Украины.

В отношении С.Аксёнова было возбуждено уголовное производство в части 1 статьи 109 УК Украины (насильственное изменение или свержение конституционного строя или захват государственной власти). 4 марта окружной административный суд Киева отменил решение о назначении С. Аксёнова, а 5 марта вышло постановление о его задержании.

Он не признал легитимной власть Киева, которая была захвачена в результате государственного переворота, переподчинил себе все органы управления Крыма, а также попросил о помощи главу РФ В.Путина, который поддержал его просьбу.

3 марта В.Путин заявил, что считает избрание С. Аксёнова легитимным. 28 февраля 2014 года было сформировано новое правительство АР Крым.

4 марта С.Аксёнов сделал заявления о возможности расширения Крымской автономии за счёт других регионов Украины, если жители этих регионов выскажут такое желание.

17 марта Аксёнов был внесён в списки людей, в отношении которых США и Евросоюз ввели санкции.

18 марта С.Аксёнов, А.Чалый, В.Константинов и В. Путин подписали договор о принятии Республики Крым в состав РФ.

22 марта С.Аксёнов выступил с обращением к народу Украины, в котором призвал его не подчиняться действиям власти в Киеве.

26 марта Государственный Совет Республики Крым утвердил кабинет министров Республики Крым как субъекта РФ во главе с премьер-министром С.Аксёновым. ●

Новое назначение

Южный поток

Продажа квот

Помощение компаниям

Торги на бирже

Вторая ветка ВСТО

Обвал рынка акций

Цены на газ

Полипропиленовое СП



Газпром нефть, СИБУР и ГК Титан создали СП на базе Омского завода Полиом.

В рамках сделки Сибгазполимер (СП СИБУРа и Газпром нефти) приобрело у ГК Титан 50% в уставном капитале Полиом.

По условиям соглашения Газпром нефть будет поставлять на Полиом сырье – пропан-пропиленовую фракцию с Омского нефтеперерабатывающего завода, а СИБУР обеспечит продажу продукции предприятия с использованием своей сети дистрибуции.

Завод Полиом является составной частью кластерного Парка, продукция, выпускаемая ОМЗП, а это порядка 600-700 т/сут полипропилена, направляется потребителям Казахстана, Узбекистана, Украины, Литвы, Финляндии, Сербии, Болгарии, Вьетнама, Китая, Турции и, конечно же, – в регионы России. Предприятие вышло на проектную мощность – 22,5 т/час полипропилена (ПП) – в начале прошлого года.

Завод Полиом мощностью 210 тысяч тонн полипропилена в год способен выпускать около 98 различных марок полипропилена (гомо-, стат-, блоксополимеры).

Полипропилен и его сополимеры используются для изготовления труб, фитингов, деталей автомашин, бытовой техники, различной упаковки: бумажный картон для коробок с успехом заменяется сотовым полипропиленом.

Завод также включает в себя установку по переработке пропан-пропиленовой фракции мощностью 250 000 тонн в год, обеспечивающую основное предприятие сырьем – пропиленом с высокой степенью полимеризационной чистоты и концентрации.

Полимеры получают по замкнутому циклу. В процессе производства отсутствуют растворители и побочные продукты реакции, используется современная система очистки, в том числе и пылегазоулавливающие устройства.

В основе производства – процесс Spheripol, разработанный компанией LyondellBasell Industries (Нидерланды).

Газпром нефть и Сибур начали рассматривать возможность покупки доли в Полиоме еще в 2012 г. на стадии его строительства. ГК Титан в феврале 2013 г. запустила серийное производство полипропилена на Полиоме. В октябре 2013 г. Федеральная антимонопольная служба России одобрила совместной структуре двух компаний — Сибгазполимеру — покупку 50% в Полиоме. Сумму сделки компании не разглашают, но аналитики в середине 2012 г. оценивали ее в 7-8 млрд руб. Инвестиции в строительство «Полиома» составили более 11 млрд руб.

Сотрудничество Газпром нефти, СИБУРа и Группы компаний Титан на базе Омского завода

полипропилена позволит повысить эффективность процессов по всей производственной цепочке – от поставок сырья до сбыта готовой продукции на рынке.

В совет директоров Полиома войдет равное количество представителей Группы компаний Титан и Сибгазполимера. Оперативное управление предприятием продолжит осуществлять генеральный директор. Сейчас эту должность занимает О.Молоштанов.

Газпром нефть является крупнейшим российским производителем ряда базовых нефтехимических продуктов – ароматических углеводородов (бензола, параксилола, ортоксилола, толуола) и пропан-пропиленовой фракции (пропиленсодержащего сжиженного углеводородного газа).

СИБУР владеет и управляет крупнейшим газоперерабатывающим бизнесом в России по объемам переработки ПНГ. Компания реализует продукцию более чем 1 400 крупным потребителям в ТЭК, автомобилестроении, строительстве, производстве товаров повседневного спроса, химической и других отраслях примерно в 70 странах мира.

ГК Титан включает комплекс нефтехимических и агропромышленных производств. Компания занимает четверть российского рынка фенола и 17% российского рынка МТБЭ. ●

ХИМИЯ СЕГОДНЯ

Сегодня основные статьи государственного бюджета пополняются за счет продажи углеводородного сырья в то время, как во всем мире прекрасно понимают, что намного выгоднее продавать продукты их переработки. Что же этому мешает и как на сегодняшний день чувствует себя химическая отрасль в России, мы спросили у президента Российского Союза химиков Виктора Петровича Иванова.



Виктор Иванов,
Президент
Российского Союза химиков

– Виктор Петрович, каково, на Ваш взгляд, сегодняшнее положение химической отрасли?

– Мы считаем химическую промышленность по-прежнему базовой промышленностью экономики: продукция отрасли, как щупальца, проникают во все отрасли – машиностроение, сельское хозяйство, строительство, электроника, ЖКХ, нефтегазовый комплекс и т.д.

К сожалению, мы утратили те позиции, которых достигли во времена СССР, но комплекс по-прежнему работает, и ситуация хотя и медленно, но выравнивается.

Беспокоит сегодня то, что мы постоянно увеличиваем импорт, и он уже превысил объемы экспорта. Да, нельзя выпускать товары всей химической номенклатуры, но импорт можно сократить за счет увеличения мощностей по нефтепереработке, производству лакокрасочных материалов, спецхимии и другим товарам. Над этим сегодня Российский Союз химиков работает вместе с Минпромторгом. Что мы имеем к настоящему моменту? В общем объеме выпуска продукции на долю химического сектора приходится 4,1%, более 8% от общего экспорта приходится на долю химических материалов. С одной стороны – хорошо. Но с другой – мало. Крайне мало. Недопустимо мало. Приведу еще одну цифру. В общем объеме импорта химикатов 66% составляют прочая и спецхимия, которая является неотъемлемым звеном в оборонно-промышленном комплексе нашей страны. Мы считаем, это недопустимым.

– Каковы основные тенденции и проблемы существуют сегодня в отрасли?

– Одна из наших главных проблем – устаревшие основные фонды. В последние два десятилетия мы во многом эксплуатировали как отрасль то, что было создано при

Советском Союзе. Это было создано как за счёт создания мощностей, так и инфраструктуры, но при этом мы унаследовали ту архитектуру отрасли, которая была заложена в 70–80-х годах. И если посмотреть на современные тенденции, то эта архитектура отрасли не конкурентна, и просто продолжение создания новых мощностей или модернизация в старом их расположении, в старой логике, – она не имеет смысла.

Что заложено в основу современного расположения нефтехимических мощностей? Много крупных химических и нефтеперерабатывающих заводов мы строили в советское время на территориях союзных республик – на Украине и в Белоруссии, в Узбекистане, в Армении и Азербайджане. Строили специально ближе к источникам сырья и к границам СССР, чтобы облегчить и оптимизировать транспортировку продуктов за рубеж. Сегодня эти заводы нам не принадлежат, а верно служат братским народам. В результате у нас остались предприятия, расположенные не на месторождениях, не на границах и не той мощности.

Отрасль провалилась вместе со всей экономикой, но также провалилась очень сильно в 90-е годы за счёт того, что разрушились интеграционные связи. По сути, кто-то остался без сырья, кто-то остался без полупродуктов, а с середины 90-х годов отрасль росла достаточно разумными темпами, но при этом росла во многом за счёт использования старых ресурсов. И одновременно на рыночные адекватные цены выходили два серьёзных компонента нашей себестоимости – это электроэнергия и железнодорожные тарифы. И пока они были относительно невысоки в глобальном масштабе, мы могли эксплуатировать это старое наследие и на этом жить. Сейчас это невозможно. Именно поэтому, все компании задумываются о новых проектах в том или ином виде.



В мире произошло несколько важных вещей. Нефтехимия в 80-е годы была сосредоточена на три четверти в развитых странах, сейчас там присутствует всего-навсего 30–35 процентов. Несколько гигантских центров: огромный рост в Китае за счёт внутреннего потребления, невероятный рост на Ближнем Востоке за счёт прямой государственной политики. В мире усилилась концентрация производства, интеграция площадок и рост единичной мощности крупных площадок.

– Каково положение отраслевой науки и обеспечения отрасли кадрами?

– Это наш самый больной вопрос. Раньше в отраслевой научный комплекс входило около 100 институтов, большинство из которых были достаточно крупными. Так, в одном только Государственном институте азотной промышленности работало свыше 10 тыс. человек, у него было несколько филиалов в различных городах. Именно это и позволило, как я упоминал, в короткие сроки создать собственные аммиачные установки. Сегодня в этой организации, я думаю, работает не больше 200 человек. А около 80% институтов вообще исчезли (или остались только на бумаге и живут за счёт сдачи в аренду своих помещений). Такая печальная судьба постигла, например, НИИ шинной промышленности. А ведь он имел своё мощное опытное производство и на его шинах ездили автомобили из кремлевского гаража.

Мы очень надеялись, что наши вертикально интегрированные структуры будут развивать собственную науку, как это практикуется в развитых странах. Например, химический концерн DuPont тратит на науку до 2-3 млрд долларов в год, что сопоставимо с бюджетом всей Академии Наук РФ. Благодаря этому зарубежные корпорации не только двигают вперед своё производство, но и зарабатывают дополнительные средства, продавая готовые технологии. Но наши вертикально интегрированные компании не очень преуспели на данном поприще. Хотя СИБУР организовал в Томске хороший научный центр, имеет свои научные подразделения и «Фосагро».

К тому же в советские времена существовала неразрывная

цепочка фундаментальная наука – отраслевая наука – производство. А сейчас, если научные институты и создают удачную технологию, они не в состоянии продемонстрировать её действие на практике, поскольку в основном утратили свои опытные производства. Правда, сейчас государство пытается организовать инжиниринговые центры. В частности, в химической отрасли такая структура должна появиться на базе Российского химико-технологического университета.

– Как Вы оцениваете перспективу организации нефти и газохимии согласно семикластерного принципа?

– Сегодня мировые лидеры химпрома развиваются за счёт создания так называемых кластеров. В определенных местах, где есть хороший доступ к сырью, возводят крупные мощности по производству базовых для большой химии продуктов, скажем, этилена и пропилена. Это – матка кластера. А уже вокруг этих мощностей, на той же территории, строят всю нефтехимию и крупнотоннажную химию. Мелкое же и среднее химическое производство разворачивается ближе к потребителю. Таков общий принцип. Поэтому и для российской химии основной упор – формирование нефтегазохимических кластеров. Они помогут системно решать задачи по созданию конкурентоспособных производств, развитию инфраструктуры и росту спроса на нефтегазохимическую продукцию.

«План по развитию нефти и газохимии до 2030» предполагает развитие российской нефтегазохимии как раз по принципу кластерного развития. Однако План-2030 принят около двух лет назад, но многие компании уже откладывают сроки ввода объектов в эксплуатацию. В качестве примера приведу развитие Каспийского нефтехимического кластера, который базируется только на объектах «ЛУКОЙЛа». Компания собирается наладить производство полимеров из газа, добываемого ею на Каспии, и благодаря этому добиться более высоких прибылей, нежели чем она получала бы, сдавая своё сырьё в трубу «Газпрома». Но осуществление этого проекта идёт очень вяло, и когда он реально заработает – неизвестно...

Уровень проработки государственных решений сегодня гораздо ниже, чем во времена СССР. Тогда сотни учёных и практиков, имевших огромный опыт, месяцами трудились над проблемой, изучали международную статистику, анализировали внутренний рынок. И правительственные постановления были настолько скрупулёзно проработаны, что придаться было не к чему. Сейчас же из министерств иногда выходят «скороспелки», которые не всегда достигают необходимого эффекта.

– Какие вопросы в развитии отрасли следует отдать на откуп государству, а какие могут решить компании самостоятельно?

– Мировая практика показывает, что современные химические, нефтехимические производства динамично развиваются под крылом (являются частью бизнеса) нефтегазодобывающих корпораций, в том числе и государственных. В некоторых странах этот показатель достигает 30–40%. У нас в этом плане дела обстоят не так хорошо. К сожалению, ни в одном документе не прописан механизм государственно-частного партнерства, что необходимо для реализации крупных и капиталоемких проектов, окупаемость которых составляет 7–10 лет.

Расширение мощностей нефтехимических предприятий и поддержка производителей – одна из ключевых задач нашей промышленной политики. Отдельная тема – грамотное таможенно-тарифного регулирования, настройка экспортных и импортных пошлин, которая позволяла бы использовать все имеющиеся конкурентные преимущества и развивать собственное нефтехимическое производство. Я считаю, этими вопросами наши органы власти должны заниматься вплотную. Однако Правительство чётко отслеживает ситуацию только в нефтегазовой отрасли, поскольку от этого зависит бюджет государства. Относительно неплохо регулируется рынок удобрений и каучуков. Но в остальных сегментах ситуация гораздо хуже, процесс принятия государственных решений более длительный. И это вина не только государственных органов, но и частного бизнеса. Наши предприятия ещё не умеют грамотно отстаивать свои интересы. ●

ЗАДАЧИ ПОСТАВЛЕНЫ. СМОЖЕМ ЛИ РЕШИТЬ?



Валентина Гавриленко,
ученый секретарь
ОАО «НИИТЭХИМ»
к.х.н.

Природа щедро одарила Россию важнейшими видами углеводородов – газом и нефтью, которые, как известно, являются не только энергетическим ресурсом, но и сырьем для производства широчайшего спектра химической и нефтехимической продукции. Это удобрения, пластмассы, красители, моющие средства, растворители, хладагенты, пестициды, фармацевтические препараты и др., без которых невозможно представить функционирование современного общества. Более того, внедрение химической и нефтехимической продукции в различные сферы экономики в значительной степени определяет уровень инновационного развития страны, укрепляет обороноспособность государства, способствует повышению комфортности бытового уклада.

Богатые запасы углеводородов обеспечивают России лидирующие позиции среди газонефтедобывающих стран: по выработке нефти Россия уступает только Саудовской Аравии, газа – США (с 2011 года). Вместе с тем, по объемам производства химической продукции Россия занимает весьма скромные позиции (рис. 1), то есть сырьевой потенциал страны не используется в достаточной степени, в то время как Сингапур и Республика Корея, химическая индустрия которых работает практически полностью на импортном сырье, в рейтинговом списке много лет находятся на

высоких рейтинговых уровнях, вырабатывая продукцию с высокой добавленной стоимостью. Корея, например, закупает углеводородного сырья примерно на 35 млрд.долл. в год, а продает продукцию его переработки на сумму более 100 млрд.долл.

Значимость химической и нефтехимической продукции в инновационном развитии многих отраслей промышленности и сферы услуг трудно переоценить и в основных странах мира химическая индустрия успешно развивается. По объемам производства химической и нефтехимической продукции мировым лидером стал Китай (рис.1), химические компании которого наряду с нефтью и газом в качестве сырья активно используют местный уголь, то есть в этой стране в целях производства химической и нефтехимической продукции, остро востребованной со стороны автомобилестроения, строительства, текстильной промышленности и т.д. используется весь арсенал углеводородного сырья. В результате продажи химической и нефтехимической продукции в Китае составляют примерно 10% ВВП, в то время как в России этот показатель на уровне 1,5%.

Вместе с тем, при расчете выработки химической и нефтехимической продукции на одного жителя рейтинговая раскладка стран значительно отличается от представленной на рис. 1. Получается, что самым «продуктивным химическим государством» среди приведенных государств мира является Сингапур (табл.1), который в условиях территориальной ограниченности умудряется создавать химические производства на насыпных островных площадках. Российская химическая промышленность по показателю производства химической и нефтехимической продукции на душу населения уступает только самым густонаселенным странам – Индии и Китаю.

Столь выраженное отставание российской химической промышленности в значительной степени объясняется структурой

производства: в нашей стране еще с советских времен отрасль ориентирована прежде всего на выпуск крупнотоннажной продукции с небольшой долей прибавленной стоимости. Разработанная в 2008 году Стратегия развития химической и нефтехимической промышленности России на период до 2015 года была также ориентирована главным образом на крупнотоннажный сектор и за период 2010-2013 гг. были введены в эксплуатацию производства по выпуску поликарбонатов, полистирола, полипропилена, полиэтилентерефталата, серной кислоты, полиамида, автомобильных шин и т.д. Введение в эксплуатацию ряда производств по выпуску полимеров способствовало снижению импортозависимости и развитию отечественной промышленности переработки пластмасс.

Структура производства химической и нефтехимической продукции определяет структуру экспорта российского химического комплекса, в которой превалирует крупнотоннажная продукция среднего передела – минеральные удобрения, органические и неорганические полупродукты.

**ТАБЛ. 1 ПРОИЗВОДСТВО
ХИМИЧЕСКОЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ
ПРОДУКЦИИ НА 1 ЧЕЛ.**

Страна	Производство, долл./чел.
Китай	554,4
США	1894,2
Япония	3 070,8
Германия	3 121,9
Бразилия	805,2
Франция	2 092,2
Р.Корея	2 714,3
Индия	88,5
Великобритания	1 561,5
Италия	1 343,2
Сингапур	15 442,6
Нидерланды	4 569,7
Россия	567,0
Швейцария	8 518
Испания	1 358,8

Ист.: Cefic, национальная статистика



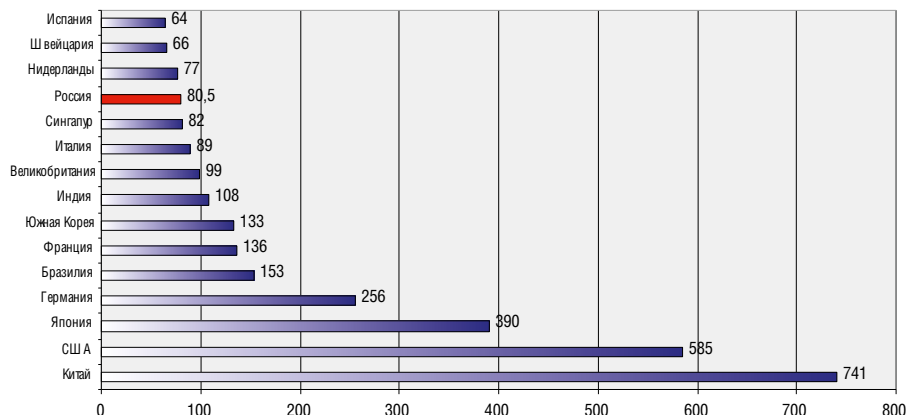
В структуре импорта, напротив, основной компонентой является высокотехнологичная продукция (рис.1), дефицит в которой формируется вследствие роста спроса со стороны отраслей-потребителей при недостаточных объемах собственных производств или полном их отсутствии. В последние 3 года на импорт химической и нефтехимической продукции затрачивается от 24 до 28 млрд.долл., что составляет примерно 9% всех валютных затрат России на импорт, в том числе на закупку высокотехнологичной продукции химического комплекса затраты составляют примерно 15 млрд.долл. Определенную лепту в расширение объемов импорта вносит узость марочного ассортимента выпускаемой продукции и низкая конкурентно-способность отечественных химикатов, причем не только по потребительским параметрам, но и по цене несмотря на пока еще низкие внутренние цены на природный газ.

Импорт высокотехнологичной химической и нефтехимической продукции – продукция так называемой малой химии – это большой провал в развитии отечественного химического комплекса. Оказавшись вне зоны внимания со стороны правительственных ведомств, профильные НИИ и ФГУПы, призванные ее обслуживать, в значительной степени утратили свой научный потенциал и только отдельные из них (причем, в основном благодаря энтузиазму руководителей) сохранили наукоемкие малотоннажные производства. Поэтому возрождение малой химии – одна из главных задач химического комплекса.

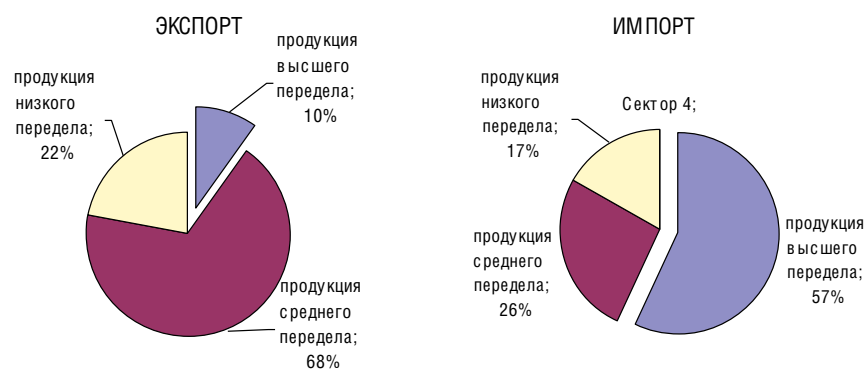
Не раскрывая цепочки передела углеводородов до конечной продукции можно смело утверждать, что этилен – «якорное» сырье для получения широкой гаммы химической и нефтехимической продукции, в том числе высокотехнологичных товаров малой химии, закупаемых по импорту.

В России производственный потенциал по выпуску этилена недостаточен для решения задач, стоящих перед химиками, в том числе в области импортозамещения. В настоящее время мощность пиролизных установок в России составляет около 3,5 млн.т, в то время как в США – 27 млн.т, в

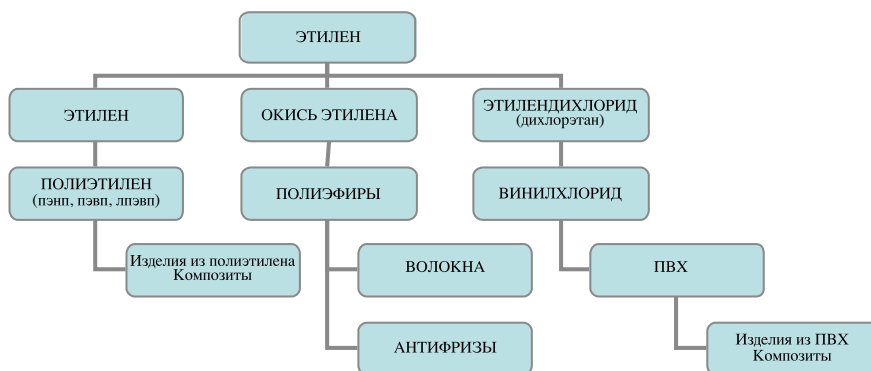
ОБЪЕМЫ ВЫПУСКА ХИМИЧЕСКОЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ В 15 ВЕДУЩИХ СТРАНАХ МИРА В 2012 Г., МЛРД.ДОЛЛ



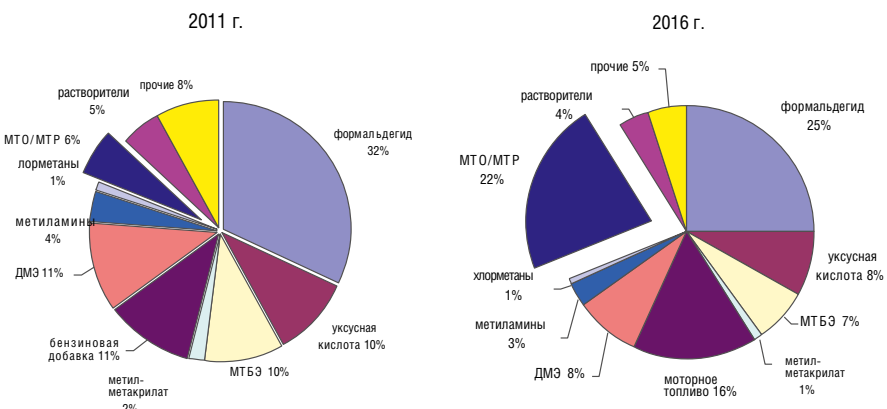
СТРУКТУРА ЭКСПОРТА И ИМПОРТА ХИМИЧЕСКОЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ В 2013 Г., %



ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕРАБОТКИ ЭТИЛЕНА В ХИМИЧЕСКУЮ ПРОДУКЦИЮ



СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ МЕТАНОЛА В СРЕДНЕМ ПО МИРУ, %



Саудовской Аравии – 12 млн.т, а в Китае, где текущая пятилетка названа «пятилеткой этилена», мощности по этилену возрастут с 13,5 до 30 млн.т. Показателем пример развития производства этилена в Иране, который в тяжелых условиях экономических санкций довел мощности по этилену с 1 до 7 млн.т и вышел на мировой рынок с продуктами его переработки.

В апреле 2014 года в двух министерствах – Минпромторге и Минэнерго – была утверждена Стратегия развития химического и нефтехимического комплекса России на более отдаленную перспективу – до 2030 года. Данный документ в качестве основных задач определил повышение конкурентоспособности отечественной химической и нефтехимической продукции и укрепление национальной безопасности за счет обеспечения ОПК и стратегических отраслей качественной отечественной продукцией специальной химии. Решение этих задач особенно актуально в условиях угроз со стороны США и других стран ограничивать поставки по импорту товаров, используемых в наиболее значимых сферах экономики. В перечень потенциально запрещенных к ввозу могут войти и химические товары, необходимые для развития оборонных и социальных сфер российской экономики, среди которых – спецпластмассы, химикаты-добавки к пластмассам и резино-техническим изделиям (пластификаторы, вулканизаторы, антипирены и др.), ионообменные смолы, а также катализаторы, без которых невозможна работа ни одного нефтегазоперерабатывающего производства. Поэтому вопросы развития производства высокотехнологичной химической и нефтехимической продукции, в том числе закупаемой по импорту, обсуждаются на многих площадках, в том числе на совещаниях в Минпромторге, Минэнерго, на научных форумах, конференциях и т.д.

Процесс получения высокотехнологичной нефтегазохимической продукции имеет не менее 3-х стадий переработки, при этом на каждой ступени идет процесс наращивания добавочной стоимости. Так, по данным Росстата в 2013 году ценовая линейка переработки этана выглядела следующим образом: цена на этан – 8 500-10 000 руб/т; на этилен 25 665 руб/т, на полиэтилен – 49 850 руб/т, а на полимерную

пленку – 94 203 руб/т, то есть за 3 передела этана можно получить 10-ти кратный выигрыш.

Как известно, этан входит в состав природного газа (до 6%) и для его использования в качестве химического сырья необходимо отделение от основной фракции – метана. «Татнефтехиминвест-холдинг» имеет проект выделения этана и других ценных компонентов – пропана и бутана – из природного газа валанжинских горизонтов Уренгойского и Ямбургского месторождений «Газпрома» и его дальнейшей переработки на территории республики. По замыслу холдинга, для реализации проекта необходимо организовать раздельный сбор и подготовку валажинского и сеноманского газов и построить перемышку Уренгой–Ямбург длиной 7 км. В дальнейшем валажинский газ объемом 28 млрд. кубометров мог бы транспортироваться до газоперерабатывающих заводов Татарстана по отдельному трубопроводу, выделенному из состава действующих с соответствующей реконструкцией. Однако до настоящего времени судьба проекта не решена и, как показывает практика, при экспорте природного газа по трубе ценнейшее сырье вместе с метаном уходит за рубеж.

В последние годы в мире все большую роль в качестве сырья для химической продукции играет метанол, получаемый из природного газа через конверсию метана в синтез-газ (смесь CO и H₂) с его последующим каталитическим превращением в метанол. Спрос на метанол в мире растет высокими темпами, особенно после разработки и внедрения технологии «метанол-олефины» (МТО или МТР): в 2011 году спрос составил 55,4 млн.т, в 2013 году – 65 млн.т, в 2016 году ожидается на уровне 92,3 млн.т.

В России рынок метанола до настоящего времени развит в недостаточной степени: в 2013 году было произведено 3,52 млн.т, из них 1,34 млн.т поставлено на экспорт. При этом структура потребления метанола скудна и не соответствует мировой тенденции: около половины метанола, поступающего на внутренний рынок, перерабатывается в формальдегид и далее в содержащие формальдегид смолы (фенол-формальдегидные, меламин-формальдегидные, карбамид-

формальдегидные). Синтез МТБЭ занимает более скромное место в структуре потребления (38%), причем это направление переработки развивается наиболее динамично из-за роста спроса на высокооктановые топлива. Таким образом, структура потребления метанола может быть диверсифицирована в сторону получения продукции с более высокой добавленной стоимостью, в том числе продукции, закупаемой по импорту.

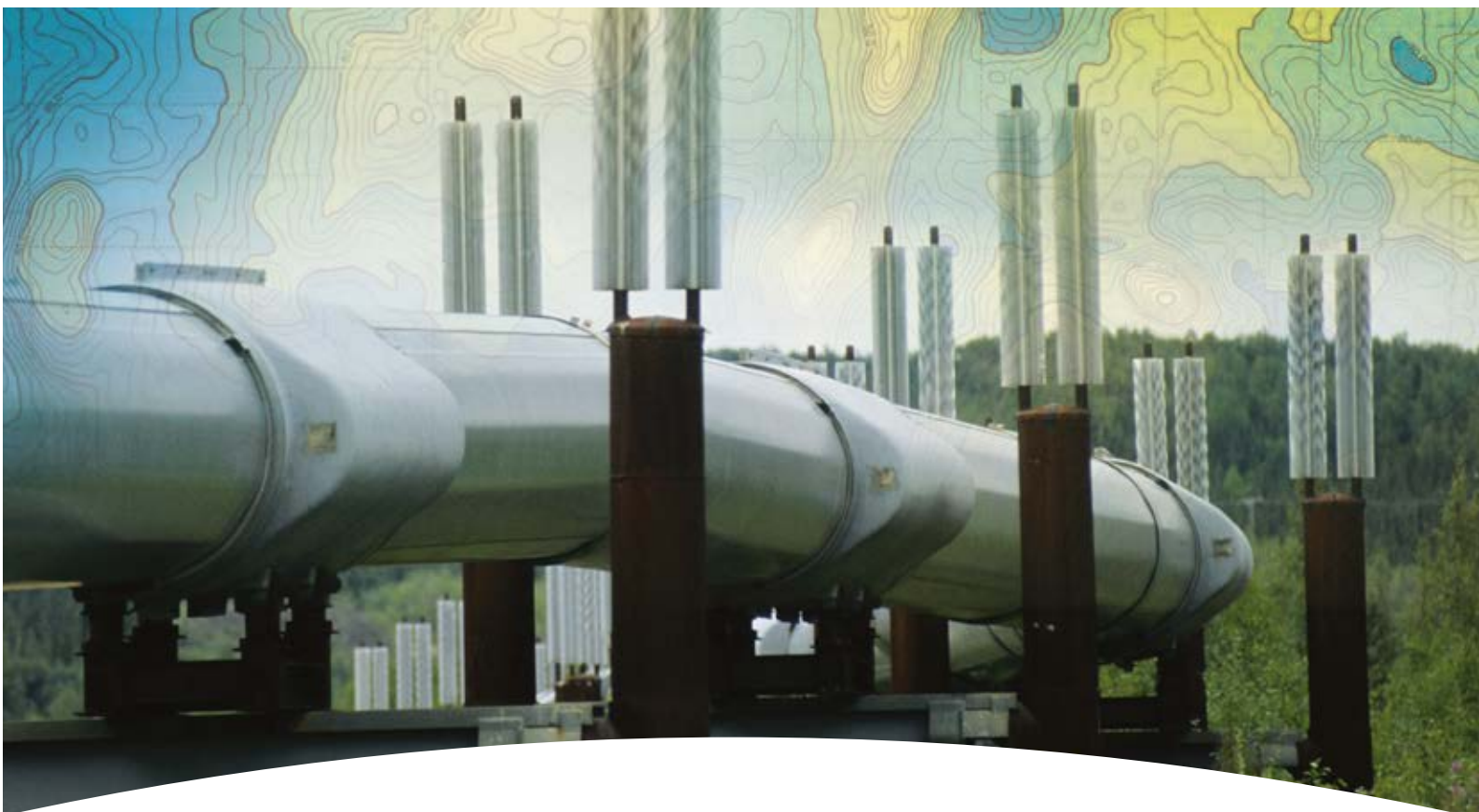
Рост импорта химической и нефтехимической продукции при наличии огромных сырьевых ресурсов – это укор российскому бизнесу, не использующему с надлежащим эффектом этот дар природы, особенно природный газ, являющийся более экологичным и дешевым видом сырья для производства широкой гаммы востребованной рынком продукции. Мировая практика показывает, что глубокая переработка углеводородов за счет выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью приносит хорошие прибыли и России необходимо более активно использовать этот инструмент повышения ВВП.

Важно отметить, что процесс углубления переработки углеводородного сырья и получение высокотехнологичной продукции, в том числе закупаемой по импорту, не может проходить без поддержки государства. Среди государственных мер, необходимых для активизации этого процесса, особенно действенными представляются следующие:

- создание рациональной рыночной среды путем нормативно-правового и тарифного регулирования, финансово-кредитных и налоговых преференций;
- создание инфраструктуры через механизм частно-государственного партнерства.

Хотелось бы верить, что процесс углубления переработки углеводородного сырья и выпуск высокотехнологичной химической и нефтехимической продукции, в том числе закупаемой по импорту, при содействии государства примет необходимые масштабы, а инвесторы, готовые на практике внедрять принцип роста добавочной стоимости от переработки сырья в конечную продукцию, получат достойный маржинальный эффект. Пришло время действовать. ●

навстречу новым достижениям



Улучшение визуализации данных для более безопасной и эффективной транспортировки продукции

Система Honeywell Experion® SCADA позволяет значительно сократить трудозатраты на настройку крупных систем. Благодаря расширенным возможностям для визуального представления аварийных сигналов и технологических данных Experion оптимизирует работу диспетчерской, повышает производительность труда и скорость реакции операторов. Наши интегрированные решения для трубопроводов включают в себя систему SCADA Experion, новый ультразвуковой расходомер GT400 и основанный на новейших технологиях терминал дистанционного управления RTU2020.

Откройте для себя Honeywell.



Honeywell

КОНСТРУКЦИИ ВИНТОВЫХ КОМПРЕССОРОВ ДЛЯ ХИМИЧЕСКИХ, НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ



Владислав Буренин,
Кафедра транспортных установок
МАДИ
К.т.н., профессор

Компрессоры широко применяются почти во всех отраслях промышленности. В химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей отраслях промышленности компрессоры входят в состав технологических линий, систем вентиляции и кондиционирования воздуха, вспомогательных систем обеспечения искусственным холодом и пневматической энергией и др. [1]. Они классифицируются по ряду характерных признаков. По принципу действия компрессоры подразделяются на объемные и лопастные (турбокомпрессоры). К объемным компрессорам относятся поршневые, роторные (винтовые, пластинчатые, жидкостно-кольцевые и др.). К лопастным компрессорам относятся радиальные (центробежные), осевые, радиально-осевые (диагональные). Компрессоры различных типов отличаются разнообразием конструкций, различными диапазонами производительности (подачи), мощности и давления.

Винтовые компрессоры имеют существенные преимущества по сравнению с поршневыми и центробежными, что обусловлено принципом их действия и устройством:

- небольшая масса и габаритные размеры компрессора;
- высокие коэффициенты подачи и КПД в широком диапазоне степени повышения давления сжатия;
- экономичное и плавное регулирование производительности;
- возможность сжатия двухфазных сред, например холодильного агента, и масла без ухудшения характеристик, малая чувствительность к присутствию в газе загрязнений;
- полная уравновешенность роторов, позволяющая применять более легкие фундаменты, высокая виброустойчивость, надежность в работе;
- простота обслуживания и полная автоматизация, дающие возможность применять схемы с дистанционным управлением;
- отсутствие потерь на дросселирование, а также трения между роторами и корпусом и др.

Кроме того, по сравнению турбокомпрессорами

производительность винтовых компрессоров можно регулировать в широких пределах без возникновения неустойчивого режима, применять любые рабочие вещества независимо от их молекулярной массы. В винтовых компрессорах степень повышения давления пара практически не зависит от скорости вращения роторов, безопасно сжатие газов с большим содержанием жидкости.

К недостаткам винтовых компрессоров следует отнести сложность изготовления роторов и их монтажа, повышенный шум, а также высокую стоимость.

Уровень шума можно значительно снизить, установив на приводном электродвигателе акустические фильтры и глушители.

Винтовые компрессоры делятся на две основные группы: компрессоры мокрого сжатия (маслозаполненные) и компрессоры сухого сжатия.

Компрессоры обеих групп по принципу действия аналогичны, однако они имеют свои особенности. В маслозаполненном компрессоре в полость сжатия впрыскивают масло, которое охлаждает и уменьшает шум при работе компрессора. В связи с подачей значительного сжимаемого





газа) в маслозаполненные компрессоры степень сжатия в них достигает 20.

В компрессорах сухого сжатия рабочая полость отделяется от подшипников уплотнением, и масло не попадает в неё. Сжимаемый газ не уносит с собой частицы масла, поэтому отпадает необходимость в системе маслоотделения, улучшаются условия эксплуатации теплообменной аппаратуры, уменьшаются их габаритные размеры благодаря более интенсивному теплообмену чистых поверхностей по сравнению с теплообменом поверхностей, загрязненных маслом.

Зазоры на компрессорах сухого сжатия примерно вдвое больше, чем у маслозаполненных, что обусловлено температурным расширением роторов, в связи с чем перетечки сжатого газа более значительны.

В компрессорах сухого сжатия во избежание чрезмерного высокой температуры нагнетаемых газов степень сжатия не превышает 5. Особенностью этих компрессоров является сравнительно сложное уплотнение вала ротора, что уменьшает жесткость роторов и увеличивает зазоры между ними и корпусом.

В последние годы ведущие компрессоростроительные фирмы промышленно развитых стран мира разработали, запатентовали

и выпускают новые винтовые компрессоры, отличающиеся высокими технико-экономическими показателями.

Отличается простотой разборки, сборки и обслуживания, а также возможностью присоединения дополнительных ресиверов различных объемов воздушная компрессорная установка фирмы CompAir Drucklufttechnik GmbH (Германия) [2]. Установка состоит из винтового маслозаполненного компрессора и ресивера, соединенных с помощью фланцевого соединения. Сжатый воздух поступает после компрессора в ресивер по трубе, а затем через трубку в маслоотделитель, откуда очищенный от масла воздух через патрубок выдается потребителю. Масло из ресивера и маслоотделителя возвращается по каналам и через фильтр в винтовой компрессор. В компрессорной установке предусмотрен регулятор температуры масла и специальный масляный холодильник.

Стационарные винтовые воздушные маслозаполненные компрессоры, выпускаемые ООО «Акрон» (Россия) [3], предназначены для обеспечения сжатым воздухом устройств на промышленных предприятиях. Их применение возможно на взрывопожароопасных и химически опасных производствах. Модульный принцип построения компрессоров позволяет

легко адаптировать их к конкретным условиям эксплуатации. Привод компрессоров осуществляется электродвигателями мощностью 18; 22; 30; 37 и 45 кВт. Давление нагнетания компрессоров – 0,7; 1,0; 1,3 МПа. Компрессоры отличаются экономичностью и надежностью работы, а также высокой степенью унификации конструктивных узлов.

Компания ЕКОМАК Compressor (Турция) объединяет группу заводов по производству экономичных воздушных винтовых маслозаполненных компрессоров [4]. В комплект поставки компрессоров потребителю входят: осушители сжатого воздуха, воздушные фильтры, ресиверы, масляные фильтры, влагоотделители, маслоотделители и другие комплектующие изделия.

РИС. 1 МЕХАНИЗМ РУЧНОГО ПЛАВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВИНТОВЫХ КОМПРЕССОРОВ

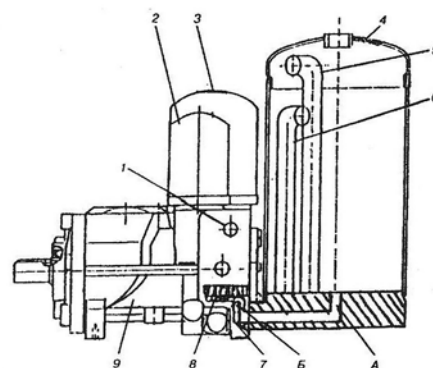
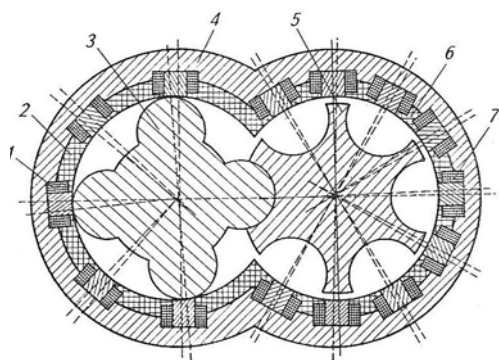


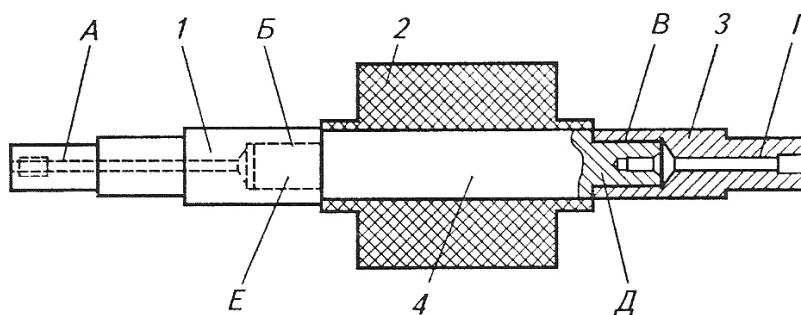
РИС. 2 ПРОФИЛИ РОТОРОВ И ПРИВОДНОГО ДВИГАТЕЛЯ ВИНТОВОГО МАСЛОЗАПОЛНЕННОГО КОМПРЕССОРА



Снижение затрат на производство сжатого воздуха обеспечивается применением винтовых маслозаполненных компрессоров серии FLEX, точно соответствует фактической потребности [5]. Регулируемые по частоте вращения с пониженным потреблением электроэнергии приводные электродвигатели компрессоров имеют мощность 2,2–30 кВт и КПД в диапазоне 0,90÷0,95, отличаются компактностью и небольшой материалоемкостью.

Фирма Mauekawa Mfg. Co. Ltd. (Япония) запатентовала простую конструкцию механизма ручного плавного регулирования производительности винтовых компрессоров изменением степени заполнения рабочего объема компрессора [7]. Регулируется производительность компрессора при помощи золотника 5 (рис. 1), который находится в корпусе 6 и своей формой представляет собой часть поверхности расточки

РИС. 3 СОСТАВНОЙ РОТОР ДЛЯ ВИНТОВОГО КОМПРЕССОРА



корпуса компрессора. Золотник 5 перемещается при вращении шпинделя 8, имеющего резьбу, с помощью маховика 9. Фиксация золотника 5 в определенном положении обеспечивается с помощью стопорного болта 19.

На бывшем заводе «Шкода» (Чехия) выпускаются винтовые маслозаполненные компрессоры серии ET-Compressors в стационарном исполнении с приводными электродвигателями мощностью от 2 до 220 кВт [8]. Кроме стационарных моделей в этой серии выпускаются передвижные винтовые компрессоры с приводом от двигателей внутреннего сгорания, которые эксплуатируются на открытом воздухе. Передвижные компрессоры оборудованы системами запуска двигателей в холодную погоду и легко запускаются при температуре до -20°C. Для работы при более низких температурах возможна поставка передвижных компрессоров

в специальном исполнении. Компрессоры серии ET-Compressors отличаются надежностью, долговечностью, стабильностью рабочих характеристик в течение всего срока службы. Высокое качество этих компрессоров подтверждается двухлетней гарантией на все модели и соответствием международному стандарту качества ISO 9001.

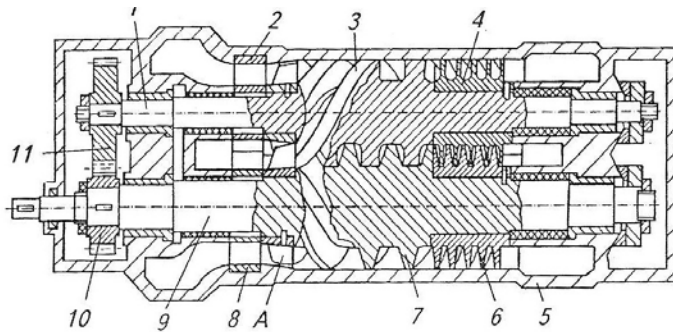
Компактную моноблочную конструкцию, небольшую массу и низкую стоимость изготовления имеет электрокомпрессорный агрегат, состоящий из винтового маслозаполненного воздушного компрессора и приводного электродвигателя [9]. Ведущий ротор компрессора 3 (рис. 2) изготавливают с выпуклыми зубьями, ведомый 5 – с вогнутыми.

Соотношение чисел зубьев – 4:6. Такое соотношение дает возможность сохранить одинаковые диаметры роторов и примерно





РИС. 4 ВИНТОВОЙ КОМПРЕССОР СУХОГО СЖАТИЯ



равную их жесткость, что важно для уменьшения зазоров между роторами и корпусом и соответственно для высокой степени герметичности компрессора в целом. Роторы 3, 5 и статор 4 выполнены из магнитного материала. Через катушки (1, 7 и остальные) последовательно проходит электрический ток, и их сердечники притягивают зубья роторов, заставляя роторы вращаться. Пластмассовые вкладыши 2, 6 придают статору 4 необходимую форму. Угол между катушками составляет половину угла между зубьями.

