

Новый «ЭКТО Diesel*».
Привыкай быть сильнее.



Реклама

Новый «ЭКТО Diesel» наполняет двигатель невероятной мощностью, которой подвластно свернуть даже горы.

Новый «ЭКТО Diesel» с многофункциональным пакетом присадок Keropur® DP ECTO** очищает топливные форсунки от внешних и внутренних отложений и обеспечивает эффективную работу всех типов дизельных двигателей, включая суперсовременные двигатели с системами прямого впрыска Common Rail***. В результате применения нового «ЭКТО Diesel» показатели мощности двигателя увеличиваются до 9 % по сравнению с базовым дизельным топливом ОАО «ЛУКОЙЛ» без присадки. Подтверждено испытаниями топливной лаборатории концерна BASF SE**** в Германии, 2014 г.

* Дизель. ** «Керопур ДП ЭКТО». *** «Коммон Рэйл». **** «БАСФ СЕ».

PORSCHE

ВЫБИРАЕТ



Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Ноябрь –
декабрь
2014

www.neftrossii.ru

НЕФТЬ РОССИИ № 11-12 2014

«РИТЭК»: тяжёлая нефть становится доступнее

Энергоэффективность остаётся виртуальной

Нефтехимия как альтернатива сырьевой модели

«Газовые» акции оторвались от реальности

Африка вытеснит Россию из Европы?

20
лет

2015 год: наступит ли перелом энергетической философии?

Жареный петух прилетел

В уходящем году Россия прошла ряд точек невозврата, в 2015 году ей предстоит дать новые ответы на старые вызовы

Валерий АНДРИАНОВ

Думается, что учёные грядущих поколений без колебаний включат 2014 год в список важнейших дат отечественной истории. Чем же так выделяется уходящий год в череде других? Конечно, в первую очередь яркими событиями, и особенно небывало резким контрастом их эмоциональной окраски: от незабываемого олимпийского праздника и радости от победы нашей сборной – до украинской трагедии и, по сути, возрождения холодной войны. Такой «контрастный исторический душ» проливается на страну, к счастью, далеко не каждый год и даже не каждое десятилетие.

Но главное, пожалуй, заключается в том, что в 2014-м была пройдена некая точка невозврата, вернее, несколько таких точек – в политике, экономике, да и в нефтегазовом комплексе. Даже если прекратится вооружённый конфликт у границ России, отношения между Москвой и Западом всё равно уже не будут прежними. Если рубль пойдёт вверх, то ВВП России всё равно не продемонстрирует такого уверенного роста, как в начале века. Если баррель нефти вновь подорожает, то этот фактор не станет драйвером развития – ни для экономики в целом, ни для самого НГК. Иными словами, в наступающем 2015 году неизбежно придётся искать новые механизмы и политического урегулирования, и подъёма экономики, и модернизации нефтегазовой промышленности.

Решение этой задачи осложняется далеко не благоприятными глобальными тенденциями. Как отмечает наш автор, доктор экономических наук Алексей Мастепанов, в ближайшие годы мир переживёт системный кризис, который охватит как экономику и энергетику, так и политику, в том числе международные отношения. Одновременно ожидается смена базовых парадигм развития мировой экономики, включая глобальные энергетические изменения, вызванные, в частности, сменой технологических укладов в производстве и потреблении топлива и энергии. При этом сохраняются и глобальные факторы, генерирующие нестабильность (см. статью «Перелом энергетической философии»).

Нельзя сказать, что данные вызовы родились в уходящем году. Нет, они были очевидны давно, их много обсуждали и неспешно искали на них ответы. Но теперь времени уже не осталось – пресловутый жареный петух прилетел и занёс свой клюв над Россией. Что могут противопоставить этой «страшной птице» нефтяная и газовая отрасли? Надеяться на повышение цен на углеводороды бессмысленно. Даже если это и произойдёт, то не поможет решить многие проблемы отечественного НГК. Такие как ухудшение сырьевой базы и отсутствие современного оборудования для освоения «сложных» ресурсов.

«В 1960–1980-е годы в стране были колоссальные качественные запасы и низкая себестоимость добычи. Нефть давалась нам легко, не нужно было тратиться на совершенные технологии. Во многом отсюда происходит наше нынешнее отставание в нефтяном машиностроении», – отмечает в своём интервью председатель совета директоров ОАО «РИТЭК» Валерий Грайфер. А

в последние годы высокие цены на нефть стимулировали наём зарубежного сервиса и позволяли не включать собственные мозги. Теперь же, когда петух клюнул, ситуация может резко измениться. «Низкие цены заставят многие нефтедобывающие предприятия выполнять часть сервисных работ самостоятельно... Многие хозяева поймут, что лучше, проще и качественнее делать промысловые работы своими силами. Сервисная компания редко создаёт продукт, она вместо меня, «белоручки», выполняет грязную работу. Это не борьба за инновации. Нет, это консервативный путь в никуда», – отмечает В. Грайфер.

Возникшие проблемы в российской экономике наконец-то заставят решить и ещё одну задачу, о которой рассуждают уже не один год – повысить энергоэффективность отечественной промышленности. Сегодня энергоёмкость нашего ВВП в 1,9 раза выше среднемировой, вдвое больше, чем в США, и втрое – чем в ведущих странах Европы. Это приводит к высокой нагрузке на экономику: капиталовложения в ТЭК достигают 6% от ВВП России, в то время как в среднем по миру данный показатель равняется 1,3%. Как отмечает президент «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов, повышение энергоэффективности в реальном секторе возможно главным образом за счёт внедрения новейших технологий и оборудования. Ведь во многих отраслях до сих пор эксплуатируется оборудование, произведённое 20 и более лет назад... (подробнее см. статью «Тренд: энергетическая эффективность»). И теперь, когда рост ВВП уже невозможно обеспечивать лишь за счёт наращивания экспорта постоянно дорожающего «чёрного золота», волей-неволей придётся заниматься повышением энергоэффективности. Жареный петух заставит...

Ещё одна сфера, где много говорится, но мало делается, – развитие нефтехимии. В последние годы был принят ряд государственных стратегических документов, направленных на возрождение данной отрасли. Но, как отмечали участники прошедшего недавно II Московского международного химического форума, осуществление намеченных в них мер идёт медленно и не всегда правильно. Сроки ввода новых мощностей зачастую переносятся. А от создания отдельных производств, включённых в госпрограмму, компании отказываются без достаточных на то оснований. А ведь и здесь маячит тень жареного петуха, и времени на раскачку совсем не остаётся. Изменение внешних условий (в частности, внедрение сланцевых технологий) практически сводит на нет естественное конкурентное преимущество России, выражающееся в наличии доступных сырьевых ресурсов (см. статью «В тисках сырьевой модели»).

Иными словами, отступать уже некуда. Если в последние годы в относительно спокойной обстановке России и её нефтегазовому комплексу не удалось решить многие застарелые проблемы, то теперь ответы на эти вызовы придётся давать уже под крылом жареного петуха. То есть в условиях санкций, снижающегося курса национальной валюты и подешевевшей нефти. И хотелось бы, чтобы в историю оказался вписанным не только уходящий, но и наступающий год. Но уже не как период больших потрясений, а как начальная точка нового пути России. С Новым годом Вас, дорогие читатели! ■

Нефть россии

Журнал «Нефть России»
Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-52775,
выдано 08.02.2013 Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ

Издатель Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН, директор Института
проблем нефти и газа

Александр НЕКИПЕЛОВ
Академик РАН, председатель Совета директоров
ОАО «Роснефть»

Виктор МАРТЫНОВ
Д. э. н., ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Генадий ШМАЛЬ
Президент Союза нефтегазопромышленников

Александр РОМАНИХИН
Президент Союза производителей нефтегазового
оборудования

Андрей КОНОПЛЯНИК
Д. э. н., профессор

Лариса РУБАН
Д. с. н., профессор (Институт энергетических
исследований РАН)

Владимир ТЕТЕЛЬМИН
Д. т. н., академик РАЕН, заместитель председателя
Центрального совета Всероссийского общества
охраны природы

Александр МАТВЕЙЧУК
К. и. н., академик РАЕН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Секретарь Редакционного совета

Главный редактор Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
Дмитрий ГУРТОВОЙ

Над выпуском работали:
Владимир АКРАМОВСКИЙ,
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА
Корректор Алла БАБИЧ

Телефон редакции: +7 (495) 350-05-72,
+7 (916) 138-52-99
e-mail: adv@neftrossii.ru
Сайт: www.neftrossii.ru

Отпечатано в типографии ЗАО «Граффити»
121165, Москва, ул. Киевская, д. 22,
корп./стр. 1, офис/кв. 103

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 15.12.2014
Цена свободная

Статьи, публикуемые на правах рекламы, обозначены ■

Редакция не несёт ответственности за достоверность
информации, содержащейся в рекламных объявлениях
и других рекламных материалах

При перепечатке ссылка на журнал «Нефть России»
обязательна © «Нефть России»

Обложка – © ООО «Газпром нефть», Новопортовское
месторождение. ЯНАО, полуостров Ямал, 2014 г.



NOTA VENE

В. АНДРИАНОВ

Жареный петух прилетел

В уходящем году Россия прошла ряд точек невозврата,
в 2015 году ей предстоит дать новые ответы на старые
вызовы

1

ИЗ ПЕРВЫХ УСТ

«РИТЭК»: тяжёлая нефть становится доступнее

Вследствие усложнения горно-геологических условий
всё более востребованными оказываются инновацион-
ные подходы к разработке месторождений. Интервью
с председателем совета директоров ОАО «РИТЭК» Вале-
рием ГРАЙФЕРОМ

4



АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

В. ПОМИНОВ, кандидат экономических наук,
председатель;

И. ЯКОВЛЕВ, доктор геолого-минералогических наук,
заместитель председателя

(Межотраслевая группа экспертов)

Обуздать цены всем миром

Необходима новая парадигма при оценке и прогнози-
ровании глобальной энергетики на основе системного
подхода

10

А. МАСТЕПАНОВ,

доктор экономических наук, академик РАЕН,
руководитель Аналитического центра
энергетической политики и безопасности –
заместитель директора ИПНГ РАН, член совета
директоров Института энергетической стратегии

Перелом энергетической философии

Некоторые направления развития мирового нефтегазо-
вого комплекса и их значение для России

17

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Под знаком трёх тенденций

«Парма-Телеком» (ITPS Group) провела конференцию
по управлению активами

25

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КППМГ

Антон УСОВ,

партнёр, руководитель практики по работе с компа-
ниями нефтегазовой отрасли КППМГ в России и СНГ

Деофшоризация шагает по стране...