Фирма CompAir GmbH (Германия) выпускает удобный в эксплуатации высокоэкономичный винтовой маслозаполненный компрессор марки L80 [10] с приводным электродвигателем мощностью 75 кВт. Электроприводной компрессор оборудован электронной системой управления, которая позволяет получать необходимое количество сжатого воздуха при меньших затратах электроэнергии. Уровень шума в 69 дБА позволяет устанавливать компрессор в производственном помещении.

Фирма Hokuetsu Ind. Co., Ltd. (Япония) запатентовала в США конструкцию технологичного в изготовлении и дешевого в производстве составного ротора для винтового компрессора [11]. Ротор состоит из отдельных металлических валов 1, 3, 4 (рис. 3).

Одинаковые по размерам концы центрального вала 4 имеют посадочные диаметры Б, В, выполненные несколько большими по сравнению с посадочными диаметрами Е, Д расточек разных по размерам подшипниковых валов 1, 3 для обеспечения прессовой посадки. Вокруг средней части

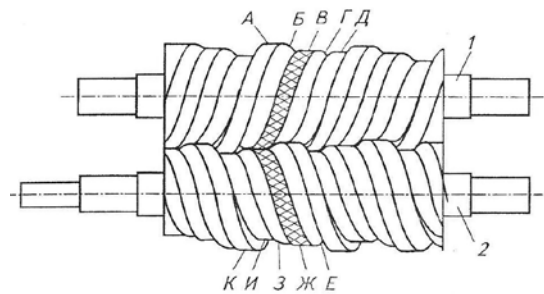
центрального вала 4 находится винтозубая полимерная рубашка 2.

Полимерный материал рубашки 2 и металл центрального вала 4 подбирают таким образом, чтобы они имели близкие температурные коэффициенты линейного расширения. Сверления А, Г, выполняющие роль центров для токарной обработки подшипниковых валов 1, 3, используются для выхода воздуха при сборке составного ротора и при повышении его температуры после пуска компрессора. Отдельные части составного ротора унифицированы, что позволяет собирать различные по размерам роторы для винтовых компрессоров, детандеров, пневмодвигателей и т.д.

Фирма Hitachi Appliances Inc. (Япония) выпускает винтовые компрессоры с приводными электродвигателями мощностью 75, 98, 125 кВт [12]. Электроприводные винтовые маслозаполненные компрессоры используются в системах кондиционирования воздуха, отличаются высоким адиабатным КПД и состоят из двухроторного винтового компрессора, приводного электродвигателя, центробежного маслоотделителя-сепаратора и клапана регулирования подачи компрессора. Воздух, поступающий в компрессор, проходит через приводной электродвигатель, охлаждая его, тем самым повышая ресурс его работы.

Воздушные винтовые маслозаполненные компрессоры серии VARIABL фирмы ALMIG GmbH (Германия) [13] предназначены для использования в тех случаях, когда потребление сжатого воздуха меняется во времени. Серия VARIABL винтовых компрессоров состоит из 17 моделей с

РИС. 5 ВИНТЫ ДВУХРОТОРНОГО ВИНТОВОГО КОМПРЕССОРА СУХОГО СЖАТИЯ



приводными электродвигателями мощностью 16-315 кВт,

Высокий эффективный КПД имеет двухроторный винтовой воздушный компрессор сухого сжатия [14]. Ведущий ротор 9 (рис. 5) с трехзаходной винтовой нарезкой зубьев и ведомый ротор 1 с четырехзаходной нарезкой (соотношение чисел зубьев 3:4) имеют по длине два отрезка зубчатой части.

На первом отрезке со стороны всасывания на роторах нарезаны винтовые зубья 7 и 3 с увеличенным шагом, а со стороны нагнетания на роторы насажены втулки 6 и 4 с винтовыми зубьями, нарезанными с меньшим шагом. Замыкание рабочих камер компрессора осуществляется без участия торцевых стенок корпуса 5. При работе компрессора винтовые зубья роторов 9 и 1 не соприкасаются между собой, что достигается установкой на роторах синхронизирующих шестерен 10, 11. Начальный участок А каждого винтового зуба профилируется заостренным под определенным углом с целью создания конфузурных впадин на данном участке. В смежных расточках корпуса 5 перед роторами 9 и 1 крепятся с минимальным осевым зазором два осевых направляющих лопаточных аппарата 8 и 2, обеспечивающих плавную закрутку потока воздуха в конфузурные участки винтовых впадин между зубьями роторов.

Для предотвращения попадания смазки (масла) из уплотненного пространства между подшипниками в рабочую полость винтового компрессора сухого сжатия фирмы Denso Corp. (Япония) при остановке (стоянке) в наружной стенке корпуса компрессора образована ниша, соединенная с одной стороны сверлениями с вышеупомянутым



пространством, а с другой стороны с атмосферой через продувочное отверстие [15]. В этой нише расположен клапан, который при нормальной работе компрессора закрывает продувочное отверстие, а при остановке компрессора открывает его, благодаря чему в зоне смазки подшипников устанавливается атмосферное давление.

Новые винтовые компрессоры сухого сжатия серии ZR/ZT с встроенными осушителями воздуха серии IND выпускает фирма «Атлас Копко» (Германия) [16]. Эти винтовые компрессоры позволяют получить с минимальными затратами энергии осушенный сжатый воздух с температурой точки росы – 40 С. Конструкция осушителя воздуха серии IND адсорбционного типа содержит барабан, заполненный адсорбентом, медленно вращающийся электродвигателем мощностью 120 Вт, тем самым для регенерации адсорбента подходит каждый раз новая зона поверхности барабана. Три четверти поверхности барабана работают в режиме адсорбции (осушают сжатый воздух), а одна четверть поверхности барабана в режиме регенерации (восстанавливает поглотительные свойства адсорбента к влаге). Сжатый воздух ещё в компрессоре разделяется на два потока. При этом большая часть сжатого воздуха (примерно 75%) через концевой охладитель воздуха компрессора поступает в зону осушки вращающегося барабана и далее идет в пневмосеть. Другая часть сжатого воздуха (примерно 25%), минуя концевой охладитель идет сразу во вращающийся барабан для регенерации адсорбента. Эта часть горячего воздуха испаряет влагу из барабана

с адсорбентом, затем охлаждается, проходит через влагоотделитель и смешивается с основным потоком охлажденного воздуха, идущим на осушку. Пройдя через зону осушки вращающегося барабана объединенный поток направляется в пневмосеть. Для того чтобы обеспечивать необходимую температуру воздуха, идущего на регенерацию адсорбента, на входе в барабан установлен небольшой нагреватель воздуха, который включается автоматически, если необходимо повысить температуру горячего воздуха.

Профиль зубьев двухроторного винтового компрессора сухого сжатия фирмы Tijn Seiki Co., Ltd. (Япония) [17] отличается наличием дополнительных боковых частей В (рис. 6) на роторе 1 и Ж на роторе 2 с диаметром цилиндрической поверхности, равным диаметру делительной окружности.

При изготовлении и сборке винтового компрессора в этих местах достигается наименьший зазор между смежными поверхностями сопрягаемых винтовых зубьев, т.е между цилиндрическими поверхностями А и И, Д и К и наклонными поверхностями Б и З и Г и Е. Вследствие температурного расширения роторов 1, 2 во время работы винтового компрессора происходит сближение поверхностей сопрягаемых зубьев и затем обоюдная обкатка роторов по цилиндрическим поверхностям В и Ж, что исключает возможность их задира и заклинивания при дальнейшем нагреве из-за возникающего трения скольжения в местах контакта, а также снижает перетечки сжимаемого газа через зазоры между роторами.

Рассмотренные конструкции винтовых компрессоров мокрого и сухого сжатия и их элементов не исчерпывают всего многообразия конструктивных решений.

Совершенствования конструкций винтовых компрессоров для химических, нефтехимических, нефтеперерабатывающих и других производств – непрерывный процесс, являющийся составной частью технического процесса. ●

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Калекин В.С. Компрессорная техника в химической промышленности, состояние и перспективы// Химическое и нефтегазовое машиностроение, 2008, №9, с. 23-26
2. Заявка на пат.10033154 Германия МПК F04C 18/16 Установка с воздушным винтовым компрессором. Оpubл. 27.09.2002.
3. Кошкодаев А.Ю., Зуева И.В. Винтовые компрессоры "Акрон" // Компрессорная техника и пневматика, 2002. № 7, с. 18-24
4. Логинов А.И. Десять преимуществ компрессора ЕКОМАК // Техномир, 2007, № 3, с.46-47
5. *Inteligente Kompressor- Motorentechnologie*// *Wekst. Fextig.*, 2008, №3, s.24
6. *Die kleinen drehzahlgezeigten Energiesparer*// *Produktion*, 2007, № 26, s.25
7. Пат. 7165947 США. МПК F04B 43/12. Винтовой компрессор с ручным регулированием объёмного отношения. Оpubл. 23.01.2007.
8. Компрессоры и электростанции под торговой маркой ET// Техномир, 2006, №4, с. 70-71.
9. Заявка на пат. 10042545 Германия. МПК F 04C 18/16. Компактный агрегат "мотор-компрессор". Оpubл. 14.03.2002.
10. *Mehr Druckluft mit weniger Energie*// *Produktion*, 2007 № 26, с.27.
11. Пат. 6139298 США МПК F04C 29/00. Структура составного ротора для винтовых машин. Оpubл. 31.10.2000.
12. Kato Eisuke. Разработка крупного винтового компрессора для системы кондиционирования воздуха// *Reito-Refrigeration*, 2007, №956, p30-31
13. *Energiesparende Kompressoren*// *Werkst. Fertig.*, 2008, № 3, с. 24-25
14. Пат. 31579 Украина. МПК F04C 18/16. Винтовой компрессор с разношаговой нарезкой винтовых зубьев на роторах/ В.П. Сотников. Оpubл. 15.12.2000.
15. Пат. 7296983 США. МПК F03C 2/00 Винтовой компрессор с устройством, предотвращающим протечки масла. Оpubл. 20.11.2007.
16. Коробко Д. И. Мировая новинка от "Атлас Копко" – безмасляный компрессор со встроенным осушителем адсорбционного типа //Пищевая промышленность (Россия) 2008, №6, с. 54-55.
17. Пат. 6386848 США МПК F03C Роторы винтовой машины. Оpubл. 14.05.2002.



I Международная выставка и конференция

НЕФТЬ И ГАЗ БОЛЬШОГО УРАЛА

9-12 сентября / Екатеринбург

Уважаемые Господа!

Рады пригласить Вашу компанию к участию

ПОЧЕМУ ЕКАТЕРИНБУРГ

Екатеринбург — столица Уральского федерального округа, который является местом сосредоточения крупнейших нефтяных и газовых месторождений, относящихся к Западносибирской нефтегазоносной провинции, в которой сконцентрировано 66,7% отечественных запасов нефти (6%-мировых) и 77,8% запасов газа (26%-мировых).

Согласно Энергетической Стратегии Министерства Энергетики РФ к «2030 году Уральский федеральный округ сохранит за собой позиции главного нефте- и газодобывающего района России, поставляющего энергоносители в энергодефицитные районы страны и на экспорт. Возрастет энергоэффективность экономики региона, будут использованы экологически безопасные и эффективные способы добычи и производства энергоресурсов в сложных природно-климатических условиях».

ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ БОЛЬШОГО УРАЛА» ЭТО:

- Профессиональная площадка, предоставляющая технические возможности для демонстрации новейших технологических решений и продукции
- Практическая диалоговая площадка для всех участников нефтегазового рынка региона, позволяющая специалистам ознакомиться с новейшим оборудованием и технологиями, обменяться актуальными мнениями и информацией
- Максимальное отражение тенденций развития нефтегазовой отрасли региона
- Насыщенная программа специализированных научно-технологических круглых столов и тематических семинаров
- **Конференция – место встречи руководителей высшего звена: представителей власти, первых руководителей добывающих компаний, руководителей компаний-поставщиков оборудования и сервисных компаний.**

РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ:

- Геологоразведка
- Бурение разведочных и эксплуатационных скважин
- Добыча и переработка нефти и газа
- Нефтегазовое оборудование
- Транспортировка, хранение и сбыт нефти, нефтепродуктов и газа, другие транспортные услуги, логистика
- Геофизические услуги
- Новейшие технологии в сфере геологоразведки и добычи
- Нефтегазохимия
- Сервисное обслуживание на нефтегазовых месторождениях
- Средства промышленной и индивидуальной защиты, программное обеспечение
- Строительные работы
- Инжиниринг и консалтинг
- Экологические природоохранные услуги
- Проектные исследования, проектирование
- Трубопроводы и трубы

СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ:

- Международная технологическая конференция «Нефть и Газ Большого Урала»
- Отраслевой всероссийский конкурс им. Ф.С. Прядунова на звание «Лучшего в нефти и газе РФ»
- «Ярмарка вакансий» для молодых специалистов и опытных профессионалов отрасли

Выставочный Комплекс «Екатеринбург-Экспо»

www.uoge.ru E-mail: info@uoge.ru

Тел.: (343) 381-00-25, +7 922-719-44-75

ХИМИЧЕСКИЕ ВОЛОКНА В РОССИИ



Эмиль Айзенштейн,
Доктор технических наук,
профессор,
заслуженный деятель науки
и техники России

Краткое рассмотрение ситуации с производством химических волокон вполне уместно в контексте с вопросами переработки нефти, поскольку основную часть этих волокон составляют синтетические – полиэфирные (ПЭФ), полиамидные (ПА), полиакрилонитрильные (ПАН), полипропиленовые (ПП) и полиэтиленовые (ПЭ), высокоэластичные (спандекс), специального и медицинского назначения (арамидные, углеродные, полигликолидные, бикомпонентные) и др., которые преимущественно получают из нефтехимического сырья: терефталиевая кислота и моноэтиленгликоль (ПЭФ), соль АГ и капролактама (ПА), акрилонитрил (ПАН), пропилен и этилен (ПП и ПЭ), дифенилметандиизоцианат, простые и сложные полиэфиры (спандекс), пара-, метафенилендиамин (арамидные), тетрафторэтилен (фторопластовые) и т.п.

Чтобы понять значение сырьевой составляющей на базе нефтехимического синтеза, достаточно вспомнить [1], что в 2012 г. около 90% мирового объема выпуска химических волокон занимал синтетические, а в Российской Федерации (РФ) их производили более 95% предприятий этой отрасли.

Альтернативой синтетическим внутри химических волокон (натуральные – хлопок, шерсть, лен и др. здесь не рассматриваются) являются гидратцеллюлозные и их производные (вискозные, лиоцелл, ацетатные, включая сигаретный жгут, медноаммиачные и т.д.), на долю которых, согласно приведенным цифрам, падает около 10% мировых мощностей и загрузки российских производителей менее 5%.

При такой конспективно изложенной картине судьба синтетических волокон (а это 50 млн. тонн в мире в 2013 г.) во много зависит от конъюнктуры, экономической или политической ситуации на внешнем и внутреннем рынках нефти и состояния ее переработки. Цены на нефть влияют сегодня не только на стоимость золота (рис. 1), но, очевидно, на все (особенно в зависимых от нефтедолларов странах, к сожалению, в первую

очередь, таких как Россия), что сопряжено с добычей или переработкой нефти.

Естественно, сей фактор не минул и химические волокна. На рисунке 2 отчетливо видна взаимосвязь между ценами на нефть и отдельными видами продукции из полиэтилентерефталата (ПЭТ), зеркально отражая в последние годы рост и падение рыночных индексов [2].

В будущем, вплоть до 2016 г. по мере значительного увеличения выпуска синтетических волокон и, соответственно, исходного нефтехимического сырья для них, наглядно иллюстрируемого на рис. 3 на примере роста мощностей основных сырьевых компонентов для получения ПЭФ волокон [3], ценовая зависимость от нефти будет становиться все более заметной и даже критичной, хотя бы в силу постепенно сокращающихся ее запасов. Поэтому не вредно

РИС. 1. ДИНАМИКА ЕЖЕМЕСЯЧНОГО ИЗМЕНЕНИЯ МИРОВОЙ ЦЕНА НА НЕФТЬ И ЗОЛОТО

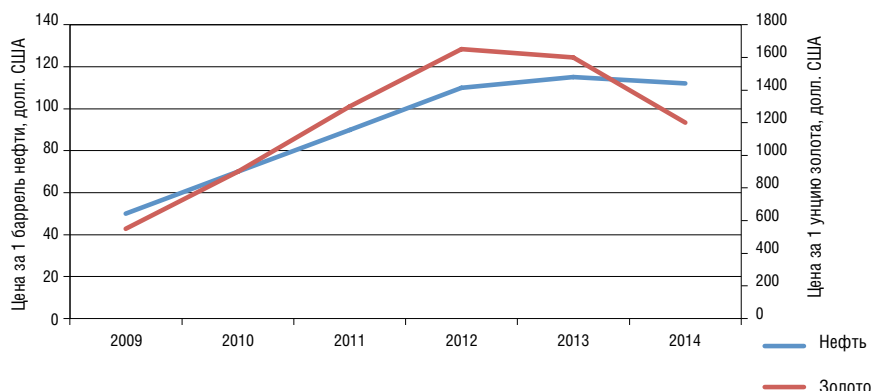


РИС. 2. ИЗМЕНЕНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ, ВОЛОКНА И ГРАНУЛЯТ ИЗ ПЭТ В АЗИАТСКОМ РЕГИОНЕ

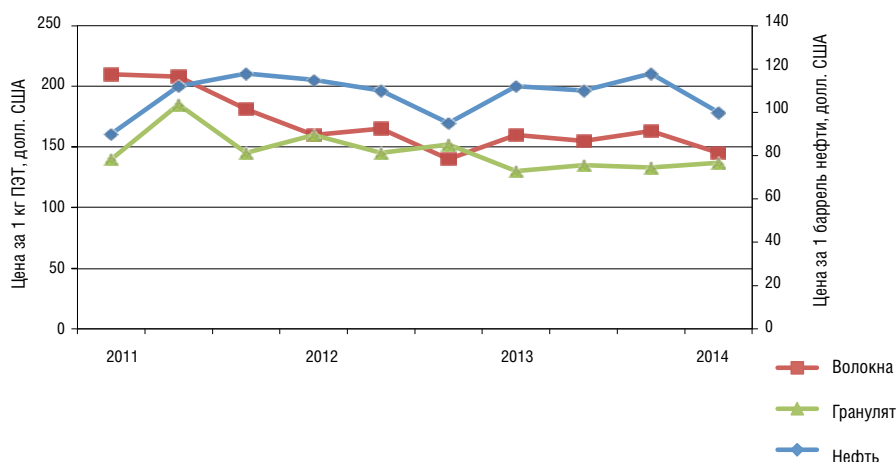
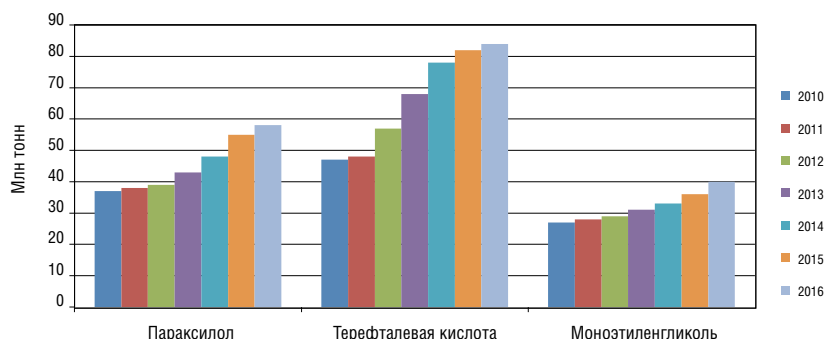


РИС. 3. МИРОВОЕ ПРОИЗВОДСТВО ИСХОДНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ ПОЛИЭФИРНЫХ ВОЛОКОН



еще раз вспомнить пророческие слова великих российских ученых, Д.И. Менделеева и З.А. Роговина, о перспективах развития гидратцеллюлозных волокон из постоянно возобновляемого (а не исчезающего) природного сырья из целлюлозы, древесины, бамбука, водорослей и других растений.

Прискорбно, что к этим заветам в настоящее время внимательно относятся в Китае, Индии, ряде европейских стран (Австрия,

Германия), где в последнее время резко возросло их производство, а в целом в мире они вышли на рекордную отметку за свою 100-летнюю историю, достигнув в прошедшем году объема более 5 млн. т. [1]. А в России, некогда занимавшей передовые позиции в мире по выпуску вискозных волокон и обладающей и поныне самым обширным растительным богатством, их производство практически свернуто, оставив

отечественную текстильную промышленность на голодном пайке и подпитывая ее, как будет показано ниже, импортными поставками.

Да и в целом положение с химическими волокнами в России, уступая на внутреннем рынке доперестроечному периоду почти в 5 раз, остается по-прежнему тревожным и далеко несопоставимым с тем, что творится в мире, где в предыдущее десятилетие темпы роста производства и потребления всех видов текстильных волокон, натуральных и химических, находились в среднем на уровне 5% (а для отдельных видов, например ПЭФ и целлюлозных – до 8-10%), приблизились в 2013 г. к фантастическому уровню – 90 млн. тонн. в год.

Судя по таблице 1, составленной на основе данных ООО «НИИТЭХИМ», можно говорить лишь о некоторых

ТАБЛИЦА 1. РОССИЙСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ХИМИЧЕСКИХ ВОЛОКОН В 2013 ГОДУ.

№ п/п	Виды волокон	Спрос		Потребление		Производство		Импорт		Экспорт	
		тыс.т	±%	тыс.т	±%	тыс.т	±%	тыс.т	±%	тыс.т	±%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Химические волокна	374,6	+1,9	351,4	+1,6	145,3	+4,3	229,3	+4,0	23,2	+5,8
1.	Волокна и нити искусственные	61,7	+3,2	59,0	+8,9	20,9	-1,6	40,8	+5,8	2,7	-21,8
1.1.	Штапельное волокно	59,0	+1,9	56,4	+3,4	20,9	-1,1	38,1	+3,7	2,7	-21,8
1.1.1.	Вискозное	9,8	+48,5	9,2	+41,0	0,4	-7,8	9,3	+52,6	0,6	+675,0
1.1.2.	Ацетатный жгут	49,2	-4,1	47,2	-1,7	20,5	-1,0	28,7	-6,2	2,0	-38,0
1.2.	Текстильные нити	2,7	+42,3	2,7	+42,3	-	-	2,7	-	-	-
1.2.1.	Вискозные	0,2	-21,3	0,2	-21,3	-	-	0,2	+65,0	-	-
1.2.2.	Ацетатные и диацетатные	2,5	+51,8	2,5	+51,8	-	-	2,5	+51,8	-	-
1.3.	Технические и кордные нити	0,03	-10,3	0,03	-10,3	-	-	0,03	-10,3	-	-
2.	Волокна и нити синтетические	312,9	+1,7	292,4	+1,1	124,4	+5,4	188,5	-0,7	20,6	+10,9
2.1.	Штапельное волокно	186,0	+3,2	180,6	+4,8	58,6	+5,2	127,4	+2,3	5,4	+42,4
2.1.1.	Полиамидное	1,08	-21,8	0,07	-88,2	1,06	-21,6	0,02	+36,4	1,01	+26,7
2.1.2.	Полиэфирное	172,7	+4,9	168,4	+4,1	52,6	+9,1	120,1	+3,2	4,3	+48,7
2.1.3.	Полиакрилонитрильные	6,8	-12,1	6,8	-12,1	0,2	+28,2	6,6	-12,8	-	-
2.1.4.	Полипропиленовые	5,2	-16,6	5,2	-16,3	4,6	-19,1	0,6	+20,2	0,04	-45,5
2.1.5.	Полиакрилонитрильный жгут	0,2	-19,2	0,2	-19,2	0,2	-19,2	-	-	-	-
2.2.	Нити текстильные	46,2	-17,7	43,8	-17,8	16,7	-11,1	29,5	-21,9	2,5	-16,3
2.2.1.	Полиамидные	10,7	-27,3	9,2	-30,4	9,5	-2,1	1,2	-77,5	1,5	+1,0
2.2.2.	Полиэфирные	31,5	-2,6	31,1	-2,7	4,5	-31,1	27,0	+4,6	0,4	+1,8
2.2.3.	Полипропиленовые	3,5	-59,7	2,9	-61,3	2,7	-8,4	0,8	-86,6	0,6	-94,8
2.2.4.	Полиуретановые (спандекс)	0,5	+14,0	0,5	+14,0	-	-	0,5	+14,0	-	-
2.3.	Нити кордные и технические	52,0	+4,5	44,0	+3,1	25,1	-4,5	26,9	+14,6	7,9	+13,0
2.3.1.	Полиамидные	33,8	+6,1	25,9	+3,3	22,3	-5,1	11,5	+37,5	7,9	+16,2
2.3.2.	Полиэфирные	14,0	+4,7	13,9	+6,1	-	-	14,0	+4,7	0,1	-50,0
2.3.3.	Арамидные	1,566	+23,5	1,56	+23,1	0,58	+13,4	0,98	+30,4	0,01	100
2.4.	Полиэтиленовая монопить	0,06	-41,8	0,06	-41,8	0,06	-41,8	-	-	-	-
2.5.	Полипропиленовая пленочная нить	26,0	+36,0	21,4	+49,4	23,9	+39,2	2,1	+7,0	4,6	-4,4
2.6.	Прочие штапельные волокна и нити	2,6	+5,4	2,4	-2,4	-	-	2,6	+5,4	0,2	в 15 раз



ТАБЛИЦА 2. ВЫПУСК СИНТЕТИЧЕСКИХ ВОЛОКОН В РОССИИ В 2013 ГОДУ

Годы	Полизифирные		Полиамидные		Полиакрилонитрильные		Полипропиленовые		Другие	
	тыс. т	%	тыс. т	%	тыс. т	%	тыс. т	%	тыс. т	%
2012	54,7	46,2	34,2	28,9	0,5	0,4	26,0	21,9	3,1	2,6
2013	57,0	45,7	32,9	26,4	0,4	0,5	31,2	25,0	3,3	2,4

положительных тенденциях в части основных показателей текущего состояния с химическими волокнами в РФ, и не более того, поскольку их общий уровень (и не только по объемам выпуска, но и по ассортименту и качеству готовой продукции, загрузке мощностей, физическому и моральному износу оборудования, энергопотреблению, производительности труда, себестоимости, рентабельности и т.д.) значительно уступает современным предприятиям за рубежом, даже в тех регионах, на которые не обращали внимания в доперестроечный период, т.к. на этом направлении впереди были только США, Япония и отчасти Китай.

Как видно из приведенной таблицы, охватывающей все сферы интереса широкой аудитории к химическим волокнам, в 2013 г. по ним сложился полностью положительный баланс

по сравнению с предыдущим годом: выросли (в %) спрос (1,9), потребление (1,6), производство (4,3), импорт (4,0) и экспорт (5,8). Производство искусственных волокон упало из-за некоторого спада (1%) у ацетатного сигаретного жгутика в ООО «Сертов» (г. Серпухов). Производство вискозных штапельного волокна и комплексных нитей, как не прискорбно, в России больше нет. Обозначенный в таблице 1 рост их потребления (40-50%) обеспечен за счет импорта (соответственно 9,3 и 2,7 тыс. тонн). Технические и кордные вискозные нити, по выпуску которых СССР занимал 1-е место в мире, а ныне успешно развиваемые в Китае, Германии и других странах, исчезли у нас совсем.

По синтетическим волокнам в целом (таблица 1) наблюдается незначительный прирост спроса

(1,7%) и потребления (1,1%), несколько больше производства (5,4%) и экспорта (10,9%), при малом снижении импорта (0,7%). Внутри синтетических волокон, выпущенных в 2013 г. российскими предприятиями, согласно таблице 2, преобладающее место занимают ПЭФ (57%), затем идут ПА и ПП.

По сравнению с 2012 г., доли ПЭФ и ПА несколько сократились, а ПП выросла более, чем на 3%. Конечно, манипуляция с этими цифрами не должна отвлекать внимание от главного – печального состояния отечественной промышленности синтетических волокон по сравнению с зарубежным уровнем [1]: импорт, как видно из таблицы 1, в 1,5 раза превышает производство и составляет 65% от потребления.

Относительное благополучие с ПЭФ штапельным волокном в 2013 г. (рост потребления и выпуска примерно на 5%) выглядит

кажущимся, поскольку импорт его превышает производство более, чем в 2 раза, а последнее базируется в основном на переработке ПЭТ, получаемого при рециклинге бутылочных отходов с соответствующим качеством продукции, пригодной лишь для изготовления нетканых материалов (НМ) технического назначения [4]. Основной вклад здесь вносят (в тыс тонн): ОАО «Комитекс», г. Сыктывкар (22,5), ООО «Номатекс», Ульяновская область (7,0), ЗАО «РБ Групп», г. Владимир (15,0), ООО «Селена-Химволокно», Карачаево-Черкесия (5,0) и некоторые другие. Выпуск ПЭФ текстильных нитей в 2013 г. сократился на 31% из-за резкого падения (на 68%) их производства в ОАО «Тверской Полиэфир». В итоге импорт этой продукции главным образом из Белоруссии (Светлогорское «Химволокно»), превышает собственный потенциал аж в 6 (!) раз. По техническим ПЭФ нитям картина еще хуже: 100%-ный импорт из Белоруссии (ОАО «Могилевхимволокно»), Китая, Ю. Кореи и др. регионов. И это при том, что уже более 5-ти лет в г. Волжском законсервировано оснащенное современным оборудованием производство ПЭФ нитей HMLS и НМ, мощностью 12 тыс. тонн в год, являющихся уникальным сырьем для промышленности РТИ и шин. Нынешний владелец этой установки «Газпром Химволокно», декларируя постоянно сроки ввода этой мощности, до сих пор топчется на месте, а российский рынок ждет...

Как видно из табл. 1, в 2013 г. заметно упали (в %) спрос (27,3), потребление (30,4), производство (2,1) и импорт (77,5) ПА текстильных нитей, причины чему, очевидно, лежат в недрах отраслей, ориентированных на закупку текстильных товаров за рубежом. Наоборот, ПА комплексные нити, предназначенные для технических нужд и шинного корда, по сравнению с 2012 г. показывают расширение спроса и потребления соответственно, на 6,1 и 3,3%. Несмотря на прирост этой продукции в ОАО «Куйбышевазот» (10,6%) и Щекинском ОАО «Химволокно» (13,4%), в целом, спад их выпуска на 5,1% произошел из-за значительного снижения (35,9%) производственной программы в ООО «Курскхимволокно»,



находящегося в стадии существенной замены устаревшего прядильно-текстильного оборудования.

В то время, как для ПП штапельного волокна и текстильной нити, согласно табл. 1, отмечено крупное снижение (в %) их спроса (соответственно на 16,6 и 59,7), потребления (16,3 и 61,3) и производства (19,1 и 8,4), плеточные нити из этого полимера в 2013 г. показали заметный рост (%) спроса (36,0), потребления (49,4), производства (39,2) и импорта (7,0) при сокращении экспорта на 4,4%. Все это говорит о перспективности применения данной продукции в сельском хозяйстве, упаковочном секторе, при изготовлении ковров, армировании строительных материалов и мн. др. поэтому значительное расширение объемов ее выпуска в ОАО

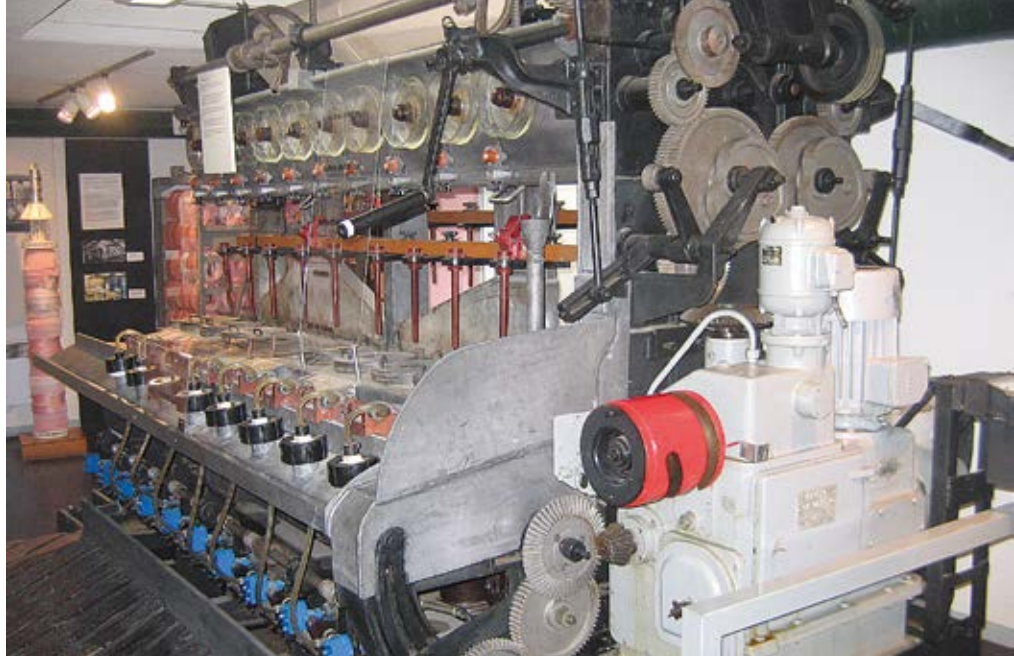
«Каменскволокно» и ООО «Полипропилен», г. Балаково, соответственно на 23,2 и 37,9% за один год (!) вселяет определенную долю оптимизма.

Говоря о ростках нового, позитивного в испытывающей затяжной кризис промышленности химических волокон России (которую, кстати, никто сейчас практически не курирует во властных структурах страны, а ранее это было ВО «Союзхимволокно» – крупнейший главк в Минхимпроме СССР; Госплане, других государственных ведомствах существовали специализированные подразделения, либо высокопрофессиональные чиновники по этому направлению), следует обратить внимание, пожалуй, на два предприятия: ООО «Завидовский текстиль», г. Тверь, и ОАО «Куйбышевазот»,

г. Тольятти, постоянно проводящих наращивание мощности и модернизацию производства, совершенствующих ассортимент и качество продукции с применением новейшего высокопроизводительного оборудования, преимущественно германской фирмы «Oerlikon Barmag».

«Завидовский текстиль» к настоящему времени приступил к монтажу 4-ой машины формования «VarioFil», после чего общая мощность по формованию предориентированных (РОУ) ПЭФ нитей составит 5280 тонн в год. При этом мощности по фрикционному текстурированию (DTY) составят 2100, а по пневмотекстурированию 1800 тонн в год, т.е. останутся избыточные объемы нитей РОУ в количестве 1380 тонн в год, вследствие чего предприятие планирует приобретение у упомянутой чуть выше фирмы еще двух машин фрикционного текстурирования (методом ложной крутки) типа eFK, отличающуюся от зарубежных аналогов удобными габаритами и компактностью, малой производственной площадью и удобством обслуживания, низким электропотреблением и высокой автоматизацией процесса. На указанных мощностях освоены выпуск ПЭФ текстурированных нитей методом высокоскоростного формования, совмещенного вытягивания и ложной крутки в виде окрашенной (в массе – «мастербатч») и неокрашенной, с пневмосоединением (ПСН) и без оно, с направлением крутки «S» или «Z» и равновесной «SZ». Ассортимент фрикционно текстурированной нити довольно широк (дтекс/филаментность): 120/48, 167/48, 180/48, 245/70, 250/96, 330/96, 360/96 и 650/192 (330/96*2). Техническая характеристика нитей (прочность, удлинение, коэффициенты вариации, тепловая усадка, равномерность окрашивания и др.) отвечает мировым стандартам. Нить ПЭФ пневмотекстурированную титров 65/192, 80 (192, 210) и 85/192,210, неокрашенную, окрашенную и меланжированную, предприятие производит по ТУ 2272-00375726789-2009».

Акционеры ОАО «Куйбышевазот», которым с 2008 г. принадлежит ООО «Курскхимволокно», намерены в 2014 г. вдвое увеличить производство технической и



текстильной нитей из ПА 6 за счет модернизации предприятия в г. Курске. Всего в закупку нового оборудования, предназначенного для полной замены действующего до сих пор, планируется до 2015 г. вложить 1,2 млрд. рублей. В рамках программы развития «Курскхимволокно» – первого завода синтетических волокон в СССР – до 2020 г. производство всех видов должно вырасти в 1,9 раза, в т.ч. ПА штапельного волокна, фиброволокна и кордной ткани.

Нынешнее бедственное положение отечественной промышленности химических волокон, безусловно отражается на работе смежных отраслей, в первую очередь текстильной, резинотехнической, шинной, нетканых материалов, композитов и мн. др. Например, в швейной отрасли ввиду отсутствия собственного натурального сырья (хлопка), ранее возимого из среднеазиатских республик, все большее распространение получают ткани из синтетических и искусственных волокон. Согласно данным Минпромторга РФ [5], по итогам работы за 10 месяцев 2013 г. темп роста их производства в стране составил 54,9%. Однако, в качестве сырья здесь используются главным образом импортные химические волокна последнего поколения, которые практически не отличаются от натуральных. В ближайшее время их выпуск планируют наладить и в России. Но реализация этих планов пока ничем не подкреплена, в первую очередь, финансированием.

Довольно часто в различных источниках появляются сообщения о новых проектах создания производства ПЭТ и волокон на его основе, в частности в Кабардино-

Балкарии («Этана»), Уфе («Объединенная нефтехимическая компания» и мексиканский холдинг «Alpek»), Ивановской области («Иврегионсинтез»). К настоящему времени лишь последний проект обнаруживает признаки жизни: определена сметная стоимость строительства, найдены инвесторы, проведен тендер на выполнение проектно-инженерных работ, выбрано место размещения производства 180 тыс.т. ПЭФ штапельного волокна и гранулята ПЭТ, определен ассортимент готовой продукции и т.п. Но в целом, движение «на месте», ранее декларированные сроки строительства предприятия по существу срываются.

Привлекательным и жизнеспособным выглядит проект, инвестированный турецкой компанией «Наргиз-текстиль» на сумму около 1,5 млрд. долл США, строительства в Дагестане и Владимирской области текстильных фабрик по выпуску синтетических (ПА и ПЭФ) тканей, и не создавая таким образом сырьевой и экологической проблем в указанных регионах, а помогая им в организации рабочих мест и актуализации хозяйства [6]. Это – уже тема применения химических волокон, о которой можно долго говорить и писать. Сегодня намного важнее их производить в количестве и качестве, достойным традициям и нуждам России. ●

Список литературы:

1. Э.М. Айзенштейн// ж. Химические волокна, №1, 2014, стр. 3 - 10
2. PCI Fibers Report, №308 – April 2014, p.17
3. Know: how, what, when. The Fiber Year 2012/on the Markets, №16, august, 2013, p.36
4. Э.М. Айзенштейн// ж. Neftegaz.ru, №3-4, 2014, стр. 78-81
5. Газета «Комсомольская правда», выпуск от 19-26 декабря 2013г., стр. 11
6. Smart News, 07.06.2013 г.



ТАКТИКА ЗАЩИТЫ

ОПЫТ ИНЖЕНЕРНОГО СЕРВИСНОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ УСТАНОВКИ ЭЛОУ-АВТ-6 ОАО «СЫЗРАНСКИЙ НПЗ»

Андрей Макаров,
главный инженер.

Олег Белов,
главный технолог,

Сергей Беляшкин,
ведущий инженер по коррозии,

Александр Кузнецов,
Начальник цеха №1,

Вячеслав Дерновой,
Заместитель начальника
установки ЭЛОУ-АВТ-6

Елена Ергина,
Ведущий инженер,
ООО «КОЛТЕК ИНТЕРНЭШНЛ»,
к.т.н.,

Фридель Хуторянский,
Руководитель отдела
инженерного сервисного
сопровождения применения
реагентов и технологий
ООО «КОЛТЕК ИНТЕРНЭШНЛ»
д.т.н.,
профессор

Поступающие на НПЗ нефти подвергаются глубокому обезвоживанию, обессоливанию на блоках ЭЛОУ и последующей дистилляции на установках первичной переработки нефти АТ (АВТ).

На подавляющем большинстве установок первичной переработки нефти осуществляется химико-технологическая защита конденсационно-холодильного оборудования атмосферных колонн от коррозии с применением эффективных антикоррозионных реагентов (пленочных ингибиторов коррозии и органических нейтрализаторов) и современного технологического и коррозионного мониторинга.[1-5]

Современная химико-технологическая защита

конденсационно-холодильного оборудования установок первичной переработки нефти от коррозионного воздействия неорганических хлоридов, хлорорганических, серосодержащих соединений и кислот обеспечивается применением комплексной программы химико-технологических мероприятий, включающей:

- глубокое обезвоживание и обессоливание нефти на установках электрообессоливания (ЭЛОУ) с использованием современных высокоэффективных нефтерастворимых деэмульгаторов, эффективных и надежных электродегидраторов и смесителей промывной воды с нефтью [6-9];
- подачу перед установками дистилляции требуемого количества раствора щелочи оптимальной концентрации в обессоленную нефть с использованием оборудования для их эффективного смешения[10-12];
- подачу в шлемовые линии атмосферных колонн современных нейтрализующих аминов и пленкообразующих ингибиторов коррозии с использованием оборудования для точного дозирования реагентов и их эффективного инжектирования в потоки[13];
- применение современных сертифицированных аналитических методик, оборудования и приборов физико-химического мониторинга коррозии (коррозионные зонды, коррозионные метры, pH-метры на потоке и т.д.)[14].

В процессах первичной переработки нефти на установках ЭЛОУ-АТ (АВТ) НПЗ РФ и стран СНГ широко применяется «пакет» реагентов «Геркулес» российской фирмы ООО «КОЛТЕК ИНТЕРНЭШНЛ»: деэмульгаторы (для глубокого

обезвоживания и обессоливания нефти на электрообессоливающих установках (ЭЛОУ), ингибиторы коррозии и органические нейтрализаторы (для химико-технологической защиты от коррозии конденсационно-холодильного оборудования атмосферных колонн) (Табл. 1)[14].

В силу ряда причин (в частности, вовлечения в переработку новых нефтей, нестабильность в их поставках, наличие в нефтях хлорорганических соединений (как природных, так и внесенных при добыче) и серосодержащих соединений, концентрация и тип которых может изменяться во времени, наблюдаются колебания качества поступающих на многие заводы нефтей, что, в свою очередь, приводит к нестабильности уровня подготовки нефтей на ЭЛОУ и изменению коррозионной агрессивности технологических потоков установок.

Поэтому актуальным является постоянный контроль за состоянием процесса обессоливания нефти на ЭЛОУ и системы химико-технологической защиты конденсационно-холодильного оборудования блока АВТ, эффективностью работы оборудования, анализ результатов эксплуатации, корректировка и оптимизация технологического режима, в том числе и применение более эффективных реагентов – деэмульгаторов, нейтрализаторов, ингибиторов коррозии оперативное вмешательство в процессы, т.е. инженерное сервисное сопровождение процессов.

Обычно эту задачу выполняет, либо фирма-производитель (поставщик) реагентов, либо специализированная инженерная фирма по поручению производителя (например, ООО НИФ "ИНЖЕНЕР-СЕРВИС НП").

Таблица 1 Физико-химическая характеристика пакета реагентов «ГЕРКУЛЕС» для химико-технологической защиты от коррозии установок первичной переработки нефти

Реагент	Физико-химические показатели						Примечания
	Внешний вид	Плотность при 20°C, (по ГОСТ 3900)	Температура застывания, не выше (по ГОСТ 33)	Нейтрализующая способность л/г-экв HCl, не выше	Вязкость кинематическая при 20°C, мм ² /с не более	Растворимость	Технические условия на реагент
Дезмульга-тор ГЕРКУЛЕС-1017	Жидкость светло-коричневого цвета	0,920±0,015	-50°C	-	20	Растворим в Ароматических углеводородах	ТУ 38.401-58-225-98
Дезмуль-гатор ГЕРКУЛЕС-1603	Жидкость от светло-желтого до коричневого цвета	-	-40°C	-	100		ТУ 38-410-58-295-2001
Ингибитор Коррозии ГЕРКУЛЕС-30617	Жидкость от светло-коричневого до коричневого цвета	0,8834-0,9533 (при 15°C)	марка А: -40°C марка Б: -50°C	-	-		ТУ 38.401-58-237-2003
Нейтрали-затор ГЕРКУЛЕС-54505	Жидкость от бесцветной до слегка коричневого цвета	марка А: 0,870-0,890 марка Б: 0,973-0,984	марка А: -40°C марка Б: -50°C	0,300		Растворим в воде и ароматических углеводородах	ТУ 38.401-58-238-01

Инженерную поддержку применения реагентов «Геркулес» на НПЗ РФ и стран СНГ в настоящее время осуществляют специалисты Отдела инженерного сервисного сопровождения (ОИСС) ООО «КОЛТЕК ИНТЕРНЭШНЛ».

В объем осуществляемого специалистами ОИСС ООО «КОЛТЕК ИНТЕРНЭШНЛ» процесса обессоливания нефти на ЭЛОУ и антикоррозионной защиты конденсационно-холодильного оборудования атмосферных и вакуумных колонн установок ЭЛОУ-АТ(АВТ) входит:

- обследование блоков ЭЛОУ и АВТ и анализ результатов их эксплуатации с целью выявления причин случаев нестабильного обессоливания нефти и увеличения скорости коррозии оборудования;
- разработка рекомендаций по корректировке параметров процесса обессоливания нефти и системы антикоррозионной защиты, совершенствование технологической схемы и оборудования для предотвращения случаев нестабильной работы установки;
- анализ эффективности применения дезмульгатора, ингибитора коррозии и нейтрализатора и оптимизация их расхода;
- разработка рекомендаций по применению нового оборудования и приборов, позволяющих более

эффективно контролировать технологический процесс, его совершенствование, обеспечение необходимой нормативной и методической документацией.

Работа по инженерному сервисному обеспечению процессов осуществляется на основании сервисного соглашения высококвалифицированными специалистами, имеющими более чем 10-15-летний опыт практической работы в области подготовки нефтей к переработке и защиты оборудования от коррозии.

Условиями сервисного соглашения предусматривается периодическое (не реже 1 раза в 2-3 месяца) посещение установок завода специалистами. С 2000 года на ряде НПЗ для осуществления инженерного сервисного сопровождения были организованы постоянные представительства (в Белоруссии, Татарстане, Башкирии, Омске, Самарском регионе и др.), что позволяет обеспечить непрерывный надзор за эксплуатацией блоков ЭЛОУ и системы химико-технологической защиты от коррозии.

В табл.2 приведен перечень предприятий, на которых применяются реагенты «Геркулес» для химико-технологической защиты от коррозии конденсационно-холодильного оборудования установок первичной переработки нефти.

Предприятия-потребители реагентов «Геркулес» для химико-технологической защиты от коррозии:

ООО ПО «Киришинефтеоргсинтез» (до 2014г.), ОАО «Саратовский НПЗ», ЗАО «РНПК», ОАО «Сызранский НПЗ», ОАО «Куйбышевский НПЗ» (дезмуглятор), ООО «РН-Комсомольский НПЗ», ОАО «Хабаровский НПЗ», ООО «РН-Туапсинский НПЗ», ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ Омский НПЗ», ОАО «Афипский НПЗ», ОАО «Нижневартовское НПО», ОАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез», ОАО «Мозырский НПЗ» (Беларусь), ООО «Лукойл-НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА» «Волгоградский НПЗ» (до 2007 года), ОАО «НОВОИЛ», ОАО «Уфимский НПЗ» (1 установка – дезмульгатор, нейтрализатор), ОАО «Орскнефтеоргсинтез», ОАО «Туркменбашинский НПЗ» (Туркмения), ОАО «Сейдинский НПЗ» (Туркмения), ОАО «Новошахтинский НПЗ», Трансбункер (Ванино), ОАО «Антипинский НПЗ», ОАО «ТАНЕКО» (применение с апреля 2011 года), ОАО «Ачинский НПЗ» (применение с января 2012 года), ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ Московский НПЗ», АО «Галичина» (Дрогобыч, Украина), ОАО «Яйский НПЗ», ООО «Газпромнефтехим Салават», ОАО «Уфанефтехим»,



ООО «Волховский НПЗ»,
ЧАО «ЛИНИК» (до 2012г.),
Малотоннажные НПЗ

Ниже рассмотрены основные мероприятия по совершенствованию технологии процесса глубокого обессоливания нефти и оборудования для его эффективного осуществления.

В соответствии с условиями инженерного сервисного соглашения, специалисты проводят надзор за качеством поставляемых на завод партий деэмульгаторов (входной контроль деэмульгирующей эффективности), эффективностью их применения на блоках ЭЛОУ завода и дозировками.

На каждой ЭЛОУ на основании выполненных обследований и опытных пробегов, а также анализа результатов многолетней эксплуатации, оптимизируются: температура обессоливания, расход промывной воды и интенсивность ее смешения с нефтью. Эта оптимизация на многих заводах выполнялась на протяжении нескольких лет, так как зачастую была связана с необходимостью проведения работ в период капитальных ремонтов установок (переобвязка оборудования, реконструкция внутренних устройств, врезки и т.д.).

В рамках сервисного соглашения в последние годы на ряде

заводов были выполнены работы, направленные на повышение эффективности, экономичности и надежности эксплуатации электродегидраторов. В период капитальных ремонтов установок электродегидраторы были отривизированы, проверены состояние коллекторов ввода сырья, электродов, их параллельность и величина межэлектродного состояния выполнена замена устаревших и ненадежных стеклянных и фарфоровых подвесных изоляторов современными значительно более надежными фторопластовыми.

Большое внимание в объеме инженерного сервисного обеспечения процесса глубокого обессоливания нефти уделяется анализу эффективности промывки нефти пресной водой: интенсивности смешения промывной воды с нефтью и оборудованию для его осуществления. Указанное оборудование должно быть регулируемым и обеспечивать оптимальные показатели работы в условиях меняющегося качества поступающих на подготовку нефтей.

К настоящему времени накоплен и проанализирован большой объем информации о многолетней эксплуатации блоков ЭЛОУ ряда НПЗ (ООО ПО «Киришинефтеоргсинтез»,

ОАО «Саратовский НПЗ», ЗАО «РНПК», ОАО «Сызранский НПЗ» и др.). В частности, на рис. 1 приведены усредненные данные о качестве обессоливания нефти на блоке ЭЛОУ установки ЭЛОУ-АВТ-6 ОАО «Сызранский НПЗ» в 2009-2013 г.г. Видно, что качество обессоленной нефти улучшилось, особенно в период 2010г.–2012 г. Доля нефти, качество которой отвечало современным требованиям, (содержание солей – не более 3,0 мг/дм³) увеличилось существенно.

Проведенный специалистами анализ работы блоков ЭЛОУ многих НПЗ показывает возможность и необходимость дальнейшей оптимизации их технологических показателей с целью сведения к минимуму объема обессоленной нефти с остаточным содержанием хлоридов > 3,0 мг/дм³ и воды > 0,2% об.

При осуществлении инженерного сервисного сопровождения химико-технологической защиты конденсационно-холодильного оборудования атмосферных колонн от коррозии основное внимание уделяется системе дозирования антикоррозионных реагентов, оптимизации их расхода, мониторингу коррозии.

Как показал многолетний опыт, важная роль принадлежит анализу эксплуатации узла

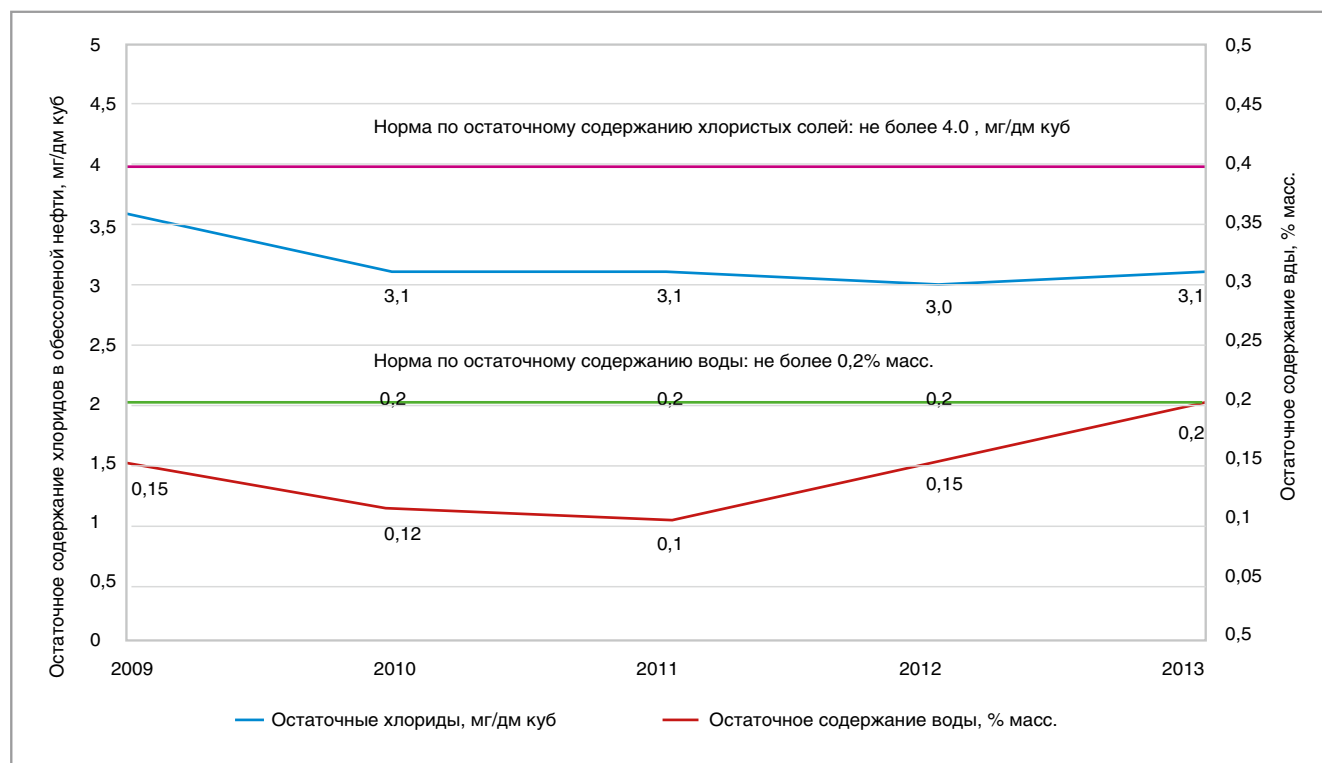


Рис.1 Результаты обессоливания и обезвоживания нефти на ЭЛОУ-АВТ-6 в 2009-2013г.г.

С-1 – статический смеситель предварительного смешения;
С-2÷5 – статические смесители на основном потоке обессоленной нефти;
Д – дозировочный насос; F1÷F4 – расходомеры обессоленной нефти;
f – расходомер для предварительного смешения; f1÷f4 – расходомеры эмульсии

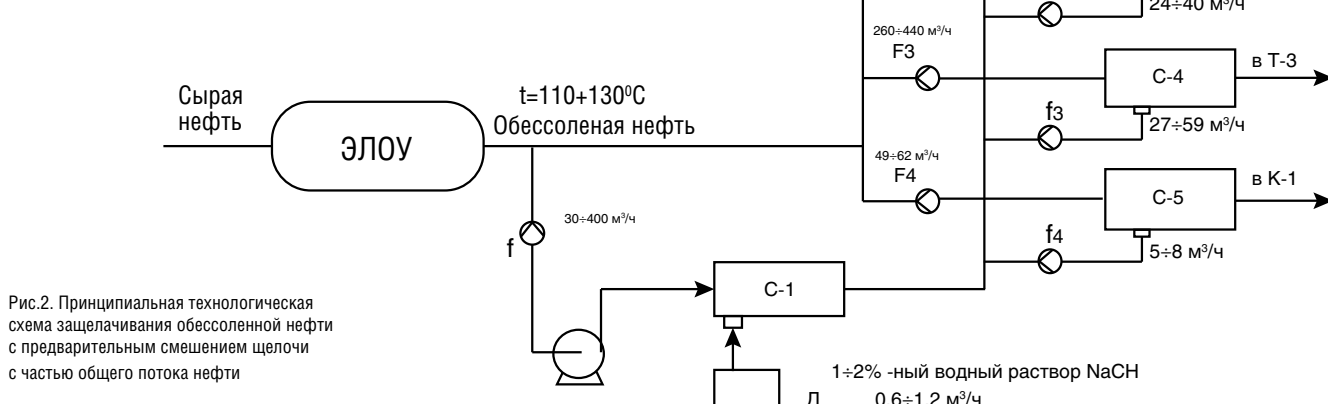


Рис.2. Принципиальная технологическая схема зашлачивания обессоленной нефти с предварительным смешением щелочи с частью общего потока нефти

зашлачивания обессоленной нефти. На многих НПЗ (ООО ПО «Киришинефтеоргсинтез», ОАО «Саратовский НПЗ», ЗАО «ЛИНИК» и др.) на основании наших обследований были выполнены работы по модернизации узла приготовления и дозирования щелочи, оптимизации ее расхода и систематизации ее учета, что позволило существенно снизить расход щелочи и повысить эффективность защиты от коррозии.

На рис.2 приведен эффективный вариант технологической схемы зашлачивания обессоленной нефти.

В объем инженерного сервисного сопровождения входит сбор, систематизация и анализ информации об эксплуатации системы химико-технологической защиты от коррозии, расхода реагентов. Сервисные инженеры обычно участвуют в работах по оптимизации подачи антикоррозионных реагентов, уточнению калибровки насосов и емкостей. Необходимо тщательно корректировать подачу реагентов в зависимости от изменения загрузки установки сырой нефтью и отбора бензина.

Были разработаны и внедряются критерии оптимизации расхода реагентов и технологические приемы ее осуществления, позволяющие существенно снизить расходы реагентов. (Рис.3). В частности, в последние годы широко внедряется эффективная схема подачи антикоррозионных реагентов, в соответствии с которой ингибитор коррозии и нейтрализатор подаются дозировочными насосами в товарном виде (без дополнительного разбавления) в потоки (2-3 м³/ч) орошения

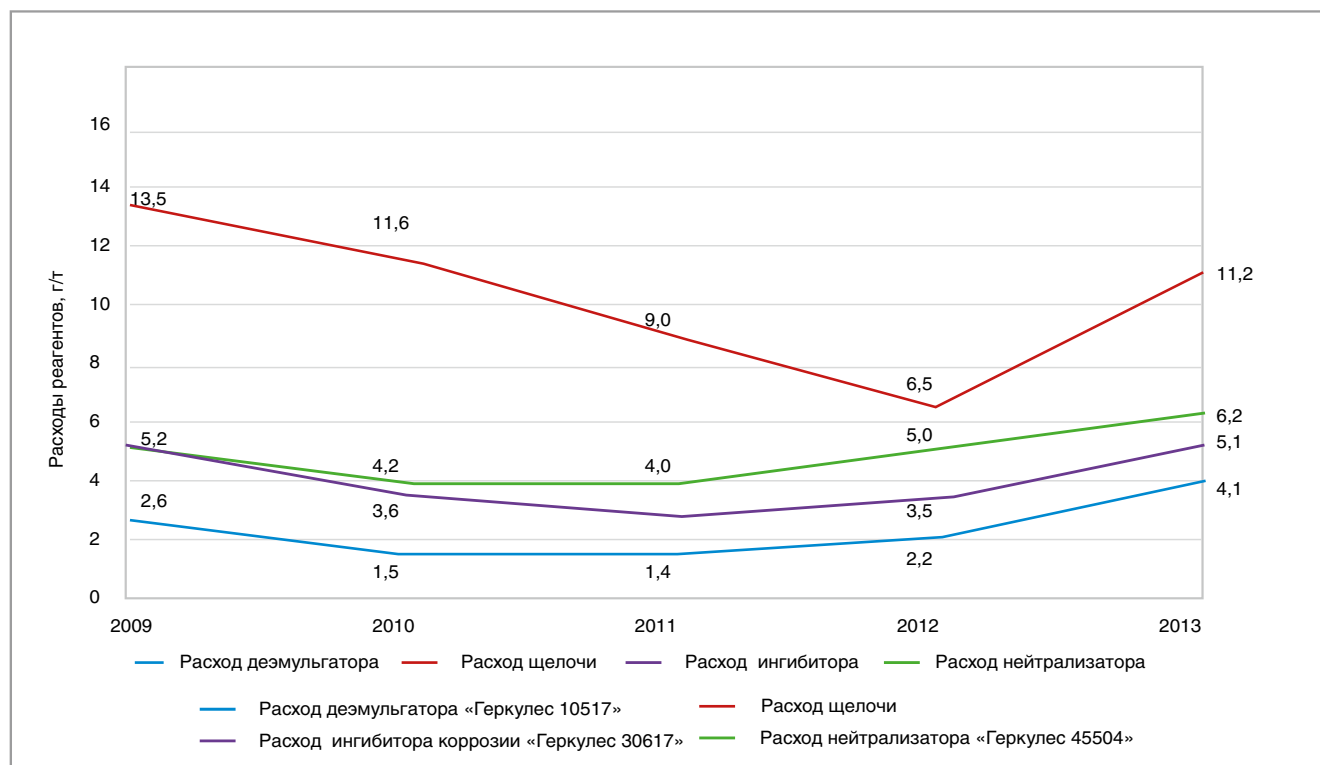


Рис.3. Удельные расходы реагентов в 2009-2013г.г. на установке ЭЛОУ-АВТ-6 ОАО «Сызранский НПЗ».

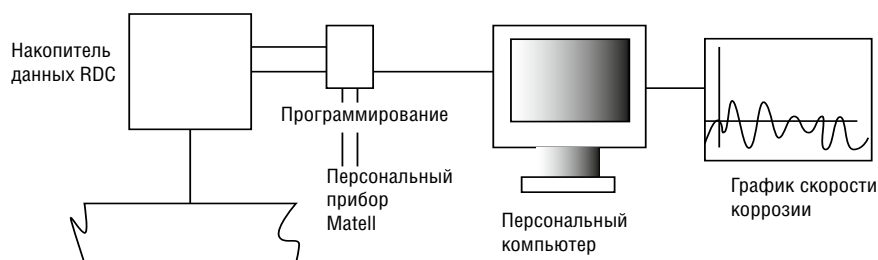


Рис.4 Блок-схема мониторинга коррозии с помощью коррозионного зонда.

колонны посредством форсунок, установленных на шлемовых линиях атмосферных колонн. Эта технология, в отличие от других способов подачи, менее трудоемка, более эффективна в результате подачи концентрированных реагентов, минимизирует затраты ручного труда, благодаря отсутствию стадии приготовления рабочих растворов.

Пристальное и постоянное внимание специалистов завода и инженерной сервисной службы обеспечивает существенное повышение стабильности химико-технологической защиты от коррозии. При квалифицированном инженерном сопровождении среднегодовые отклонения от норм СТП по содержанию ионов железа в воде из рефлюксных емкостей атмосферных колонн (не более 1,0 мг/дм³) снижаются с 15-35% до 1-2%.

Эффективность программы химико-технологической защиты от коррозии может быть квалифицированно оценена только с помощью современного аналитического и физико-химического мониторинга. [15] На установках ЭЛОУ-АТ (АВТ) осуществляется постоянный контроль содержания хлоридов, воды, хлорорганических соединений, общей серы и сероводорода в сырой и обессоленной нефти, величины pH дренажной воды ЭЛОУ, содержания ионов железа, хлора и сульфидов в воде из рефлюксных емкостей атмосферных колонн и величины ее pH. Для выполнения этих анализов используются современные сертифицированные методики.

Скорость коррозии измеряется гравиметрическим методом по потере массы образцов-свидетелей (купонов), установленных в трубопроводах бензина и воды после воздушных холодильников атмосферных колонн.

На ряде НПЗ (ЗАО «РНПК», ОАО «Ярославнефтеоргсинтез» и др.) установки ЭЛОУ-АТ (АВТ) оборудованы системой автоматического мониторинга коррозии фирмы «Рорбак Косаско» (США), которая позволяет в автоматическом режиме проводить измерение через определенные промежутки времени скорости коррозии трубопровода воды и безина из воздушных холодильников атмосферных колонн (1-6 ч.). Система дает возможность собирать результаты измерений потери массы металла зонда в специальном накопителе данных и периодически «считывать» данные с помощью портативного прибора, переносить их в базу данных персонального компьютера, а затем по специальной

программе обрабатывать их. При этом получают изменение потери металла во времени, на основании которого, в дальнейшем рассчитывают скорость коррозии. (Рис.4).

Мероприятия по мониторингу комплексной химико-технологической защиты от коррозии приведены в табл.3.

Многолетний опыт работ ООО «КОЛТЕК ИНТЕРНЕШНЛ» по инженерному сервисному сопровождению процесса глубокого обессоливания нефти и химико-технологической защиты от коррозии конденсационно-холодильного оборудования атмосферных колонн установок ЭЛОУ-АТ(АВТ) показывает, что затраты завода по сервисному сопровождению значительно перекрываются получаемой прибылью в результате существенной экономии дорогостоящих реагентов, улучшения качества продукции, снижения коррозии оборудования и, вследствие этого продолжительности его эксплуатации, а также благодаря надежной и бесперебойной работе установок. ●

Таблица 3. Мероприятия по мониторингу комплексной химико-технологической защиты от коррозии

Мониторинг комплексной химико-технологической защиты от коррозии		
Вид мониторинга	Установки	Контролируемые показатели
Технологический	ЭЛОУ	Загрузка от нефти Расходы: - деэмульгатора; - воды по ступеням обессоливания; - перепад давления в смесителях; - температура
	АТ (АВТ)	Расходы: - щелочи; - ингибитора коррозии; - нейтрализатора
Аналитический	ЭЛОУ	Содержание в нефти: - остаточных хлоридов; - остаточной воды; - общей серы; - сероводорода; - хлорорганических соединений; Величина pH дренажной воды ЭЛОУ
	АТ (АВТ)	Содержание в воде рефлюксных емкостей: - ионов хлора; - растворенного железа; - сульфидов; - величина pH
Физико-химический	-	Скорость коррозии: - по образцам-свидетелям; - по коррозионным зондам

НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ НА МАСЛЯНЫХ ПРОИЗВОДСТВАХ НПЗ



Александр Швиндин,
Заместитель директора
ООО «СМЗ» по научной работе,
к.т.н.



Олег Львов,
Главный механик
ООО «ЛУКОЙЛ – ВМП»



Игорь Львов,
инженер ПДО по СУУТП
ООО «ЛУКОЙЛ – ВМП»

Одним из технологических процессов переработки нефти является процесс производства масел и парафинов. Технология производства масел сложная, многоэтапная, и одной из важнейших составляющих этого процесса является очистки сырья различными способами. Основные из них следующие:

- экстракционная (селективными растворителями), гидрогенизационная (гидрокрекинг, гидроизомеризация), адсорбционная, серноокислотная;
- депарафинизация очищенного сырья с использованием растворителей или катализаторов;
- доочистка депарафинизированных масел – контактная (отбеливающей землей) или гидрогенизационная.

В ходе переработки остаточного сырья посредством селективной или гидрогенизационной очистки осуществляется его деасфальтизация сжиженным пропаном – в одну или две ступени. На некоторых НПЗ для этих целей применяется процесс «дуосол-очистки» – парным растворителем, сочетающим функции деасфальтизации и селективной очистки.

В странах СНГ только на двух заводах остались действующие установки «Дуосол»: в ООО «Кременчугский НПЗ» (ПАО «УКРТАНАФТА») и в ООО «ЛУКОЙЛ – Волгограднефтепереработка»

(ООО «ЛУКОЙЛ-ВМП»). В этих установках для деасфальтизации сырья применяется сжиженный пропан 95–96-процентной очистки с температурой 45 °С и плотностью 460 кг/м³. В процессе деасфальтизации сырья сжиженный пропан специальными насосами подается из конденсационной ёмкости в нижнюю часть колонны. В обоих НПЗ установки «Дуосол» эксплуатируются с 60-х годов XX века. В качестве «пропановых» насосов в них применялись центробежные двухпорные двухкорпусные насосы Н 360-500сг и Н 500-500сг производства 50-х годов XX века Ленинградского металлического завода. О степени надежности этого оборудования можно судить по тому, что в установках смонтированы по три насоса – один рабочий и два резервных. Упомянутые насосы давно сняты с серийного производства, к началу XXI века морально устарели, физически износились, стали проблемными в работе и практически неремонтопригодными. Одной из проблем в их работе является высокое давление упругости паров перекачиваемого сжиженного пропана, значение которого находится в пределах 16,4-16,6 кгс/см². Для обеспечения безкавитационной работы насоса в этом случае необходимо обеспечивать давление на его входе не менее 18 кгс/см². Для герметизации вала насоса при таком входном давлении предусмотрена

Нефть и газ – это основные источники энергии в современном мире. На топливах и смазочных материалах, получаемых из них, работают двигатели практически всех видов транспорта, все ТЭС и ТЭЦ.



Рис. 1 Перед отправкой Заказчику



Рис.2 В установке «Дуосол-22»: на переднем плане – Н 360-500сг, на заднем плане – АНМСг 450-500



система запираания двойных торцовых уплотнений буферной жидкостью – индустриальным маслом. Винтовые насосы этой системы должны создавать давление масла в пределах 19,5-20,0 кгс/см². Эта громоздкая и проблемная установка для запираания концевых уплотнений вала устаревшей конструкции, требующая огромных количеств масла и охлаждающей воды, не могла обеспечивать надежную работу насосного агрегата. На заре отечественной нефтепереработки наработка на отказ «пропановых» насосов была установлена в 100 суток, после чего насосы можно было остановить для ревизии и возможного ремонта. В современных условиях требуется двух-трехлетний безремонтный цикл работы установок и всего комплектующего их оборудования. Существующее насосное оборудование не обеспечивало данное требование.

В 2002 г. в Кременчугском НПЗ насосы типа Н 360-500сг были заменены на импортные насосной компании «SULZER» (Швейцария). Следует отметить, что с конца 60-х годов XX века в бывшем СССР насосы для сжиженных углеводородных газов (СУГ) такой мощности не производились. В 2006 г. для условий установки «Дуосол-22» ООО «ЛУКОЙЛ-ВНП» в ООО «Сумский машиностроительный завод» (ООО «СМЗ», Украина) был создан и поставлен на монтаж насосный агрегат АНМсг 450-500. Насосы типа НМсг и насосные агрегаты типа АНМсг относятся к новому поколению нефтяных насосов, разработанных в ООО «СМЗ» по предложению Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков (г. Москва). Номенклатура вновь созданных нефтяных насосов разработана с учетом обеспечения требований нормативных документов РФ по нефтепереработке и

международного стандарта ISO 13709:2003/API 610. Вся продукция ООО «СМЗ» для нефтеперерабатывающих производств сертифицирована швейцарской компанией «SGS» на соответствие стандартов API.

Разработка насосов типа НМсг выполнялась на базе многолетних наработок сумских насосостроителей в создании насосов повышенной надежности для тепловой и атомной энергетики; трубопроводного транспорта аммиака, нефти и нефтепродуктов; химических и других постоянно действующих опасных производств. Конструктивная схема насоса НМсг 450-500 – традиционно двухпорная, двухкорпусная с выемным внутренним корпусом секционного типа, однопоточная, многоступенчатая с усовершенствованной разгрузкой осевой силы. Опоры ротора – выносные самоустанавливающиеся подшипники качения SKF с картерной смазкой и без охлаждения. Минимизировано количество уплотняемых стыков, разделяющих внутреннюю полость насоса и атмосферу. Концевые уплотнения вала – механические торцовые сильфонные двойные типа «Тандем» с современными уплотнительными комплексами производства ЗАО «ТРЭМ-инжиниринг» (г. Москва). Соединительная муфта – упругая пластинчатая типа МУП производства ООО «Насостехкомплект» (г. Сумы). Материалы корпусных деталей – поковки из конструкционных углеродистых сталей с коррозионно-стойкими наплавками всех посадочных и уплотняемых поверхностей, деталей проточной части – отливки и поковки из хромистых сталей типа 20Х13.

Насос в сборе с трубной обвязкой в пределах насоса агрегируется на общей раме с

приводным электродвигателем взрывозащищенного исполнения мощностью 400 кВт. На рис.

1 – 3 показан насосный агрегат АНМсг 450-500 перед отгрузкой на объект и в установке. Насосный агрегат АНМсг 450-500 зав. № 1 смонтирован в установке «Дуосол-22» на месте демонтированного Н 360-500сг, и в июле 2007 г. введен в промышленную эксплуатацию. Все параметры работы соответствовали паспортным. Температура подшипников, не имеющих охлаждения, не превышала 65 °С при температуре окружающей среды 38 °С. Надежная безостановочная многомесячная работа насосного агрегата зав. № 1 подтвердила справедливость всех инженерно-технических решений, заложенных в конструкцию насоса при его разработке.

В апреле 2010 г. в этой же установке был введен в промышленную эксплуатацию насосный агрегат АНМсг 450-500 зав. № 2 взамен демонтированного насоса Н 500-500сг. На сегодняшний день межремонтные пробеги насосных агрегатов достигли 4-х лет. Третий практически несколько лет не работающий насос Н 500-500сг демонтирован за ненадобностью. Проведенные замены насосов позволили обеспечить параметры, требуемые по технологическому режиму установки, повысили надежность работы всего оборудования и значительно снизили эксплуатационные затраты. На рис. 4 – насосные агрегаты АНМсг 450-500 зав. № 1, 2 после реконструкции установки.

Соответствие паспортным всем параметрам работы, температурных и вибродинамических характеристик за весь период эксплуатации позволяет уверенно рекомендовать насосы типа НМсг как для замены физически изношенных машин, так и для оснащения ими вновь строящихся установок. ●



Рис. 3 С механиками цеха и установки через два года работы



Рис. 4 После реконструкции установки «Дуосол-22»

МИРОВОЙ РЫНОК НЕФТИ И ГАЗА

ПРОГНОЗ ДО 2040 г

**Дмитрий Грушевенко,
Екатерина Грушевенко,
Вячеслав Кулагин,
Татьяна Митрова**
ИНЭИ РАН

Макроэкономические предпосылки и прогноз первичного энергопотребления

Базовый сценарий нового Прогноза не отличается радикально от прошлогоднего, среди изменений можно отметить немного более высокие прогнозные показатели темпов роста мировой экономики – в среднем 3,5% в год до 2040 года вместо 3,4%. В сторону повышения пересмотрен экономический прогноз по США, зато по ряду стран – по Индии, Бразилии, России и ЕС – прогноз, напротив,

понижен. Отдельно стоит отметить Китай, экономический прогноз по которому также повышен до 5,45% в год – к 2040 году Китай будет составлять 28% мировой экономики, а не 25%, как предполагалось еще год назад.

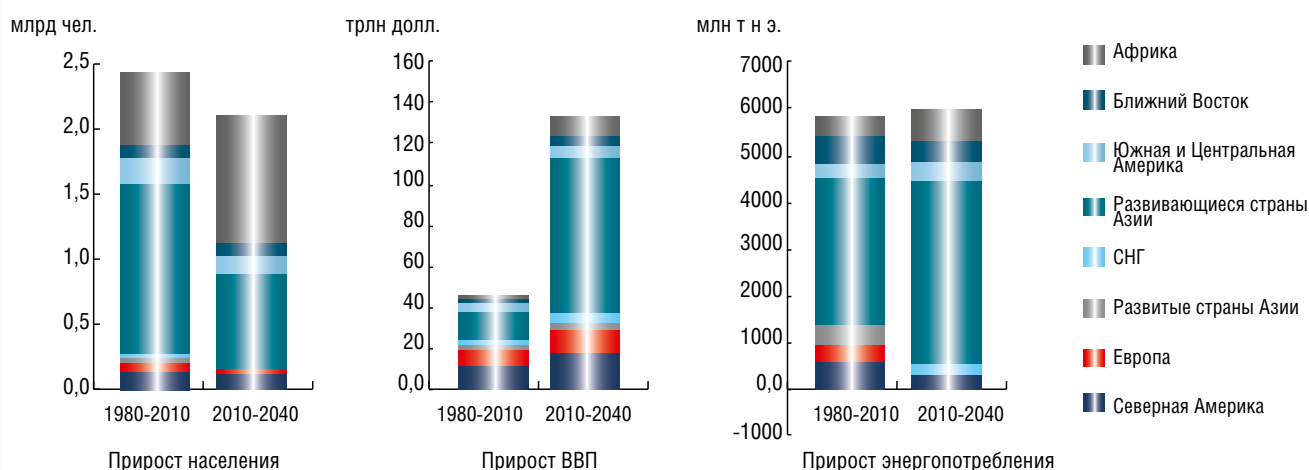
В сочетании с повышенным прогнозом численности населения ООН и более высокими отчетными значениями энергоемкостей по странам (особенно по Китаю, где ретроспективные данные по 2010 году были повышены на 8%, а в 2011 году темпы роста составили еще 7,8%), это дало повышение всего прогноза мирового энергопотребления. При этом прогнозируемый спрос на энергию все больше смещается в развивающиеся страны, на которые к 2040 году будет приходиться 65% мирового ВВП и 69% мирового энергопотребления (Рисунок 1).

Развитые страны в силу активного энергосбережения увеличат свое потребление за весь период до

2040 года лишь на 4,6%, причем в основном этот рост придется на период до 2030 года, а затем их спрос стабилизируется. Ряд регионов – развитые страны Азии и Европа – даже снизят к 2040 году абсолютные объемы потребляемой энергии.

Китай, который в настоящее время сопоставим с США по объемам энергопотребления, к концу рассматриваемого периода станет крупнейшим рынком, более чем в два раза превышающим американский. При этом очень важно, что основной прирост энергопотребления в Китае придется на текущее десятилетие, а затем темпы роста ощутимо замедлятся – с 10% в 2010 году до 1% в год к концу рассматриваемого периода (среднегодовые темпы – 2,1%). После 2025 года рост спроса в Азии сместится в Индию (среднегодовые темпы роста энергопотребления 2,8%) и в страны Юго-Восточной Азии. В крупных потребителей энергии превратятся Ближний Восток и Африка.

РИСУНОК 1 – ПРИРОСТ НАСЕЛЕНИЯ, ВВП И ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПО РЕГИОНАМ МИРА, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

В перспективе до 2040 года не ожидается заметного снижения суммарной доли нефти и газа в мировом потреблении первичной энергии – она останется практически неизменной (53,2% – в 2010 году и 49,8% – к 2040 году, см. Рисунок 2). Однако при этом нефть окончательно потеряет свое доминирование, ее доля к 2040 году сократится с 32 до 26%, а газ, напротив, сможет заметно расширить свою нишу (хотя и не во всех регионах мира). На него придется наибольший абсолютный объем прироста потребления. Доля угля снизится с 28 до 26% – в основном по экологическим соображениям, которые ограничат его использование не только в развитых, но и развивающихся странах.

Рынок жидких видов топлива

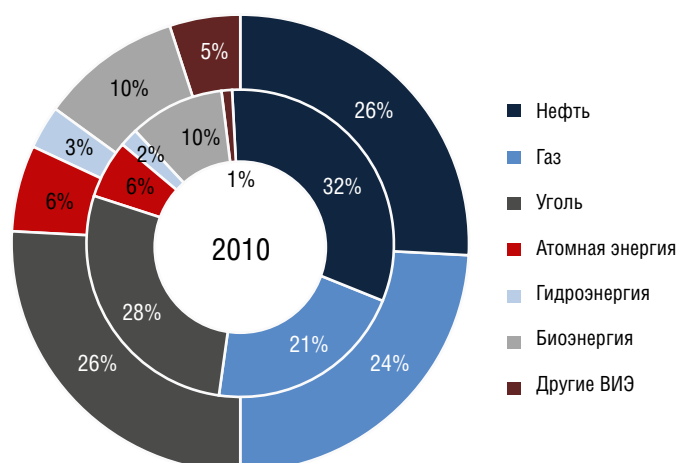
Спрос на жидкие топлива

В Базовом сценарии спрос на жидкие виды топлива (нефтепродукты, биотоплива и топлива, произведенные по технологиям Gas-to-liquids и Coal-to-liquids) растет наиболее медленными темпами по сравнению с другими видами топлива, с замедлением к концу рассматриваемого периода. К 2040 году он вырастет примерно на четверть по сравнению с 2010 годом и достигнет 5160 млн т н.э. (Рисунок 3). Это на 60 млн т больше, чем в прошлогоднем Прогнозе-2013, что обусловлено немного более высокими предполагаемыми темпами роста мирового ВВП (3,5% среднегодовых против 3,4% в прошлом году), а также уточнением суммарного спроса на нефть через спрос на корзину нефтепродуктов в отдельных странах, с учетом особенностей формирования нефтепродуктовой корзины и текущих энергопотребностей в отдельных странах и регионах мира.

Очевидно, что основной прирост мирового спроса на жидкие топлива будет обеспечиваться за счет развивающихся стран – потребление в странах, не входящих в ОЭСР, возрастет к 2040 году почти на 60% по сравнению с 2010 годом (Рисунок 4). Важно отметить, что в абсолютном выражении один только Китай обеспечит прирост спроса в 320 млн т жидких топлив.

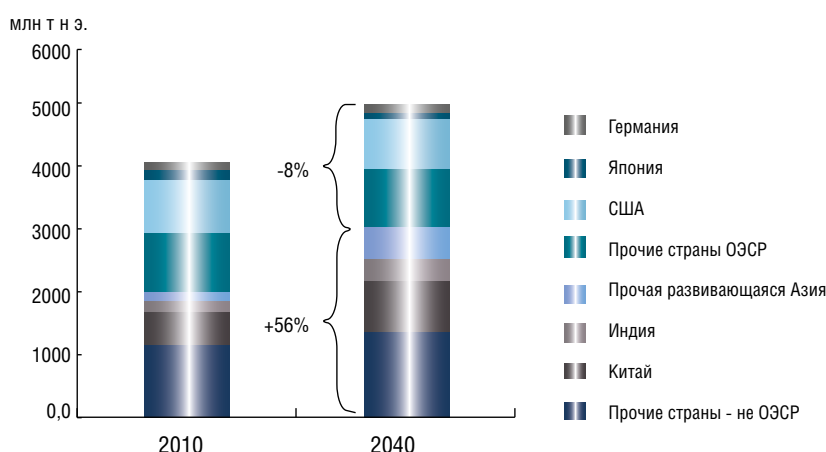
Развитые страны демонстрируют противоположную динамику: в перспективе снижается спрос на жидкие виды топлива в Европе и в

РИСУНОК 2 – СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ ЭНЕРГИИ ПО ВИДАМ ТОПЛИВА В МИРЕ В 2010 И 2040 ГОДАХ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

РИСУНОК 3 – СПРОС НА ЖИДКИЕ ВИДЫ ТОПЛИВА ПО РЕГИОНАМ И КРУПНЕЙШИМ СТРАНАМ МИРА В 2010 И 2040 ГОДАХ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

развитых странах Азии, особенно существенно снижение спроса в Японии (на 70 млн т к 2040 году по сравнению с 2010 годом). Спрос в Северной Америке в условиях наличия доступного дешевого нефтяного сырья собственного производства, несмотря на усилия по диверсификации топливной корзины региона и развитие энергоэффективных технологий, возрастет, хотя и незначительно, – всего на 2,3% по сравнению с 2010 годом.

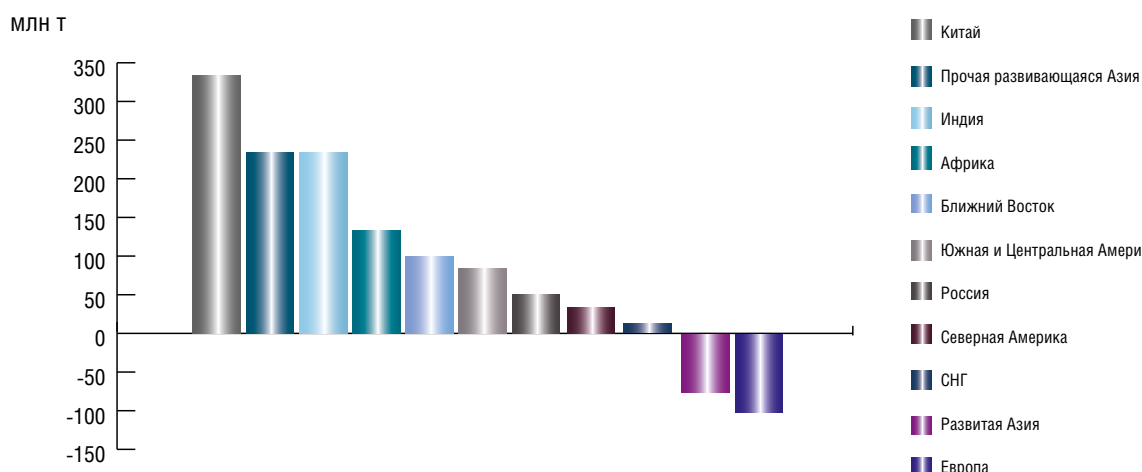
Ключевым регионом–потребителем жидких видов топлива в прогнозируемом периоде станут развивающиеся страны Азии, доля которых в мировом потреблении вырастет с 23% в 2010 году до 34% к 2040 году. Ключевой прирост спроса

будет обеспечен за счет Китая, к 2040 году прирост составит более 320 млн т, по сравнению с уровнем 2010 года, что практически сравняет Китай по объемам потребления жидких топлив с США.

Более чем удвоится к 2040 году и спрос на жидкие топлива во второй крупнейшей азиатской экономике – Индии, в Базовом сценарии он достигнет 390 млн т в год. Значительный прирост спроса ожидается в странах Африки – на 70% по сравнению с уровнем 2010 года. На треть за прогнозируемый период возрастет спрос в странах Южной и Центральной Америки, Ближнего Востока и странах СНГ.

Структура мирового спроса на нефть по секторам в прогнозируемом

РИСУНОК 4 – ПРИРОСТ СПРОСА НА ЖИДКИЕ ВИДЫ ТОПЛИВА В ПЕРИОД С 2010 ПО 2040 ГОД ПО РЕГИОНАМ И КРУПНЕЙШИМ СТРАНАМ МИРА, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

периоде претерпит некоторые изменения, вызванные усилением межтопливной конкуренции относительно дорогой нефти с другими энергоносителями. Так, ожидается снижение доли сектора генерации тепла и электроэнергии в суммарном потреблении нефти по мере замещения мазутных ТЭЦ угольными, газовыми и станциями на возобновляемых источниках энергии. В бытовом секторе нефть также будет замещаться другими энергоресурсами. Сохранит свою долю промышленный сектор, в первую очередь за счет роста нефтехимических производств в целом по миру, однако и здесь нефтепродукты будут жестко конкурировать с альтернативными энергоносителями, в первую очередь – с природным газом (Рисунок 5).

Ключевым потребителем жидких топлив останется транспортный сектор – спрос на моторные топлива к 2040 году составит более 70% от совокупного спроса на нефть.

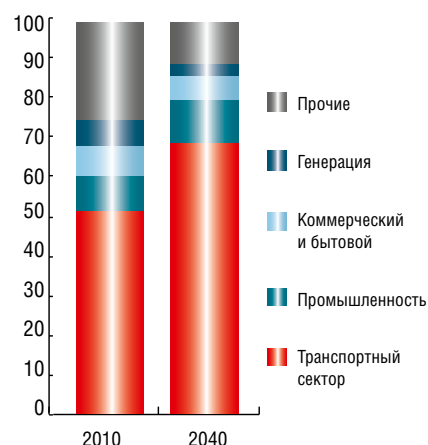
Несмотря на увеличение количества легковых автомобилей и потребности в перевозках (как грузовых, так и пассажирских), меры по модернизации и увеличению энергоэффективности будут сдерживать рост спроса на жидкие топлива в мире. Так, удельный расход топлива для авиации снизился за последнее десятилетие на 30% за счет

использования в авиастроении более современных материалов обшивки, увеличения эффективности реактивных двигателей и увеличения грузо- и пассажироподъемности современных авиалайнеров. К 2040 году ИНЭИ РАН, основываясь на прогнозах компании «Boeing»¹, ожидает снижения удельного расхода топлива в авиации еще на 30%.

Для дорожного автотранспорта энергоэффективность также имеет огромное значение. Так, удельные расходы топлива грузового автотранспорта, по данным CAFE², снизились на 10% за период с 1990 по 2010 год, а к 2040 году ожидается снижение расхода еще на 43% – за счет обновления мирового грузового автопарка, повышения эффективности ДВС и трансмиссии, но в первую очередь за счет снижения веса тяжелых грузовиков и развития малотоннажных перевозок. Ожидается и значительное снижение расхода топлива у легковых автомобилей – на 50% по сравнению с показателями 2010-х годов за счет применения композиционных материалов и снижения потерь энергии «от бака до колес» (Рисунок 6)³.

Сектор дорожной транспортировки как ключевой сегмент спроса на жидкие топлива определяет и

РИСУНОК 5 – СТРУКТУРА СПРОСА НА НЕФТЬ ПО СЕКТОРАМ ЭКОНОМИКИ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

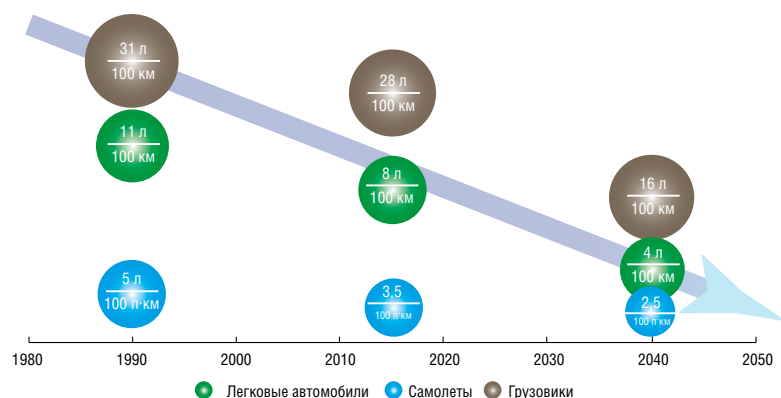
структуру регионального и мирового спроса на нефтепродукты. К 2040 году спрос на нефтепродукты по миру в целом возрастет на 20% (до 4930 млн т) по сравнению с 2010 годом, причем в целом структура спроса на нефтепродукты к 2040 году не претерпит значительных изменений. Наибольший рост спроса придется на бензин и дизельное топливо как на ключевые моторные топлива. Вырастет доля СУГ, в первую очередь за счет расширения их использования в нефтехимии и в качестве моторного топлива, а также доли всех светлых моторных топлив (дизельного топлива, бензина и авиационного

¹ <http://www.iata.org/whatwedo/ops-infra/Pages/fuel-efficiency.aspx>

² <http://www.epa.gov/otaq/climate/documents/420f12051.pdf>

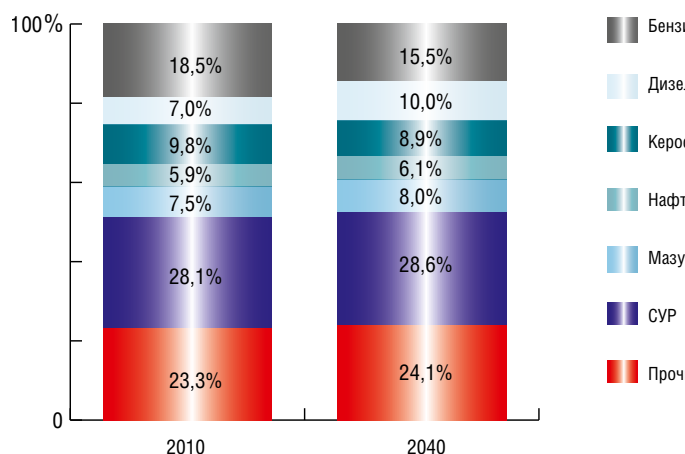
³ Подробнее см. Прогноз развития энергетики мира и России до 2035 года под руководством А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, ИНЭИ РАН/РЭА, 2012 г. С. 26-27.