Нефтяные компании должны в короткие сроки
оптимизировать свои структуры, чтобы соответствовать
требованиям нового антиофшорного закона

26



«Газпром нефть»



«Газпром нефть»

**ШЕЛЬФ**

А. АННЕНКОВА

Красота и опасность морского Левиафана

Несмотря на усилия отдельных стран и мирового сообщества в целом, морская добыча и транспортировка нефти по-прежнему связаны с высокими экологическими рисками

28**РЕСУРСЫ**

М. КУТУЗОВА

Тренд: энергетическая эффективность

Снижение энергоёмкости ВВП в России до недавнего времени было чисто виртуальным, изменившиеся экономические условия требуют реальных действий

34**ТЕХНОЛОГИИ**

Илья ДУБОВ, заместитель главного инженера по технике и технологии НФ «Западная Сибирь» НКБ;
Николай МОЙСА, кандидат технических наук, заместитель директора по бурению ООО «НПО «Химбурнефть»;
Сергей МИЩЕНКО, магистр кафедры мировой экономики Кубанского государственного университета

Как сохранить устойчивость ствола

Технологические решения ингибирования и снижения осложнений при бурении скважин методом ЗБС

38**НЕФТЕХИМИЯ**

А. ВАЛЕНТИНОВ

В тисках сырьевой модели

Введение западных санкций осложняет реализацию масштабных планов российского правительства по развитию нефтехимии

40**ФОНДОВЫЙ РЫНОК**

Н. ЗЕЛЕНИН

В отрыве от реальности

Курс акций отечественных газодобывающих компаний слабо связан с динамикой их добычи, а также с ситуацией на российском и мировом рынках

48**МИРОВОЙ РЫНОК**

Ю. ЛАВРОВ,

наш собственный корреспондент в странах Бенилюкса

«Голубое топливо» Чёрного континента

Страны Африки южнее Сахары могут потеснить Россию на европейском газовом рынке

53**EX LIBRIS**

В. ТЮТЮННИК,

доктор технических наук, профессор, академик РАЕН, президент;

А. ЧЕРНОВ,

ведущий сотрудник (Международный информационный Нобелевский центр)

Волжские бастионы Нобелей

Вышла в свет новая книга по истории нефтяной промышленности России

58**ЛЮДИ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ**

Ю. ЕВДОШЕНКО,

кандидат исторических наук

«Трубопроводный» кавторанг Антон Булгаков

К 135-летию со дня рождения талантливого российского инженера, создателя первых советских нефте- и газопроводов

60

Г. КОЛЕВА,

доктор исторических наук, доцент, профессор кафедры гуманитарных наук Института менеджмента и бизнеса;

Жеко КОЛЕВ,

ассистент кафедры моделирования и управления процессами нефтегазодобычи Института геологии и нефтегазодобычи

(Тюменский государственный нефтегазовый университет)

Человек у истоков нефтяной реки

Имя первого руководителя «Главтюменнефтегаза»

А. М. Слепяна оказалось незаслуженно забытым

65



«РИТЭК»: тяжёлая нефть становится доступнее

Вследствие усложнения горно-геологических условий всё более востребованными оказываются инновационные подходы к разработке месторождений

Валерий Грайфера по праву называют одним из патриархов отечественной нефтегазовой промышленности. За его плечами колоссальный опыт и знания. В советские годы Валерий Исаакович прошёл путь от помощника мастера по добыче до заместителя министра нефтяной промышленности. В 1992 г. он основал Российскую инновационную топливно-энергетическую компанию («РИТЭК») и в течение 18 лет был её генеральным директором. С 2010 года Валерий Грайфер – председатель совета директоров ОАО «РИТЭК». Он также является председателем совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ». 20 ноября 2014 г. ему исполнилось 85 лет. Журнал «Нефть России» поздравил юбиляра и попросил поделиться мыслями о проблемах и перспективах инноваций в российской нефтяной отрасли.

– Валерий Исаакович, за 62 года работы в отрасли Вы были свидетелем многих взлётов и падений отечественной нефтяной промышленности. С позиций настоящего времени, какие ключевые проблемы Вы видите в развитии и организации нефтяной отрасли СССР и России?

– Нефть всегда играла огромную роль в экономике нашего государства. Открытие гигантских и крупных месторождений с большими дебитами было отличным подспорьем для нефтяной индустрии и всей промышленности СССР. В 1960–1980 годы в стране были колоссальные качественные запасы и низкая себестоимость добычи. Нефть давалась нам легко, не нужно было тратить на совершенные технологии. Во многом отсюда происходит наше нынешнее отставание в нефтяном машиностроении. Добыть больше здесь и сейчас, перевыполнить план – так диктовали нефтяникам «сверху». О том, что будет потом, не думали.

Когда-то Косыгин мог позвонить Муравленко и сказать: «Виктор Иванович, с хлебушком плохо, дай миллион тонн сверх плана». А тот отвечал: «Есть, Алексей Ну-

колаевич». К сожалению, чрезмерная интенсификация добычи в советские годы вышла всей стране боком – запасы нефти на основных, кормящих страну месторождениях иссякают. Например, на Ромашкинском отобрали уже 60% извлекаемых запасов. Резко упала добыча на Самотлоре, где средняя скважина вначале давала 800 т, а сегодня 10–12 т. И это два основных «кормильца» страны. Та же картина наблюдается на Фёдоровском, Мамонтовском и других элитных месторождениях, где и запасы, и дебиты были солидными.

Скажем честно: в полной мере продуманной нефтяной политики в стране не существовало. Нефть служила лишь средством достижения целей. Расскажу историю. Однажды в 1960 годы ко мне в Татарию приехал один учёный. Говорит: «Я изобрёл новый метод добычи – с использованием заморозки стенок скважин». Положил передо мной письмо Ленина Губкину, где Владимир Ильич жёстко критиковал нефтяников за то, что они используют много дорогостоящих труб. Времена были такие, что против Ленина «не попрёшь». Мы заложили 15 скважин со специальной термиче-

ской обработкой. В результате – обвал, все 15 скважин погибли. Оставалось мне пойти в мавзолей (смеётся) покаяться.

В новейший период российской истории нефтяники в погоне за сиюминутной прибылью позволяли себе нерациональный подход к недропользованию. Например, в девяностые «самое передовое предприятие» «Юкос» варварскими методами наращивало добычу, не заботясь о будущем. Насосы устанавливали чуть ли не на забое скважины. Всё, что возможно было «высосать» из пласта в кратчайшие сроки, они выкачивали.