РИСУНОК 6 – СНИЖЕНИЕ СРЕДНЕГО УДЕЛЬНОГО РАСХОДА ТОПЛИВА НА ЛЕГКОВЫХ АВТОМОБИЛЯХ, ГРУЗОВЫХ АВТОМОБИЛЯХ И АВИАЦИОННОМ ТРАНСПОРТЕ ЗА ПЕРИОД С 1990 ПО 2040 ГОД



ИСТОЧНИКИ: ЕРА, BOEING, ИНЭИ РАН

РИСУНОК 7 – СТРУКТУРА СПРОСА НА НЕФТЕПРОДУКТЫ В МИРЕ В 2010 И 2040 ГОДАХ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

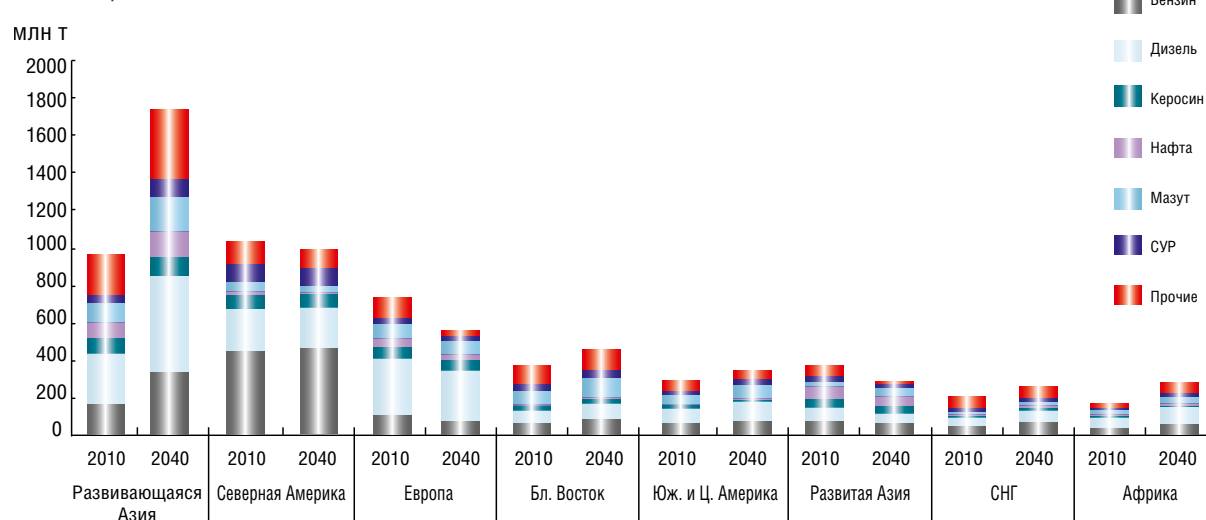
керосина), снизится доля темных нефтепродуктов, в основном за счет выбытия мазута из сектора электрогенерации (Рисунок 7).

Структура спроса на нефтепродукты по регионам мира весьма неоднородна (Рисунок 8). Так, в Северной Америке в прогнозируемом периоде ожидается преобладание автомобильных бензинов, их доля в общем объеме спроса на нефтепродукты возрастет с 42% в 2010 году до 46% к 2040 году. В Европе, напротив, ожидается продолжение дизелизации автопарка – доля ДТ увеличится с 42% в 2010 году до 49% в 2040 году. Такие диспропорции в структуре спроса приводят регионы к необходимости импортировать дополнительные объемы ключевых нефтепродуктов ввиду невозможности настроить собственные перерабатывающие мощности под выпуск такого объема бензина в США и дизельного топлива в Европе.

В других регионах мира топливные корзины относительно сбалансированы, однако все равно имеют свои региональные особенности:

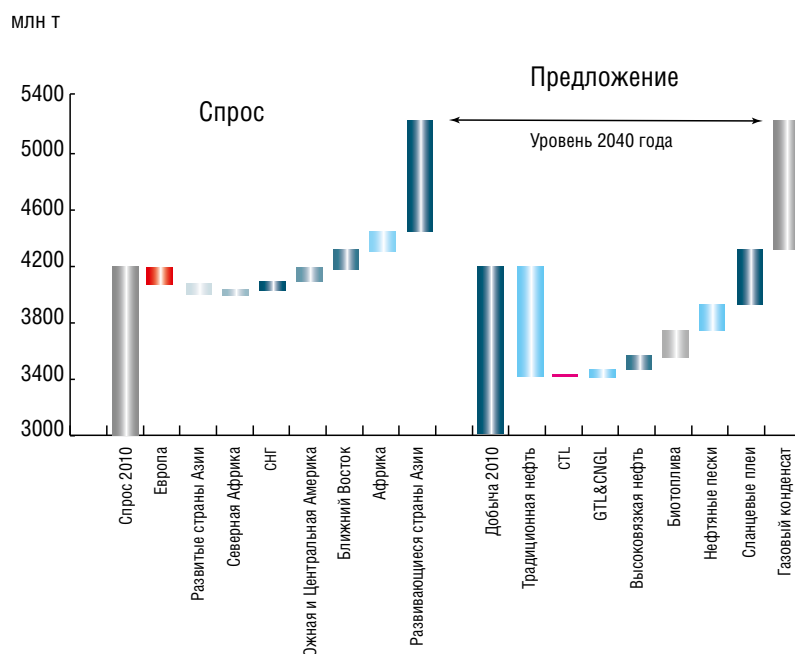
- на Ближнем Востоке достаточно высока (по сравнению с другими регионами) доля мазута (24% к 2040 году). Большой спрос на мазут объясняется высоким уровнем морских перевозок, в том числе для экспорта углеводородов из региона;
- в странах СНГ, напротив, происходит почти полное вытеснение мазута из корзины энергоносителей

РИСУНОК 8 – СТРУКТУРА СПРОСА НА НЕФТЕПРОДУКТЫ ПО РЕГИОНАМ МИРА, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

РИСУНОК 9 – БАЛАНС СПРОСА НА ЖИДКИЕ ТОПЛИВА ПО РЕГИОНАМ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ЖИДКИХ ТОПЛИВ ПО ВИДАМ В 2040 ГОДУ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



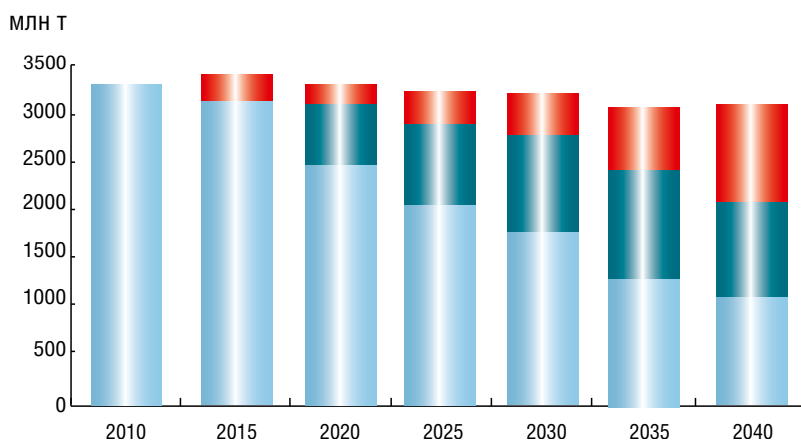
ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

за счет демонтажа мазутных ТЭЦ, в то время как спрос на мазут как топливо для морских перевозок остается практически неизменным;

- развитые страны Азии, в частности Япония и Южная Корея, характеризуются высокой долей нефти и СУГ, которые используются в основном крупными нефтехимическими производствами, расположенными в регионе;

- в Африке, Южной и Центральной Америке и развивающихся странах Азии значительных структурных изменений в корзине потребляемых нефтепродуктов не ожидается, ключевым моторным топливом для всех этих регионов будет дизельное (30% от совокупного спроса на нефть), доля бензина установится к 2040 году на уровне 19% от суммарного потребления.

РИСУНОК 10 – ДОБЫЧА ТРАДИЦИОННОЙ НЕФТИ ПО ТИПАМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

Предложение жидких топлив

В Базовом сценарии мировой спрос на жидкие виды топлива будет в значительной мере покрываться за счет добычи нефти и газового конденсата, на долю не-нефтяных топлив (топлив, произведенных по технологиям GTL, CNG, CTL⁴ и биотоплив) к 2040 году будет приходиться всего 5,6% от общего объема предложения жидких, причем основная часть (230 млн т) придется на производство биотоплив (Рисунок 9).

Добыча традиционной нефти (без учета газового конденсата) к 2040 году снизится до 3,1 млрд т с нынешних 3,4 млрд т, давно обсуждавшийся «пик традиционной нефти» придется на период с 2015 по 2020 год. Снижение ее добычи будет обусловлено постепенной выработкой запасов на крупнейших существующих месторождениях. Для компенсации этой выработки уже к 2015 году миру необходимо будет довести добычу на уже открытых, но еще не разрабатываемых месторождениях, до 295 млн т, а к 2020 году потребуются вовлечь еще 200 млн т с месторождений, которые пока не открыты. Всего к 2040 году ожидается снижение добычи на действующих месторождениях до 1,1 млрд т, что и приводит к совокупному падению добычи традиционной нефти на 300 млн т по сравнению с 2010 годом (Рисунок 10).

Несмотря на ожидаемое снижение добычи традиционной нефти, в период до 2040 года мир не столкнется с нехваткой предложения нефтяных топлив: падающая добыча традиционных нефтяных месторождений будет компенсироваться растущей добычей газового конденсата, который внесет основной вклад в замещение падения добычи традиционной нефти (425 млн т – прирост добычи к 2040 году) и нетрадиционной нефти (битуминозных песчаников, высоковязкой нефти, нефти сланцевых плеев⁵).

⁴ GTL – технология производства синтетического моторного топлива из газа, основываясь на реакции Фишера-Тропша, CNG – compressed natural gas, компримированный природный газ, используемый в качестве моторного топлива, CTL – технология производства синтетического моторного топлива из угля, основываясь на реакции Фишера-Тропша.

⁵ Подробнее о нефти сланцевых плеев и других нетрадиционных нефтях см. в работах ИНИИ РАН Грушевенко Е. Грушевенко Д. под редакцией А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина «Нефть сланцевых плеев – новый вызов энергетическому рынку?», М. 2012; Grushevenko E., Grushevenko D. Unconventional Oil Potential Tends to Change the World Oil Market. // CSCCanada Energy Science and Technology Vol.4, № 1, 2012; Грушевенко Е., Грушевенко Д. Нетрадиционная нефть: потенциал и перспективы. // ТЭК. Стратегии развития, январь-февраль, 2012 г.

Добыча газового конденсата к 2040 году будет составлять почти 20% от суммарного объема предложения нефти. Такой рост добычи этого сырья будет стимулироваться масштабным развитием газодобычи по всему миру, во всех регионах без исключения, причем важно отметить, что в ключевом нефтедобывающем регионе – на Ближнем Востоке – газовый конденсат обеспечит более 70% от прироста добычи.

Суммарная добыча нетрадиционной нефти к 2040 году составит 950 млн т, из них почти половина (470 млн т) придется на нефть сланцевых плеев, в том числе на нефть низкопроницаемых коллекторов (Light tight oil) и, в меньшей степени, синтетическую нефть, производимую из керогена (Рисунок 11). Безусловное лидерство в производстве нетрадиционной нефти на весь рассматриваемый период сохраняют за собою США (Рисунок 12).

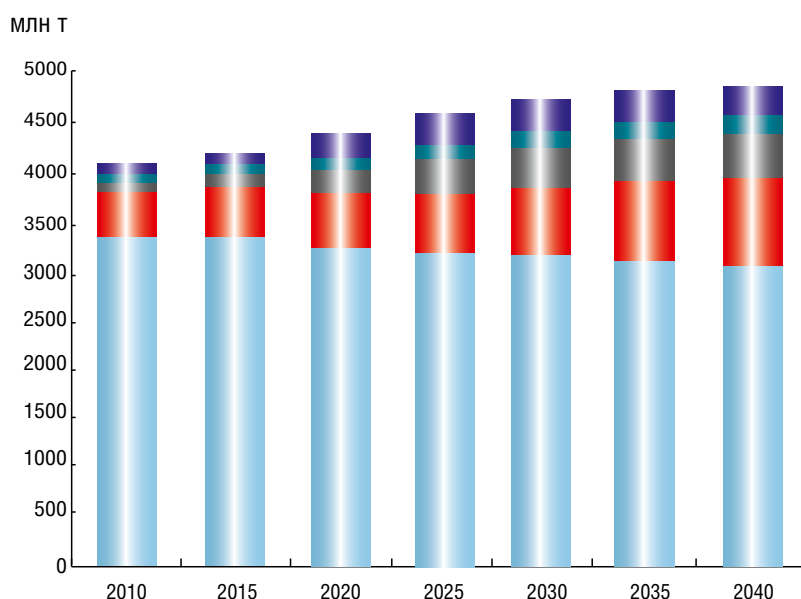
В целом, ключевым мировым регионом-производителем останется Ближний Восток, который в Базовом сценарии обеспечит прирост добычи в полмиллиарда тонн сырой нефти, – добыча в регионе возрастет на 45% (с 1215 млн т в 2010 году до 1755 млн т к 2040 году). Этот огромный прирост будет обеспечиваться в первую очередь за счет месторождений Ирака (прирост составит 270 млн т), Саудовской Аравии (прирост составит 80 млн т) и других ближневосточных членов ОПЕК (190 млн т) (Рисунок 13).

В Северной Америке к 2040 году около 75% от общего объема нефти, производимой в регионе, будет приходиться на долю нетрадиционных источников. Разработка как сланцевой нефти, так и битуминозных песчаников позволила региону переломить тенденцию на снижение добычи и обеспечить рост производства на достаточно долгий временной период. Успех нетрадиционной нефти в регионе будет обеспечиваться относительно невысокими затратами на их добычу – так, цены безубыточности⁶ для большинства сланцевых плеев США и Канады находятся в диапазоне от 75 до 90 долл./барр., а для проектов по разработке канадских песков – в диапазоне от 60 до 110 долл./барр.

Добыча в Южной Америке увеличится более чем на 40% – до 540 млн т к 2040 году с 380 млн т в 2010 году, в основном за счет ввода в эксплуатацию проектов по разработке офшорных месторождений в Бразилии (добыча в стране в Базовом сценарии достигнет 263 млн т). Немаловажную роль в росте нефтедобычи региона сыграет и Венесуэла, прирост добычи в стране будет достигаться за счет разработки запасов пояса реки Ориноко, к 2040 году в Базовом сценарии добыча составит почти 170 млн т.

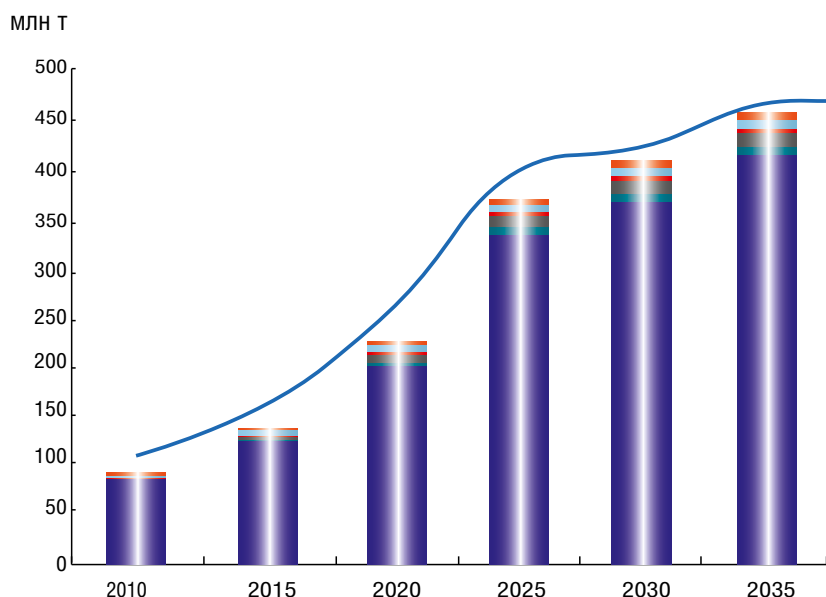
Добыча стран СНГ в Базовом сценарии продолжит рост, хотя и гораздо более медленными темпами, чем в первом десятилетии 21 века, – с 665 млн т в 2010 году до 710 млн т в 2040 году. Снижение добычи после 2015 года в главном производителе региона – Российской Федерации – будет компенсироваться за счет

РИСУНОК 11 – ДОБЫЧА НЕФТИ ПО ВИДАМ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

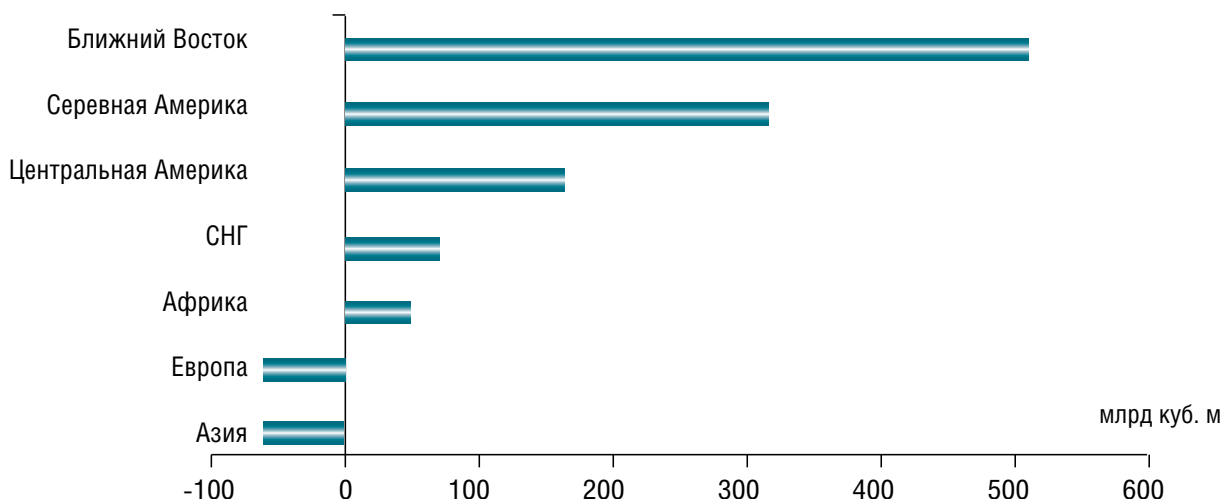
РИСУНОК 12 – ДОБЫЧА СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ ПО СТРАНАМ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

⁶ Цена безубыточности – такая цена нефти, при которой проект по разработке месторождения становится доходным.

РИСУНОК 13 – ПРИРОСТ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО РЕГИОНАМ МИРА ЗА ПЕРИОД С 2010 ПО 2040 ГОД, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

увеличения добычи в Казахстане (с 80 в 2010 году до 170 млн т к 2040 году).

Добыча в Африке к 2035 году превысит отметку в 540 млн т (против 480 млн т в 2010 году), после чего незначительно снизится до 530 млн т по мере истощения запасов месторождений Нигерии, Анголы и Египта. Еще один ключевой производитель региона – Ливия – в Базовом сценарии сможет поддерживать стабильный рост добычи до 2040 года.

Снижение добычи ожидается во всех странах Европы, кроме Норвегии. Суммарная добыча

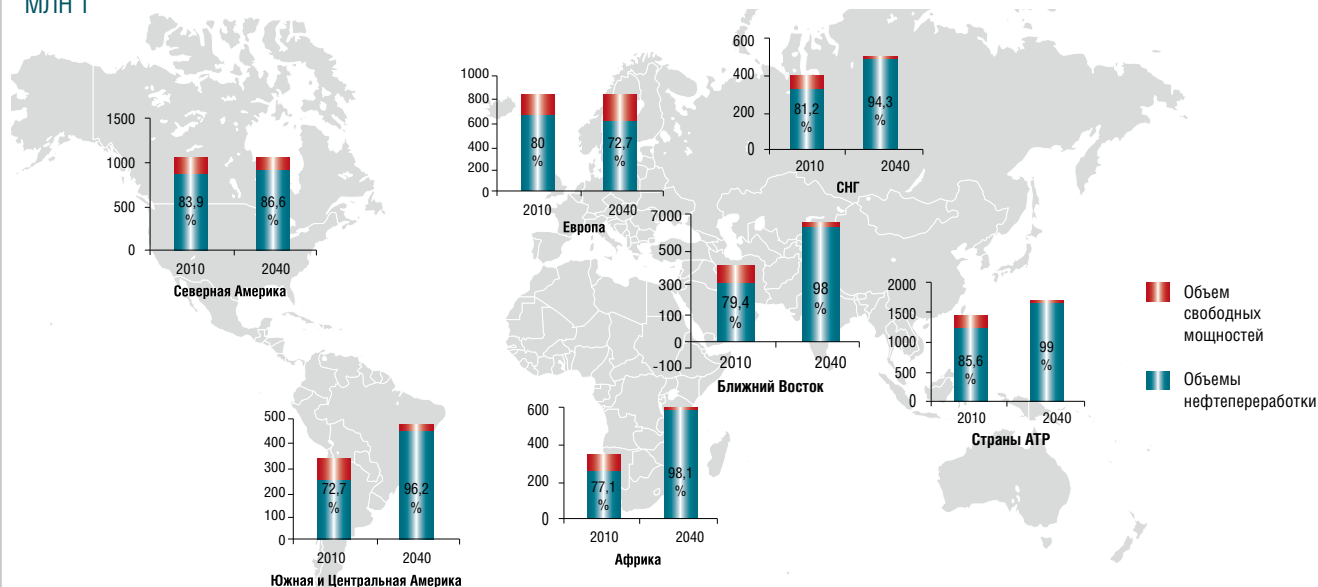
региона сократится с 195 в 2010 году до 130 млн т в 2040 году. По Прогнозу-2014, норвежская нефтедобыча растет до 2020 года за счет ввода в эксплуатацию недавно разведанных участков шельфа Северного моря, а после снижается вплоть до конца прогнозного периода.

Азиатский регион также не сможет поддерживать добычу даже на уровне 400 млн т (как в 2010 году), в Базовом сценарии объемы производства нефти в регионе снижаются к 2040 году до 340 млн т.

В Базовом сценарии мировая нефтяная промышленность будет

в достаточной мере обеспечена мощностями по нефтепереработке. Ожидается их суммарный рост с 4,5 млрд тонн в 2010 году до 5,4 млрд тонн к 2040 году, причем основной прирост мощностей придется на страны развивающейся Азии, Ближнего Востока и Африки. Важно отметить, что именно на эти регионы придется и максимальный рост загрузки заводов – она будет составлять здесь около 98%. Такая же напряженная ситуация со свободными перерабатывающими мощностями к концу прогнозного периода может сложиться и в странах Южной и Центральной Америки (Рисунок 14).

РИСУНОК 14 – ТЕКУЩИЕ И ПРОГНОЗНЫЕ МОЩНОСТИ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ И ИХ УРОВНИ ЗАГРУЗКИ, МЛН Т



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

Высокая загрузка нефтеперерабатывающих заводов говорит о том, что, вероятнее всего, уже к середине прогнозного периода можно ожидать объявления проектов по строительству новых НПЗ в этих развивающихся странах. В то же время падение загрузки нефтеперерабатывающих мощностей в Европе, скорее всего, приведет к выводу из эксплуатации части заводов уже к 2020 – 2025 годам.

Международная торговля

В межрегиональной торговле сырой нефтью в Базовом сценарии к 2040 году произойдут значительные изменения по сравнению с 2010 годом. Основные сдвиги прогнозируются в Северной Америке, которая к концу рассматриваемого периода за счет добычи нетрадиционной нефти превратится из нетто-импортера сырой нефти в нетто-экспортера. К 2040 году в Базовом сценарии в регион будут поставлять нефть только страны Африки (в первую очередь Нигерия и Ангола) и Южной Америки (Венесуэла и Бразилия), в то время как экспорт из региона будет осуществляться в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Ожидается и значительное (по сравнению с 2010 годом) снижение поставок сырой нефти в Европу – с 600 в 2010 году до 500 млн т в 2040 году, что связано как с падающим спросом в регионе, так и низкой маржинальностью и уменьшением объемов европейской нефтепереработки. Снижение экспортной ниши в Европе сильнее всего скажется на поставщиках из стран СНГ, поставки сырой нефти из этих стран упадут к 2040 году более чем на 120 млн т по сравнению с 2010 годом, в то время как остальные поставщики (Африка, Ближний Восток и Южная Америка) смогут нарастить свой экспорт на европейский рынок.

Ключевым регионом-импортером в прогнозном периоде будет АТР. Потребность в импорте сырой нефти возрастет на 350 млн т по сравнению с 2010 годом, именно на освоение этого рынка и будут направлены усилия всех ключевых мировых производителей. Так, страны СНГ, теряющие собственную экспортную нишу на европейском рынке, увеличат поставки на рынок АТР (в первую очередь на рынки

Китая и других стран Северо-Восточной Азии) с 75 млн т в 2010 году до 100 млн т в 2040 году. Ключевым поставщиком региона, как ожидается, станут страны Ближнего Востока, которые к 2040 году будут обеспечивать до 73% поставок сырой нефти в АТР (или более 960 млн т в абсолютном выражении).

В Базовом сценарии зависимость от импорта нефти во всех ключевых регионах-импортерах, кроме Северной Америки, продолжит увеличиваться. Северная Америка, благодаря увеличению собственной добычи, сможет отказаться от ввоза сырой нефти из других регионов уже после 2020 года, однако ключевая страна региона – США – будет более чем на треть зависеть от поставок из соседней Канады вплоть до 2040 года.

Европейская зависимость от импорта сырой нефти несколько снизится в период до 2020 года, что, однако, будет связано не с позитивными процессами энергосбережения, а с ростом добычи нефтяного сырья в Норвегии за счет ввода в эксплуатацию новых месторождений и ожидаемых снижений объемов европейской нефтепереработки. В целом к концу прогнозного периода, несмотря на стагнирующий спрос на нефть, Европа только увеличит свою импортную зависимость с 73% от общего объема потребления сырой нефти в 2010 году до 77% к 2040 году.

Высокая импортная зависимость сохранится и в Азиатском регионе, поставки из других регионов будут обеспечивать до 80% от суммарной потребности АТР в нефти. Высокий прогнозируемый спрос на нефть в Индии и Китае, в условиях недостаточной успешности сырьем двух крупнейших экономик региона, приводит к увеличению импортной зависимости этих стран. Так, в Китае к 2040 году до 71% будут обеспечиваться за счет поставок нефти из-за рубежа, в Индии этот показатель к 2040 году превысит 87%.

Равновесные цены нефти

В Базовом сценарии не ожидается существенного отклонения цен на нефть от уровня, определенного в Прогнозе-2013. После относительно стабильной среднегодовой цены в 111 долл./барр., установившейся

на мировом рынке в 2011 – 2012 годах, к 2013 году среднегодовая цена нефти уже снизилась до 108 долл./барр. под влиянием растущей добычи сланцевой нефти в США, и ожидается, что этот тренд на снижение сохранится на рынке еще некоторое время⁷.

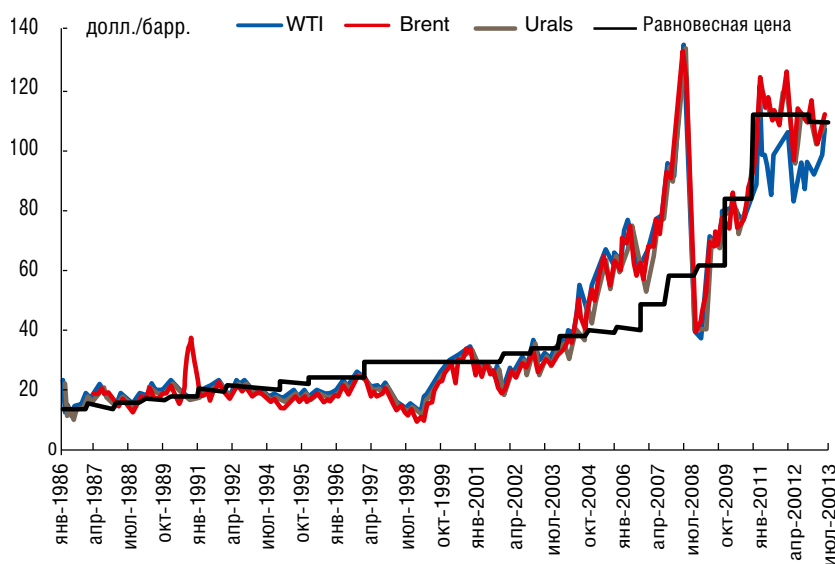
Цены на нефть отличаются высокой волатильностью и во многом зависят от ситуации на финансовых рынках. Как уже отмечалось в предыдущем Прогнозе, фундаментальные факторы начали определять нефтяные цены сравнительно недавно, устойчивая корреляция между равновесными и рыночными ценами в усредненных до среднегодовых значениях наблюдается только с начала 2000-х годов. Тем не менее в кризисный 2008 год нефтяные цены буквально побили рекорд внутригодовых колебаний, поднявшись сначала практически до отметки в 140 долл./барр., а затем одномоментно провалившись до 40 долл./барр. (Рисунок 15).

После кризисных скачков, вызванных исключительно общей нестабильностью финансовой системы США и Западной Европы, цены на нефть стабилизировались, особенно на марки Brent и Urals, в то время как цена на WTI под влиянием роста добычи сланцевой нефти снизилась как по сравнению с ценами на другие сорта, так и по сравнению с мировыми равновесными ценами. Важно отметить, что стабилизацией нефтяных цен мировой рынок во многом обязан сочетанию двух факторов:

1) раскрытие информации по реальным затратам на добычу в ключевых странах и регионах на ключевых проектах, в частности кривую предложения нефти стало регулярно публиковать МЭА, динамику затрат отображает CERA своими индексами UCCI и UOCI, крупнейший инвестиционный банк Goldman Sachs ежегодно начал публиковать информацию по ценам безубыточности ключевых новых нефтяных проектов. Весь этот информационный поток позволил финансовым инвесторам точнее ориентироваться при

⁷ Равновесные цены – это цены, при которых добыча на традиционных и нетрадиционных месторождениях и коммерчески эффективные предложения нефтезаменителей будут удовлетворять спрос на жидкие виды топлива по годам прогнозного периода (фактически – это динамика точек пересечения кривых спроса и предложения жидких видов топлива).

РИСУНОК 15 – СООТНОШЕНИЕ РЫНОЧНЫХ И РАВНОВЕСНЫХ ЦЕН НЕФТИ В 2002-2013 ГОДАХ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

определении цен, необходимых для бесперебойного снабжения нефтью реального сектора экономики;

2) ограничение числа фьючерсных позиций, которые могут быть открыты на фьючерсном американском рынке, что позволило существенно снизить влияние на цены нефти различных факторов спекулятивного характера.

Стабилизация финансовых рынков привела к тому, что даже Арабская

весна 2011 года и серьезное сокращение добычи в Ливии не позволили биржевой панике раскрутить цены нефти как в 2008 году (максимальное значение цен за весь период составило 123 долл./барр. нефти марки Brent), причем продержался такой ценовой взлет крайне недолгий период времени. В перспективе в современной достаточно устойчивой финансовой системе есть все основания предполагать, что цены нефти на

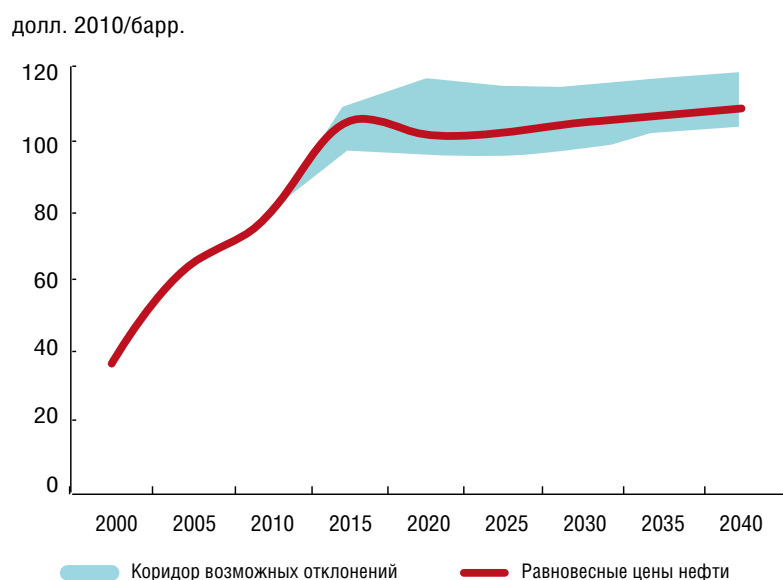
мировом рынке будут колебаться в относительно нешироком коридоре вокруг рассчитанной в Прогнозе равновесной цены, определяемой балансом спроса и предложения на рынке нефти.

Анализ показывает: большая часть нефти (более 4 млрд т) может быть добыта уже при ценах ниже 90 долл./барр. Это и значительная часть традиционных нефтей, и газового конденсата, и нефти сланцевых плеев США, и битуминозные песчаники Канады. Однако объем в 4 млрд т явно недостаточен для покрытия растущего перспективного спроса на нефть, что вынуждает переходить на более труднодоступные и дорогие залежи, в частности, на сверхглубоководные офшорные месторождения и высоковязкие нефти. Увеличение цен нефти с 90 до 105 долл./барр.⁸ позволяет нарастить добычу к 2040 году еще на 700 млн т, однако все еще не позволяет масштабнo войти на рынок биотоплива и новым проектам по добыче нефти, в первую очередь на удаленных от берега морских офшорах и в условиях экстремально низких температур. Ввод этих производственных мощностей с учетом их высокой стоимости и обеспечивает выход цен на нефть на уровень 110 долл./барр. к 2040 году.

Равновесные цены, как ожидается в Базовом сценарии, будут снижаться вплоть до 2020 года под влиянием роста добычи относительно недорогого сланцевого сырья до отметки в 103 долл./барр., после чего начнут восстанавливаться по мере удорожания добычи на сланцевых проектах и других месторождениях и достигнут к концу прогнозного периода уровня в 111 долл./барр. (Рисунок 16).

Начинающаяся регионализация рынков, обусловленная структурой мировой торговли, ростом добычи нефти в США и «самообеспеченностью» нефтяным сырьем Северной Америки, в перспективе может привести и к значительной регионализации цен на нефть, что объясняет достаточно широкие границы коридора возможных отклонений цен на

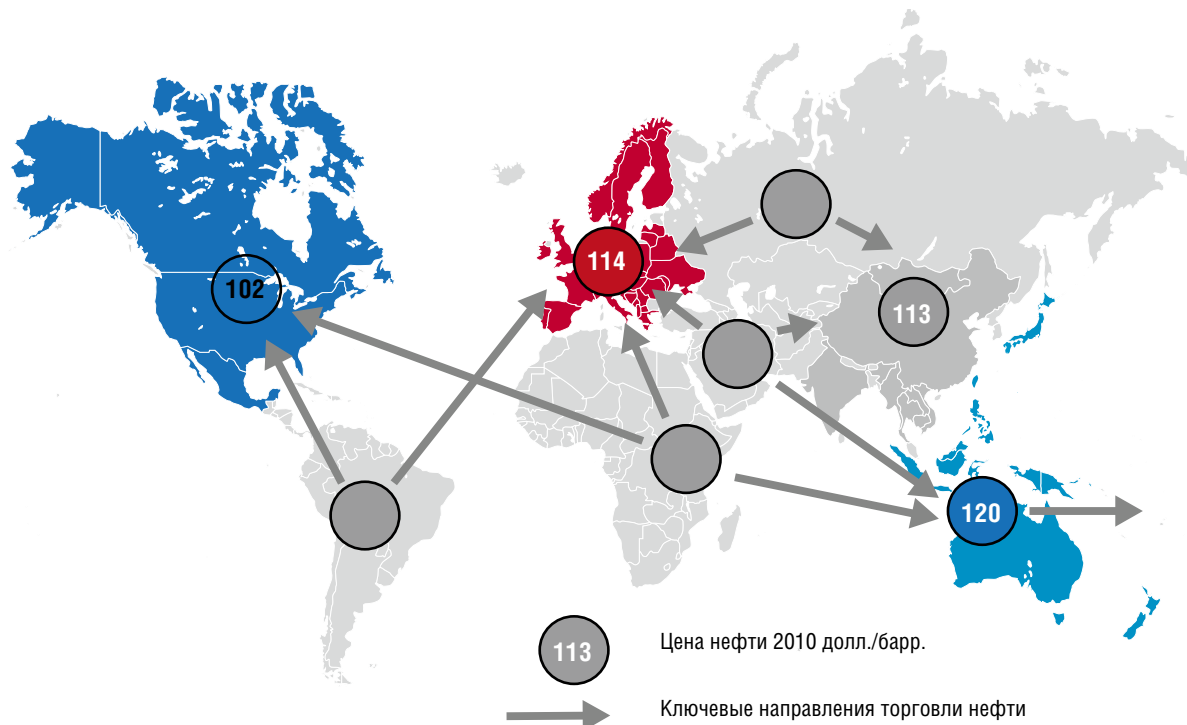
РИСУНОК 16 – ПРОГНОЗНЫЕ РАВНОВЕСНЫЕ ЦЕНЫ НЕФТИ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

⁸ В долгосрочной перспективе для удовлетворения прогнозного спроса необходимо вовлечение дорогостоящих месторождений нефти, а также биотоплива, что обеспечивает в период до 2040 года выход цен на нефть на уровень 110 долл./барр. пересечения кривых спроса и предложения жидких видов топлива).

РИСУНОК 17 – РАВНОВЕСНЫЕ ЦЕНЫ НЕФТИ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ МИРА, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

нефть от равновесных значений. Но при этом важно понимать, что, несмотря на весьма значительные возможные колебания цен на нефть вокруг «среднемирового» уровня, современная контрактная структура рынка нефти и наличие тесной финансовой взаимосвязи между существующими мировыми биржами не позволят ценам на нефть в различных регионах мира различаться в несколько раз, по аналогии с газовыми ценами (Рисунок 17).

Наиболее низкие цены будут формироваться на рынке Северной Америки под влиянием перенасыщения этого регионального рынка объемами доступного предложения сланцевой нефти, причем по мере отказа Северной Америки от импорта цены на нефть будут переходить на все более низкие отметки, фактически определяя нижнюю границу стоимости мировых маркерных сортов. Важно отметить, что уже на ретроспективном отрезке можно наблюдать снижение цен на нефть на рынке Северной Америки по сравнению, например, с рынком Европы – так, дифференциал между ценами на нефть WTI и Brent в 2012 – 2013 годах составлял свыше 10 долл./барр.

Цены на всех прочих потребительских рынках по Базовому сценарию будут превышать равновесную мировую цену. Так, в Европе, где замыкающими поставщиками станут Норвегия, Россия и Казахстан (суммарные объемы поставок из этих трех стран к 2040 году оцениваются в 240 млн т, или в 48% от суммарного импорта нефти в Европу), цены нефти будут определяться затратами, необходимыми для обеспечения бесперебойной добычи в этих странах, и составят не менее 114 долл./барр. Единственный способ для Европы получить более дешевую нефть – переключиться на ближневосточные и североафриканские поставки, что будет сделать достаточно сложно как с точки зрения энергетической безопасности, так и из-за того, что конкурировать за эту нефть Европе придется с премиальными азиатскими рынками.

Цена на азиатском рынке вряд ли будет однородной. В Азии формируется два крупных потребительских центра ценообразования – уже существующий Сингапур, который, вероятнее всего, останется ключевой торговой

площадкой для стран островной Азии и Австралии, и Китай, который имеет все предпосылки стать крупнейшим центром ценообразования для материковой части Азии. Рынок материковой части Азии будет насыщаться сырой нефтью по более низким ценам, чем рынок Европы, что объясняется переориентацией экспортных потоков стран СНГ по направлению с Запада на Восток, а также значительной емкостью крупнейших рынков региона: индийского и китайского, которые смогут обеспечить достойную прибыль для бюджетов стран Ближнего Востока и Африки не только за счет относительно высоких цен, но и за счет колоссальных объемов поставок. Нельзя забывать и о том, что крупнейшие китайские компании уже давно и активно проводят экспансию на зарубежные рынки, что в перспективе позволит Китаю насытить рынок собственной нефтью, добытой китайскими компаниями за пределами страны по ценам ниже тех, которые могли бы сформироваться в регионе под воздействием исключительно рыночных факторов.

Наибольшая премия к среднемировым ценам сформируется на рынке островной Азии,

относительно небольшом, по сравнению с рынком Европы или материковой Азии, и при этом самом удаленном от ключевых центров нефтедобычи. Фактически именно эти страны окажутся в положении «замыкающего потребителя», вынужденного добирать с мирового рынка нефти остатки по любым доступным ценам.

Для российских производителей динамика развития нефтяного рынка означает ужесточение конкуренции, ограничение ряда рыночных ниш (в первую очередь –

в Европе) и вероятность некоторого снижения цен в среднесрочной перспективе, что сложно назвать благоприятными условиями.

Рынок газового топлива Спрос

В период 1980-2010 годов газ активно завоевывал рыночную нишу, и спрос на него рос в среднем на 2,7% в год. Прогноз дальнейшей динамики спроса на газ выполнен путем взаимного согласования показателей газоемкости ВВП

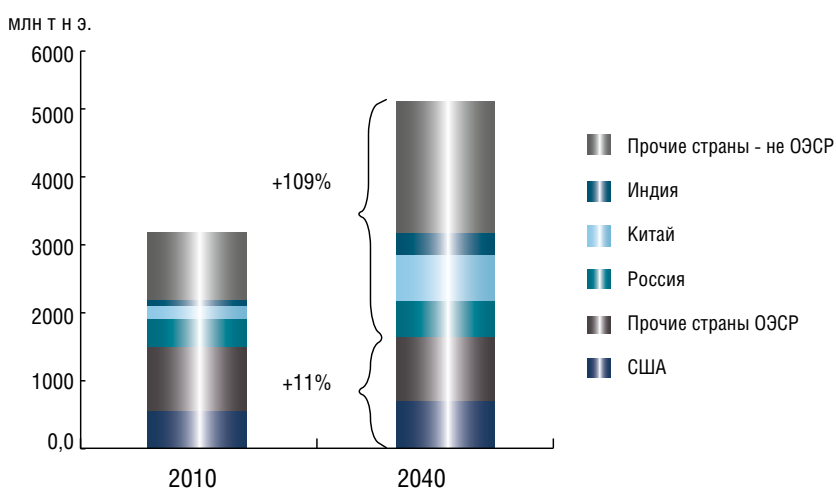
отдельных экономик и первичного энергопотребления с последующей оптимизацией через взаимное замещение конкурирующих видов топлива в электроэнергетике и соответствующей корректировкой страновых прогнозов. Полученный таким образом прогноз на следующие 30 лет дает заметно более медленные темпы роста – в среднем на 1,6% в год, что, тем не менее, позволяет газу считаться наиболее быстрорастущим из ископаемых видов топлива.

К 2040 году в Базовом сценарии мировой спрос на газ вырастет более чем на 60% по сравнению с 2010 годом и достигнет 5340 млрд куб. м (Рисунок 18). Ближайшая четверть века будет «эрой газа», однако не для всех регионов мира.

Прирост потребления газа за период до 2040 года в основном обеспечивается развивающимися странами – их спрос за 30 лет вырастет на 90%. В ряде регионов рост спроса на газ носит взрывной характер – так, один Китай увеличит потребление «голубого топлива» на 620 млрд куб. м (Рисунок 19) – это больше, чем сейчас потребляют такие крупнейшие газовые рынки как Европа или Россия. Впечатляющий рост показывают и прочие развивающиеся страны Азии, а также Ближний Восток, где спрос на газ удвоится к 2040 году и Африка, где он утроится.

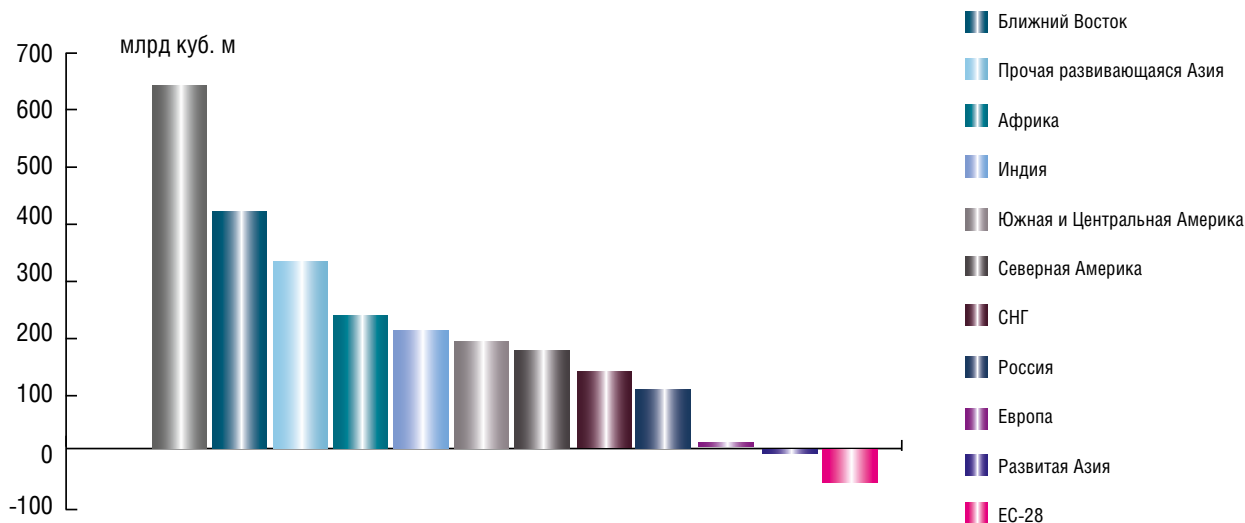
Развитые страны демонстрируют куда более сдержанный рост,

РИСУНОК 18 – СПРОС НА ГАЗ ПО РЕГИОНАМ И КРУПНЕЙШИМ СТРАНАМ МИРА В 2010 И 2040 ГОДАХ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

РИСУНОК 19 – ПРИРОСТ СПРОСА НА ГАЗ В ПЕРИОД С 2010 ПО 2040 ГОД ПО РЕГИОНАМ И КРУПНЕЙШИМ СТРАНАМ МИРА, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

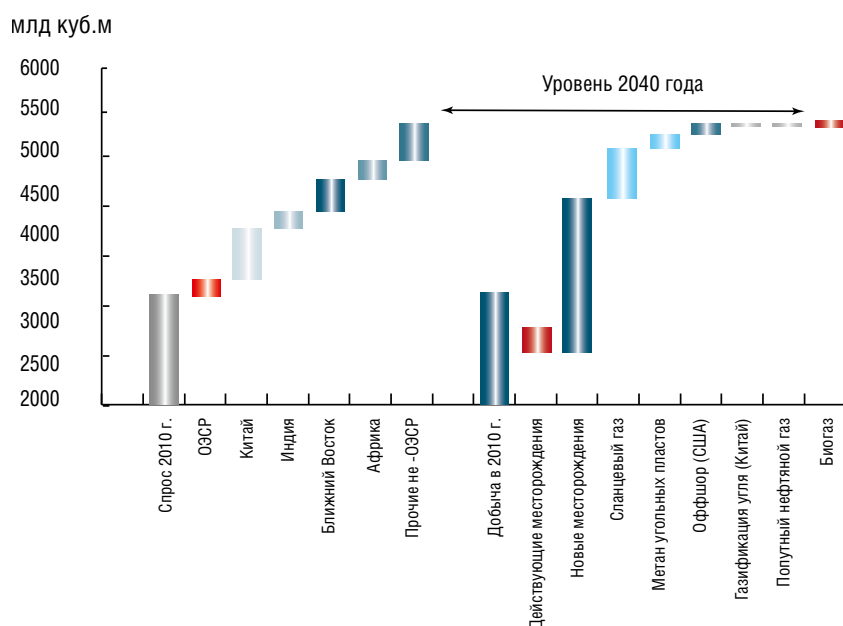
причем в Европе и особенно в развитых странах Азии происходит абсолютное сокращение объемов потребления. Особенно ярко это видно на примере Европейского Союза, который к 2040 году сокращает свое потребление газа почти на 50 млрд куб. м – как в силу вялого экономического роста на фоне активного энергосбережения, так и, в большей мере, в результате политики, направленной на продвижение альтернативных видов топлива. В Прогнозе-2014 предполагается, что ЕС будет использовать все инструменты государственной энергетической политики для снижения доли газа в своем энергобалансе. Не только регулирование, но и сама межтопливная конкуренция будут способствовать сокращению спроса в Европе – газовая генерация оказывается здесь непривлекательной в условиях высоких цен на газ, низких цен на энергетический уголь и CO₂, а также субсидирования ВИЭ.

Радикально отличается ситуация в Северной Америке, которая, ввиду наличия приемлемого по цене местного ресурса, напротив, увеличит потребление газа на 20% к 2040 году. Причем газ будет расширять свое присутствие не только в электроэнергетике, но и в транспортном секторе и, особенно, в качестве сырья для газохимии и газопереработки.

Основной прирост потребления будет происходить в развивающихся странах Азии (Рисунок 20), доля которых в мировом газопотреблении вырастет с 7 до 25% за рассматриваемый период, при этом Китай с его шестикратным ростом спроса, без преувеличения, станет основным драйвером мирового газового рынка, обеспечивая к 2040 году 14% мирового спроса и занимая второе место после США по емкости газового рынка. Индия и Бразилия увеличат свое газопотребление в 4 раза, Африка – в 3 раза, Ближний Восток – в 2 раза.

Высокие темпы роста прогнозируются в Юго-Восточной Азии. Растущая потребность в газе здесь в первую очередь идет со стороны электроэнергетики. Борьба с ростом выбросов CO₂, которая становится все более актуальной в этом «угольном» регионе – основной стимул для расширения использования газа.

РИСУНОК 20 – БАЛАНС СПРОСА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ НА ГАЗ В 2040 ГОДУ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

Однако существует опасность, что страны развивающейся Азии могут повторить опыт Европы. Важнейший вопрос для стран, которые не располагают собственными запасами газа и вынуждены будут импортировать его возрастающие объемы – насколько этот импортный газ будет конкурентоспособен в генерации. Дальнейшее удорожание экспортных проектов, нацеленных на АТР, может подорвать привлекательность газа и привести к частичной потере спроса в этом регионе.

Предложение

В отличие от нефтяного рынка, где основную роль в покрытии дополнительного спроса будут играть нетрадиционная нефть, газовая отрасль выглядит более традиционно. В Базовом сценарии прирост мирового спроса на газ будет в основном обеспечиваться разработкой новых месторождений традиционного газа (Рисунок 20).

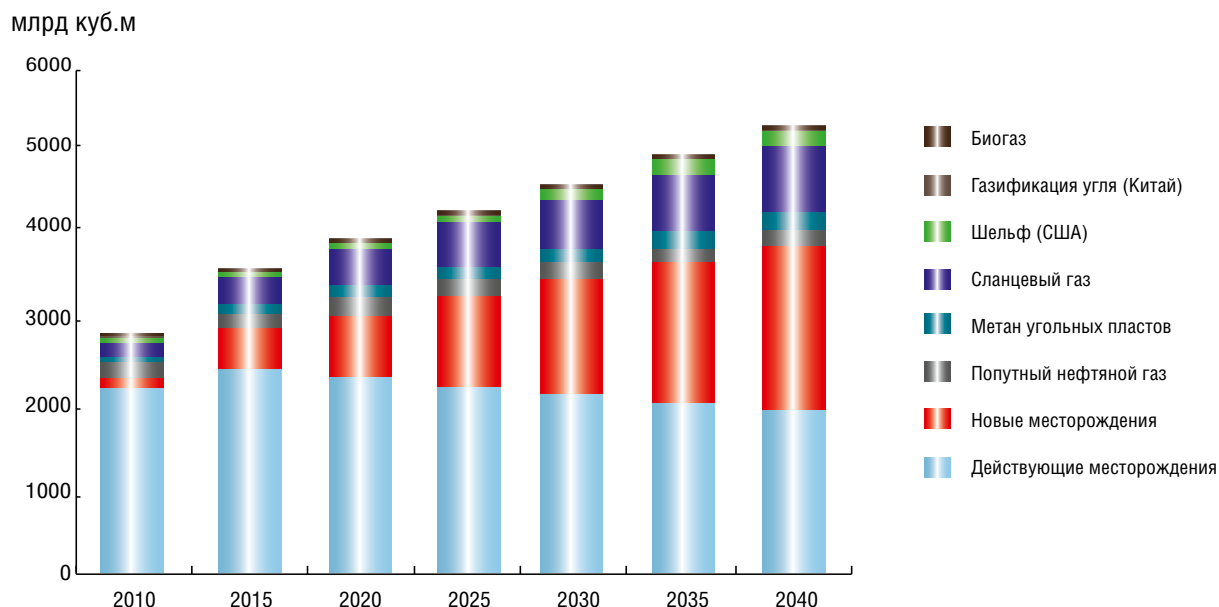
К 2040 году около 80% предложения газа будут обеспечивать месторождения традиционного газа (по сравнению с 93% в 2010 году - Рисунок 21). При этом на всем протяжении рассматриваемого периода опережающими темпами будет расширяться добыча нетрадиционного газа, на который

к 2040 году будет приходится уже почти 20% мировой газодобычи (14% – сланцевый газ, 4% – метан угольных пластов и 1% – биогаз).

В мировой добыче сланцевого газа будет по-прежнему доминировать Северная Америка – США, которые к 2025 году уже практически стабилизируют добычу, а также Канада с Мексикой, которые будут заметно увеличивать свои объемы сланцевой газодобычи уже после 2025 года (Рисунок 22). После 2025 года прогнозируется также существенный рост добычи сланцевого газа в азиатском регионе (в первую очередь – в Китае, где к этому времени должны быть решены технологические вопросы, на который к концу рассматриваемого периода будет приходится до 17% мировой сланцевой газодобычи). В остальных странах – в Аргентине, Индии, ЮАР и странах Европы – добыча сланцевого газа и к 2040 году не превысит 7% от общемировой в силу как геологических и экономических, так и регуляторных ограничений.

В мировой добыче сланцевого газа будет по-прежнему доминировать Северная Америка – США, которые к 2025 году уже практически стабилизируют добычу, а также Канада с Мексикой, которые будут заметно увеличивать свои

РИСУНОК 21 – ДОБЫЧА ГАЗА ПО ВИДАМ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

объемы сланцевой газодобычи уже после 2025 года (Рисунок 22). После 2025 года прогнозируется также существенный рост добычи сланцевого газа в азиатском регионе (в первую очередь – в Китае, где к этому времени должны быть решены технологические вопросы, на который к концу рассматриваемого периода будет приходиться до 17% мировой сланцевой газодобычи). В остальных странах – в Аргентине, Индии, ЮАР и странах Европы – добыча сланцевого газа и к 2040 году не превысит 7% от общемировой в силу как геологических и экономических, так и регуляторных ограничений.

Особые дискуссии вызывает дальнейшая динамика добычи сланцевого газа в США. Добыча традиционного газа здесь достигла пика еще в 2000 году, и весь прирост добычи, наблюдавшийся в последние годы, полностью обеспечивается нетрадиционным газом. Однако «сланцевая революция», ставшая ключевым событием последнего десятилетия в газовой отрасли и вызвавшая столько обсуждений и изменений в конъюнктуре мировых рынков, сейчас демонстрирует противоречивую динамику. Общий объем добычи сланцевого газа в 2013 году вырос до рекордных 320 млрд куб. м, однако темпы этого прироста существенно замедляются последние три года (Рисунок 23).

Из крупных плеев, Barnett после двухлетнего максимума добычи в 2013 году сократил ее на 5%, а плея Haynesville после пика добычи в 2011 году на уровне 68 млрд куб. м, по итогам 2013 года показал падение на 28%. Два других плея – Woodford и Fayetteville – практически стагнируют. В итоге основной прирост в добыче сланцевого газа в США обеспечивают два самых новых плея – Eagle Ford и, главным образом, Marcellus.

Возможно три объяснения такой динамики:

- 1) у сланцевых месторождений короткий жизненный цикл, продуктивность новых скважин резко падает в первый год и почти до нуля в течение трех лет, а для поддержания добычи требуется постоянное новое бурение.
- 2) компании могут сознательно сдерживать добычу в условиях переполненного внутреннего рынка и низких цен, и дебиты вновь вырастут к началу экспорта.
- 3) экономика добычи сланцевого газа при текущих низких ценах такова, что операторы переносят свое внимание в сектор жидких углеводородов, сокращая бурение новых скважин на газ.

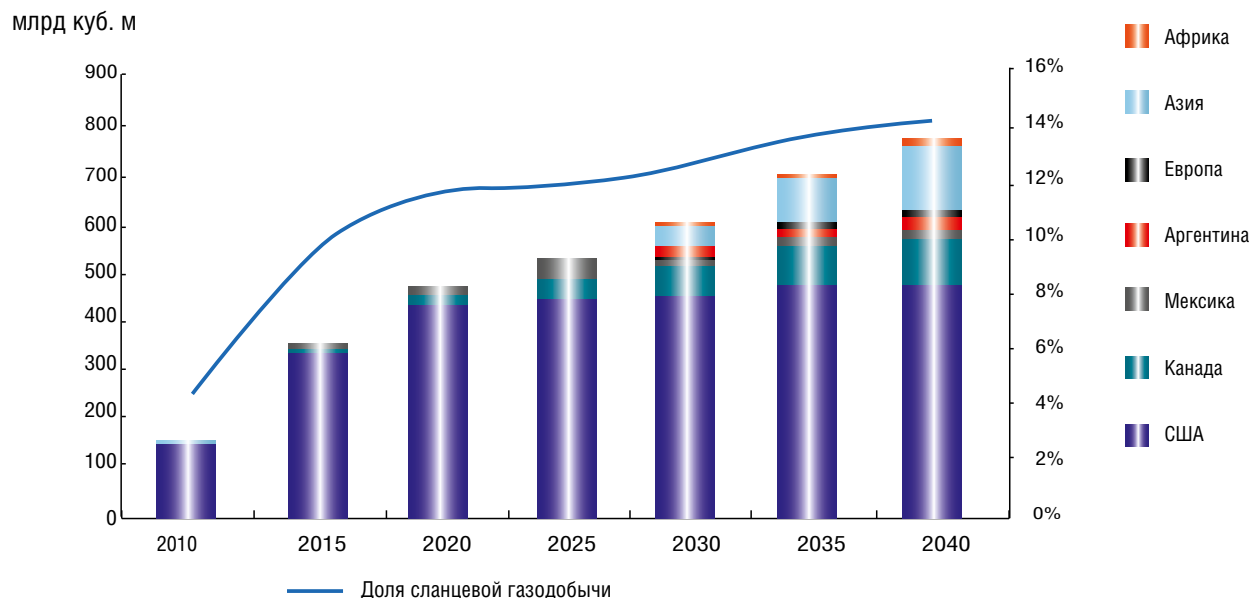
Развитие событий уже в два-три ближайших года покажет, какое из объяснений верно, хотя, видимо, отчасти верны все три. В любом случае, этот сегмент газового

бизнеса видимо будет подвержен сильным колебаниям – отмечается все больше тревожных признаков, прежде всего в финансовом секторе компаний, занятых добычей сланцевого газа. Так, целый ряд компаний (Chesapeake, Devon, BP, BHP, Encana) за последние годы списали не оправдавших надежды активов на 35 млрд долл. Исследование EIA DOE по результатам 2012 года показывает отрицательную динамику доходности капитала для компаний, работающих преимущественно с газом. Отчетность многих компаний, имеющих нефтяные и газовые сланцевые активы, демонстрирует отрицательную динамику по денежному потоку в расчете на одну акцию.

Однако невзирая на волатильность цен и объемов добычи, в Базовом сценарии США будут наращивать добычу сланцевого газа, пока не достигнут плато в 440-470 млрд куб. м в год к 2025-2030 годам – при этом стабилизируется (а к концу периода начнет слегка снижаться) и суммарная добыча. В результате США, которые несколько лет назад вышли на первое место в мире по добыче газа, не смогут сохранить эту позицию до конца прогнозного периода – к 2035 году лидерство вновь обретет Россия.

В Базовом сценарии востребованы практически все доступные запасы газа (за исключением наиболее дорогостоящих видов нетрадиционной

РИСУНОК 22 – ДОБЫЧА СЛАНЦЕВОГО ГАЗА ПО РЕГИОНАМ И КРУПНЕЙШИМ СТРАНАМ МИРА, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

и оффшорной добычи). В результате все регионы мира (за исключением Европы) заметно наращивают его производство (Рисунок 24). Северная Америка за счет сланцевого газа продемонстрирует заметный прирост добычи, однако он не идет в сравнение с тем расширением производства, которое прогнозируется на Ближнем Востоке – более половины триллиона кубометров. И здесь важнейшую роль сыграет Иран – даже в Базовом сценарии

предполагается снятие санкций и масштабный приход иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор страны, в результате объемы добычи Ирана вырастут к 2040 году на 85%. Увеличат добычу также Катар (+73%), а Саудовская Аравия более чем удвоит объемы производимого газа.

Почти на 50% вырастет добыча в регионе, традиционно лидировавшем в производстве газа – в СНГ (основной прирост

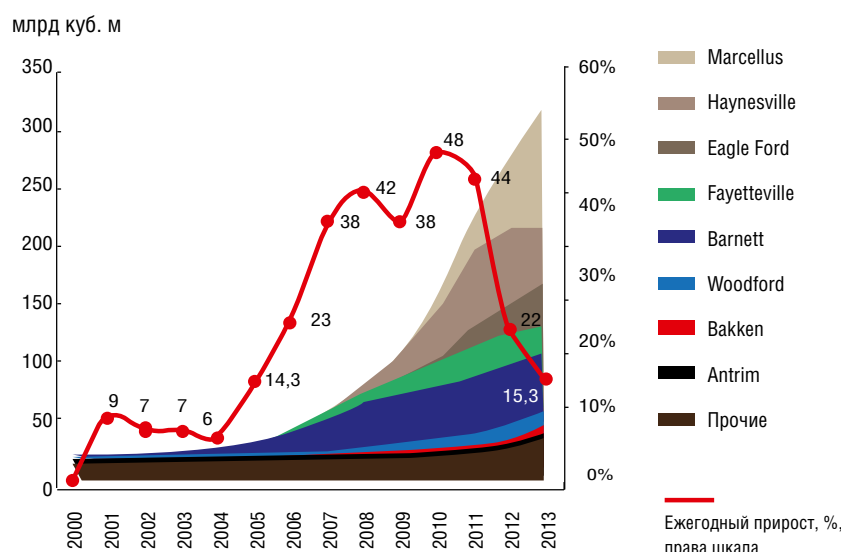
прогнозируется в России, а также в Казахстане и в Туркменистане, который удвоит свою добычу). Африканский регион более чем вдвое увеличит производство за счет разработки новых запасов Восточной Африки (Мозамбик, Танзания), а также Центральной и Северной Африки.

Австралия также в два с лишним раза увеличит свое предложение, став одним из крупнейших поставщиков газа на мировые рынки. Однако большая часть новых месторождений – это оффшор, либо нетрадиционный газ (в частности – метан угольных пластов) с высокими затратами.

В Южной и Центральной Америке большим потенциалом добычи располагают Бразилия, которая десятикратно увеличит объемы добычи, а также Аргентина, которая увеличит добычу на 50%.

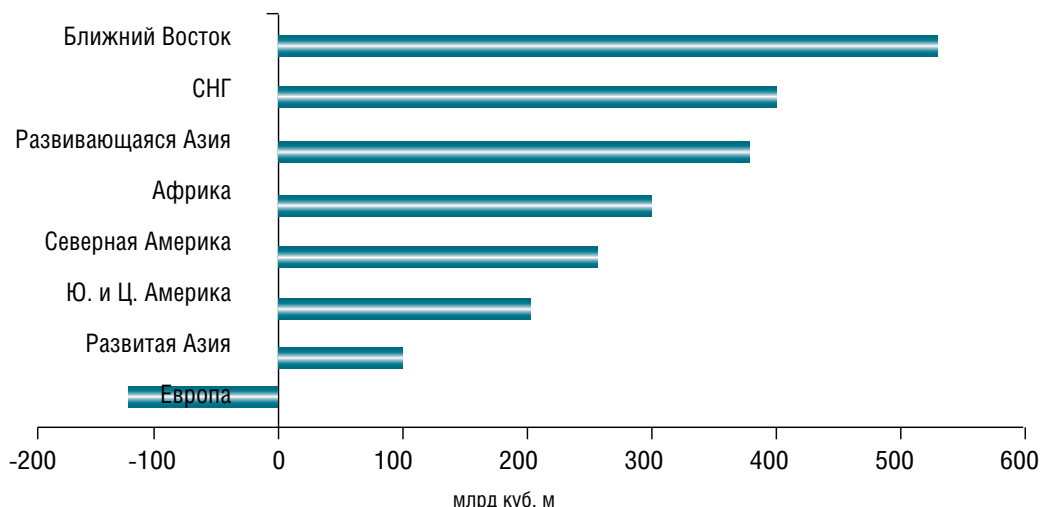
В Европе производство газа продолжит снижение – к 2040 году регион потеряет 40% своей добычи. При этом геологические проблемы и быстрое падение добычи на крупнейшем месторождении в Нидерландах лишат Европу основной части гибкого предложения. Только Норвегия сможет поддерживать текущий уровень добычи на весь рассматриваемый период за счет разработки новых оффшорных месторождений, однако заметно увеличить ее она не в состоянии. Новые открытия в Восточном

РИСУНОК 23 – ДОБЫЧА СЛАНЦЕВОГО ГАЗА ПО ОСНОВНЫМ ПЛЕЯМ США, МЛРД КУБ. М И ДИНАМИКА ЕЖЕГОДНОГО ПРИРОСТА, %



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

РИСУНОК 24 – ПРИРОСТ ДОБЫЧИ ГАЗА ПО РЕГИОНАМ МИРА ЗА ПЕРИОД С 2010 ПО 2040 ГОД, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

Средиземноморье могут решить проблему газоснабжения прибрежных стран, однако тоже не в состоянии компенсировать падение добычи по Европе в целом.

Международная торговля

В Базовом сценарии межрегиональная торговля природным газом будет претерпевать серьезные изменения. Прежде всего речь идет об уже отмечавшемся в прошлогоднем Прогнозе тренде на превращение Северной Америки из нетто-импортера газа в его нетто-экспортера, который к концу рассматриваемого периода сможет поставлять на глобальный рынок СПГ около 70 млрд куб. м.

Африка, многие десятилетия снабжавшая европейский и азиатский рынки сетевым и сжиженным газом, в период до 2040 года в три с лишним раза увеличит объем своих межрегиональных поставок – в основном за счет разработки новых запасов Восточной и Центральной частей континента. На 75% увеличит объем межрегионального экспорта Ближний Восток. Несмотря на очень существенное увеличение объемов добычи, огромный рост внутреннего спроса не позволит странам Северной Африки и Ближнего Востока направлять более высокие объемы на глобальные рынки.

Очень существенно, в 2,8 раза, вырастет суммарный экспорт газа из стран СНГ – как сетевого, так и сжиженного, что позволит региону остаться лидером межрегиональной газовой торговли. Развивающиеся страны Азии вынуждены будут направлять все большие объемы на удовлетворение растущего внутрирегионального спроса, что будет ограничивать их возможности по участию в глобальной торговле. С другой стороны, выход на рынки Австралии, как крупнейшего поставщика СПГ, сделает регион Развитой Азии крупным игроком на мировом рынке. Таким образом, на стороне предложения идет дальнейшее усиление конкуренции между все возрастающим числом производителей. При этом в мире отчетливо формируется крупнейший центр потребления, импортирующий все возрастающие объемы газа со всего мира – это развивающиеся страны Азии.

В рассматриваемый период будут активно расти как объемы сетевого газа, так и СПГ, однако в целом доля сжиженного газа в межрегиональной торговле будет оставаться выше, поскольку газ, транспортируемый по трубам, обычно является основой внутрирегиональной торговли. После периода замедленного роста предложения СПГ в 2012-2016 годах, к 2020 году ожидается крупномасштабное расширение мощностей по сжижению – они более чем удвоятся по сравнению

с 2015 годом. В первую очередь речь идет о целом ряде крупных проектов в Австралии и США. После 2025 года ожидается выход на глобальный рынок и крупных дополнительных объемов СПГ из России и стран Ближнего Востока.

Интересно, что зависимость от импорта газа из других регионов будет сокращаться почти везде, кроме Европы, которая будет к 2040 году почти 70% газа (Таблица 1.16). При этом Северная Америка благодаря увеличению собственной добычи сможет полностью отказаться от газового импорта. Рост внутрирегиональной добычи в Азии (как в развивающихся, так и в развитых странах) позволит этим регионам снизить зависимость от поставок извне примерно до одной трети, что является вполне приемлемым показателем с точки зрения энергобезопасности.

Равновесные цены газа

В Базовом сценарии в целом цены сохраняют ту траекторию, которая показывалась в Прогнозе-2013, однако сами уровни цен пересмотрены в сторону повышения в связи с ростом затрат по большинству реализуемых проектов. При этом растущий экспорт из Северной Америки подталкивает цены вверх, постепенно немного сужая ставший столь широким разрыв между ценами отдельных региональных рынков.

В Прогнозе-2013 описывался начавшийся процесс трансформации различных региональных систем ценообразования на газ – в первую очередь за счет постепенного расширения торговли на основе конкуренции «газ – газ». Дальнейшие изменения региональных механизмов ценообразования будут идти, по всей видимости, в направлении увеличения доли спотовых поставок на всех рынках. Быстрое развитие рынка СПГ и его глобализация будут усиливать этот процесс, причем не только в Европе, но и в АТР, где потребители на фоне высоких цен ищут любую возможность снизить свои счета.

Расчеты Прогноза-2014 полностью подтверждают утверждение прошлогоднего Прогноза о том, что на весь рассматриваемый период сохранится происшедшее в 2006–2008 годах существенное разделение региональных цен на газ. Основной причиной этого является высокая цена транспортировки газа, которая при межконтинентальных поставках добавляет к цене газа более 150 долл./тыс. куб. м. Соответственно высокие затраты на транспорт способствуют регионализации рынков и не позволяют создать единый ликвидный рынок.

Во всех регионах мира к концу прогнозного периода ожидается довольно заметный рост цен (Рисунок 25), обусловленный необходимостью вовлечения новых, более дорогостоящих

месторождений для удовлетворения спроса. В этих условиях североамериканский рынок замыкается в ценовом диапазоне, определяемом собственной добычей, в США на весь прогнозный период сохранятся наиболее низкие цены, которые, тем не менее, также будут увеличиваться, особенно с началом осуществления широкомасштабного экспорта СПГ.

И в Европе, и в АТР в период 2015–2030 годов прогнозируется заметное снижение цен, обусловленное избыточным предложением газа (в особенности – СПГ, который в больших объемах выйдет на рынок в 2020 году). Таким образом, в среднесрочной перспективе российским производителям газа не приходится рассчитывать на рост экспортных цен. Возможности увеличить объемы экспортных поставок существуют, но они связаны с жесткой ценовой конкуренцией с другими поставщиками.

В поисках границ

Помимо Базового сценария, в Прогнозе рассматриваются также сценарии, связанные со значимыми изменениями на стороне предложения и спроса на углеводороды. Задача этих сценариев – протестировать границы устойчивости рынков нефти, газа и угля, равно как и всей мировой энергетической системы.

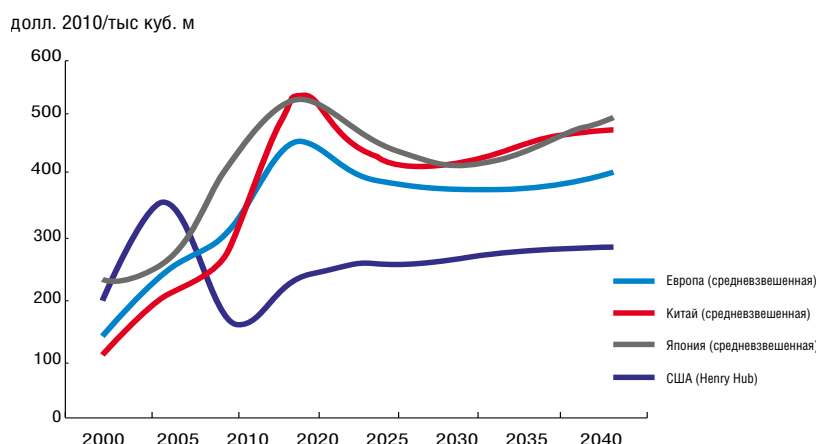
Политический процесс, начавшийся вокруг Ирана, который в

перспективе создает условия для его масштабного выхода на мировые рынки нефти и газа, а в сочетании с продолжающимся ростом добычи сланцевой нефти формируют все больше ожиданий избытка предложения и падения цен на нефть. В Прогнозе детально рассматривается сценарий «Новые производители», предполагающий наиболее оптимистичные (из реалистичных) объемы расширения добычи нефти в Иране, Ираке и Бразилии, и газа – в том же Иране, Катаре, а также в Туркменистане, и на недавно открытых месторождениях Восточной Африки (т.е. в тех странах, которые могут обеспечить существенный прирост предложения).

Анализ фундаментальных факторов показал, что в этом сценарии цены на нефть упадут не более, чем на 4-9% (Рисунок 26), а цены на газ снизятся дифференцировано по рынкам: на 5% в Северной Америке, на 9-16% в Европе и на 9-13% - в АТР (Рисунок 27). Но при этом более дешевые поставщики «выдавят» на время с рынка часть объемов, добываемых США и Россией (особенно сильно это влияние в 2020-25 годах), которые затем постепенно восстановятся. Новые, более дешевые поставщики газа смогут заместить на европейском и азиатском рынках заметные объемы российских и американских поставок газа (до 70 и 45 млрд куб. м соответственно).

Анализ ключевых драйверов развития мировой энергетики позволил выявить еще один новый фактор, способный серьезно изменить конъюнктуру мировых рынков – есть серьезные основания полагать, что в ближайшее десятилетие будет достигнут максимум добычи угля в Китае и в Индии (не из-за недостатка ресурсов – запасы угля у этих стран огромные – а в силу инфраструктурных, экологических и экономических ограничений). В этом случае двум наиболее крупным и динамично развивающимся азиатским экономикам потребуются значительные объемы дополнительных поставок энергоресурсов – в первую очередь, природного газа (200 млрд куб. м) и угля (280 млн т). Кроме того, столкнувшись с такими ограничениями Китаю сложно будет продолжать выполнять функцию «мировой мануфактуры» – многие промышленные производства в этом

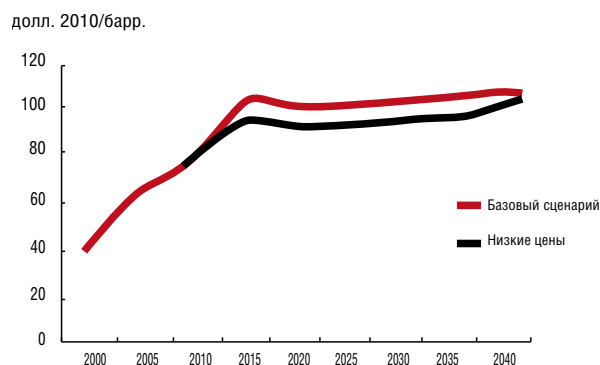
РИСУНОК 25 – ПРОГНОЗНЫЕ СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЕ* ЦЕНЫ НА ГАЗ ПО РЕГИОНАЛЬНЫМ РЫНКАМ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ



ИСТОЧНИК: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА ПОД РУКОВОДСТВОМ МАКАРОВА А.А., ГРИГОРЬЕВА Л.М., М. 2014.

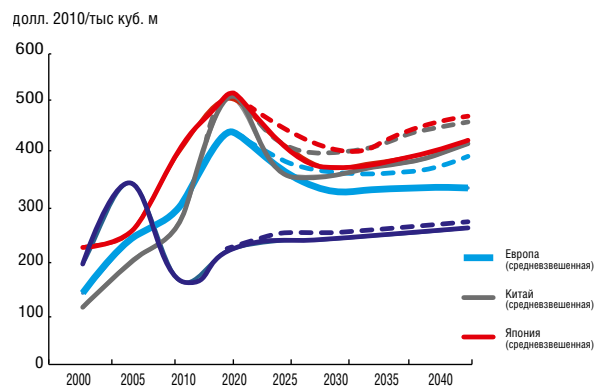
*Средневзвешенные между ценами долгосрочных контрактов, привязанных к альтернативным видам топлива, и спотовыми ценами с учетом объемов потребления.

РИСУНОК 26 – РАВНОВЕСНЫЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ И СЦЕНАРИЙ «НОВЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ»



Источник: Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года под руководством Макарова А.А., Григорьева Л.М., М. 2014.

РИСУНОК 27 – СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЕ РЕГИОНАЛЬНЫЕ ЦЕНЫ НА ГАЗ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ И СЦЕНАРИЙ «НОВЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ»



Источник: Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года под руководством Макарова А.А., Григорьева Л.М., М. 2014.

случае будут выводиться в другие развивающиеся страны Азии, Африки, а также в США и Россию, стимулируя их экономический рост и дополнительный энергетический экспорт.

В сценарии «Другая Азия» оценивается влияние этих обстоятельств на направления и объемы международной торговли энергоносителями. В этом сценарии дополнительный спрос на импортный уголь в первую очередь покрывают Россия (+70 млн т) и Индонезия (+140 млн т), а на газ – Россия (+60 млрд куб. м), Австралия (+ 50 млрд куб. м) и страны Ближнего Востока (+20 млрд куб. м), Южной Америки (+15 млрд куб. м), Северной Америки (+10 млрд куб. м) и Африки (+10 млрд куб. м).

Последствия для России

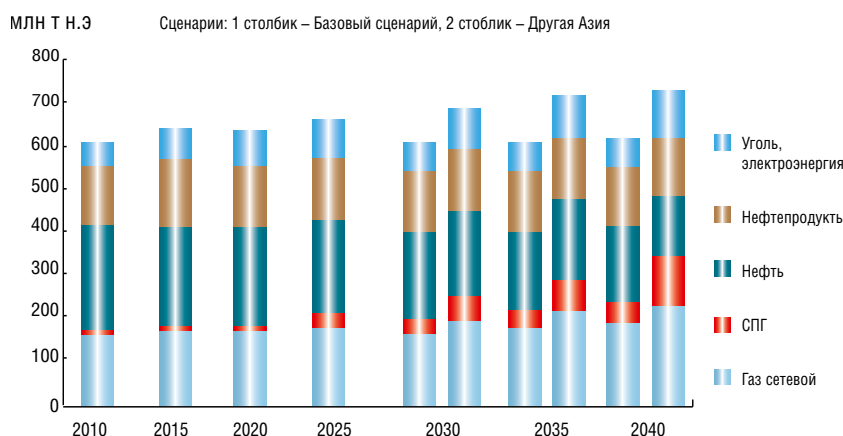
В мировой экономике, энергетике и политике происходят изменения, которые могут в перспективе серьезно сказаться на развитии мировых энергетических рынков. Все эти процессы неизбежно отразятся на России – возникают дополнительные риски, и в целом вероятность реализации негативных сценариев заметно возросла – даже Базовый сценарий достаточно пессимистичен, не говоря уже о сценарии «Новые производители». В Базовом сценарии энергетический экспорт России снизится и будет стагнировать до середины 2020-ых годов (Рисунок 28), лишь к 2025 году начнется восстановление объемов благодаря диверсификации на рынки АТР.

С другой стороны, появляются и новые возможности – как, например,

сценарий «Другая Азия», в котором российский экспорт угля и газа будет бурно расти после 2025 года и к 2040 году увеличится на 67% и 65% соответственно (Рисунок 28).

Однако в любом случае, даже при самом благоприятном сценарии, в предстоящий период роль энергетики в экономике страны принципиально изменится. Сейчас в России ТЭК занял ключевую роль в экономике, формируя ныне более четверти ВВП и почти 30% консолидированного бюджета страны, две третьих валютных поступлений от экспорта и четверть общего объема инвестиций в национальную экономику. Более 45% производимых в России первичных энергоресурсов экспортируются, обеспечивая 70% всей экспортной выручки и оказывая существенное воздействие на российский платежный баланс и государственный бюджет. Однако внешние факторы объективно ведут к снижению возможностей энергетического сектора России быть драйвером экономического роста страны. К 2040 году, согласно новому Прогнозу, доля продукции ТЭК в экспортной выручке снизится до 25-31%, доля в ВВП – до 11-14%, а в консолидированном бюджете – до 12-17%. Рассчитывать дальше только на нефть и газ нельзя... ●

РИСУНОК 28 – НЕТТО-ЭКСПОРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО ВИДАМ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ И СЦЕНАРИЙ «ДРУГАЯ АЗИЯ»



Источник: Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года под руководством Макарова А.А., Григорьева Л.М., М. 2014.

21 апреля был выпущен новый «Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года» (Прогноз-2014), подготовленный Институтом энергетических исследований Российской Академии Наук (ИНЭИ РАН) и Аналитическим центром при Правительстве Российской Федерации (www.erias.ru/files/forecast_2040.pdf).



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

ИЮЛЬ 2014

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

АВГУСТ 2014

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

9–11 июня

Международная выставка и конференция по вопросам нефтегазовой промышленности

Oil & Gas Myanmar – OGAM 2014

Бирма / Янгон

9–12 июля

Иннопром 2014

Екатеринбург

22 июля – 24 июля

Выставка горнодобывающей промышленности и энергетики

QME – Queensland Mining & Engineering Exhibition 2014

Австралия / Квинсленд

22 – 24 июля

Международная выставка угольной промышленности

ISME 2014

Китай / Урумчи

20 августа – 22 августа

Специализированная выставка-конгресс с международным участием

Нефть. Газ. Геология. ТЭК 2014

Россия / Томск

Надежность, производительность и эффективность – это сочетание является девизом каждого промышленного предприятия. Однако, достижение высокого уровня этих показателей наряду с необходимостью обеспечения безопасности и устойчивого развития, представляет собой основную сложность, с которой сталкивается владелец-оператор каждого предприятия. Как решается эта проблема сегодня?

РАЗДЕЛЕНИЕ РИСКОВ ПРОГРАММА ASSURANCE 360

Инбаванан Р,
генеральный директор
по Азиатско-Тихоокеанскому
региону в подразделении
решений и услуг для управления
жизненным циклом,
Honeywell Process Solutions

Когда чилийская государственная компания Corporación Nacional del Cobre de Chile (Codelco), специализирующаяся на добыче меди, провела сравнительный анализ своих производственных показателей, она обнаружила, что их уровень достаточно низок. Компания Codelco, располагающая пятью основными производственными подразделениями, является крупнейшим поставщиком меди в мире. Однако объем операций компании порождает свои проблемы. Несогласованность стратегий управления и ограничения по передаче знаний препятствуют росту производственных показателей на объектах Codelco.

Не желая бороться с проблемами и рисками в одиночку, руководство Codelco решило найти партнера, который смог бы помочь компании своим опытом, ресурсами и готовностью разделить риски, касающиеся производительности и доступности систем.

Инновационные программы, ориентированные на заказчика

В результате поисков Codelco выяснила, что компания Honeywell готова помочь и предоставить инновационные, ориентированные на заказчика программы.

Причиной появления этих программ послужили результаты опросов заказчиков Honeywell, которые показали, что многие владельцы/операторы заводов не удовлетворены возможностями обычных программ технического обслуживания. На стратегическом уровне владельцы/операторы должны постоянно совершенствовать деятельность своих предприятий и адекватно реагировать на изменяющиеся условия бизнеса, придерживаясь лучших стандартов поддержки и снижая общую стоимость владения.

Чтобы достичь этих целей, владельцы-операторы должны располагать квалифицированным персоналом, решать сложные задачи, связанные с применением открытых технологий, поддерживать соответствующее техническое направление, определяемое сферой их деятельности, обеспечивать согласованность стратегии поддержки и стратегии развития

бизнеса, сводить к минимуму риски и простои, а также снижать общую стоимость владения активами.

Реагируя на эти потребности, компания Honeywell в рамках своей программы Assurance 360 предлагает владельцам/операторам два уровня поддержки, выступая в качестве партнера, а не поставщика услуг.

Assurance 360 Optima

Для операторов, у которых нет времени, ресурсов и опыта или которым не хватает знаний и навыков для решения задач технического обслуживания и модернизации систем, Honeywell предлагает программу Assurance 360 Optima. Это предложение с оплатой по результатам работы: Honeywell принимает на себя ответственность за риски и управление изменениями.

«В рамках программы Optima компания

Honeywell принимает на себя ответственность за результаты, – поясняет г-н Р, генеральный директор по Азиатско-Тихоокеанскому региону в подразделении решений и услуг для управления жизненным циклом, Honeywell Process Solutions. – Эти результаты и определяют наш доход».

Принято считать, что плохой день для заказчика означает хороший день для поставщика услуг, поскольку, когда производство простаивает, заказчик готов потратить деньги, чтобы запустить его снова. Программа Assurance 360 опровергает сложившийся стереотип. «На самом деле ситуация должна быть другой: когда у вас хороший день, у нас также должен быть хороший день», — говорит г-н Р.





Если владелец/оператор завода решает приобрести пакет Assurance 360 Optima, проводится комплексная проверка предприятия, включающая в себя оценку производительности, аудит существующей системы, сравнительный анализ показателей и оценку рисков. После этого для данного завода (или нескольких заводов) разрабатывается индивидуальный план партнерства по обслуживанию.

По результатам проверки может потребоваться определенная корректировка для устранения имеющихся проблем. После завершения корректирующих мероприятий начинается действие программы Optima – производится отбор экспертов Honeywell, которые будут работать над проектом на объекте, и назначается выделенный менеджер программы Assurance 360, который будет контролировать все аспекты реализации программы и текущего управления проектом.

Программа включает в себя шесть элементов: управление изменениями, удаленный контроль производственных показателей, управление профилактическим обслуживанием, управление обновлениями, проектами установки нового оборудования, разработка системы показателей и оценок, а также составление всесторонних отчетов о результатах.

Именно на основании этих ключевых показателей эффективности (КПЭ) и системы оценок определяется компенсация, причитающаяся компании Honeywell.

Assurance 360 Performa

Для владельцев/операторов заводов, которые располагают внутренними ресурсами для

управления своими системами, Honeywell предлагает программу Assurance 360 Performa, которая дает заказчику уверенность в том, что он не пропустит ничего важного, и предоставляет дополнительную удаленную поддержку.

«Мы осуществляем надзор за управлением системами, – говорит г-н Р. – Все работы выполняет компания-заказчик, а Honeywell наблюдает за ситуацией. На этапе оценки мы выдвигаем предложения по улучшению и рекомендуем корректирующие меры, которые упростят поддержку системы. Мы осуществляем удаленный контроль, определяем потребность в профилактическом обслуживании и составляем согласованный список задач. Мы предлагаем помощь экспертов, но не осуществляем руководство на объекте. Мы рекомендуем практические решения для управления изменениями и поставляем запасные части и решения для модернизации систем. Мы оцениваем навыки и предлагаем обучение для восполнения выявленных пробелов».

Для владельца/оператора завода, который заключает договор о партнерстве с Honeywell по программе Assurance 360 Performa, назначается менеджер, который будет осуществлять надзор за управлением системой, периодически предлагать актуальные обновления или новые технологии и проводить оценку рисков и выгод. Менеджер программы Assurance 360 участвует в совещаниях по планированию и сотрудничает с персоналом завода с целью эффективного и экономичного управления реализацией программы.

Владельцы/операторы, наладившие партнерство по программе Assurance 360 Performa, также смогут пользоваться преимуществами регулярной отчетности, хотя в данном случае Honeywell не получает компенсацию на основе результатов.

«Эти отчеты следует воспринимать скорее как табель успеваемости, – говорит г-н Р. – То есть программа Performa – это по большей части разделение рисков».

Компании Honeywell и Codelco совместно занимались разработкой и внедрением решения, которое обеспечило удаленное управление производственными показателями и профилактическим обслуживанием, а также улучшило скорость реакции на неполадки и сократило время их устранения. В результате были усовершенствованы процедуры управления и отслеживания рисков и уязвимостей. В рамках этой программы также был оптимизирован процесс управления изменениями с целью обеспечить доступ к новым решениям и технологиям.

Проанализировав результаты сравнительных тестов после реализации программы, компания Codelco обнаружила, что на ее объектах повысилась надежность систем, увеличилась производительность и выросла эффективность.

«Общая цель программы Assurance 360 состоит в уменьшении количества незапланированных событий, ускорении разрешения проблем и повышении производительности», – говорит г-н Р.

В конечном счете, предлагаемая Honeywell программа партнерства по обслуживанию меняет подход к управлению производственными активами, предлагая гарантии в отношении требуемой производительности и ожидаемых результатов и позволяя владельцам/операторам заводов сосредоточиться на своей основной деятельности. ●

Honeywell

ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ: ПРОБЛЕМЫ И ТЕНДЕНЦИИ



Владимир Аньшаков
«Аджилент Текнолоджиз»

Увеличение глубины переработки, простимулированное, в том числе, законодательно, привело к значительному росту ЕРС-проектов различных вторичных процессов переработки нефти, газового конденсата, ШФЛУ и других смесей, преимущественно углеводородов, природного происхождения. Остатки советской школы нефтепереработки за два с половиной десятилетия, в основном, прекратили свое существование в надлежащем виде, разнообразии и объеме, поэтому большая часть таких проектов строительства новых и реконструкции существующих

установок реализуется с привлечением импортных технологий, и соответственно, лицензиаров и поставщиков катализаторов.

Западные поставщики технологий, отрабатывая свою часть контрактных обязательств, настойчиво рекомендуют руководствоваться или собственными, зачастую достаточно оригинальными, или международными методами технологического контроля, и только при выполнении этих условий гарантируют пробег катализатора и количество тонн продукта выработанное тонну катализатора. Такого рода международные взаимодействия приносят определенное, зачастую граничащее с истерическим, оживление и в подразделения, обеспечивающие все виды аналитического контроля – входной, технологический, готовой продукции и экологический.