Все эти негативные факторы способствовали ухудшению горно-геологических условий. Радикально поменялась сама структура запасов. Легкоизвлекаемой нефти осталось 30%, а тяжёлой, для работы с которой в большинстве случаев пока нет надёжных технологий, – более 70%. Если говорить о добыче, то как раз на лёгкую нефть приходится 70%, на тяжёлую – 30%.

Для нефтяной промышленности России сегодня довольно непростой и ответственный момент. Сама её география усложняется – она «уходит» в отдалённые, периферийные зоны со сложными климатическими условиями. Это север ЯНАО и ХМАО, НАО. Встают новые задачи в связи с выходом на российский шельф.

И положение наше было бы совсем скверным, если бы мы не чувствовали поддержки со стороны правительства. Долгое время отношение к нефтяной промышленности было как к «самовару с краном» – сколько надо, столько «отольём». Сегодня мы видим изменения в этом направлении. Президент достаточно глубоко разобрался в ситуации в отрасли. Так, для некоторых месторождений предоставляются льготы, без которых запасы были бы просто нерентабельны.

То, что начали создавать стимулирующие условия для развития отрасли, не может не радовать. Вы обратили внимание, как Вагит Юсуфович Алекперов поставил вопрос о работе на море во время визита президента Владимира Путина на нефтяную платформу на месторождении им. Корчагина? Если бы компания разрабатывала каспийские месторождения на обычных условиях, ей бы грозило банкротство. Однако государство пошло навстречу, и при нынешних льготах «ЛУКОЙЛ» в интересах страны активно разрабатывает шельф, создаёт дополнительные рабочие места, стабильно платит налоги.

Сегодня создаются компенсационные условия и для тяжёлых нефтей. Например, в Татарстане успешно добывается

НАША СПРАВКА

Валерий Исаакович ГРАЙФЕР родился 20 ноября 1929 г. в Баку в семье военнослужащего. В 1952 г. он окончил Московский нефтяной институт им. И. М. Губкина по специальности «горный инженер по разработке нефтяных и газовых месторождений». Кандидат технических наук, профессор, академик Академии горных наук РФ.

С 1952-го по 1957 г. – работал помощником мастера, мастером по добыче нефти, начальником отдела объединения «Татнефть».

С 1957-го по 1962 г. – начальник отдела добычи, переработки нефти и газа Управления нефтяной промышленности Татарского Совета народного хозяйства.

С 1962-го по 1972 г. – управляющий треста «Татнефтегаз», главный инженер объединения «Татнефть».

С 1972-го по 1985 г. – начальник планово-экономического управления – член Коллегии Министерства нефтяной промышленности СССР.

С 1985-го по 1990 г. – заместитель министра нефтяной промышленности СССР, начальник «Главтюменнефтегаза».

С 1990-го по 1992 г. – заместитель председателя Научно-технического совета Миннефтепрома СССР.

С 1992-го по 2010 г. – генеральный директор ОАО «РИТЭК».

С 1996 года регулярно избирается в состав совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ».

С 2000 года по н.в. – председатель совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ».

С 2010 г. по н.в. – председатель советов директоров ОАО «РИТЭК».

Лауреат Ленинской премии (1976), Почётный нефтяник, Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ (1967).

Награждён орденами – Ленина (1971), «За заслуги перед Отечеством» IV степени (1999), «За заслуги перед Отечеством» III степени (2007), Трудового Красного Знамени (1966), «Знак Почёта» (1959), Дружбы народов (1996) – и медалями. В 2009 г. награжден Почётной грамотой Президента РФ.



битум, который практически не течёт. Его запасы составляют несколько миллиардов тонн – это огромный фронт работ на многие годы вперёд. Так что можно сказать, что для нефтяной отрасли ситуация выправляется, дела пошли в гору.

Конечно, полностью перекладывать всю ответственность на государство было бы неверно. Все перечисленные мной негативные факторы волей-неволей заставляют нас сегодня работать головой, искать инновационные подходы, что постепенно даёт плоды.

– Эти факторы и подвигли Вас в 1992 г. к созданию именно инновационной компании?

– Именно так. С 1992-го прошло уже 22 года, и принципу инновационной деятельности мы всегда верны. Однако на начальной стадии в большей степени это было формально. Мы банально искали возможность выжить. У нас отсутствовали собственные месторождения. Нам приходилось считать каждую копейку. С чего мы тогда начинали? Было огромное количество бездействующих скважин. Мы предлагали отремонтировать их, про-

вести мероприятия по повышению нефтеотдачи. Положим, до остановки скважина давала 10 т, мы доводили дебит до 20 т. По соглашению с недропользователем «базовые» 10 т плюс 5 т «за смелость и решительность» отдаём ему, а 5 т берём себе. Первые 70 тыс. т в 1992 г. мы получили именно таким образом.

Сегодня за счёт инноваций обеспечиваем примерно 25% нашей добычи – 2 из 8 млн т. Но не собираемся останавливаться на достигнутом. Мы видим, что, согласно генеральной схеме разработки Ромашкинского месторождения, нефтеотдача должна была составить 60%. А татарские нефтяники перешагнули этот рубеж. Благодаря проведению мероприятия по ПНП нефтеотдача достигла 63–65%. Уверен, и мы сможем так, если подберём правильные «ключи» к своим залежам.

– Могут ли крупные нефтяные компании так же, как «РИТЭК», скрупулёзно работать со сложными месторождениями и «проблемными» скважинами?

– Крупные компании, такие как «ЛУКОЙЛ», реализуют масштабные про-



Рабочая встреча Валерия Исааковича Грайфера, начальника Главтюменнефтегаза – заместителя министра нефтяной промышленности СССР с председателем Госплана СССР Николаем Константиновичем Байбаковым (1985 г.)

екты, и для них экономически невыгодно отвлекаться на низкорентабельные залежи. Именно поэтому «ЛУКОЙЛ» передал «РИТЭКу» ряд таких активов.

К примеру, мы взяли у него участок месторождения в Западной Сибири с низким качеством запасов. На тот момент весь участок давал 60 тыс. т. Мы, получив это «богатство», опробовали каждую скважину, разобрались в системе заводнения и вывели добычу на уровень 200 тыс. т. Вскоре оказалось, что «такая королева нужна самому». В результате через некоторое время там опять началось падение добычи. В чём же дело? В разном уровне восприятия. Для нас эти два-три десятка скважин – действительно богатство. Мы внимательно «обхаживали» участок, проводили исследовательские работы по каждой скважине. Ведь это наша специализация, и мы в этом сильны.

Говорю в порядке конструктивной критики, но когда идёт массовое производство, то до каждой скважины у большой компании просто не доходят руки. Особенно в условиях, когда в российских компаниях были убраны основные подразделения – нефтегазодобывающие управления (НГДУ). А управлять огромными коллективами в масштабе территориально-производственного подразделения (ТПП) сложно. Не случайно же Западная Сибирь находится в непрестом положении. Во всем нужен порядок и осмысление!

– Технологии «РИТЭКа» получают тиражирование на месторождениях того же «ЛУКОЙЛа»?

– Разумеется, поскольку месторождения, на которых работает «РИТЭК», выступают в роли научно-технических поли-



Студент Московского нефтяного института Валерий Грайфер (1950 гг.). Сегодня Валерий Исаакович – Почётный профессор и руководитель Попечительского совета РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

гонов для отработки перспективных технологий. В качестве примера могу привести изменения, которые мы внесли в организацию системы поддержания пластового давления. Раньше повсеместно использовались большие насосные станции. От такой станции шёл коллектор на 15–20 км. К нему подключались нагнетательные скважины. Так вот, если насос на станции поднимал давление до 200 атмосфер, то на дальнюю скважину приходило давление лишь 30 атмосфер. И наоборот, в ближние скважины закачивалась излишняя вода. Насос качал столько, сколько может, а не оптимальный объём для каждой нагнетательной скважины.

«РИТЭК» же вместе с американскими партнёрами разработал «ТРИПЛЕКС» – систему индивидуальной закачки в каждую нагнетательную скважину. Мы рассуждали так: если добывающая скважина достойна того, чтобы в неё спустить погружной насос с двигателем, протектором и т. д., то нагнетательная скважина, которая отвечает за 5–6 добывающих скважин, тем более заслуживает такого же «обходительного» отношения. В «РИТЭКе» и «ЛУКОЙЛе» на каждую нагнетательную скважину ставится система индивидуальной закачки. И мы качаем столько, сколько скважина может принимать, давление держим оптимальное.

Второе направление – баженовская свита. Она распространяется на 1 млн км². Академик Иван Иванович Нестеров называет общий объём запасов данной свиты – 150 млрд т. Конечно, он горячий человек, сибиряк, но у него за этой величиной стоят скрупулёзные расчёты. Наша компания пробует брать эту нефть. И первые эксперименты обнадеживают. Значит, мы на правильном пути.

«РИТЭК» получил здесь синтетическую нефть. Что это значит? Материнские породы из органического вещества, которые накапливались в прошлые эпохи, но не успели окончательно преобразоваться в нефть, в условиях, когда мы ведём термохимическое, термогазовое воздействие, начинают давать нам свободную лёгкую нефть и лёгкий газ. Идёт процесс синтеза. Фактически мы успешно перенесли часть химических процессов с НПЗ в недра. Экономически это очень выгодно!

– Насколько близко освоение запасов уникальной баженовской свиты в промышленных объёмах?

– Промышленная добыча предполагает несколько условий. Первое – отработанные технологии. Мы сейчас трудимся над этим. Осваиваем уже второй участок, где пробурено полтора десятка экспериментальных скважин. Второе – на основании отработанных технологий сделать надёжный проект. К середине следующего года оба эти этапа будут реализованы. Мы научимся уверенно вести процесс и его контролировать.

Представьте, весь газ мы раскладываем чуть ли не по молекулам. В процессе горения в недрах получаем азот и углекислый газ, а кислород выжигаем. Тщательно следим за тем, что происходит в процессе сжигания органического вещества в зоне кислорода. На каждой добывающей скважине у нас установлен хро-

матограф. Разлагаются и порода – кероген, и продукты горения. В результате нефть, залегающая в керогене, обогащается лёгкими фракциями, и получается принципиально новый сорт нефти.

В 2013 г. эта технология была принята на вооружение. Отношение общественности к ней серьёзно изменилось в лучшую сторону. А ведь ещё год назад кое-кто из «властей предрержащих» говорил: «Остановите их, всю нефть в недрах выжгут, что за вредительство!» Совершенно беспочвенные опасения – у нас фронт горения движется по сантиметрам. Зона керогена, где проходят тонкие струйки живой нефти, чрезвычайно объёмна. Все эти запасы ждут своего часа. Здесь необходимы нанотехнологии, совершенно новый уровень контроля за разработкой, за кислородом. Мы очень осторожно подходим к этой работе.

Меня предупреждали: «Что вы делаете – кислород загоняете в нефтяную и газовую зону!» Я отвечал: «Мне уже 80 лет, рискнём, а там – как бог даст». Впрочем, в теории мы понимали, что весь кислород будет выгорать. И практика это подтвердила. Температура в зоне горения достигает 300 °С. Происходит влияние на кероген – появляются качественная нефть, лёгкие фракции бутана и пропана, которые мы улавливаем.