Отдельно хотелось бы отметить все большее проникновение спектральных методов элементного анализа на предприятиях ТЭКа. Если пятнадцать лет назад присутствие таких методов на предприятии обычно ограничивалось

атомно-абсорбционными спектрометрами, то теперь в России сложно найти нормальный (если речь не идет о мини НПЗ) нефтеперерабатывающий завод без оптико-эмиссионного спектрометра с возбуждением в индуктивно-связанной плазмой (ИСП-ОЭС). А некоторые продвинутые дочерние подразделения ОАО «Газпром» начали на регулярном базисе использовать даже ИСП-МС спектрометры для контроля деградации особенно дорогих катализаторов по определению следовых количеств редкоземельных элементов в потоках на выходе с установки изомеризации.

Требования евро норм, переведенные тексты которых регулярно становятся актуальными российскими стандартами, также предполагают все более регулярное использование высокотехнологичных методов анализа, таких как хроматография, хроматомасс-спектрометрия, ИСП-ОЭС, ИК-Фурье спектрометрия и т.д., в качестве рутинных методов контроля качества моторных топлив и продуктов дальнейшей нефтехимической переработки.

С другой стороны, имея дело с объектами анализа,



сформированными матерью-природой за тысячелетия, аналитики перманентно сталкиваются с задачами специфическими, не только для региона, но и для конкретного месторождения или завода, к которым относится, например нестабильный газовый конденсат.

Комбинация приведенных выше факторов вкупе с общим снижением уровня квалификации операторов повлекли за собой предсказуемые проблемы с запуском инструментов и реализацией тех или иных методов измерений, как на производственных площадках, так и в исследовательских лабораториях. Другими словами – достаточно бесперспективно требовать от водителя троллейбуса навыков управления истребителем 5-го поколения.

Для преодоления подобного рода проблем, с которыми мы, к счастью не одиноки на планете, после повсеместного проникновения интернета и трансформации сознания в сторону «клипового», импортные производители в целом и наша компания в частности активно продвигают «готовые решения» для выполнения измерений по конкретному методу, или их набору. С точки зрения аналитического приборостроения, разная степень «готовности» таких решений обеспечивается предварительным конфигурированием на заводе прибора под метод, проверка функционала по модельной смеси, сформированным комплектом ЗИП, а также гарантированным запуском анализатора по методу в лаборатории конечного пользователя в течение минимального количества времени. Наиболее массовыми из таких

решений являются комплекты для реализации измерений согласно требованиям действующего законодательства, оформленным в виде регламента и соответствующих стандартов ГОСТ.

Помимо рутинных и массовых приборов, мы также успешно переводим в формат анализаторов инструменты для технологического контроля, для полного соответствия методикам лицензиаров, зачастую крайне экзотическим. Таким, как, например методы Французского института нефти (IFP), которые настойчиво предлагает к использованию небезызвестная компания Axens. Думаю те, кто имел возможность ознакомиться с предлагаемыми в этих методах аналитическими решениями в достаточном объеме, согласятся со мной, по вопросу их неортодоксальности. Такого рода взаимодействие у нас налажено практически со всеми пулами лицензиаров работающих на территории Российской Федерации.

Другим подходом позволяющим снизить влияние оператора, увеличив таким образом надежность системы, является внедрение повсеместной автоматизации пробоотбора, пробоподготовки и ввода пробы, использование поточных (он-лайн) анализаторов. В этом направлении помимо собственных решений наша компания успешно принимает участие в реализации с Самарским предприятием НТФ БАКС проекта по производству поточного газового хроматографа для контроля состава смесей углеводородов различного происхождения, как в магистральных трубопроводах, так и на установках вторичных процессов нефтепереработки.

В заключении хотелось бы указать наиболее важный элемент при реализации любых измерений, которым является пресловутая «прокладка между рулем и сидением». Т.е. результатом автоматизации документооборота в лаборатории (ЛИМС), внедрения передовых приборостроительных решений, переход на анализаторы, предсказуемо будет уменьшение штата лаборатории, однако одновременно с этим девиз одного международного грузина «Кадры решают все» становится еще более актуальным, т.к. все эти подходы предполагают совершенно другую квалификацию исполнителей, обслуживающих эту технику и их администраторов, нежели во времена самописцев и перфокарт. ●



Agilent Technologies

Настоящая статья выражает исключительно мнение автора, может не совпадать с позицией компании «Аджилент Текнолоджиз».

Северное море – одна из акваторий, сосредоточившая в себе крупнейшие нефтегазовые месторождения. Несмотря на непростое географическое расположение и трудные условия эксплуатации добыча нефти с этих богатейших месторождений способствовала ускорению хода технического прогресса, как в области строительства, так и в области эксплуатации промышленно-производственных предприятий. При управлении морскими нефтегазовыми объектами приходится аккумулировать огромные потоки разрозненной информации, необходимой для безопасной работы этих объектов. Это одна из наиболее сложных и трудоемких задач, которую можно решить только при помощи мощной технологии по управлению информацией, или системы Управления Активами Предприятия. Что помогает справиться с этой задачей сегодня?

КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ МОРСКИМИ НЕФТЕГАЗОВЫМИ СООРУЖЕНИЯМИ





Деятельность АМЕС в Северном Море

В 2008 году АМЕС, одна ведущих мировых компаний в области инжиниринга, консалтинга и управления проектами с более чем сорокалетним опытом работы в Северном море, получила право на обслуживание платформы Данлин А, принадлежащей компании Fairfield Energy. В качестве решения для управления активами предприятия и поддержки внутренних процессов стала система AVEVA. Для того, чтобы поближе познакомиться с практическим опытом использования данной технологии в АМЕС, специалисты AVEVA посетили штаб-квартиру компании в г. Абердин, Шотландия.

Преимущества работы с материалами

Так же как битвы чаще выигрываются грамотной логистикой, нежели тактикой, так и функционирование активов в большинстве своем зависит от поставок и наличия широкого спектра материалов. Средства интегрированного управления материалами очень важны для оптимального функционирования

платформы Данлин. Решения AVEVA позволяют компании АМЕС заказать материалы из любой точки мира, а также отслеживать их доставку от производителя через склад в Абердине на непосредственно платформу. Подобная управленческая система дает АМЕС полный обзор того, где находится заказанный груз в данный момент и когда он будет доставлен в конечную точку. Потенциальные задержки могут быть определены на самых ранних этапах и скорректированы еще до того, как это может стать проблемой. В тех случаях, когда задержки все же происходят, подобный обзор всей цепочки поставок позволяет специалистам АМЕС принимать меры по сокращению их влияния на функционирование всей системы.

Техническая поддержка и обслуживание

Техническое обслуживание и ремонт – это необходимость, но периоды простоя оказываются порой слишком дорогостоящими. Планирование и подготовка к приостановке работы довольно сложный процесс; как можно больше задач должны быть

одновременно скоординированы с целью сокращения времени простоя и, соответственно, расходов. Решения AVEVA помогают оптимизировать эти процессы и заранее планировать подготовку задач, которые можно решить в период незапланированного простоя.

Координатор этих процессов, Джим Барбер, объясняет:

«AVEVA абсолютно необходима для того, чтобы четко спланировать наши действия в период простоя. Ранее мы использовали таблицы Excel; они, безусловно, работали, но AVEVA гораздо эффективнее. Планирование и подготовка словно перешли в новую эру. У нас есть полные сведения о задаче, ресурсах и расчетах, что позволяет оценить влияние простоя на конкретные технологические процессы. Мы можем экспортировать данные по задачам и порядку работы непосредственно из приложения AVEVA, что идеально с точки зрения планирования».





Эффективное планирование технического обслуживания и выполнение задач в срок имеет очень важное значение также для оценки потребности в материалах. Мало того, что отгрузка материалов к удаленным морским объектам – трудоемкий и дорогостоящий процесс, так еще и на самом объекте слишком мало свободного пространства для хранения. Поэтому эффективная координация задач должна сопровождаться столь же эффективным планированием поставок материалов.

Шон Бурдон, Руководитель группы по эксплуатации объектов, объясняет:

«Система AVEVA стала незаменимым помощником при эксплуатации и сопутствующих работах на нефтедобывающей платформе Данлин А. Например, мы должны точно знать, когда мы можем проводить профилактические работы, когда мы имеем вынужденную остановку оборудования, чтобы не навредить производству. Теперь мы можем быть уверены, что все процессы идут своим чередом, и вся нужная информация всегда под рукой. Без такой интегрированной системы, как AVEVA, процесс работы шел бы гораздо более медленно».

Безопасность

Управление рисками – жизненно важный вопрос в нефтегазовой промышленности, и в части технических работ по ремонту это особенно актуально. AVEVA помогает руководителям проектных групп отслеживать статусы всех работ и процессов, что обеспечивает максимальную эксплуатационную безопасность и повышает продуктивность. «Как Руководитель группы по эксплуатации объектов, я должен следить за всеми происходящими процессами. Использование AVEVA позволяет определить, какие процессы занимают слишком много времени и рискуют повлиять на сроки выполнения проекта. Я должен предусмотреть, чтобы все критически важные работы заканчивались вовремя, чтобы мы выполнили свои обязательства, и платформа работала без перебоев. В 2010 АМЕС провели независимую оценку своей стратегии технического обслуживания по электрооборудованию во взрывоопасных зонах. Данная стратегия является критически важным показателем, поэтому необходимо ее тщательно продумывать и соблюдать. В результате проведенной оценки компании АМЕС посоветовали внедрить методы работы на основе регулярной оценки рисков, что также эффективно поддерживается системой AVEVA» – рассказывает Шон Бурдон.

Грэйс Бакстер, Руководитель направления по поддержке и ремонту:

«У нас больше нет необходимости использовать таблицы Excel. С помощью AVEVA мы получаем и подробные отчеты, и управляем и контролируем потоки данных. Это сокращает вероятность возникновения ошибок, помогает получать более точную и подробную отчетность. Использование AVEVA позволило нам более эффективно управлять данными, сократить количество человеко-часов как для сотрудников непосредственно на морских объектах, так и группы поддержки в офисах».

Уже долгое время компания АМЕС является одним из ведущих пользователей системы AVEVA, получает неоценимые преимущества в работе при использовании данной системы и предоставляет необходимую для развития технологий обратную связь по применению системы на реальных объектах. ●

Мы выражаем благодарность команде специалистов АМЕС за то, что они нашли время поделиться своим опытом и впечатлениями.

AVEVA
CONTINUAL PROGRESSION



ЕВРОСОЮЗ ОСУЩЕСТВЛЯЕТ ПРИГОТОВЛЕНИЯ НА СЛУЧАЙ НОВОЙ ГАЗОВОЙ ВОЙНЫ С РОССИЕЙ

El País

Лусия Абельян

ЕС боится пострадать от побочных эффектов российско-украинского противостояния. Если Москва выполнит угрозу и отключит газ своей соседке, это непременно скажется на Европе. Чтобы смягчить проблему, Еврокомиссия представила комплекс мер, призванных снизить внешнюю энергетическую зависимость, преимущественно зависимость от России.



ПЛАНЫ ПО СОЗДАНИЮ ГАЗОВОГО ТЕРМИНАЛА ПОМОГЛИ ЛИТВЕ ВЫТОРГОВАТЬ У ГАЗПРОМА СКИДКУ

THE WALL STREET JOURNAL.

Четиль Малкенес Ховланд

На данный момент Литва на 100% зависима от Газпрома в области поставок газа, и литовцы платят за газ по ценам, которые на 15% выше, чем средняя цена по Европе. Тревоги из-за цен и энергетической безопасности побудили Литву арендовать судно, построенное норвежцами, которое позволит принимать поставки СПГ и снабжать этим газом литовских потребителей по сниженным в перспективе ценам.

Литовская госкомпания Litgas сейчас ведет переговоры с норвежской Statoil в надежде договориться о поставках СПГ. Также СПГ будет закупаться на спотовом рынке.

Терминал сыграл роль на недавних переговорах с Газпромом. Переговоры увенчались новым контрактом, согласно которому, как ожидается, с июля цены снизятся как минимум на 20%.

ПОДРЫВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ ЕВРОПЫ

The New York Times

Алан Райли

Энергетическая безопасность ЕС находится под угрозой - один из его крупнейших поставщиков природного газа утрачивает надежность.

В общей сложности Газпром поставляет 27% потребляемого в Европе газа.

Чтобы обеспечить значительные новые энергетические поставки в среднесрочной перспективе, у ЕС есть три основных варианта: вернуться к углю, изменить враждебный настрой к атомной энергетике, развить производства собственного сланцевого газа и ветровой энергетики.

Есть мнение, что Россия будет действовать так же, как Советский Союз, который не прекращал энергетические поставки в Европу, несмотря на эпоху холодной войны. Хотя эту точку зрения можно понять, она не принимает во внимание склонность Путина к региональной дестабилизации ради осуществления своих амбиций.

ЕС должен сосредоточиться на обеспечении безопасности поставок и принять правильные меры по защите всех европейцев и собственного энергетического будущего.

ЕХХОНМОБИЛ И ВР РАСШИРЯЮТ ПАРТНЕРСТВО С РОССИЕЙ, НЕСМОТРИ НА САНКЦИИ



Ник Канингэм

Несмотря на попытки стран Запада изолировать российскую экономику, некоторые из крупнейших нефтяных компаний "идут в России ва-банк".

В мае ExxonMobil и ВР заключили с Роснефтью две сделки. Вопреки требованиям Белого дома представители обеих корпораций присутствовали на Санкт-Петербургском экономическом форуме, чем "спасли мероприятие, которое в противном случае обернулось бы для Кремля конфузом".

В случае с Роснефтью санкции распространяются лишь на главу компании И. Сечина и не затрагивают саму фирму. Тем не менее, западные корпорации "коллективно отмахиваются" от попыток Европы и США устроить бойкот России. Россия - слишком лакомый кусок для ExxonMobil, ВР, Shell и им подобных. ●



Согласно плану, для начала нужно провести "стресс-тесты", дабы выяснить, что произойдет в странах ЕС, если они останутся без российского газа. Надо оценить риски всего ЕС или только стран, наиболее зависимых от российского газа. Одно из краткосрочных решений - наращивание запасов газа. Как ни парадоксально, оно будет выгодно Газпрому, одному из крупнейших потенциальных продавцов этого газа.

Еще две идеи - снизить потребление газа в некоторых сферах (отопление) и реверсные поставки: страна с надежным газоснабжением могла бы перенаправлять газ в другую страну, на которую наложены ограничения.

И, наконец, Брюссель предлагает улучшить взаимосвязи между газотранспортными системами разных стран и повысить энергоэффективность.

НОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН НА АСТРАХАНСКОМ ГКМ



Александр Самсоненко,
заместитель генерального
директора

к.т.н.,

ООО «Вяжущее-Сервис»,

Наталья Самсоненко,
генеральный директор

ООО «Вяжущее-Сервис»

к.т.н.

Крепление скважин на площадях Астраханского ГКМ осложнено рядом неблагоприятных факторов, к которым относятся сложно обработанные буровые растворы с низкой ($4-8\text{ см}^3/30\text{ мин}$) водоотдачей и большой плотностью, высокие температуры, аномально высокие давления, наличие зон поглощений буферного и тампонажного растворов, мощные толщи пластов различных по составу солей, пластичных глин и других пород с солевой и сероводородной агрессией.

Указанные факторы, как правило, воздействуют одновременно, поэтому проблема качественного крепления скважин в данном регионе является весьма сложной и не до конца решенной [1,2].

По данным [2], самое низкое качество крепления наблюдается в солях, доломитах, аргиллитах, несколько лучше в песчаниках и известняках, самое хорошее в глинах и неудовлетворительное в межколонных пространствах.

Согласно проекту, для сложной обработки буровых растворов, при бурении под все обсадные колонны, применяются разные химические реагенты (КМЦ-600, лигносульфонат, сода каустическая и кальцинированная, бикарбонат натрия, KCl, KOH, полицелл СК-2М, полигликоль, КССБ, пентосил, крахмал, ЖС-7, тулоза и др.) и смазывающие добавки (графит серебристый смазочный, СМЭГ, ФК-2000 ПЛЮС). В качестве утяжелителей используются барит

и SiO_2 , а в качестве кольматанта – битум. Перед спуском обсадных колонн предусматривается обработка буровых растворов нефтью.

На практике столь сложно обработанные буровые растворы, при структурном режиме движения в заколонном и межколонном пространствах, всегда образуют довольно толстые и трудно удаляемые фильтрационные корки на стенках скважины и пленки на обсадных трубах, понижающие качество крепления.

При креплении всех обсадных колонн применяются следующие проектные материалы и технология.

При креплении кондуктора 426 мм, для подготовки заколонного и межколонного пространств к замещению портландцементными растворами, используется буферная жидкость – вода минерализованная с плотностью 1050 кг/м^3 в объеме 10 м^3 . Указанная вода получается путем введения NaCl в воду из



водяной скважины с плотностью 1030 кг/м³.

Для цементирования применяются два тампонажных материала, а именно: в интервале 350-250 м ПЦТ I-G-CC-1, а в интервале 250-0 м ПЦТ III-об.5-50. Плотность портландцементного раствора, приготавливаемого с использованием ПЦТ I-G-CC-1 при В/С=0,44 м³/т, составляет 1920 кг/м³, а с применением ПЦТ III-об.5-50 при В/С=0,85 м³/т – 1500 кг/м³.

При креплении I промежуточной обсадной колонны 324 мм, для подготовки заколонного и межколонного пространств к замещению портландцементными растворами, применяется аналогичная буферная жидкость – вода минерализованная с плотностью 1050 кг/м³ в объеме 13 м³. Для цементирования используются два тампонажных материала, а именно: в интервале 2250-1750 м ПЦТ I-G-CC-1, а в интервале 1750-0 м ПЦТ III-об.5-100 либо тампонажная

смесь (ПЦТ I-G-CC-1 + цеолит) в соотношении 4:1.

Плотность портландцементного раствора, приготавливаемого с использованием ПЦТ I-G-CC-1 при В/С=0,44 м³/т, составляет 1920 кг/м³, а с применением ПЦТ III-об.5-100 либо тампонажной смеси (ПЦТ I-G-CC-1 + цеолит) при В/С=0,85 м³/т – 1550 кг/м³.

При креплении II промежуточной колонны 244,5/250,8 мм, имеющей муфту ступенчатого цементирования на глубине 3250 м, для подготовки заколонного и межколонного пространств к замещению портландцементными растворами, используется буферная жидкость – вода минерализованная с плотностью 1100 кг/м³, получаемая путем введения NaCl в воду из водяной скважины с плотностью 1030 кг/м³. Проектные объемы буферной жидкости для первой и второй ступеней составляют соответственно 5 и 6 м³.

Для цементирования первой ступени применяется тампонажная смесь (ПЦТ I-G-CC-1 + барит) в соотношении 73:27, а второй ступени – ПЦТ I-G-CC-1. Плотность тампонажного раствора, приготавливаемого с использованием тампонажной смеси (ПЦТ I-G-CC-1 + барит) при В/С=0,40 м³/т, составляет 2050 кг/м³, а с применением ПЦТ I-G-CC-1 при В/С=0,44 м³/т – 1940 кг/м³.

При креплении эксплуатационной обсадной колонны 168,3 мм, имеющей муфту ступенчатого цементирования на глубине 3100 м, для подготовки заколонного и межколонного пространств к замещению портландцементными растворами, применяется буферная жидкость – вода минерализованная с плотностью 1120 кг/м³, получаемая путем введения NaCl в воду из водяной скважины с плотностью 1030 кг/м³. Проектные объемы буферной жидкости для первой и второй ступеней составляют соответственно 4 и 5 м³.

Для цементирования первой ступени применяется тампонажная смесь (ПЦТ I-G-CC-1 + SiO₂) в соотношении 80:20, а второй ступени – ПЦТ I-G-CC-1. Плотность тампонажного раствора, приготавливаемого с использованием тампонажной смеси (ПЦТ I-G-CC-1 + SiO₂) при В/С=0,43 м³/т, составляет 1940 кг/м³, а с применением ПЦТ I-G-CC-1 при В/

С=0,44 м³/т – ту же самую величину 1940 кг/м³.

Представленные в проекте буферные жидкости – минерализованные воды с разными плотностями, значительно разбавляют в зонах контактов как буровые, так и тампонажные растворы при нагнетании в цементируемые обсадные колонны и при продавке в заколонные и межколонные пространства. Плотности буровых и тампонажных растворов на протяженных интервалах заколонных и межколонных пространств понижаются, растворы становятся седиментационно неустойчивыми. Седиментационная неустойчивость значительно разбавленных тампонажных растворов с повышенной плотностью, предназначенных для цементирования первых ступеней обсадных колонн, может приводить к выпадению утяжелителей (барита, песка и др.) в осадок. Образование осадка на забое и в заколонном пространстве, наряду с толстыми фильтрационными корками на стенках скважин и пленками на обсадных трубах, приводит к появлению дополнительных гидравлических сопротивлений.

Повышенные гидравлические сопротивления, в свою очередь, могут вызвать гидроразрыв пород и, как следствие, поглощение тампонажных растворов. Недоподъем тампонажных растворов выше муфт ступенчатого цементирования исключает образование тампонажных камней в интервалах заколонного пространства, что приводит к смятию обсадных труб против соленосных и других отложений, подверженных пластическим деформациям и текучести из-за высокой напряженности пород в массиве, а также к разгрузке высоконапорных замкнутых скоплений высокоминерализованных вод (рапы) через ствол скважин.

Физико-механические параметры тампонажных камней ухудшаются – понижаются их прочность и коррозионная устойчивость, повышаются пористость, проницаемость и усадка, которая может достигать 5-7% и более.

Образование усадочных тампонажных камней пониженной прочности, особенно против проницаемых пластов с АВПД,

исключает надежное сцепление с породами и обсадными трубами, даже при репрессии тампонажных растворов в период до их схватывания, что приводит к появлению заколонных перетоков, рапопроявлений и межколонных давлений как после окончания процесса цементирования, так и в более поздние сроки.

Отсутствие надежного сцепления усадочных тампонажных камней с породами и обсадными трубами в значительной мере обусловлено недостаточно эффективным удалением со стенок скважин рыхлой части фильтрационных корок, а с поверхностей обсадных труб пленок, содержащих в своем составе водорастворимые полимеры, смазывающие добавки, битум и нефть.

В этой связи, только применение больших масс эрозионных буферных смесей, образующих при гидратации эрозионные буферные растворы, позволит качественно подготовить заколонные и межколонные пространства скважин к замещению тампонажными растворами.

Для качественной подготовки заколонных и межколонных пространств скважин к замещению тампонажными растворами рекомендуется применять запатентованную [3,4] многокомпонентную порошкообразную эрозионную буферную смесь полностью заводского изготовления, производимую на заводе сухих смесей согласно утвержденного ТУ 5739-002-14142287-2011 и имеющую шифр ПЭБС III Обл (1570-1690)-20,50,75 и др.

Основным компонентом многокомпонентной ПЭБС является термически активированный алюмосиликат-глина с разным содержанием Al_2O_3 .

Термоактивированная глина дополнительно активируется механохимически с использованием молотковой дробилки и шаровой мельницы. При этом подбирается такой режим механохимической активации, при котором получается достаточно низкая удельная поверхность порошка (грубый помол).

При ситовом анализе 40-55% порошка – недиспергирующего «песка», должно оставаться на сите №008, обеспечивая при этом эрозионную способность буферного раствора.

Для регулирования технологических свойств эрозионного буферного раствора в термически и механохимически активированную глину вводятся, при необходимости, минеральные сырьевые компоненты и химические реагенты.

Важными порошкообразными химическими реагентами, эффективно регулируемыми водоотдачу, подвижность и пластичность пресного и минерализованного эрозионных буферных растворов, являются КССБ-4 и гидрофобизирующая пластифицирующе-воздухововлекающая добавка.

Указанная гидрофобизирующая пластифицирующе-воздухововлекающая добавка предназначена также для вовлечения в эрозионный буферный раствор при его перемешивании значительного количества воздуха, который, равномерно распределяясь, создает систему замкнутых мельчайших воздушных пузырьков, заключенных между тонкими слоями жидкости. Мельчайшие воздушные пузырьки, содержание которых в 1 см^3 раствора превышает четверть миллиона [5,6], увеличивают объем аэрированного эрозионного буферного раствора и повышают тем самым его пластичность.

Кроме того мельчайшие пузырьки воздуха, равномерно распределенные в объеме аэрированного эрозионного буферного раствора, но являющиеся при этом самостоятельной фазой, не схлопываются при действии давлений, а частично деформируются и отталкиваются друг от друга, что препятствует их слиянию (агрегации) и образованию воздушных пузырей.

В этой связи приготавливаемый гидрофобизированный аэрированный эрозионный буферный раствор, занимающий промежуточное положение между пенами и растворами с неизменной плотностью при перемешивании, обладает пониженной водоотдачей, упругостью, повышенной седиментационной устойчивостью, удерживающей и выносной способностью, регулируемой в широком диапазоне плотностью, за счет изменения интенсивности и продолжительности гидродинамической активации (перемешивания), способностью повышать скорость движения

в заколонном и межколонном пространствах при снижении давления сверху составного столба растворов, осуществлять приствольную кольматацию проницаемых пластов, предотвращать значительное понижение плотности буровых и тампонажных растворов в зонах контакта, эффективно удалять рыхлые фильтрационные корки со стенок скважин и пленки с поверхностей обсадных колонн, шлам из коверн и зацементированные буровые растворы, прост и удобен при практическом использовании.

При использовании в качестве жидкости затворения высокоминерализованной воды с плотностью 1200 кг/м^3 аэрация эрозионного буферного раствора устраняется даже при весьма высокой интенсивности гидродинамической активации (перемешивания) в емкости осреднительной, а поэтому плотность его повышается.

Эрозионный буферный раствор, имеющий плотность 1690 кг/м^3 , обладает пониженной водоотдачей, повышенной седиментационной устойчивостью, удерживающей и выносной способностью, способностью предотвращать понижение плотности буровых и тампонажных растворов в зонах контакта, эффективно удалять рыхлые фильтрационные корки со стенок скважин и пленки с поверхностей обсадных колонн, шлам из коверн и зацементированные буровые растворы, прост и удобен при практическом применении.

Сравнительная характеристика объемов, плотностей и технологических свойств проектных и предлагаемых буферных агентов для подготовки заколонных и межколонных пространств всех обсадных колонн к замещению тампонажными растворами приведена в табл.1.

Цементирование всех обсадных колонн рекомендуется осуществлять с применением разработанных и запатентованных [7-11] многокомпонентных порошкообразных расширяющихся тампонажных смесей (ПРТС) полностью заводского изготовления, производимых на заводе сухих смесей согласно утвержденного ТУ 5739-002-14142287-2011.

Важными компонентами многокомпонентных ПРТС,



ТАБЛИЦА 1

Наименование обсадных колонн	Ступени цементи- рования	Наименование буферного агента	Плотность жидкости затворения, кг/м³	Масса буферной смеси, т	Объем буферного агента, м³	В/С, м³/т	Плотность буферного агента, кг/м³		Растекаемость буферного агента, мм		Водоотделение буферного агента, мл	
							руч	меш	руч	меш	руч	меш
Кондуктор 426мм	—	буферная жидкость	1050	—	10	—	1050		—	—	—	—
		ПЭБС III Обл 1570-20,50 и др.	1050	10	11-12	0,7	1570	1460	230	230	0	0
I промежуточная 324мм	—	буферная жидкость	1050	—	13	—	1050		—	—	—	—
		ПЭБС III Обл 1570-20,50 и др.	1050	10	11-12	0,7	1570	1460	230	230	—	—
II промежуточная 244,5/250,8мм	первая	буферная жидкость	1100	—	5	—	1100		—	—	—	—
	вторая			—	6	—	1100		—	—	—	—
	первая	ПЭБС III Обл 1690-20,50,75 и др.	1200	10	11	0,7	1690	1690	250	250	0	0
	вторая			10	11	0,7	1690	1690	250	250	0	0
Эксплуата- ционная 168,3мм	первая	буферная жидкость	1120	—	4	—	1120		—	—	—	—
	вторая			—	5	—	1120		—	—	—	—
	первая	ПЭБС III Обл 1690-20,50,75 и др.	1200	10	11	0,7	1690	1690	250	250	0	0
	вторая			7	7,7	0,7	1690	1690	250	250	0	0
	—	ПЭБС III Обл 1690-20,50,75 и др.	1200	10	11	0,7	1690	1690	250	250	0	0

ТАБЛИЦА 2

Наименование обсадных колонн	Ступени цементи- рования	Шифры материалов	Растекаемость, мм		Водо- отделение растворов, мл		Плотность растворов, кг/м³		Статическая и динамическая температуры, °С	Время загрузка ния при Р=0,1МПа, ч-мин		Прочность на изгиб за 1/2/5/7 сут, МПа		Расширение камня за 1/2/5/7сут, %		
			руч	меш	руч	меш	руч	меш		руч	меш	руч	меш	руч	меш	
Кондуктор 426мм	–	ПЦТ III-06 5-50	>200		<3,5		–		12 ≥ 16	3+3-30		1,0		–		
		ПЦТ I-G-CC-1		>200		<3,5		–		2+2-20		2,7		–		
		250	230	2	0	1730	1640	7-00		7-20	2,8/3,3/4,2	–2,5/3,4/3,5	–5,3/5,3/5,5	–4,5/4,5/4,7		
I промежуточная 324мм	–	ПЦТ III-06 5-50 или ПЦТ I-G-CC-1+цеолит	>200		<3,5		–		64 ≥ 50	3+3-30		1,0		–		
		ПЦТ I-G-CC-1		>200		<3,5		–		2-30+3		2,7		–		
		230	250	0	1,2	1760	1680	4-15		5-20	2,6/4,1/4,2/–	2,7/3,9/4,7/–	6,3/6,3/7,0/–	1,8/2,0/2,3/–		
II промежуточная 244,5/ 250,8мм	первая	ПЦТ I-G-CC-1+барит	>200		<3,5		–		94 ≥ 75	6+6-30		2,7		–		
	вторая	ПЦТ I-G-CC-1	>200		<3,5		–			5+5-30		4,5		–		
	первая	–	240	–	0	–	1920	–		7-10	–	4,7/5,3/5,5/–	–	8,0/8,3/8,3/–		
	вторая	–	240	–	0	–	1920	–		7-10	–	4,7/5,3/5,5/–	–	8,0/8,3/8,3/–		
Эксплуата ционная 168,3мм	первая	ПЦТ I-G-CC-1+SiO ₂	>200		<3,5		–		96 ≥ 77	3-30+4		4,5		–		
	вторая	ПЦТ I-G-CC-1	>200		<3,5		–			2-30+3		2,7		–		
	первая, вторая или одна ступень	–	240	–	0	–	1920	–		7-10	–	4,7/5,3/5,5/–	–	8,0/8,3/8,3/–		



наряду с бездобавочным тампонажным портландцементом, порошкообразными пластификаторами и регуляторами сроков загустевания-схватывания, являются термически и механохимически активированная глина и гидрофобизирующая пластифицирующе-воздуховлекающая добавка, применяемая для приготовления облегченных аэрированных тампонажных растворов.

Введение в компонентный состав ПРТС гидрофобизирующей пластифицирующе-воздуховлекающей добавки приводит к некоторому замедлению процесса гидратации базового компонента – бездобавочного тампонажного портландцемента, вовлечению в тампонажный раствор, при его перемешивании, большого количества воздуха,

который, равномерно распределяясь в растворе, создает систему замкнутых мельчайших воздушных пузырьков, увеличивающих объем раствора и повышающих его пластичность [5,6].

В качестве жидкости затворения многокомпонентных ПРТС предлагается использовать минерализованные воды с разной плотностью, получаемые путем введения NaCl в воду из водяной скважины с плотностью 1030 кг/м³.

При креплении кондуктора 426 мм и I промежуточной колонны 324 мм используется вода минерализованная с плотностью 1050 кг/м³, а при креплении II промежуточной 244,5/250,8 мм и эксплуатационной 168,3 мм обсадных колонн рекомендуется применять высокоминерализованную воду с плотностью 1200 кг/м³.

Аэрированный тампонажный раствор, совместимый с аэрированным эрозионным буферным раствором, обладает пониженной водоотдачей, упругостью, удерживающей и выносной способностью, высокой седиментационной и суффозионной устойчивостью, регулируемой плотностью, за счет изменения интенсивности и продолжительности гидродинамической активации (перемешивания). Появляется способность повышать скорость движения в заколонном и межколонном пространствах при снижении давления сверху составного столба растворов и осуществлять либо усиливать приствольную кольматацию проницаемых пород [7-11].

При твердении аэрированных тампонажных растворов в атмосферных условиях возникает

ТАБЛИЦА 3

Наименование обсадной колонны	Ступени цементирования	Интервал цементирования, м	Мощность цементруемого интервала, м	Плотность бурового раствора, кг/м³	Плотность тампонажного раствора, кг/м³		Давления, МПа		Давление гидростатическое, МПа	
					проектная	предлагаемая	поровое	гидро-разрыва	по проектной технологии	по предлагаемой технологии
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
кондуктор 426мм	–	250 – 0	250	1180	1500	1730➤ 1640	3,8	6,0	3,7	5,94➤ 5,63
		350 – 250	100		1920				1,9	
									S	–
I промежуточная 324мм	–	1750 – 0	1750	1360	1550	1760➤ 1650	27,8	45,5	26,6	38,6➤ 37,1
		2250 – 1750	500		1920				9,4	
									S	–
II промежуточная 244,5/250,8мм	первая	3820 – 3250	570	2000	2050	1900	61,1	77,6	75,3	74,4
						1920				74,5
	вторая	3250 – 0	3250	1920	1940	1820	51,0	66,0	61,9	58,0
						1920				61,2
Эксплуатационная 168,3мм	первая	3870 – 3100	770	1710	1940	1920	61,9	76,6	66,65	66,5
	вторая	3100 – 0	3100		1940	1920	–	–	59,0	58,4
	–	3870 – 0	3870	1710	1940	1920	61,9	76,6	73,7	72,9

Примечание: расчет давлений произведен с использованием представленных в проекте градиентов.

расширение тампонажных камней в ранние сроки твердения (до 1 сут) за счет превышения на 30–120% объема новообразований над объемом исходных оксидов металлов и минералов [12].

Большое количество замкнутых мельчайших воздушных пузырьков приводит к образованию эластичного, газодонепроницаемого, трещиностойкого тампонажного камня с большим расширением и повышенной деформативной способностью.

При твердении аэрированных тампонажных растворов в заколонных и межколонных пространствах расширение тампонажных камней понижается, но остается при этом достаточно большим, камни уплотняются, пористость их понижается, а прочность и коррозионная устойчивость, эффективно предотвращающие коррозию обсадных труб в разных агрессивных средах, существенно возрастают.

При твердении седиментационно и суффозионно-устойчивых тампонажных растворов с неизменной плотностью в заколонных и межколонных пространствах образуются прочные расширяющиеся газодонепроницаемые камни с большой величиной расширения, повышенной пластичностью и высокой коррозионной устойчивостью в разных агрессивных средах, в среде сероводорода в том числе.

Данные для сравнения технологических свойств тампонажных растворов и физико-механических параметров камней, образующихся при использовании проектной и предлагаемой технологий крепления всех обсадных колонн, представлены в табл.2.

В табл.3 приведены результаты расчета давлений при реализации процесса крепления всех обсадных колонн на площадях АГКМ по проектной и предлагаемой технологиям.

Анализ данных табл.2 и 3 показывает, что при креплении кондуктора 426 мм и I промежуточной обсадной колонны 324 мм предлагается использовать аэрированные тампонажные растворы с базовой



плотностью 1730–1760 кг/м³. При перемешивании аэрированных тампонажных растворов с базовыми плотностями в емкостях осреднительных плотности их понижаются и обеспечивают при этом давления гидростатические ниже давлений гидроразрыва пород (см.табл.3).

Для крепления II промежуточной 244,5/250,8 мм и эксплуатационной 168,3 мм обсадных колонн предлагается применять седиментационно и суффозионно-устойчивые тампонажные растворы с неизменными плотностями при перемешивании в емкостях осреднительных.

Следует отметить, что при высоких плотностях буровых растворов изменения плотностей тампонажных растворов, в достаточно широких диапазонах, не приводит к сколько-нибудь существенным изменениям давлений гидростатических (см.табл.3).

Поэтому применение пониженных плотностей тампонажных растворов при креплении как первой, так и второй ступеней II промежуточной обсадной колонны 244,5/250,8 мм допустимо и целесообразно.

Вследствие небольшого интервала заколонного пространства (50 м) крепление эксплуатационной обсадной колонны 168,3 мм предлагается осуществлять в одну ступень с использованием тампонажного раствора с неизменной плотностью (1920 кг/м³) при перемешивании в емкости осреднительной (см.табл.3).

В связи с вышеизложенным, практическое использование новых материалов и инновационной технологии позволит значительно повысить качество крепления всех обсадных колонн на площадях АГКМ, исключив при этом опасные осложнения данного технологического процесса. ●

Литература

1. Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Умралиев Б.Т. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин. – СПб.: ООО «Недра», 2007. – 464с.
2. Живаева В.В. Методика определения факторов, влияющих на прочность адгезионной связи цементного камня с обсадной колонной // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – №5. – С 36-38
3. Самсоненко А.В., Симонянц С.Л., Самсоненко Н.В. Новый порошкообразный буферный материал для повышения качества подготовки стволов скважин к цементированию // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2009. - № 4. – С.30-34.
4. Патент № 2324721 Российская федерация, МПК C09K 8/40. Сухая смесь для буферного раствора / Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В., Самсоненко В.И., [и др.] (Россия).- № 2006125984/03; заявл. 19.07.2006, опубл. 20.05.2008, Бюл. № 14.
5. Болдырев А.С., Ратинов В.Б. Добавки в бетон. Справочное пособие. М.: Стройиздат, - 1988.- С 229-244
6. Руководство по применению химических добавок в бетоне. М.: Стройиздат, 1985. – 64с
7. Самсоненко А.В., Симонянц С.Л., Самсоненко Н.В. Требования к качеству тампонажных материалов для разных условий применения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. - № 10. – С.37-39.
8. Самсоненко А.В., Симонянц С.Л., Самсоненко Н.В. Новые тампонажные материалы для использования в условиях нормальных и умеренных температур // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009, № 10. – С.42-47.
9. Самсоненко А.В., Симонянц С.Л., Двукраев К.С. [и др.] Новый порошкообразный расширяющийся тампонажный материал для низких температур // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. - № 2. – С.35-38.
10. Патент № 2380392 Российская федерация, МПК C09K 8/467. Расширяющийся тампонажный материал / Самсоненко Н.В., Самсоненко А.В., Самсоненко И.В., (Россия).- № 2007140579/03; заявл. 02.11.2007, опубл. 27.01.2010, Бюл. № 3.
11. Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Результаты применения седиментационно-устойчивых тампонажных материалов в практике цементирования // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. - № 12. – С.29-32.
12. Бутт Ю.М., Сычев М.М., Тимашев В.В. Химическая технология вяжущих материалов // Учебник для вузов / Под ред. Тимашева В.В. – М.: Высш. школа. 1980. – 472с., ил.



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

Досрочных денег не будет

Нефтяная компания British Petroleum заявила, что не видит возможности изменить условия соглашения о совместном с ТНК предприятии в России, чтобы позволить своим партнерам досрочно получить деньги.

Акционеры, которые заключили сделку о создании ТНК-ВР получили \$3 млрд наличными, когда эта сделка была подписана в августе прошлого года. В ближайшие 3 года им причитается еще \$3,75 млрд в акциях ВР. Однако теперь они пытаются убедить ВР выплатить им остающиеся деньги сразу и наличными, чтобы они могли вложить их в другие предприятия.



• Комментарий Neftegaz.RU

21 марта 2013 г Альфа Групп, Access industries и Ренова Групп завершили сделку по продаже всех принадлежащих им долей в ТНК-ВР Роснефти получив 28 млрд долл США. Таким образом, российские акционеры ТНК-ВР за 10 лет заработали более 22 млрд долл США. Не прогадала и ВР, получив 16,65 млрд долл США денежных средств и долю 12,84% акций Роснефти.

Российские миллиардеры в возмущении

Журнал Forbes опубликовал российскую "золотую сотню". Однако, герои списка считают, что быть публичными миллиардерами сейчас немодно и даже временами опасно. Список российских богачей возглавляет заключенный и бывший глава ЮКОСа М. Ходорковский.

В русской "золотой сотне" Forbes оказалось 36 миллиардеров. Среди новичков П. Авен, Д. Давидович, А. Городилов, В. Ойф, Е. Батурина и А. Лебедев.

В Forbes призывают к спокойствию: «В Китае богатые люди занимают рискованное место в обществе, и их ряды несут большие потери, публикуем мы этот список или нет».

• Комментарий Neftegaz.RU

В списке богатейших людей планеты за 2014 г. 111 россиян, верхнюю строчку среди которых занимает Алишер Усманов, в мировом рейтинге он расположился на 40-й строчке с состоянием \$18,6 млрд. Больше всего участников рейтинга по-прежнему живут в США — 492 человека. 152 миллиардера имеют китайское гражданство. Первые миллиардеры появились в этом году в таких странах, как Алжир, Литва, Танзания и Уганда.



Нефтепроводу из Казахстана в Китай быть!

Казмунайгаз и Китайская национальная нефтегазовая корпорация подписали соглашение об основных принципах строительства нефтепровода Атасу-Алашанькоу. Строительство нефтепровода Казахстан-Китай позволит увеличить экспортный потенциал Казахстана. По предварительным данным, мощность нефтепровода может составить до 50 млн тонн нефти в год.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня уже построен магистральный нефтепровод (МНП) Каспийское море-Западный Китай, по которому в 2013 г передано 13 млн т нефти, этот показатель может быть повышен до 20 млн т / год. По нефтепроводу свою нефть в Китай, транзитом через Казахстан, поставляет и Роснефть.



«Газпром» мечтает о Китае

Газпром, которому последнее время не везет с покупкой газораспределительных компаний в Европе, начал присматриваться к китайскому рынку. На днях монополист подписал протокол о намерениях с китайской China Gas Holdings, продающей сжиженный газ в Гонконге.

China Gas Holdings Ltd. — небольшая газораспределительная компания, поставляющая сжиженный газ в основном потребителям Гонконга.

Прежде всего речь идет о совместных проектах по строительству бытовых газовых сетей, доставляющих газ конечному китайскому потребителю.

• Комментарий Neftegaz.RU

21 мая 2014 г китайская CNPC и Газпром подписали контракт на поставку в Китай 38 млрд м³ газа ежегодно в течение 30 лет. Стоимость поставок газа в Китай в общей сложности составит 400 млрд долл США. В рамках его реализации планируется обустроить месторождения, построить инфраструктуру, в первую очередь газопроводную, а также ГПЗ и гелиевый заводы. Суммарные инвестиции Газпрома на это оцениваются в 55 млрд долл США.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В настоящее время процессы фильтрации используются практически во всех отраслях промышленности и во многих случаях они становятся лимитирующими передельми технологических процессов. Это связано с тем, что процессы фильтрации сопровождаются накоплением твердой фазы на фильтрующих поверхностях и внутри них, увеличением гидравлического сопротивления фильтров, снижением скорости фильтрации и необходимостью регенерации свойств фильтрующих поверхностей. Что предлагает сегодня рынок, для избежания этих проблем?



Мусрет Намазов
Генеральный директор
ООО «НПП «ЭкоЭнергоМаш»

НПП «ЭкоЭнергоМаш», имеет многолетний опыт разработки и изготовления различного фильтрационного оборудования для нефтегазовой промышленности. Предприятием разработано, изготовлено и поставлено более 1700 ед. различного технологического оборудования для очистки жидкостей и газов. В рамках НИР и ОКР выполняется большой объем работ по совершенствованию технологий фильтрации разработки новых фильтрующих материалов и изделий.

Предприятием впервые в нефтегазовой отрасли было внедрено и налажено промышленное производство фильтрационного оборудования на основе уникальных разработок фильтрационного оборудования выполненных в научных коллективах бывшего СССР не нашедших применения в других отраслях промышленности из-за их закрытости т.к. использовались фактически только в оборонных отраслях промышленности.

К таким разработкам относятся:

Уникальные комбинированные пористые сетчатые материалы (КПСМ), разработанные в институте энергетического машиностроения МГТУ им. Н.Э. Баумана. Основная сфера применения, – космическая отрасль. Исключительной особенностью ФЭ на основе КПСМ, является их высокая механическая прочность обеспечивающая возможность длительной эксплуатации без потери своих функциональных свойств. Гарантийный срок эксплуатации фильтроэлементов не менее 10 лет, как правило равен сроку работы фильтрующего аппарата. ФЭ рассчитаны для жестких условий эксплуатации: агрессивные среды, высокие температуры эксплуатации до 800°C. (кратковременно до 1200°C), допустимые перепады давления для цилиндрических фильтроэлементов 30–50 кг/см² и до 100 кг/см² для дисковых фильтроэлементов.

Спиральные (пружинные) фильтроэлементы Крапухина (ФЭК)

ФЭК были разработаны в лаборатории технологических процессов института физической химии и электрохимии им. А.Н. Фрумкина РАН, под руководством Крапухина В.Б. для нужд атомной промышленности

Они способны работать в режиме «фильтрация-регенерация» без замены не менее 100 000 циклов. В ФЭК достигается возможность полного восстановления фильтрующих свойств элементов после каждого цикла фильтрация-регенерация.

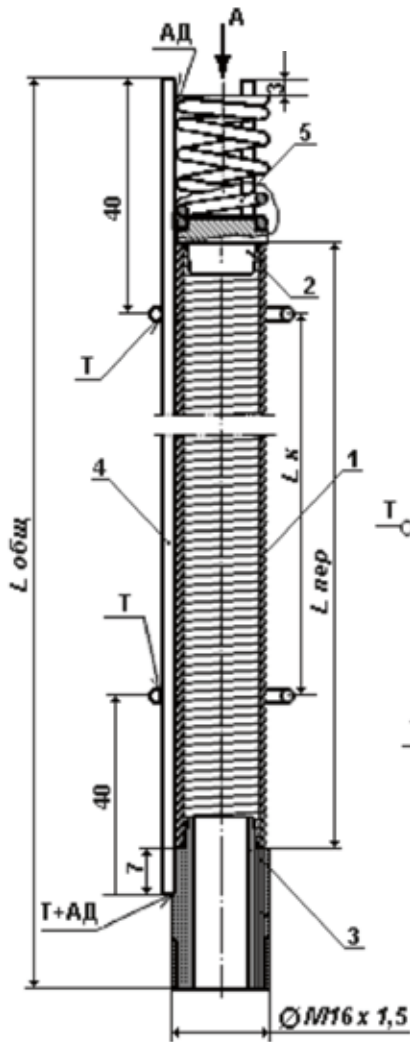
На рис 1. показан вертикальный разрез ФЭП. Фильтрующая перегородка \ выполнена в виде винтовой специально изготовленной спирали. Один конец спирали снабжен крышкой 2, а второй – штуцером 3. К наружной поверхности штуцера прикреплен каркас 4, внутри которого размещены фильтрующая перегородка 1. Между каркасом и крышкой размещена пружина 5.

Высокая способность ФЭК к регенерации подтверждается многочисленными экспериментальными данными, фрагмент которых показан на рис.3, где приведено сравнение фильтрационных характеристик металлокерамического фильтрующего элемента (МКФ) и ФЭК. Испытания проводились на элементах, имеющих одинаковые фильтрующие поверхности и пористость при одинаковом начальном перепаде давления на фильтрующих перегородках. Условия регенерации обратным током жидкости также были одинаковыми.

Основное отличие ФЭК от известных фильтрующих материалов и элементов состоит в том, что они свободны от главного их недостатка – от необратимого закупоривания пор

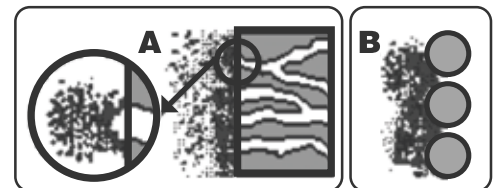


РИС. 1 УСТРОЙСТВО ФЭК



ФЭК состоит из фильтрующей перегородки (1), крышки (2), штуцера (3), каркаса (4) и пружины (5). Фильтрующая перегородка (1) выполняется из проволоки диаметром 0,6-0,8 мм. Фильтрующая перегородка может быть выполнена длиной до 400 мм с проходными фильтрующими зазорами от 4 до 500 микрон. Наружный диаметр фильтрующей перегородки 14-15 мм. Осветляемая жидкость или газ подаются на внешнюю поверхность фильтрующей перегородки (1). Задержанные частички твердых взвесей остаются на внешней поверхности элемента, а очищенная жидкость или газ (фильтрат) выводятся через штуцер (3). После окончания цикла фильтрования, когда производительность фильтра упадет ниже заданной, проводится регенерация ФЭК. При этом жидкость или газ подаются в штуцер (3) в направлении, обратном направлению выхода фильтрата. В этом случае происходит растягивание фильтрующей перегородки (1) и увеличение ее фильтрующих зазоров, что дает возможность практически полностью удалить частицы загрязнений с наружной поверхности фильтрующей перегородки и из фильтрующих зазоров. Первоначально ФЭК разрабатывались для радиохимического производства, поэтому преимущественно они изготавливаются из нержавеющей стали и могут отличаться способом крепления их в фильтрующем аппарате и конструктивным исполнением. Однако это не исключает их изготовления и из других (обычных или со специальными свойствами) металлов.

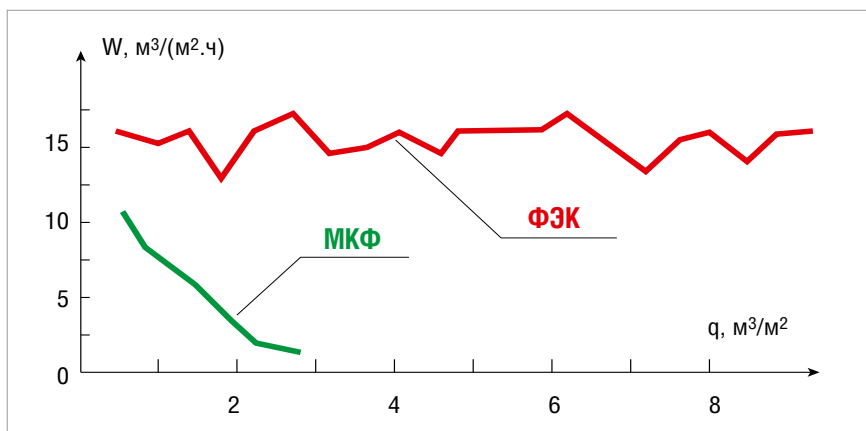
РИС. 2 ОСНОВНЫЕ ОТЛИЧИЯ ФЭК ОТ ПОРИСТЫХ ФИЛЬТРУЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ



ОТЛИЧИЕ ФЭК ОТ ПОРИСТЫХ ФИЛЬТРУЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ ПОЯСНЯЕТСЯ РИС.2, НА КОТОРОМ СХЕМАТИЧНО ПОКАЗАНЫ ДВЕ ФИЛЬТРУЮЩИЕ ПЕРЕГОРОДКИ:

- А – ПОРИСТАЯ;
- В – ВЫПОЛНЕННАЯ

РИС. 3



Каждая последующая точка на графике (рис.3) указывает на производительности ФЭК и МКФ, которые получаются после регенерации элемента, проводимой вслед за проведением предыдущего цикла фильтрования. Из рис.3 видно, что производительность ФЭК выше, чем у металлокерамического элемента, что происходит, по-видимому, из-за меньшего

гидравлического сопротивления ФЭК по сравнению с МКФ, а главное: производительность ФЭК практически не изменяется в зависимости от объема отфильтрованной жидкости, т.е. не зависит от числа циклов "фильтрация — регенерация". В то же время, производительность МКФ непрерывно падает, что указывает на необратимое закупоривание его

пор. Аналогичные зависимости W от q , были получены практически для всех испытанных сред.

Область применения

В нефтехимической, пищевой, горнодобывающей, перерабатывающей и радиохимической промышленности, черной и цветной металлургии для тонкой очистки жидких (нефть, тяжелые масла, бензин, пластовые воды, растворы и суспензии лакокрасочных производств, солевые рассолы, сиропные растворы сахара, питьевая и промышленная вода, радиоактивные растворы и др.) и газовых сред от твердых примесей (грунт, элементарная сера, частицы металлов, окиси и малорастворимые соли металлов, сажа, мука, сахарная пыль, порошок поливинилхлорида, радиоактивные аэрозоли и др.),

включая частицы субмикронного размера и т.п.

Во многих технологических процессах требуется повышенные требования к отделению твердой фазы от жидкости (очистка суспензий). Фильтроэлементы ФЭК прекрасно зарекомендовали себя в процессах создания динамических мембран (намывные фильтры).

Для создания динамических мембран очень хорошо зарекомендовал себя перлит, который давно и успешно изготавливает ОАО «Стройперлит» (141013, г. Мытищи, Московская обл., ул. Силикатная, 36; www.sigmatrade-ltd.ru). ОАО «Стройперлит» выпускает две модификации перлита с различной проницаемостью и насыпным весом, при этом основную задерживающую способность перлита определяют наночастицы с размерами до сотых долей микрона.

Использование ФЭК обеспечивает предприятию значительную экономию на ремонтно-восстановительных работах, закупках фильтрующих материалов, реагентах, которые в ряде случаев применяют для регенерации фильтрующих материалов.

Как видно из приведенных материалов, ФЭК может использоваться во многих случаях, когда требуется отделить твердые частицы от несущего их потока газа или жидкости.

При этом ФЭК имеют несомненные преимущества перед широко используемыми пористыми фильтрующими материалами за счет их долговечности и отсутствия физической возможности закупоривания фильтрующей поверхности, т.к. она представляет собой гидравлически гладкую цилиндрическую поверхность.

РИС.4 ФТОРОПЛАСТОВЫЕ ФИЛЬТРОЭЛЕМЕНТЫ



ФТОРОПЛАСТОВЫХ
ФЭ ЭЛЕМЕНТОВ (ФФЭ).
ИЗ-ЗА УНИКАЛЬНЫХ СВОЙСТВ
ФТОРОПЛАСТА И КОМПОЗИЦИЙ
НА ИХ ОСНОВЕ (СТОЙКОСТЬЮ
К ЛЮБЫМ АГРЕССИВНЫМ ЖИДКОСТЯМ,
РАСТВОРИТЕЛЯМ И ГАЗАМ, СТОЙКОСТЬЮ
К УЛЬТРАФИОЛЕТОВОМУ ОБЛУЧЕНИЮ;
ВЫСОКОЙ ТЕПЛОСТОЙКОСТЬЮ
(ДО 260°C) И ХЛАДОСТОЙКОСТЬЮ (-269°C);
МАЛОЙ АДСОРБЦИОННОЙ ПАМЯТЬЮ,
ГИДРОФОБНОСТЬЮ (ЛИОФИЛЬНОСТЬЮ)
ФФЭ МОГУТ НАЙТИ ШИРОКОЕ
ПРИМЕНЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ
ОТРАСЛИ.

т.к. практически не смачиваются водой.

Как показали многочисленные исследования выполненные предприятием наиболее перспективная область применения является разделение несмешивающихся жидкостей в фильтрах разделителях (отделение воды от углеводородов), очистка сжатых газов от полярных (вода, кислоты) и неполярных (масло, углеводородный конденсат и т.п.) загрязнителей.

На базе ФФЭ созданы принципиально новые фильтры для различных отраслей промышленности, которые обеспечивают:

1. Очистку сжатого воздуха от аэрозолей: масляного или водяного тумана;
2. Очистку сжатого природного газа или других газообразных углеводородов от конденсата, включая масло и воду в;
3. Улавливание кислотного тумана.
4. Разделение нефтепродуктов и воды, в. т.ч. дизельного топлива, масел с восстановлением их основных параметров – кислотного числа, пробивного напряжения, тангенса угла диэлектрических потерь и т.д.

Размеры ФФЭ

- Длина – 250, 500, 750 ,1000 мм
- Диаметр – от 74 до 300 мм ●

Пружинные фильтроэлементы могут быть использованы для фильтрации жидкостей и газов практически в любой отрасли промышленности

В 2013-2014г. НПП «ЭКОЭНЕРГОМАШ»
БЫЛ ВЫПОЛНЕН БОЛЬШОЙ ОБЪЕМ НИР
И ОКР СОВМЕСТНО С ООО «ФОРМОПЛАСТ»
ПО РАЗРАБОТКЕ И ИЗГОТОВЛЕНИЮ
ФИЛЬТРУЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ
И ИЗДЕЛИЙ НА ОСНОВЕ ФТОРОПЛАСТА
И ФТОРОПЛАСТОВЫХ КОМПОЗИЦИЙ.
В МАРТЕ МЕСЯЦЕ 2014 Г. ВЫПУЩЕНА
ПЕРВАЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАРТИЯ

Низкая поверхностная энергия фторопласта-4 при фильтрации через него суспензий или аэрозолей полярных и неполярных веществ приводит к тому, что первые смачивают, а вторые отталкиваются от поверхности ФФЭ. Обладают исключительно высокой сепарирующей способностью при отделении воды от углеводородов,

В рамках IV Петербургского
Международного Газового Форума



Петербургский Международный
Газовый Форум

**РОС
ГАЗ
ЭКСПО**



ufi
Member

ЧЛЕН РСБЯ

7-10

**ОКТАБРЯ 2014
САНКТ - ПЕТЕРБУРГ**

**XVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И
ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА**



ОРГАНИЗАТОР
ВЫСТАВКИ:

FareXPO

IFE

ДЕЛОВЫЕ
ПАРТНЕРЫ:



ЕВРАЗИЙСКИЙ
ДЕЛОВОЙ СОВЕТ

EXPOFORUM



РОССИЙСКОЕ
ГАЗОВОЕ
ОБЩЕСТВО

ОФИЦИАЛЬНАЯ
ПОДДЕРЖКА:



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

Генеральный
информационный
партнер:

**Газовая
промышленность**

Официальные
информационные
партнеры:

**ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ**

СФЕРА

Генеральный
интернет-партнер:

Neftegaz RU

ПОТЕНЦИАЛ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ И ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ



Валерий Бессель,
профессор, РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина,



Алексей Лопатин,
профессор, РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина



Владимир Кучеров,
профессор,
Королевский Технологический
Университет, Швеция

Одной из наиболее актуальных задач в плане развития ТЭК России является энергосбережение. Россия является одним из мировых лидеров по внутреннему энергопотреблению, эффективность которого крайне невысока [1,2]. Это является своего рода энергетической платой за огромную территорию, занимаемую Россией, 70% которой находится в северных и арктических широтах. Энергосбережение превращается в связи с этим в общенациональную приоритетную задачу, без решения которой невозможен общий рост экономики России. Энергетический сектор, обеспечивая жизнедеятельность страны и консолидацию субъектов Российской Федерации, во многом определяет формирование основных финансово-экономических показателей развития страны. Экспорт энергоносителей дает до 60 % валютных поступлений государства. В связи с этим можно заключить, что вопрос энергосбережения – это и вопрос финансовой безопасности страны.

Не вдаваясь в дискуссию об ограниченности запасов традиционных источников энергии, в которой выводы различных исследований весьма противоречивы, нельзя не заметить,

что в плане энергосбережения во многих странах все большую роль будут играть возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Несмотря на то, что Россия является одним из мировых лидеров по запасам нефти и газа, использованию ВИЭ в стране с каждым годом будет уделяться все больше и больше внимания, учитывая и тот факт, что наша огромная территория с разнообразными климатическими зонами дает нам неоценимые конкурентные преимущества перед остальными странами мира. В тоже время среди стран G-20 Россия находится на предпоследнем месте по доле ВИЭ в балансе энергопотребления с показателем 0,014%, причем за последние 10 лет выработка энергии из возобновляемых источников энергии не увеличилась вообще, и это, несмотря на то, что во времена СССР был сделан серьезный научный, технологический и технический задел в выработке энергии на геотермальных, приливных, ветровых и солнечных станциях, часть из которых функционирует до настоящего времени [2].

В этой связи весьма перспективно начать работы по вовлечению в баланс энергопотребления страны возобновляемых источников энергии.

РИС. 1. КАРТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СРЕДНЕГОДОВОЙ СКОРОСТИ ВЕТРА НА ТЕРРИТОРИИ РФ.





Для этого, прежде всего, требуется оценить технические, то есть реализуемые существующими на настоящий момент средствами, ресурсы ветровой и солнечной энергетики России.

Оценка технического потенциала ветровой энергетики России.

На рисунке 1 представлена карта распределения среднегодовой скорости ветра на территории РФ [5].

С помощью программы «Universal Desktop Ruler» [6] определяем площадь территорий, где преобладает та или иная скорость ветра, при этом распределение в процентах от общей площади территории России представлено в виде диаграммы на рисунке 2.

Территории с преобладанием скорости ветра менее 4 м/с (0,12% территории России) не рассматриваем в расчете вообще, так как ветроэнергетическая установка (ВЭУ) начинает работать при минимальной скорости ветра 3 м/с и более [7]. Таким образом, практически вся территория России пригодна для использования ветроэнергетических установок.

В расчетах использовались данные, приведенных в таблице 1.

Площадь, на которой рассчитывается технический потенциал ветроэнергетики, определяется по соотношению:

$$S_T = Q \cdot S_{\text{России}} \quad (1)$$

где: S_T – площадь, на которой рассчитывается технический потенциал, м²;

Q – площадь в процентах от общей площади территории России, где преобладает необходимая скорость ветра, %, рис. 2;

$S_{\text{России}}$ – суммарная площадь территории России, м², таблица 1.

Определяем мощность ВЭУ при заданной скорости ветра и диаметре ветроколеса по соотношению [7]:

$$P_{\text{ВЭУ}} = 1/2 \cdot 1/4 \cdot 3,14 \cdot D^2 \cdot C_P \cdot Q \cdot V^3 \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эл}} \quad (2)$$

где: $P_{\text{ВЭУ}}$ – установленная мощность ВЭУ, Вт;

D – диаметр ветроколеса, м, таблица 1;

V – скорость ветра, м/с, таблица 1;

Q – плотность воздуха, кг/м³, таблица 1;

C_P – коэффициент использования энергии ветрового потока, таблица 1;

$\eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эл}}$ – суммарный КПД механических (редуктор, подшипники, и т.п.) и электрических (генератор, трансформатор и т.п.) элементов силового тракта ВЭУ, таблица 1.

Рассчитываем работу, вырабатываемую ВЭУ в ГВт·час/год:

$$W_{\text{ВЭУ}} = P_{\text{ВЭУ}} \cdot 8760 \quad (3)$$

где: $P_{\text{ВЭУ}}$ – установленная мощность ВЭУ, Вт;

$T = 8760$ часов – число часов в году.

РИС.2. ДИАГРАММА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕРРИТОРИИ РОССИИ ПО СРЕДНЕГОДОВОЙ СКОРОСТИ ВЕТРА.

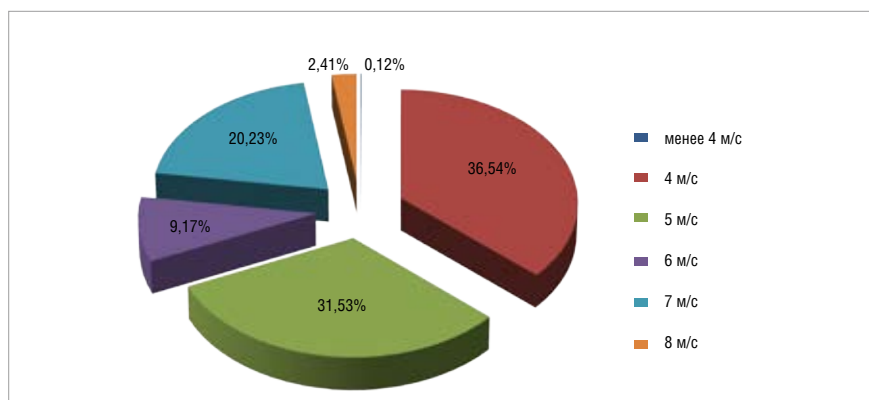


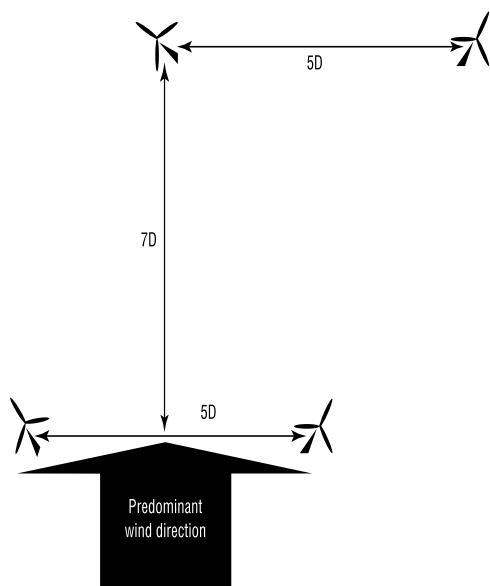
ТАБЛИЦА 1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Диаметр ветроколеса – D, м	50-100 метров с шагом 10 метров
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	по регионам исходя из имеющейся в открытой печати информации [5]
Площадь, занимаемая одной ВЭУ, м ²	определяется в зависимости от диаметра ветроколеса D
Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ, $K_{\text{загр}}$	Задается исходя из реальных эксплуатационных данных
Плотность воздуха – Q , кг/м ³	1,225
Коэффициент использования энергии ветрового потока – C_P [7]	0,45
Суммарный КПД механических и электрических элементов силового тракта ВЭУ – $\eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эл}}$ [7]	0,9
Суммарная площадь территории России, м ²	$17,098 \cdot 10^{12}$
Суммарное энергопотребление в России – W потребл, ГВт·час/год [4]	$8,074 \cdot 10^6$

Очень важно остановиться на выборе схемы размещения ВЭУ. На небольших ВЭС, включающих от двух до четырех ВЭУ, ветровые турбины располагаются на одной прямой линии, перпендикулярной к преобладающему направлению ветра. Расстояние между турбинами измеряется в диаметрах ветроколеса, так как аэродинамическое затенение зависит от его размера. Общее правило размещения ВЭУ следующее: устанавливают ВЭУ на расстоянии 5 диаметров ветроколеса друг от друга, если они размещены в один ряд. Более крупные ВЭС могут иметь несколько рядов ВЭУ. В этом случае, расстояние между рядами обычно составляет 7 диаметров ветроколеса, что показано на

рисунке 3 [8,9]. Эта идеальная модель для размещения ВЭУ может быть применена в открытой и равнинной местности или на офшорных ВЭС.

РИС. 3. ОПТИМАЛЬНАЯ СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НА ПЛОЩАДИ.



Фактическое расположение ВЭУ часто зависит от ограничений, таких как возможности землепользования, расстояние до жилых домов, дорог и электросети. Перепады высот на местности также будут влиять на расположение ВЭУ относительно друг друга. В районах, где доминируют один или два противоположных направления ветра, расстояние между ВЭУ в ряду может быть снижено до 3-4

РИС. 4. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ВЭУ (РВЭУ) В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СРЕДНЕГОДОВОЙ СКОРОСТИ ВЕТРА (V, М/С) И ДИАМЕТРА ВЕТРОКОЛЕСА (D, М)

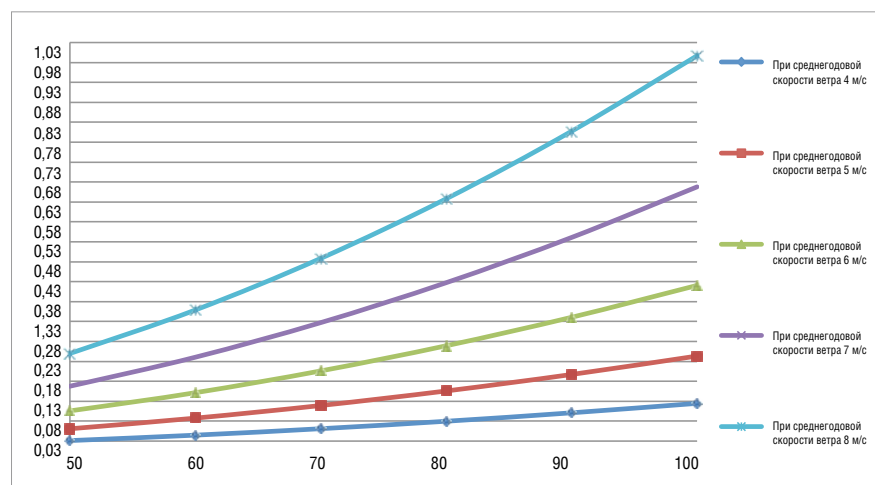


ТАБЛИЦА 2. КОЛИЧЕСТВО ВЕТРОУСТАНОВОК В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДИАМЕТРА ВЕТРОКОЛЕСА И СУММАРНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ РОССИИ В ГВт ЧАС/ГОД.

D ветроколеса, м	Суммарное кол-во ВЭУ, которые могут быть установлены на территории РФ N установок, шт	Суммарный технический потенциал ветровой энергии W_T , ГВт·час/год
50	$1,952 \cdot 10^8$	$6,847 \cdot 10^7$
60	$1,355 \cdot 10^8$	$6,847 \cdot 10^7$
70	$9,958 \cdot 10^7$	$6,847 \cdot 10^7$
80	$7,624 \cdot 10^7$	$6,847 \cdot 10^7$
90	$6,024 \cdot 10^7$	$6,847 \cdot 10^7$
100	$4,879 \cdot 10^7$	$6,847 \cdot 10^7$

диаметров ветроколеса [9]. Так как нами оценивался технический потенциал ветроэнергетики на всей территории России, мы не принимали никаких ограничений при расчетах и в качестве площадки рассматривали всю площадь страны, а в качестве схемы размещения ВЭУ была принята следующая схема: ВЭУ размещены в ряд, расстояние между ВЭУ в одном ряду составляет 5 диаметров ветроколеса ($5 \cdot D$), а расстояние между рядами – 7 диаметров ветроколеса ($7 \cdot D$) [9].

В результате принятых выше допущений, определяем возможное количество ветроустановок в каждой зоне распределения среднегодовой скорости ветра:

$$N_{\text{установок}} = S_T / (7D \cdot 5D) \quad (4)$$

$N_{\text{установок}}$ – возможное количество ветроустановок в каждой зоне распределения среднегодовой скорости ветра, шт.;

S_T – площадь территории, на которой рассчитывается технический потенциал, м²;

$(7D \cdot 5D)$ – площадь, необходимая для одной ВЭУ, м².

Перемножая формулу (3) на (4) и с учетом (1) и (2), определяем технический потенциал ветровой энергии в ГВт·час/год на каждой территории:

$$W_{\text{ТехВЭУ}} = W_{\text{ВЭУ}} \cdot N_{\text{установок}} \cdot K_{\text{загр}} \quad (5)$$

$W_{\text{ТехВЭУ}}$ – технический потенциал ветровой энергии, ГВт·час/год;

$K_{\text{загр}} = 0,5$ – коэффициент использования ВЭУ (принимается условно).

Результаты расчета приведены в таблице 2.

На рисунке 4 показана зависимость установленной мощности ВЭУ от диаметра ветроколеса и среднегодовой скорости ветра.

Как следует из формул (2), (4) и (5), приведенных выше, а также из проведенных расчетов, суммарный технический потенциал России не зависит от диаметра колес ветроустановок и является величиной постоянной и равной значению 68,47 миллионов Гвт час/год, что соответствует использованию примерно 6 млрд т.н.э. в год (~50% от общего энергопотребления в мире) [4].

Оценка потенциала ветровой энергетики в прибрежной зоне России.

Отдельно рассчитаем потенциал ветровой энергии в прибрежной зоне России (без учета береговых линий Каспийского, Азовского, Черного и Балтийских морей, где места для установки ВЭУ на порядки меньше, чем прибрежная зона Северных и Восточных морей) по вышеуказанной методике. Исходные данные для расчета сведены в таблицу 3.



ТАБЛИЦА 3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Средняя скорость ветра в прибрежной зоне России, м/с [5]	12
Диаметр ветроколеса, м [9]	90-130 м с шагом 10 метров
Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ, Кзагр	задается
Плотность воздуха, ρ , кг/м ³	1,225
Коэффициент использования энергии ветрового потока, C_p [7]	0,45
Суммарный КПД механических и электрических элементов силового тракта ВЭУ, $\eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эл}}$ [7]	0,9
Общая длина северной и восточной морской границы России, L, км [10]	36 722

ТАБЛИЦА 4. КОЛИЧЕСТВО ВЕТРОУСТАНОВОК В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДИАМЕТРА ВЕТРОКОЛЕСА И СУММАРНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЕ В ГВт ЧАС/ГОД.

D ветроколеса, м	Кол-во ВЭУ, которые могут быть установлены в прибрежной зоне, шт	Технический потенциал ветровой энергетики в прибрежной зоне России, ГВт-час/год
90	45 336	$5,412 \cdot 10^5$
100	40 802	$6,014 \cdot 10^5$
110	37 093	$6,615 \cdot 10^5$
120	34 002	$7,216 \cdot 10^5$
130	31 386	$7,818 \cdot 10^5$

В качестве схемы размещения ВЭУ была выбрана

следующая схема: ВЭУ размещены в ряд, расстояние между ВЭУ в одном ряду составляет 6 диаметров ветроколеса, а расстояние между рядами – 9 диаметров ветроколеса (обычно данное расстояние составляет 8-10 диаметров ветроколеса) [9]. В данном расчете предусматривается, что вдоль северной и восточной морской границы России размещено по одной ветроустановке в ряду, расстояние между ВЭУ составляет 9 диаметров ветроколеса.

Определяем возможное количество ветроустановок в каждой зоне распределения среднегодовой скорости ветра по формуле:

$$N_{\text{установок}} = L / (9D) \quad (6)$$

где: L – общая длина северной и восточной морской границы России, м;

9D – расстояние между ветроустановками вдоль северной и восточной морской границы России, м.

Результаты расчета технического потенциала ветровой энергии в прибрежной зоне России и возможное количество ветроустановок, которые могут быть установлены в прибрежной зоне вдоль северной и восточной морской границы, в зависимости от диаметра ветроколеса и заданной среднегодовой скорости ветра, $V=12$ м/с, в прибрежной зоне приведены в таблице 4.

На рисунке 5 показана рассчитанная зависимость установленной мощности ВЭУ и количества ветроустановок в прибрежной зоне России.

Именно в прибрежной зоне России возможно отбирать максимальную удельную мощность (от 2,5 до 5,7 МВт) с каждой ветроустановки в зависимости от диаметра ветроколеса.

На рисунке 6 представлена зависимость технического потенциала ВЭУ в прибрежной зоне России от диаметра ветроколеса при заданной среднегодовой скорости ветра.

Расчетные показатели технического потенциала ВЭУ в прибрежной зоне России практически линейно зависят от диаметра ветроколеса, и увеличиваются с ростом диаметра.

Оценка технического потенциала солнечной энергии России.

На карте, приведенной на рисунке 7, показан уровень инсоляции по зонам на территории России [12].

Используя программу «Universal Desktop Ruler» [6] и карту на рисунке 7, мы получили достаточно точную оценку площади территории России с тем или иным уровнем инсоляции, что показано на диаграмме на рисунке 8. Результаты расчета теоретического потенциала солнечной энергетики России по зонам, отмеченным на рисунке 8, сведены в таблицу 5.

РИС. 5. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ВЭУ (РВЭУ) И ВОЗМОЖНОЕ КОЛИЧЕСТВО ВЕТРОУСТАНОВОК (НУСТАНОВОК) В ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЕ РОССИИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДИАМЕТРА ВЕТРОКОЛЕСА (D, М) ПРИ ЗАДАННОЙ СКОРОСТИ ВЕТРА ($V=12$ М/С)

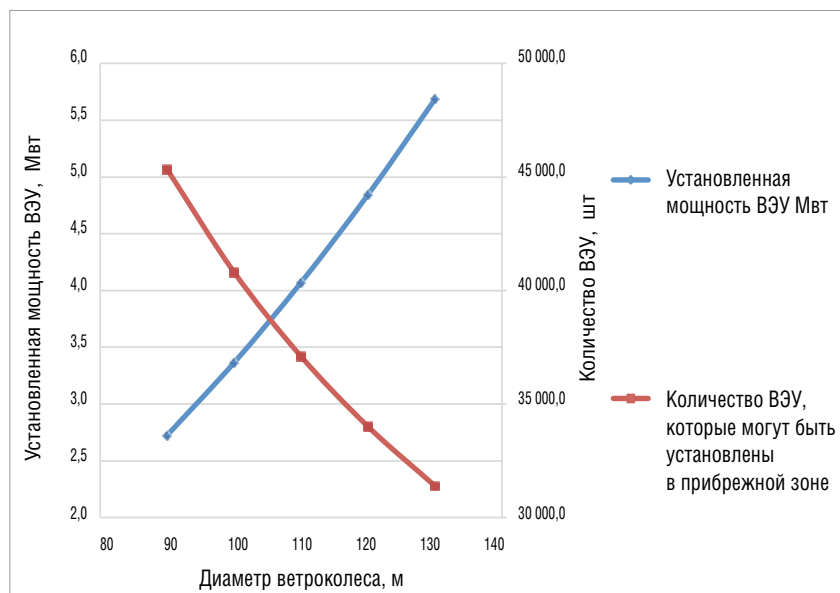
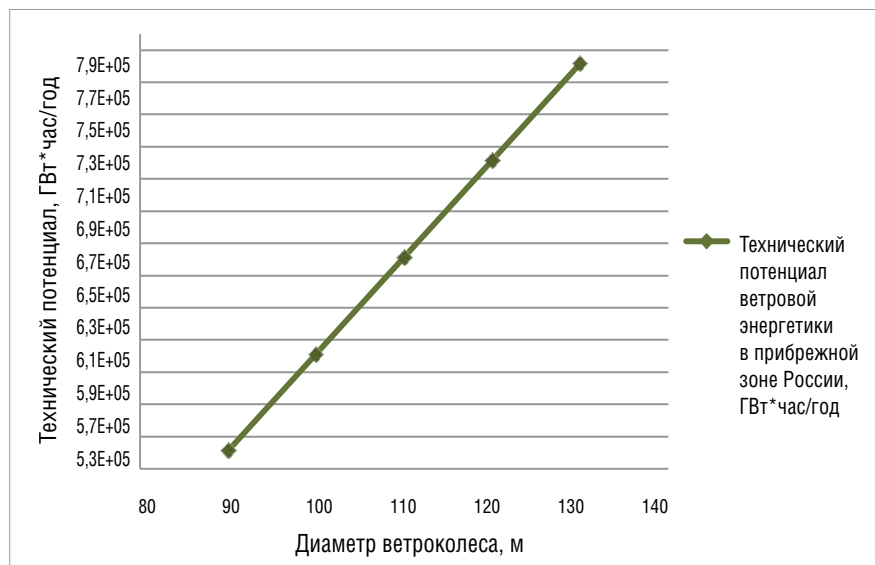


РИС. 6. ЗАВИСИМОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ВЗУ В ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЕ РОССИИ ОТ ДИАМЕТРА ВЕТРОКОЛЕСА (D, М) ПРИ ЗАДАННОЙ СКОРОСТИ ВЕТРА (V=12 М/С)



S – суммарная площадь участка (м²);

r – к.п.д. солнечной панели, колеблется в пределах 0,1-0,46, средний мировой уровень равен 0,2;

i365 – среднегодовой уровень инсоляции на наклоненных панелях, затенение не учитывается (Вт·ч/м²);

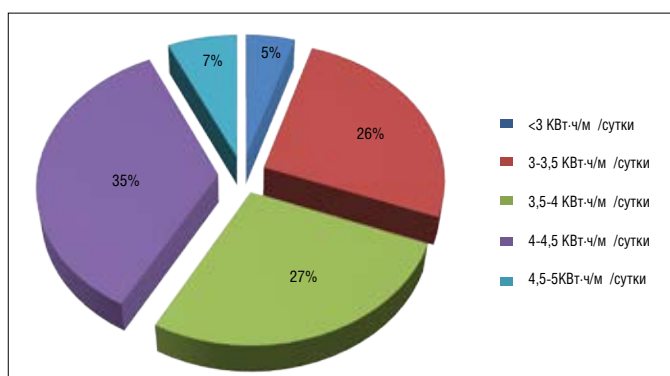
PR – коэффициент производительности, является очень важным значением для оценки эффективности PV панели, поскольку он даёт производительность установки независимо от ориентации и наклона, включает в себя следующие потери:

– Потери инвертора (4% до 15%),

ТАБЛИЦА 5. РАСЧЕТНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ТЕОРИТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ ПО ЗОНАМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ.

Уровень инсоляции, КВт·ч/м²/сутки	Площадь, млн. км²	Теоретический потенциал в год, 10 ⁹ ГВт·ч	Удельный теоретический потенциал в год, 10 ³ ГВт·ч/км²
<3	0,826	0,9	1,09
3-3,5	4,448	5,68	1,28
3,5-4	4,648	6,79	1,46
4-4,5	6,000	9,85	1,64
4,5-5	1,177	2,15	1,82
ВСЕГО	17,098	25,38	1,48

РИС.8. ДИАГРАММА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕРРИТОРИИ РОССИИ ПО СРЕДНЕГОДОВОМУ УРОВНЮ ИНСОЛЯЦИИ.



- Температурные потери (от 5% до 18%),
- Потери в кабелях постоянного тока (от 1 до 3%),
- Потери в кабелях переменного тока (от 1 до 3%),
- Затенение (0% до 80%),
- Потери в связи со слабым излучением (от 3% до 7%),
- Потери, связанные с пылью, снегом и т.д. (до 2%).

Для оценки технического потенциала солнечной энергетики мы приняли среднемировой уровень к.п.д. используемых солнечных панелей r = 20% и коэффициент производительности PR = 30-70% в зависимости от уровня инсоляции [5]. Результаты расчета по зонам инсоляции сведены в таблице 6.

РИС. 7. КАРТА ЗОН ИНСОЛЯЦИИ



Рассчитанное по зонам инсоляции значение теоретического потенциала солнечной энергетики в России равно 25,38 миллиардов ГВт час/год.

Технический потенциал рассчитывается по формулы для определения количества электричества, генерируемого PV панелями:

$$W_{pv} = S \cdot r \cdot H \cdot PR \quad (7)$$

где W_{pv} – энергия (Вт·ч);

Технический потенциал солнечной энергетики России огромен и равен значению 2,56 миллиардов Гвт час/год, что соответствует использованию примерно 219,8 млрд. т.н.э. в год. Это, в свою очередь, больше чем в 17 раз превышает уровень мирового энергопотребления в 2012 году [4]. То есть, размещение стандартных фотоэлектрических панелей с коэффициентом полезного действия 20% и коэффициентом загрузки 30-70% на 1/17



части территории России или на площади в миллион км² способно удовлетворить потребности всего человечества в топливе и энергии в течение года.

Оценим, какую площадь территории России с различными зонами инсоляции необходимо занять солнечными панелями с указанными в таблице 6 параметрами к.п.д. и коэффициента производительности PR, чтобы полностью компенсировать энергопотребление России в 2012 году.

Для этого воспользуемся формулой):

$$S_{PV} = S \cdot (W_{\text{потр}} / W_{\text{тех.пот.}}) \quad (8)$$

Где: S – площадь территории страны с различным уровнем инсоляции, принимаем из таблицы 5;

W_{потр} – энергопотребление России в 2012 году, равное 694,2 млн т.н.э. [4];

W_{тех.пот.} – технический потенциал солнечной энергетики (млрд т.н.э.) на территориях с различным уровнем инсоляции, принимаем из таблицы 6.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.

Как и следовало ожидать, чем выше уровень инсоляции, тем меньшую территорию необходимо использовать для размещения солнечных панелей. Тем не менее, требуемые территории огромны, сопоставимы по площади со многими европейскими странами. Однако в этом и есть одно из главных конкурентных преимуществ России – ее огромная территория, что дает ей неоспоримые преимущества перед всеми остальными странами мира в вопросах применения возобновляемых источников энергии, где территория является определяющим фактором при выработке энергии.

ТАБЛИЦА 7. ПЛОЩАДЬ ТЕРРИТОРИИ С РАЗЛИЧНЫМ УРОВНЕМ ИНСОЛЯЦИИ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ СОЛНЕЧНЫХ ПАНЕЛЕЙ, ДЛЯ ПОЛНОГО УДОВЛЕТВОРЕНИЯ ПОТРЕБНОСТЕЙ В ЭНЕРГИИ РФ НА УРОВНЕ 2012 ГОДА.

Уровень инсоляции, КВт. ч/м ² /сутки	Площадь территории, млн. км ²	Часть территории, занимаемой PV панелями	Площадь PV панелей, тыс. км ²
<3	0,826	14,95%	123,50
от 3 до 3,5	4,448	2,37%	105,37
от 3,5 до 4	4,648	1,19%	55,27
от 4 до 4,5	6	0,68%	40,98
от 4,5 до 5	1,177	2,68%	31,57

Выводы:

Россия потребляет огромное количества тепла и энергии в силу того, что обладает самой большой в мире территорией свыше 17 млн. км², большая часть которой расположена в северных и полярных районах. Однако, кроме всего прочего, это же является неоспоримым конкурентным преимуществом России в вопросах производства энергии из возобновляемых источников, таких как ветер и солнце.

Технический потенциал ветроэнергетики в России оценивается значением 70 миллионов ГВт час/год, что сопоставимо использованию примерно 6 млрд. т.н.э. в год (~50% от уровня мирового энергопотребления в 2012 году). Для полного удовлетворения энергопотребления России на уровне 2012 года требуется размещение стандартных ветроэнергетических установок с диаметром лопастей от 50 до 100 метров на территории чуть более 11% территории страны.

ТАБЛИЦА 6. РАСЧЕТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ.

Уровень инсоляции, КВт. ч/м ² /сутки	Теоретический потенциал, 10 ⁹ ГВт.ч	К.п.д. солнечных панелей	Коэффициент производ-ти солнечных батарей	Технический потенциал, 10 ⁹ ГВт.ч	Нефтяной эквивалент, млрд. тонн
<3	0,90	0,20	0,30	0,05	4,64
от 3 до 3,5	5,68	0,20	0,30	0,34	29,30
от 3,5 до 4	6,79	0,20	0,50	0,68	58,38
от 4 до 4,5	9,85	0,20	0,60	1,18	101,63
от 4,5 до 5	2,15	0,20	0,70	0,30	25,88
ВСЕГО	25,37			2,56	219,85

Технический потенциал солнечной энергетики России оценивается в 2,56 миллиардов ГВт час/год, что сопоставимо с использованием более 219 млрд. т.н.э. в год (в 17 раз больше уровня мирового энергопотребления в 2012 году). Для полного удовлетворения потребностей России в энергии на уровне 2012 года, стандартные солнечные панели с к.п.д. 20% достаточно разместить на территории от 30 до 123 тыс. км² в зависимости от уровня инсоляции, что составляет чуть более 0,7% территории страны. ●

Литература:

Бессель В.В., Беляев А.А., Зверев А.М. Энергосбережение в магистральном транспорте газа за счет использования возобновляемых источников энергии. Территория НЕФТЕГАЗ, № 9, 2013, стр. 84-90.

Бессель В.В. К вопросу оценки энергетической эффективности экономики России. Бурение и нефть, № 12, 2013, стр. 18-23.

Бессель В.В., Лопатин А.С., Беляев А.А., Кучеров В.Г. Использование возобновляемых источников энергии для повышения энергоэффективности ЕСГ России. Neftegaz.RU, № 10, 2013, стр. 12-20.

BP Statistical Review of World Energy, June 2013. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.bp.com/statisticalreview>

Enargo. Renewable energy sources. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.enargo.ru/technologies_wind.php

Universal Desktop Ruler (Универсальная экранная линейка). [Ссылка для скачивания программы] – Режим доступа: <http://avpsoft.ru/products/udruler>

Безруких П. П. Ветроэнергетика (Справочное и методическое пособие). М.: - ИД «ЭНЕРГИЯ», 2010.

Wizelius T. Developing Wind Power Projects. (2007), London, UK: Earthscan. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://books.google.ru/books?id=eTaNk1VaQTYC&printsec=frontcover&hl=ru&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false

Ali Sayigh. Comprehensive Renewable Energy. 2012. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.sciencedirect.com/focus.lib.kth.se/science?_ob=RefWorkIndexURL&_idxType=GI&_cid=282715&_acct=C000034958&_version=1&_userid=4478132&md5=8d196220a025d681642df48e80070e7b

The World Factbook. Central Intelligence Agency. 2014. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/rs.html>

ГИС “Энергоэффективность”. 2012. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://gisee.ru/articles/solar-energy/24510/>

Hevel solar. 2011. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.hevelsolar.com/solar/>

Сегодня ООО «Газпром добыча Ямбург» ведет добычу углеводородов в районах Крайнего Севера. Каковы особенности проводимой здесь экологической политики компании? Как используются система экологического менеджмента и технологии, включающие геоинформационные системы? Что предусматривает системный подход при оценке трансформации природно-территориальных комплексов и решении задач по экологической безопасности производственных объектов при освоении новых месторождений природного газа и газового конденсата?

ОСТОРОЖНО, ТУНДРА!

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПРИ ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ НА КРАЙНЕМ СЕВЕРЕ



Владимир Башкин,
Главный научный
сотрудник
ООО «Газпром
ВНИИГАЗ»
и ИФХиБПП РАН,
Д.б.н.



Рауф Галиулин,
Ведущий научный
сотрудник
ИФПБ РАН,
Д.г.н.



Анатолий Арабский,
Заместитель главного
инженера по научно-
технической работе
и экологии
ООО «Газпром добыча
Ямбург»,
Д.т.н.



Роза Галиулина,
Научный сотрудник
ИФПБ РАН

Известно, что ООО «Газпром добыча Ямбург» владеет лицензиями на разработку месторождений природного газа и газового конденсата, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО): Ямбургского, Заполярного, Тазовского, Северо-Парусового и Южно-Парусового, где последние три – готовятся к разработке (рис. 1) [Андреев и др., 2011]. В перспективе планируется освоение Северо-Каменномысского, Каменномысского-моря и других месторождений углеводородов, расположенных в акватории Обской и Тазовской губ с выходом на месторождения Гыданского полуострова. Разрабатываемые и готовящиеся к разработке месторождения располагаются на Тазовском полуострове и в междуречье рек Пур и Таз севера Западно-Сибирской равнины. С точки зрения физико-географического районирования на этой территории выделяется Тазовская провинция, охватывающая одноименный полуостров между Обской и Тазовской губами. Данная провинция входит в тундровую

широотно-зональную область и представляет собой расчлененную равнину с переходом к югу в преимущественно заболоченную равнину. Здесь хозяйственная деятельность коренного населения, как и на всем севере Западной Сибири, основывается на занятиях оленеводством, охотой и рыболовством. При этом ведущей отраслью является оленеводство, использующее территорию тундры, как олени пастбища с большим диапазоном растительных ассоциаций – мохово-лишайниковых, луговых, болотных, кустарниковых и др. Объектами охоты являются песец, заяц-беляк, белая куропатка, гуси и нырковые утки. Для промыслового рыболовства используются Обская и Тазовская губы как водоемы со скоплениями сиговых, осетровых и частиковых рыб. Именно специфика природы территорий месторождений углеводородов определяет особенности экологической политики ООО «Газпром добыча Ямбург», проводимой на Крайнем Севере с использованием системы экологического менеджмента и технологий, включающих геоинформационные системы.