И всё же у этого метода есть и немало оппонентов. Они противопоставляют американские и канадские методы добычи сланцевых углеводородов. Однако эти сравнения не в пользу американских технологий. Последние предполагают огромные объёмы сложных буровых работ с горизонтальным положением по пласту. Это вдвое-втрое дороже, чем строительство вертикальных скважин. Кроме того, гидроразрывы в сланцевых породах оказывают огромное негативное влияние на экологию. Не случайно многие компании отказываются от этих методов, а ряд стран, например Польша и Турция, законодательно запретили такие работы.

Я верю, что баженковская свита очень перспективна. Причём это не просто отдалённое будущее, а уже сегодняшняя работа «ЛУКОЙЛа» и «РИТЭКа».

– Государство пошло навстречу нефтяникам в вопросах льготного налогообложения для многих труднодоступных месторождений на суше и на море. А каких принципиальных доработок в интересах ТЭК, на Ваш взгляд, всё ещё требует законодательство о недрах?



Опытный участок на Средне-Назымском месторождении (ХМАО), на котором испытывается технология термогазового воздействия для добычи нефти из баженковской свиты

– Мы были и остаёмся единственной крупной нефтедобывающей страной, где нет закона о нефти. В США, Норвегии, Великобритании такой закон есть. Для всех этих государств нефть также является локомотивом прогресса.

Чем хорош закон о нефти? В нём есть чёткий, регламентированный порядок работ, который затрагивает и технологию, и экономику, и финансы, и экологию, и взаимоотношения с коренными народами.

Я этот вопрос неоднократно обсуждал с законодателями. Мне говорят, что если есть закон о нефти, то нужен и закон об алмазах и т. п. А я отвечаю, что использование алмазов в промышленности настолько мизерное, что это не имеет смысла. Нефть же оказывает огромное влияние на государство, она во многом определяет технический и социальный уровень общества. От неё зависят транспорт, производство и потребление энергии, химия.

Несовершенство в действующем законодательстве ещё хватает. Например, в земельных вопросах. Спекулянты по дешёвке скупили землю, теперь в недрах под этими участками открыты месторождения, а цену на землю эти дельцы подняли в 1000 раз. Не объехать их, не обойти. Приходишь к ним, показываешь лицензию, а они тебе разрешают бурить, грубо говоря, где-нибудь в овраге. Налицо противоречие не в пользу государственных интересов. Вместе с тем, мы видим, что на

самом вершине понимают многие проблемы нефтяников, и это внушает оптимизм.

– Как отразятся, на Ваш взгляд, экономические санкции со стороны США и ЕС на российской нефтяной промышленности?

– Ограничение доступности технологий для российской нефтянки – это во многом блеф. В технологиях добычи на суше мы не уступаем Западу. Вот вам пример. Несколько лет назад мы договорились с американцами совместно осваивать одно месторождение в Ноябрьске. Они взяли на себя проект его разработки и просто скопировали один к одному проект обустройства соседнего месторождения. Ничего нового они нам не привнесли.

Мы работаем на Севере уже десятилетия, а они будут из Калифорнии привозить нам технологии! Нельзя забывать про своё богатое наследие! Хотя определённым аспектам работы у американцев всё же стоит поучиться. На меня в своё время произвело впечатление, что на Аляске, схожей по климатическим условиям с Сибирью, летом ремонтные работы не проводятся. Межремонтный период достаточно большой. Если скважина внезапно заглохла, они не бросаются сломя голову делать ремонт. На Аляске сложно строить дороги – разрешение на это получить крайне трудно, почти невозможно. Поэтому до зимы, пока не построят зимник, месторождение «накапливает энергию». Это очень разумный и экономически выгодный подход, ко-



Президент РФ Владимир Путин вручает Валерию Грайферу орден «За заслуги перед Отечеством» III степени (Москва, Кремль, 9 октября 2007 г.)

торый применим и в России. В остальном, как правило, на суше американцы используют те же методы, что и мы.

Корни наших бед – слабое машиностроение. Современную сложную технику нам приходится закупать за рубежом. А ведь многое из того, чем хотят насытить нашу страну в плане технологий, когда-то было открыто в самой России. Методы горизонтального бурения были разработаны В. А. Петросяном из ВВНИИ-Бурнефти, эмигрировавшим в США в 1950 годы. Штанговые насосы – инженером Иваницким. Первый гидроразрыв более полувека назад мы делали промысловыми и цементировочными агрегатами с давлением 320 атмосфер. В России всегда были талантливые учёные и инженеры, и в случае закрытия нам доступа к западным технологиям, мы просто получим дополнительный стимул к развитию собственных инноваций.

Однако на это требуется время. А российский шельф не ждёт. Как раз здесь без зарубежных технологий нам пока не обойтись. Например, без сложного навигационного оборудования и спецоборудования для эксплуатации скважин в условиях ледостава.

– Валерий Исаакович, как Вы считаете, насколько нынешнее падение цен на нефть осложняет работу над инновациями в отрасли?

– Низкие цены на нефть могут повлиять на рентабельность, особенно если цена начнёт падать быстрее, чем мы сможем сократить затраты. Конечно, это бу-

дет препятствовать развитию новых технологий, что станет прямым путём к исключению из разработки значительной доли «тяжёлых» запасов.

Замечу, что высокие цены не только увеличивают рентабельность, но и стимулируют политику найма сервиса. А низкие цены заставят многие нефтедобывающие предприятия выполнять часть сервисных работ самостоятельно. Я как раз выступаю за то, чтобы наши нефтедобывающие подразделения имели больше прав и возможностей глубже заниматься технологиями и инновациями. С позиций своего опыта скажу, что большинство сервисных компаний не будут внедрять инновации, им важно максимально снизить свои расходы. Вопрос этот спорный и достоин обсуждения на страницах журнала.