Система экологического менеджмента

Как показывает многолетняя деятельность ООО «Газпром добыча Ямбург», данная компания соблюдает требования природоохранного законодательства Российской Федерации, а система ее экологического менеджмента соответствует рекомендациям международных стандартов [<http://www.yamburg.ru>]. Используемый при этом системный подход к руководству и управлению охраной окружающей среды на базе рекомендаций общеизвестного стандарта ГОСТ Р ИСО 14001-2007, призван обеспечить, как минимум, равновесие между сохранением рентабельности добычи природного газа и газового конденсата и уменьшением техногенного воздействия на окружающую среду. Основоположающими принципами экологической политики компании являются: минимизация техногенного воздействия и сохранение окружающей среды в зонах размещения производственных объектов; повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов; эффективное управление природоохранной деятельностью на основе национальных и международных стандартов; обеспечение промышленной и экологической безопасности при эксплуатации объектов добычи углеводородов.

Для реализации данных принципов, компания приняла на себя следующие обязательства: действовать в соответствии с природоохранным законодательством Российской Федерации, национальными стандартами, отраслевыми нормативами и правилами, относящимися к экологическим аспектам деятельности компании; применять передовые организационно-технологические методы, направленные на снижение техногенного воздействия на окружающую среду и рациональное использование природных ресурсов; снижать воздействие на окружающую среду путем оптимизации технологических процессов, модернизации производственных систем и снижения уровня риска аварийности; отдавать приоритет применению оборудования и технологий с наименьшим удельным показателем воздействия на окружающую среду и потреблением природных ресурсов; предупреждать загрязнение окружающей среды за счет проведения соответствующих профилактических мероприятий; участвовать в обеспечении экологической безопасности районов, в которых размещены производственные объекты компании; постоянно совершенствовать систему экологического менеджмента и т.д.

Иллюстрацией научно обоснованного проведения

экологической политики ООО «Газпром добыча Ямбург» является то, что компания выступила с инициативой создания в ЯНАО регионально-отраслевой системы менеджмента охраны окружающей среды (РОСМ ООС), основными целями которой являются [Ишков и др., 2010]: формирование и реализация согласованной регионально-отраслевой экологической политики; координация деятельности исполнительных органов государственной власти, территориальных органов власти, предприятий-природопользователей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и общественных природоохранных организаций; выработка механизмов минимизации наносимого ущерба окружающей среде, оптимизация затрат в области ее охраны, ресурсоэнергосбережения и др.; оптимизация функций управления охраной окружающей среды на основе совместных скоординированных решений, согласованных всеми участниками РОСМ ООС; совершенствование нормативно-правовой базы и организационно-распорядительной документации в области охраны окружающей среды на региональном и федеральном уровнях; повышение уровня открытости деятельности в сфере природопользования и охраны окружающей среды, обеспечение населения, хозяйствующих субъектов, общественных организаций и органов власти достоверной информацией.

РОСМ ООС представляет собой систему руководства и управления охраной окружающей среды в терминах ГОСТ Р ИСО 9000, создаваемую на базе нормативно-правовых документов Российской Федерации, ЯНАО и информационных технологий. Для решения этой задачи в рамках научно-исследовательских работ использовались общепринятые принципы, заложенные в международных стандартах серии ISO 14000 по разработке и внедрению в практику системы экологического менеджмента, что составило основу для формирования концепции РОСМ ООС и механизма ее реализации. В этом контексте была определена структура РОСМ ООС с составом участников и исполняемым органом, что на

первом этапе внедрения данной системы в практику позволит в комплексе решать вопросы, прежде всего, нормативно-правового обеспечения (рис. 2). Следует отметить, что создание и развитие РОСМ ООС было бы невозможным без использования технологий, включающих геоинформационные системы (ГИС).

Технологии с геоинформационными системами

Как известно, ГИС оперируют пространственными данными и имеют интуитивно понятный картографический интерфейс, то есть совокупность средств, методов и правил взаимодействия между основными элементами этих систем [Вергелес и др., 2009]. ГИС открывают специалистам оперативный доступ к данным внешних информационных систем и позволяют анализировать получаемые сведения совместно с пространственным и взаимным расположением производственных объектов и их геометрическими характеристиками.

Экспериментально было определено, что для компании, являющейся сложно структурированной организацией с географически разнесенными на большие расстояния производственными объектами, требуются ГИС, охватывающие все направления производственной деятельности компании, а также использующие пространственные данные. Средством решения этой задачи стало создание инфраструктуры пространственных данных, характерных для ГИС страны или региона, основными взаимосвязанными элементами которых являются: информационные ресурсы, включающие пространственные данные в виде распределенных их баз, файловых наборов и описаний (метаданных); нормативно-распорядительные документы, представленные стандартами организации, положениями, регламентами и приказами, определяющими порядок работы с пространственными данными и метаданными; технологии и программно-технические средства, обеспечивающие создание, хранение и представление пространственных данных и метаданных пользователям.

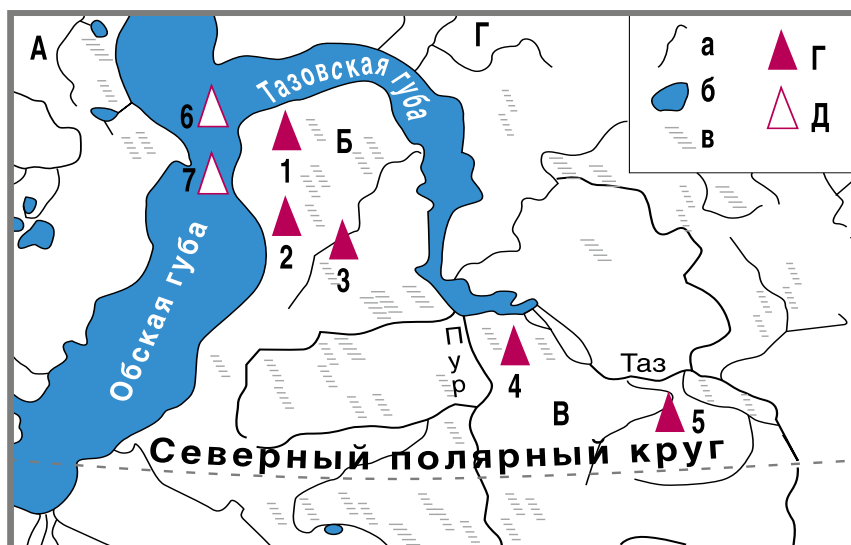


Рис. 1. Карта-схема расположения месторождений природного газа и газового конденсата в зоне функционирования ООО «Газпром добыча Ямбург». А – полуостров Ямал; Б – Тазовский полуостров; В – междуречье рек Пур и Таз; Г – Гыданский полуостров; а – реки; б – озера; в – болота; г – месторождения, разрабатываемые или готовые к разработке; д – месторождения, перспективные для освоения. Месторождения: 1 – Северо-Парусовое; 2 – Южно-Парусовое; 3 – Ямбургское; 4 – Тазовское; 5 – Заполярное; 6 – Северо-Каменномыское; 7 – Каменномыское-море.

Как известно, основной объем пространственных данных поступает в цифровом формате: это материалы топографических съемок, землеустроительных работ и проектная документация. В связи с использованием технологий, включающих ГИС было автоматизировано получение пространственных данных за счет использования оптико-электронных геодезических приборов, систем спутникового позиционирования, данных дистанционного зондирования Земли и созданы условия для моделирования пространственно распределенных процессов и явлений с прогнозированием их изменений во времени. В результате ГИС позволили вывести ООО «Газпром добыча Ямбург» на качественно новый уровень использования пространственных данных, которые являются важной составной частью общего информационного поля компании. В частности, в базу данных ГИС были введены снимки высокого разрешения территорий функционирования компании, сделанные из космоса со спутников Земли, что позволил корректно оценить геоэкологическую ситуацию.

Ниже показан системный подход при оценке трансформации природно-территориальных комплексов и решении задач по экологической безопасности производственных объектов при освоении новых месторождений углеводородов.

Оценка трансформации природно-территориальных комплексов

Оценка трансформации природно-территориальных комплексов в зоне функционирования ООО «Газпром добыча Ямбург» с самого начала освоения месторождений природного газа и газового конденсата была необходима для разработки и формирования экологической политики, как на эксплуатируемых, так и планируемых к освоению месторождениях углеводородов [Корниенко и др., 2005; Корниенко, Якубсон, 2010]. Так, в частности для территории давно эксплуатируемого Ямбургского месторождения трансформация природно-территориальных комплексов может быть охарактеризована на основе архивных материалов аэрокосмических и наземных наблюдений за 20-30 лет, а для территорий других месторождений эта проблема может решаться на основе современных, более полных и детальных космических данных. Необходимая для этого информационная основа представляет собой временной ряд обновляемых космических снимков высокого разрешения, сопоставляемых в ГИС с геоэкологическими и геокриологическими картами масштаба 1:100000. На последних производится обозначение типов и областей трансформации природно-территориальных комплексов по

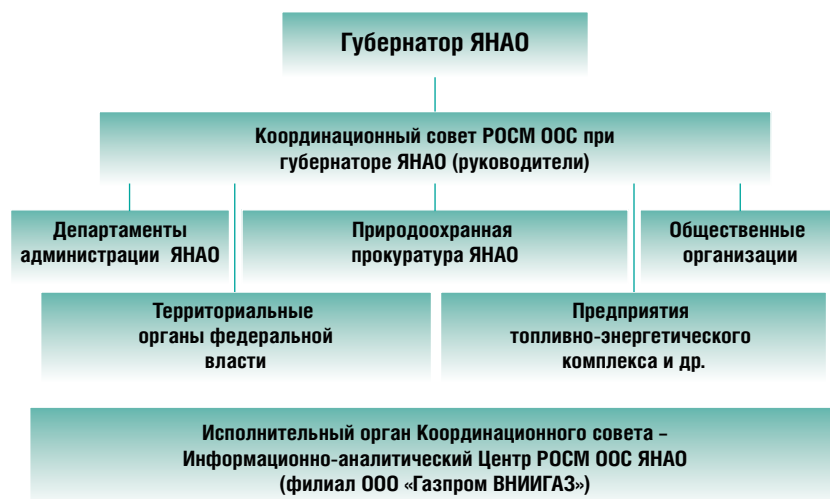


Рис. 2. Структура регионально-отраслевой системы менеджмента охраны окружающей среды (РОСМ ООС) Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО).

системе ландшафтных индикаторов, характеризующих состояние криолитозоны к которым относятся: видовой состав и состояние растительного покрова; физические свойства почв; площади водоемов, таликов (участков талого грунта), зон подтопления и заболачивания; состояние снежного покрова в весенний период; оптические свойства и температура воды; положение речных излучин и береговой полосы; оптические свойства и химический состав воздуха; микро- и мегаформы рельефа. Здесь под криолитозонной подразумевается верхний слой земной коры, характеризующийся наличием отрицательных температур и подземных льдов.

Следует подчеркнуть, что оценка трансформации природно-территориальных комплексов криолитозоны имеет ряд особенностей, связанных не только с воздействием производственных объектов, но и со спецификой самих геоэкологических условий месторождений углеводородов. К ним относятся сильная пространственная изменчивость температурного поля мерзлых пород и льдистости, как литогенной основы ландшафтов севера Западной Сибири, широкое развитие таликовых подземных вод и активное проявление современных криогенных процессов. Многие особенности криолитозоны отражены в современном ландшафте и могут выявляться и контролироваться средствами дистанционного зондирования Земли.

Экологическая безопасность производственных объектов на новых месторождениях углеводородов

Известно, что все разрабатываемые, готовящиеся к разработке и планируемые к освоению месторождения природного газа и газового конденсата в зоне функционирования ООО «Газпром добыча Ямбург» находятся в регионе с крайне чувствительной к техногенному воздействию природой [Андреев и др., 2010]. Так, часть месторождений со значительными запасами углеводородов находится непосредственно в акватории Обской и Тазовской губ. Освоение этих месторождений требует особого комплексного подхода к обеспечению экологической безопасности производственных объектов, начиная с их проектирования, строительства, эксплуатации и ликвидации в отдаленном будущем. Его основными составляющими являются: использование прогрессивных технических и технологических решений; внедрение в практику системы предупреждения и локализации аварийных ситуаций; осуществление производственного экологического контроля; ограничение судоходства в зоне расположения объектов по добыче углеводородов; соблюдение технологии производства работ при обустройстве и эксплуатации; обеспечение устойчивости, стабилизации и защиты объектов по добыче углеводородов; проведение инспекций в ходе строительства, испытаний и эксплуатации объектов по добыче углеводородов; осуществление контроля численности и видового состава биологических ресурсов.

Между тем предварительная оценка воздействия процесса обустройства и эксплуатации Северо-Каменномысского месторождения на Обскую губу с ее богатой ихтиофауной показала, что на нее могут оказывать влияние: прямое отторжение площади дна под объекты добычи углеводородов; образование облака взвешенных веществ как следствие взмучивания донных отложений при бурении с платформы, дноуглублении и т.д.; шумовой фактор; водозабор на технологические нужды и т.д. В этой связи был произведен расчет затрат на компенсационные выплаты за влияние на водные биологические ресурсы при строительстве производственных объектов. Кроме того, с Нижнеобским территориальным управлением Федерального агентства по рыболовству был согласован комплекс мероприятий по воспроизводству рыбных ресурсов в рамках компенсационных мер при техногенном воздействии на ихтиофауну. И, наконец, в период эксплуатации Северо-Каменномысского месторождения постоянно действующая система производственного экологического контроля может обеспечить наблюдения за состоянием компонентов окружающей среды, обработку, накопление и анализ получаемых данных, а также выявить их тренды для своевременного планирования упреждающих действий. В результате будет постоянно накапливаться необходимая информация, достаточная для принятия организационных решений и реализации профилактических мероприятий, позволяющих удерживать геоэкологическую ситуацию в допустимых нормативными и правовыми актами пределах.

Таким образом, специфика природы Крайнего Севера является веским основанием для реализации ООО «Газпром добыча Ямбург» научно обоснованной экологической политики с использованием системы экологического менеджмента и технологий, включающих геоинформационные системы. Текущая оценка трансформации природно-территориальных комплексов и решение задач по экологической безопасности производственных объектов при освоении новых месторождений природного газа и газового конденсата являются основой успешного проведения экологической политики компаний. ●

СПЕЦМАТЕРИАЛЫ XEROX ДЛЯ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



Кирилл Шумков,
менеджер по развитию бизнеса
компании Xerox

Специальные материалы для печати способны решить множество задач, стоящих перед предприятиями нефтегазового комплекса. Применение прочных и износостойких полимерных наклеек и синтетических бумаг позволяет достигнуть существенного сокращения издержек на изготовление маркировки и документации, которая используется в сложных производственных и климатических условиях. Самокопирующая бумага для цифровой печати даёт возможность изготавливать бланки отчётов, проверок и рекламаций короткими тиражами, оперативно внося в них все необходимые изменения. Также специальные материалы для печати способствуют эффективному выполнению основных производственных задач, обеспечивая сохранность маркировки на трубах и цистернах и высокое качество инструкций и знаков опасности при любых условиях эксплуатации. При этом печать на таких материалах может производиться на обычном лазерном принтере.

Xerox DuraPaper Labels – маркировка, разработанная для промышленного применения

Не имеющие аналогов на рынке наклейки Xerox DuraPaper Labels устойчивы к воде, маслу, грязи, выцветанию и перепадам температуры от -50°C до +80°C. Они фиксируются при помощи сильного акрилового клея, который не содержит растворителей и при этом обладает высокими адгезивными характеристиками даже при оклеивании влажных, пыльных и ржавых поверхностей.

Уникальные свойства этого материала были неоднократно подтверждены в рамках реализации отраслевых проектов. Так, например, нефтегазодобывающее управление «Быстринскнефть» использовало Xerox DuraPaper Labels для маркировки труб, закладываемых в грунт. Перед закупкой материала заказчик провёл тестирование, которое показало, что ламинированные наклейки Xerox полностью сохраняют первоначальный

внешний вид, три месяца пролежав в земле. Этот носитель широко применяется и ведущими производителями труб, в том числе тульской компанией «ТрубоПласт».

Также Xerox DuraPaper Labels может использоваться для оклеивания контейнеров, полностью сохраняя свои свойства даже при контакте с топливом и химикатами. Это было доказано при применении материала на предприятии ТД НПО «Азот», которое выбрало его для изготовления маркировочных наклеек и знаков опасности на цистерны и вагоны с химической продукцией. Внедрение Xerox DuraPaper Labels позволило сократить сроки маркировки и обеспечить соблюдение графика грузовых отправок, исключив задержку вагонов с утерянными наклейками на перегонных путях.

Ещё одним преимуществом Xerox DuraPaper Labels являются оптимальные характеристики для маркировки помещений в офисе и на производстве. В частности, таблички и указатели из этого

Основная сфера применения Xerox DuraPaper Labels в индустрии – создание маркировки, устойчивой к агрессивному воздействию среды.



В нефтегазовой отрасли из линейки специальных материалов Xerox для цифровой печати наиболее востребованы синтетические наклейки Xerox DuraPaper Labels, полимерная нервующаяся бумага Xerox Premium NeverTear и самокопирующая бумага Xerox Premium Digital Carbonless.



материала используются в компании «Газпром». У полимерных наклеек Xerox есть и другие важные области применения. Этот материал хорошо подходит для печати инвентаризационных номеров и маркировки кнопочных полей на промышленном оборудовании. Обеспечивая полную сохранность и безукоризненную читаемость важной информации при любых условиях эксплуатации, износостойкие наклейки Xerox DuraPaper Labels позволяют решить множество распространённых проблем, с которыми сталкиваются предприятия нефтегазового комплекса.

Xerox Premium NeverTear – высокотехнологичная замена ламинированной бумаги

В том случае, если требуется максимально продлить срок службы документов, подверженных износу, воздействию воды и температурных перепадов, оптимальным решением станет синтетическая бумага Xerox Premium NeverTear. Этот материал представляет собой непрозрачную белую плёнку из полиэстера, приспособленного для цветной лазерной печати. Он не требует ламинации, не рвётся, легко очищается от загрязнений и не портится даже в самых сложных погодных условиях.

Преимущества синтетической бумаги Xerox оценили как зарубежные, так и российские заказчики. Столкнувшись с дополнительными расходами, вызванными быстрым износом важных информационных материалов, «Сургутнефтегаз» выбрал Xerox Premium NeverTear для изготовления памяток по безопасности и нервущихся многостраничных инструкций к промышленному оборудованию. Одна из крупнейших российских угольных компаний начала использовать синтетическую бумагу Xerox Premium NeverTear для изготовления личных шахтёрских инструкций по поведению в аварийных ситуациях. Как отмечает заказчик, даже в самых тяжёлых условиях новые инструкции сохраняют первоначальный вид и безупречное качество.

Xerox Premium NeverTear успешно применяется не только на производстве, но и в офисах компаний нефтегазового комплекса. В отличие от ламинированной



Нефтегазовые компании чаще всего используют Xerox Premium NeverTear для создания табличек и инструкций, применяющихся на производстве.

бумаги, данный материал не требует дополнительной обработки после печати, не расслаивается, имеет привлекательный внешний вид и приятную на ощупь поверхность. Благодаря этим и другим преимуществам материала компания «Газпром» приняла решение использовать его для создания презентационных продуктов, материалов для конференций и совещаний.

Xerox Premium Digital Carbonless – самокопирующие бланки для цифровой печати

Формы отчётов, проверок и рекламаций чаще всего печатаются крупными тиражами, однако такой подход имеет целый ряд серьёзных недостатков. Производство многостраничных самокопирующих бланков офсетным способом требует сложного подготовительного процесса и при этом не допускает персонализации. Кроме того, при необходимости внесения изменений в форму компания должна заказывать новые тиражи, что приводит к ощутимому росту издержек на печать. Компания «Сургутнефтегаз» пошла по другому пути, изготавливая бланки технического обслуживания из самокопирующей бумаги Xerox Premium Digital Carbonless. Этот материал совместим с большинством

лазерных принтеров, позволяет печатать в цвете и обеспечивает чёткий перенос шрифта до последнего листа. При этом Xerox Premium Digital Carbonless позволяет персонализировать каждый бланк (нумерация, штрих-код, QR-код, и т.п.). Доступны двухстраничные, трёхстраничные и четырёхстраничные формы.

Специальные материалы Xerox доказали свою эффективность в рамках множества успешных проектов и широко используются ведущими игроками рынка. Благодаря своим уникальным свойствам и возможности использования на любом лазерном устройстве (исключение составляют толстые пластики), они способны лучше привычных аналогов справиться с самыми сложными задачами и заметно сократить расходы на печать в долгосрочной перспективе. Многие специалисты из компаний нефтегазового комплекса не понаслышке знакомы с хрупкостью этикеток из ПВХ, расслаиванием ламинированной бумаги и сложностью офсетного производства самокопирующих бланков, однако современные технологии в области материалов для цифровой печати позволяют оставить эти проблемы в прошлом. ●



ОСОБЕННОСТИ НОВОЙ ПРОДУКЦИИ MCCOY GLOBAL



Рон Ролинг
Вице-президент
По разработке и развитию
продукции

Новая продукция McCoy «мы» («we Products»). В конце прошлого года компания McCoy Global запустила в производство новую продуктовую линию «we PRODUCT», воплощающую достижения в разработке и реализации нового оборудования, которое дает экономичные решения для рынка разведки и добычи во всем мире.

McCoy Global разработала Продуктовую линию «we» с учетом потребностей своих заказчиков. «we» («мы») означает взаимное сотрудничество между McCoy и ее заказчиками:

ВЫ ГОВОРИЛИ – МЫ СЛУШАЛИ
ВЫ ОЖИДАЛИ – МЫ ПРЕВЗОШЛИ ОЖИДАНИЯ
ВЫ СПРАШИВАЛИ – МЫ ОБЕСПЕЧИЛИ

В настоящее время Продуктовая линия «мы» включает в себя:

Первым оборудованием этой линии, введенным в эксплуатацию, стал переводник беспроводной передачи крутящего момента we CATT™, который показал отличные результаты в этой области. We eCATT™ является инструментом, который контролирует процесс свинчивания верхним приводом и регистрирует момент, обороты и нагрузку на крюке. Данные могут беспроводно передаваться на WINCATT® или другие системы сбора данных через интерфейсы RS232 или 4-20 МА. Устройство сертифицировано для класса 1, раздела 1, зоны 1 группы IIB, T4 и ATEX/CSA/UL/IECEX. Допустимый момент Устройства – от -50000 до +50000 фунтов. фут (-67800 до +67899 Нм).

Допустимая нагрузка 1000000 фунтов (453 тонны) при коэффициенте безопасности 2,25.

We CATT™ изготовлено по стандарту API 8C для грузоподъемного оборудования и по стандарту API 7 для резьбовых соединений. Устройство имеет высокую динамическую частоту показаний – до 480 показаний в секунду и имеет возможность расчета поворотов и скорости вращения без декодера поворотов. We CATT™ имеет функцию спящего режима, которая позволяет продлить срок службы батареи, диапазон температур эксплуатации от -400 С до +700 С. Эта универсальная и очень точная система

разработана в расчете на жесткие полевые условия.

Другим новым продуктом линии we PRODUCT является Устройство калибровки крутящего момента we VERIFY™, которое может использоваться для проверки и калибровки силовых ключей, стационарных механических ключей, устройств навинчивания и любых других устройств, используемых для силового свинчивания трубных соединений.

We VERIFY™ сертифицировано и имеет точность до +/-1 % от полной шкалы, оно может использоваться горизонтально или вертикально.

Устройство для наружных диаметров до 7" (193,7 мм) имеет съемную гильзу на каждом конце, которая выдерживает момент до 50000 фунтов. фут (67800 Нм). Наружная поверхность каждой гильзы может быть обработана до диаметра 7" (187,3 мм), и в необходимом момент гильзу передачи крутящего момента можно легко заменить.

Устройство для наружных диаметров до 9" (228,6 мм) имеет цельковую заготовку, которая выдерживает момент до 120000 фунтов. фут (162720 Нм), и устройство для наружных диаметров до 11" (298,5 мм) также использует цельковую заготовку, которая рассчитана на момент до 150000 фунтов. фут (203400 Нм).

Выходные данные от калибровочной заготовки we VERIFY отображаются на ЖК-мониторе. Данные, передаваемые в режиме реального времени, совместимы с системами WINCATT®, а также могут просматриваться удаленно через Интернет, что позволяет выполнять калибровку удаленно. Другие продукты Продуктовой линии we PRODUCT включают в себя ключ с вращателем we TORQ™, устройство навинчивания с электрическим приводом we BUCK™, спайдер-элеватор we HOLD и инструмент для спуска обсадных колонн we RUN. ●

Контактная информация:

McCoy Global

www.mccoyglobal.com

dcsales@mccoyglobal.com или

weproducts@mccoyglobal.com

ПРОЕКТ				
Устройство приема и передачи данных weCATT™	Ключ-робот "Железный помпур" weTORQ85™	Электрическое устройство навинчивания weBUCK12™	Спайдер-элеватор, встраиваемый в роторный стол weHOLD™	Инструмент для спуска обсадных колонн weRUN350™
				
Выполнен	Выполнен	2 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2014
СЕРИЙНОЕ ПРОИЗВОДСТВО				

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ РАЗВИВАЮЩЕГОСЯ МИРА

Мы активно продвигались вперед, чтобы удовлетворить растущие потребности потребителей энергии во всем мире решениями и услугами, которые они привыкли ожидать. Это включает в себя оборудование высшего качества для трубных соединений и гидравлическое силовое оборудование, такое, как наш переводник для беспроводной передачи крутящего момента weCAT™. Где бы вы ни были, на земле или на море – будьте уверены, мы там.



СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА | ЕВРОПА | БЛИЖНИЙ ВОСТОК | ЮЖНАЯ АМЕРИКА | ЮГО-ВОСТОЧНАЯ АЗИЯ

We have been busy—aggressively on the move to meet the growing needs of energy customers around the world with the solutions and services they have come to expect. That includes the highest quality tubular connection and hydraulic power equipment, like our weCAT™ wireless torque sub. On shore or offshore, rest assured that wherever you are, we are there.

/// WWW.MCCOYGLOBAL.COM

ПОСЕТИТЕ НАШ СТЕНД № 13D8



СОДЕЙСТВИЕ РАЗВИТИЮ ГЛОБАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ



О. Брагинский



В. Алекперов



Г. Герасимов



А. Климентьев



Стенд компании Энергаз
на выставке
НЕФТЕГАЗ-2014



А. Шмидт



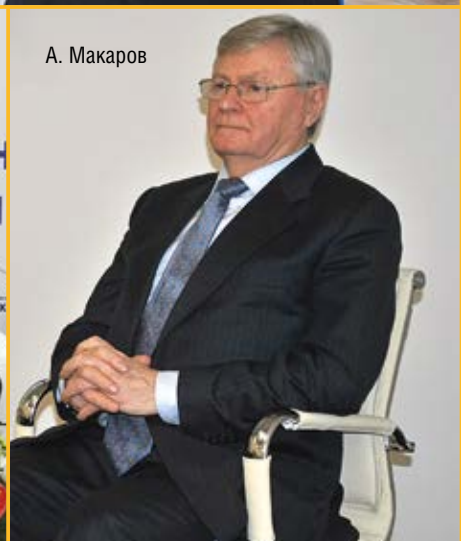
Т. Митрова



В. Городецкий, Л. Григорьев



Д. Агафонова



А. Макаров





Виталий Бушуев,
Энергетическая стратегия
России до 2035 г.



Е. Леглер



М. Алтынов



А. Мананков



А. Сомов



Р. Носов



Юрий Волчок, Роснефть,
Энергетическая
стратегия России
до 2035 г



В. Генералов



Участники выставки Нефтегаз-2014



Ю. Малинин,
Ю. Хамчицев,
С. Суровцев



А. Колпаков



Г. Грицай



Стенд компании Грасис
на выставке
НЕФТЕГАЗ-2014



КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

*«Отапливать нефтью – все равно что отапливать
денежными ассигнованиями»*

Д. Менделеев

Любая работа требует системного подхода. А особенно работа в такой стратегически важной сфере, как нефтегазовая. Единого российского классификатора, который был бы вспомогательным инструментом в работе, как нефтегазовых корпораций, так и смежников пока нет. А между тем унифицированная система классификации оборудования, сервиса и технологий, сырья и материалов в НГК просто необходима для эффективной коммерческой работы.

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

так и производителям в НГК, и позволяет снизить затраты при покупке и продаже товаров и услуг.

Специалисты Агентства Neftegaz.RU, взяв за основу советскую систему классификации и адаптировав ее под реалии сегодняшнего дня (отражающий действительность, а не прошлый день), переиздали удобный для использования классификатор. В основу его лег и собственный, более чем 7-летний опыт работы коммерческого подразделения Neftegaz.RU с компаниями НГК по организации поставок...

Полная версия классификатора представлена на сайте www.neftegaz.ru. На страницах нашего журнала редакция будет постоянно информировать читателей о новостях классификатора и печатать его фрагменты.

Классификатор – это не научная разработка, а «шпаргалка», которой удобно пользоваться, которая всегда под рукой.

Ждем ваших предложений по доработке классификатора, которые вы можете высылать на адрес, указанный на нашем сайте в разделе «Редакция».

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

1. *Оборудование и инструмент в НГК*



2. *Сервис, услуги и технологии в НГК*



3. *Сырье и материалы в НГК*



4. *Нефтепродукты, нефть и газ*





ПОЛУПРИЦЕП-ЦИСТЕРНА KASSBOHRER STS32

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.1.1 Резервуарное оборудование



Полуприцеп-цистерна Kassbohrer STS32 предназначен для перевозки темных нефтепродуктов, разогретых до температуры 250°C.

- **Заливная горловина:**
DN500, 1 шт, расположена в передней части. Горловина изготовлена из нержавеющей стали, без изоляции. Крышка горловины алюминиевая, искробезопасная.
- **Цистерна:**
стальной корпус (исполнение ADR), 1 отсек, с термометром и вакуумным клапаном. Усилена волнорезами, 4 шт.
- **Донный клапан:**
донный клапан DN100 с маховиком, расположенным с правой части. Предохранительный клапан.
- **Термоизоляция:**
толщина термоизоляции 150 мм, материал – фольгированная стекловата. Внешняя обшивка из крашеного алюминиевого листа.
- **Шасси:**
сварная конструкция из оцинкованной стали.
- **Осевой агрегат:**
три оси и пневмоподвеска BPW Eco Plus, передняя подъемная ось.
- **Тормозная система:**
Wabco EBS 4S/2M с системами RSS и ECAS.
- **Шины и диски:**
шины «Bridgestone», размерность 385/65R22.5, стальные диски, количество 6+1

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Объем цистерны, м³	32
Диаметр цистерны, мм	1.900
Высота, мм	3.570
Длина, мм	12.000
Ширина, мм	2.500
Колесная база, мм	6.850
Межосевое расстояние, мм	1.310
Рабочая температура, °C	250
Тестовое давление, бар	4,0
Рабочее давление, бар	2,0
Снаряженная масса, кг	7.750
Полная масса, кг	34.000
Грузоподъемность, кг	25.750
Нагрузка на ССУ, кг	10.000
Нагрузка на осевую тележку, кг	34.000
Высота ССУ, мм	1.220
Материал цистерны	Углеродистая сталь
Толщина стенок цистерны, мм	4,0

- **Электрооборудование:**
производитель «Asrock», 15-штепсельная розетка, 1 рабочая лампа.
- **Дополнительное оборудование:**
стальные опорные устройства JOST; шкворень 2" JOST;

алюминиевый кронштейн для разгрузочного рукава; алюминиевый противоподкатный брус; 2 противооткатных башмака; противоподкатная боковая защита; 2 огнетушителя с креплениями. ●

КОМПЛЕКТ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ 168/114Х21

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1. Буровое оборудование и инструмент

КПО представляет собой полный комплект подземного оборудования для обустройства лифтовой колонны газовых и газоконденсатных месторождений, для эксплуатационной колонны диаметром 168 мм, лифтовой колонны диаметром 114 мм и листовым давлением 21 МПа, включая инструмент.

КПО включает необходимый объем принадлежностей (переводники, центраторы, захваты, фитинги, управляющие трубопроводы) и следующие основные агрегаты:

- гидроуправляемый клапан-отсекатель – СКОЗ;
- ингибиторный клапан КПЗ;
- телескопическое соединение – СТЗ;
- циркуляционный клапан – КЦЗ;
- пакер гидравлический ПДГЗ;
- надпакерный клапан дублирующий – РКЗ;
- клапан дублирующий после пакера – ПДГЗ, ПДГЗ.940.

Для работы на скважине совместно с КПО поставляются следующие инструменты:

- ясс механический – ЯМЗ;
- ясс гидравлический – ЯГДЗ;
- толкатель – ТЗ;
- устройство закрепления проволоки – УЗП;
- ловитель – ЛТ1;
- набор грузовых штанг – ШТГ.



Поз.	Наименование	Длина L, мм	Наружный диаметр D, мм
1	Ясс механический ЯМ2	1410	47,6
2	Ясс гидравлический ЯГА1	775	48
3	Штанга грузовая ШТГ	1000	64
4	Толкатель ТЗ	1033	72,3
5	Ловитель ЛТ1	402	57
6	Устройство закрепления проволоки УЗП	155	48

Каждый элемент КПО проходит испытания на заводе-изготовителе в более жестких условиях, чем условия его эксплуатации. Материалы, используемые для изготовления КПО, имеют заключение ООО «Газпром ВНИИГАЗ» о его соответствии условиям работы на протяжении всего срока эксплуатации (более 20 лет). ●

«Воронежский механический завод» – филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева»

Россия, 394055, г. Воронеж, ул. Ворошилова, 22

Тел.: (473) 234-82-73, 34-84-80
Факс: (473) 34-80-41

e-mail: 348168@rambler.ru
www.vmozvrn.ru



АНАЛИЗАТОР ВЛАЖНОСТИ ТЕРМОГРАВИМЕТРИЧЕСКИЙ ML-50, A&D (Япония)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.1.8. Электронное оборудование

Анализатор влажности ML-50 предназначен для экспресс-анализа влажности продукции в лабораториях на производстве, а также при входном и выходном контроле продукции.

Быстрый и равномерный нагрев с помощью направленной галогеновой лампы и инновационной технологии вторичного излучения SRA сокращает время сушки.

Функция памяти позволяет хранить 5 условий режима измерения, приемлемых для конкретного образца и 30 результатов измерений.

Единицы измерения: содержание влаги (влажная основа), содержание влаги (сухая основа, Atro), сухой остаток, коэффициент, вес (г).

Стандартный интерфейс RS-232C обеспечивает двунаправленную связь с ПК или непосредственное подключение к принтеру.

Соответствие нормам GLP, GMP, GSP и ISO. Возможен вывод характеристик в соответствии с указанными стандартами: дата и время, ID, дата калибровки, результаты автоматического контроля.

Продуманный эргономичный дизайн. Благодаря специальной рукоятке исключается возможность обжечься во время работы, перемещая емкость с горячим образцом. Продуманная форма верхней крышки нагревательного элемента позволяет без труда открывать и закрывать анализатор. ●



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Метод измерения	400 Вт направленная галогеновая лампа с фильтром SRA и технологией взвешивания SHS, термогравиметрический анализ
Диапазон веса образца	0,1... 51 г
Разрешение при определении веса	0,005 г
Разрешение при определении содержания влаги	0,1% / 1%
Воспроизводимость при определении содержания влаги	0,1% (образец > 5 г); 0,5% (образец > 1 г)
Диапазон температуры сушки на чашке для образца	50... 200°C с шагом 1°C
Объем памяти программ измерения	5 программ
Количество результатов измерения в памяти	30
Программы измерения	стандартная, автоматическая, ускоренная, по таймеру, ручная
Способ измерения	влажная основа, сухая основа, твердое содержание, коэффициент
Диаметр чашки весов	85 мм
Питание	сеть (AC-адаптер)
Номер в Госреестре средств измерений	40496-09
Тип калибровки	внешняя
Класс гири (в комплект не входит)	F1
Калибровочный вес, г*	20, 50
Условия эксплуатации	температура 10... 40 °C; относительная влажность не более 85%
Габаритные размеры	215 x 320 x 173 мм
Масса	6 кг

МОДУЛЬНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ НА БАЗЕ ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРОВ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1.2 Насосы

Модульные компрессорные станции представляют собой автономные, полностью автоматизированные станции, для эксплуатации при температуре от -60°C до $+50^{\circ}\text{C}$. В зависимости от размера и компоновки основного технологического оборудования, компрессорные станции могут быть изготовлены на базе блок-бокса, либо размещены в быстровозводимом ангарном укрытии. Станции пригодны для транспортировки различными видами транспорта на любые расстояния.

Станции имеют шумо-и теплоизоляцию, все системы жизнеобеспечения, пожаротушения, в соответствии с действующими нормативами РФ.

Модульные компрессорные станции (МКС) предназначены для компримирования различных газов: нефтяной попутный газ, факельный газ, сухой отбензиненный газ, атмосферный воздух, азот, водород и др.

В качестве привода может применяться электродвигатель в общепромышленном исполнении, электродвигатель во взрывозащищенной оболочке (не требующий постоянной



продувки инертным газом), таких производителей как Siemens, ABB, Schneider Electric и др., а также по желанию Заказчика может быть применен газопоршневой двигатель (ГПД) ведущего мирового производителя Caterpillar, либо аналогичный.

Для подготовки газа, МКС комплектуется следующим дополнительным оборудованием: сепараторами газа, вентиляционными камерами, фильтрационным оборудованием, емкостями для сбора конденсата, осушителями с точкой росы до -70°C , оборудованием для охлаждения или подогрева газа (АВО, чиллеры, кожухотрубчатые и пластинчатые теплообменники) и др.

В состав газовых МКС входит система контроля загазованности и система

принудительной вентиляции. Оборудование, поставляемое не во взрывозащищенном исполнении (шкафы управления и др.) монтируются в предусмотренном взрывобезопасном отсеке. Конструкция, размеры и оснащенность станции обеспечивают удобство монтажа и ремонта в любое время года.

МКС поставляются с системами жизнеобеспечения, включающими в себя систему освещения, пожаротушения, газоанализации, отопления, вентиляции и др.

Полная автоматизация процессов МКС обеспечивает проведение предпусковых операций, пуск и остановку компрессорного агрегата, а также контроль основных параметров, защиту от аварийных режимов работы, управление световой и звуковой сигнализацией. ●



БАЗЫ ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРОВ ARIEL

ТИП (СЕРИЯ) БАЗЫ	НАИМЕНОВАНИЕ БАЗЫ (В ЗНАМЕНАТЕЛЕ ДАНО ЧИСЛО РЯДОВ) НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ НОМИНАЛЬНАЯ ЧАСТОТА ВРАЩЕНИЯ					
Серия KBV, KBV Цилиндры на давление до 6700 фунтов на кв. дюйм (462 бар), МДРД	KBV/4 6667 л.с. 4972 кВт 900 об/мин	KBV/6 10000 л.с. 7427 кВт 900 об/мин	KBV/4 6667 л.с. 4972 кВт 750 об/мин	KBV/6 10000 л.с. 7427 кВт 750 об/мин		
Серия KBZ, KBV Цилиндры на давление до 7800 фунтов на кв. дюйм (538 бар), МДРД	KBZ/2 2600 л.с. 1939 кВт 1000 об/мин	KBZ/4 5200 л.с. 3878 кВт 1000 об/мин	KBZ/6 7800 л.с. 5817 кВт 1000 об/мин	KBV/2 2600 л.с. 1939 кВт 1200 об/мин	KBV/4 5200 л.с. 3878 кВт 1200 об/мин	KBV/6 7800 л.с. 5817 кВт 1200 об/мин
Серия JGC, JGD Цилиндры на давление до 7800 фунтов на кв. дюйм (538 бар), МДРД	JGC/2 2070 л.с. 1544 кВт 1000 об/мин	JGC/4 4140 л.с. 3087 кВт 1000 об/мин	JGC/6 6210 л.с. 4631 кВт 1000 об/мин	JGD/2 2070 л.с. 1544 кВт 1200 об/мин	JGD/4 4140 л.с. 3087 кВт 1200 об/мин	JGD/6 6210 л.с. 4631 кВт 1200 об/мин
Серия JGK, JGT Цилиндры на давление до 7800 фунтов на кв. дюйм (538 бар), МДРД	JGK/2 1270 л.с. 947 кВт 1200 об/мин	JGK/4 2540 л.с. 1894 кВт 1200 об/мин	JGK/6 3810 л.с. 2841 кВт 1200 об/мин	JGT/2 1300 л.с. 969 кВт 1500 об/мин	JGT/4 2600 л.с. 1939 кВт 1500 об/мин	JGT/6 3900 л.с. 2908 кВт 1500 об/мин
Серия JGK, JGT Цилиндры на давление до 7800 фунтов на кв. дюйм (538 бар), МДРД	JGK/2 1270 л.с. 947 кВт 1200 об/мин	JGK/4 2540 л.с. 1894 кВт 1200 об/мин	JGK/6 3810 л.с. 2841 кВт 1200 об/мин	JGT/2 1300 л.с. 969 кВт 1500 об/мин	JGT/4 2600 л.с. 1939 кВт 1500 об/мин	JGT/6 3900 л.с. 2908 кВт 1500 об/мин
Серия JGR, JGI Цилиндры на давление до 6100 фунтов на кв. дюйм (421 бар), МДРД	JGR/2 430 л.с. 321 кВт 1200 об/мин	JGR/4 860 л.с. 641 кВт 1200 об/мин	JGI/2 620 л.с. 462 кВт 1800 об/мин	JGI/4 1240 л.с. 925 кВт 1800 об/мин	JGI/6 1860 л.с. 1387 кВт 1800 об/мин	
Серия JG, JGA Цилиндры на давление до 6100 фунтов на кв. дюйм (421 бар), МДРД	JG/2 252 л.с. 188 кВт 1500 об/мин	JG/4 504 л.с. 376 кВт 1500 об/мин	JGA/2 280 л.с. 209 кВт 1800 об/мин	JGA/4 560 л.с. 418 кВт 1800 об/мин	JGA/6 840 л.с. 626 кВт 1800 об/мин	
Серия JGN, JGO Цилиндры на давление до 6100 фунтов на кв. дюйм (421 бар), МДРД	JGN/1 126 л.с. 94 кВт 1500 об/мин	JGN/2 252 л.с. 188 кВт 1500 об/мин	JGO/1 140 л.с. 104 кВт 1800 об/мин	JGO/2 280 л.с. 209 кВт 1800 об/мин		
Серия JGM, JGP Цилиндры на давление до 6100 фунтов на кв. дюйм (421 бар), МДРД	JGM/1 84 л.с. 63 кВт 1500 об/мин	JGM/2 167 л.с. 125 кВт 1500 об/мин	JGP/1 85 л.с. 63 кВт 1800 об/мин	JGP/2 70 л.с. 127 кВт 1800 об/мин		





«Мы неразлучны – где нефть, там и Смерть. Свежий приоритет, хотя им свойственно меняться. Раньше было золото.»

Г. Зотов



«Нефть — это кровь Земли. А мы циркуляники, кровь земли качаем. Как сердце Земли — бьется медленно или быстро — от нас зависит.»

Б. Акунин



«Мне всегда жалко нефтяников, которые вкалывают, добывая нефть. Знали бы они, сколько людей сидит на их шее, получая с качаемой на Запад нефти прибыли.»

Ч. Абдуллаев



«Вот смотрите: госпереворот совершили, с нами разговаривать не хотят. У нас какие мысли?»

В. Путин

«Сегодня политиков волнуют ключи исключительно к нефтяным скважинам»

Л. Сухоруков

«Если объем транзита газа из России в страны ЕС не увеличатся, то целесообразно поднять вопрос о замораживании 2-х ниток украинской ГТС»

Н. Азаров

«Нефть — это кровь, пульсирующая по артериям войны.»

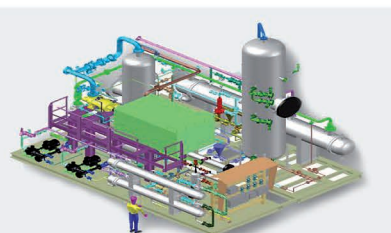
Ю. Семенов («Семнадцать мгновений весны»)

Москва:
105094, ул. Семеновский вал, 6А
Тел.: (495) 787-20-11; факс: (495) 787-20-12

Екатеринбург:
620028, ул. Фролова, 31, офис 31
Тел./факс: (343) 287-37-30



engineering for a better world



Проектирование



Изготовление

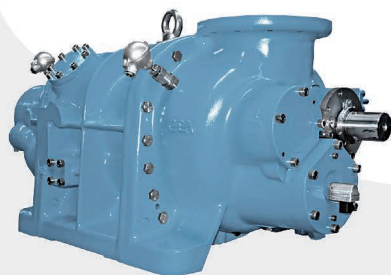


Шеф-монтаж и
пуско-наладка



Сервис и запчасти

Производитель компрессорного и холодильного оборудования для объектов добычи, подготовки и переработки нефти и газа



Изготовление:

- Винтовых компрессоров
- Компрессорных агрегатов и станций
- Холодильных установок
- Блоков подготовки газа



www.gea.com
www.geaenergy.ru



ПОВЕЗЁТ ЛЕГКО

МОДЕЛИ ГРУЗОПОДЪЁМНОСТЬЮ ОТ 10 ДО 2000 ТОНН

ЧМЗАП 99905-010

длина платформы от 11,3 до 26,3 метра



ТЯЖЕЛОВОЗЫ



контейнеровозы
самосвалы
комбайновозы
тентованные
бортовые
модульные системы

Реклама

ОАО «Уралавтоприцеп», Россия,
г. Челябинск, ул. Хлебозаводская, 5
www.cmzap.ru • sales@cmzap.ru

8-800-200-02-74

Звонок по России бесплатный