В условиях снижения цен на нефть многие хозяева поймут, что лучше, проще и качественнее делать промышленные работы своими силами. Сервисная компания редко создаёт продукт, она вместо меня, «белоручки», выполняет грязную работу. Это не борьба за инновации. Нет, это консервативный путь в никуда. Скажем, в СССР система организации нефтяного промысла отличалась от нынешней. Промыслы имели свои сварочные агрегаты и подъёмники, чтобы при необходимости оперативно сделать лёгкий подземный ремонт. У работников была возможность оперативно реагировать на нештатные ситуации. Положим, парафин закупорил нефтепровод. Начальник промысла даёт команду и в любое время суток приходит передвижная паровая установка (ППУ),

которая пропаривает и запускает трубопровод. А в нынешних условиях сервисная команда может приехать, подключить ППУ, а потом, через 3 часа, заметить, что шланг провели не туда. Надёжнее, когда спецагрегаты находятся в руках хозяина, который ответственно к ним относится.

В состав промыслов входили участки, где работали бригады по добыче нефти. Я три с половиной года проработал мастером. Моя бригада насчитывала 150 человек. И многие вопросы необходимо было решать самостоятельно и быстро, так что до директора промысла я редко доходил.

Сейчас стремятся упростить систему управления, передавая часть полномочий подрядным организациям. А по факту в самой компании людей остаётся столько же, просто больше народу находится в конторах, в офисах за компьютерами, и эффективность некоторых таких сотрудников под большим вопросом.

В принципе, неплохой эффект даёт система оплаты сервисных компаний, основанная на выполнении планов по добыче. Надёжные сервисные предприятия есть, и я против того, чтобы часто менять исполнителей. Плохо то, что появилось немало авантюристов, которым важно пробиться, «врезаться» в систему. Они приходят на тендер с предложением в два раза дешевле, чем у конкурентов. Из-за условий тендера его в компании принимают, а потом плачут горючими слезами. Отбирать победителя только по технико-экономическим показателям – неразумно.

Вполне допускаю, что «ортодоксальность» мешает мне взглянуть на это другими глазами. Но есть какие-то жизненные принципы, которые не объехать, не обойти. Есть жизненный опыт, свидетельствующий, что важна не только себестоимость, но и качество работ. При этом я убеждён, что если уж создавать сервисные организации, то в их руководстве должны быть настоящие патриоты, ответственные люди.

Популярно выражение: нефть – это беда и «сырьевое проклятие». Ряд известных экспертов постоянно твердят о необходимости «слезть с нефтяной иглы», избавиться от сырьевой зависимости. Это в корне неверное видение проблемы. Я убеждён, что доходы от нефти должны работать в интересах России. Но их необходимо вкладывать не в зарубежные банки, а в строительство современных заводов и приборостроение. Нефтяные богатства – это благо для страны, и они могут и должны стать локомотивом развития инноваций!

Управление капиталом

- Возможность получить более высокий доход, чем по банковскому депозиту
- 100% гарантия возврата ваших финансовых вложений
- Надежная финансовая защита от непредвиденных жизненных ситуаций



РЕКЛАМА

8-800-200-68-86 звонки по России
БЕСПЛАТНЫЙ

0530 БИЛАЙН, МЕГАФОН, МТС
звонки БЕСПЛАТНЫЙ

www.RGS.ru

Обуздать цены всем миром

Необходима новая парадигма при оценке и прогнозировании глобальной энергетики на основе системного подхода*



Валентин ПОМИНОВ,
кандидат экономических наук, председатель;
Игорь ЯКОВЛЕВ,
доктор геолого-минералогических наук, заместитель председателя
(Межотраслевая группа экспертов)

В первой части данной статьи отмечалось, что, несмотря на обширную работу по прогнозированию мировой энергетики, которая постоянно совершенствуется, её результаты ещё не полностью соответствуют насущным потребностям заинтересованных сторон. Известные усилия, предпринимавшиеся в рассматриваемой области до сих пор, представляются недостаточными. Так, «Большая двадцатка» инициировала или поддержала около 30 профильных проектов, благодаря чему наметился определённый сдвиг к лучшему. Однако эти меры не способны привести к требуемому перелому. Одни поручения G20 носят чрезмерно общий характер, другие выполняются лишь частично, а третьи не осуществляются вообще. В итоге события в рассматриваемой области по-прежнему подвержены влиянию неуправляемых рисков. Ежегодно публикуется свыше десятка новых прогнозов мировой энергетики. Но они страдают существенными недостатками. В частности, большое количество выделенных и не связанных между собой сценариев характеризуются отсутствием системности, технологичности, транспарентности и многих других признаков, которые должны быть атрибутами истинно комплексного подхода. В результате у власти и бизнеса нет надёжно обоснованного инструментария, на который они могли бы с уверенностью опереться в принятии решений. Отсутствуют также единство и точность в прогнозировании ключевого показателя – мировой цены нефти.

Суть и последствия текущей ситуации

На мировых рынках продолжают бесконтрольно действовать силы, которые собственно и вызывают непредсказуемое движение цены нефти. Причём ни у кого не хватает смелости назвать конкретные организации и лица, которые непосредственно двигают её в ту или иную сторону. Впрочем, по некоторым данным, до 90% операций на главных биржах ныне выполняют сверхскоростные компьютерные программы, играющие между собой и находящиеся в руках отнюдь не простых участников торговли. Эта сторона проблемы вообще не подвергалась должному комплексному рассмотрению.

Несмотря на сохраняющуюся остроту ситуации и угрозу повторения глобального кризиса, мировая элита и обслуживающий её экспертный слой по-прежнему проявляют неспособность количественно определить влияние причин кризиса, механизмы их действия, а также эффективно обуздать рукотворную хаотичность цен на энергоресурсы, хотя технические возмож-

Рис. 2. Главные направления решения глобальной энергетической проблемы

1. Создать¹ высокотехнологичную Единую международную систему оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства в макросреде, а в качестве модулей последней – Всемирную службу ценовой информации и Международную интернет-платформу по энергетике и экологии
2. Интенсифицировать международное сотрудничество для обеспечения более устойчивой и управляемой динамики мировой цены нефти, предусмотрев проведение для этой цели международной конференции
3. Разработать Концепцию количественного измерения энергетической безопасности на международном и национальном уровнях и внести соответствующие изменения в законодательство

¹Включая также дальнейшее поддержание.

* Окончание. Начало в № 10/2014.

ности для этого существуют. Нестабильность и непредсказуемость мировой цены нефти остаются одними из главных дестабилизирующих факторов, нарушающих равновесие мировой экономики.

Сохранению текущей ситуации способствует активная деятельность влиятельных приверженцев убеждения, согласно которому надо смириться с «ниспосланным свыше рыночным мироустройством». При этом главный выход видится лишь в том, чтобы облегчить этой «вещи в себе» проявление её позитивных возможностей.

Всё это фактически подтвердил и Президент РФ В. В. Путин в своём интервью китайским СМИ перед саммитом АТЭС в Пекине 9–10 ноября 2014 г. Весьма характерна обречённость, которая сквозит в его фразе: «*Возникает ощущение, что в ценообразовании на энергоресурсы как раз преобладает политика*».

Авторы многочисленных прогнозов мировой энергетики далеки от мысли осуществить решительный перелом в осознании текущей ситуации. При этом повсеместно отсутствует даже намёк на то, чтобы предпринять серьёзную попытку повлиять на движение цены. То есть весь истеблишмент пронизан ярко выраженным, можно сказать маниакальным чувством зависимости от неуправляемой стихийной силы, не поддающейся, как видно, пониманию.

К числу наиболее заметных последствий сложившейся ситуации в области глобального энергетического прогнозирования относятся провалы с качественным предвидением развития многих ключевых событий.

Итак, назрела острая потребность в поисках выхода из тупика, в котором находится прогнозирование мировой энергетики.

Три направления решения проблемы

Участники Межотраслевой группы экспертов (МГЭ) считают необходимым двигаться по трём взаимосвязанным направлениям, перечисленным на рис. 2.

Кратко рассмотрим каждое из них.

Первое направление. Единая международная система должна формироваться исходя из совокупности около 30 технологий, каждая из которых инкорпорирует лучшие мировые нововведения. На рис. 3 представлены некоторые из них.

Отметим особенности только трёх из выделенных технологий (номера 1, 2, 17).

«*Верификация запасов*». Даже в таком серьёзном многостороннем исследова-

Рис. 3. Некоторые технологии для построения систем оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического комплекса

1. Независимая верификация подсчётов природных энергоресурсов
2. База данных нового поколения («умная база данных»)
3. Отслеживание взаимосвязи с макроэкономикой и геополитикой
4. Кадастр инноваций
5. Обоснование предельных значений показателей энергетической безопасности
6. Онлайн-мониторинг центров ценообразования, проникновение в механику волатильности
7. Опора на натурально-стоимостные топливно-энергетические балансы
8. Многоаспектный расчёт сравнительной эффективности освоения энергоресурсов
9. Анализ собственности и выручки
10. Измерение социальной нагрузки топливно-энергетического комплекса
11. Выстраивание взаимосвязей рынков энергоресурсов, других товаров и финансовых инструментов
12. Установление соотношений между спотовыми и деривативными, а также между мировыми и внутристрановыми ценами энергоресурсов
13. Сочетание высоко результативных методов прогнозирования – модельных и немодельных
14. Исчерпывающая проверка современных методов прогнозирования на ретроспективе
15. Обеспечение максимальной детализации показателей, в том числе в географическом разрезе
16. Инкорпорирование элементов других прогнозов с согласия их авторов
17. Создание вариантов реалистичных прогнозов и выбор наиболее вероятного из них
18. Непрерывность процесса прогнозирования с отражением внутрисуточных изменений в кратко-, средне- и долгосрочных прогнозах
19. Ориентация на адресные рекомендации с обоснованиями и расчётами эффективности
20. Подготовка проектов нормативно-правовых актов
21. Работа в формате Распределённой сети экспертов как эффективного способа мобилизации интеллектуального потенциала
22. Обеспечение максимальной открытости, предоставление всех данных по запросам с соблюдением авторских прав

Примечания.

1. В перечне не указано ещё 10 других специальных технологий.

2. Отсутствие хотя бы одной из названных технологий или их несоответствие лучшим стандартам является основанием для того, чтобы считать соответствующие разработки не заслуживающими доверия.

3. Нецелесообразно публиковать и продвигать результаты прогнозных разработок без обеспечения успешного применения этих технологий.

нии, каковым является разработка Управления по энергетической информации США «*Соотношение между ресурсами и запасами 2013*», не объясняется, насколько точно подсчитаны объёмы сырья в недрах. Неясно, как они соотносятся с технологиями добычи, детально описанными в данной разработке. Кроме того, она не увязана с прогнозами этого же Управления.

Подчеркнём, что верификация должна начинаться с рассмотрения первичной полевой документации, что игнорируется известными прогнозистами. Конечно, такая скрупулёзность, скорее всего, может быть только точечной. Но этого достаточно, чтобы выйти, наконец, на консенсус относительно реальной перспективности, в частности, сланцевого бумма в США.

«*Умная база данных*». Традиционные базы являются пассивными «информацион-

ными могильниками» собранных данных. В «умной базе», как её трактует МГЭ, информация не только хранится в исходном виде, но и проверяется на достоверность, подвергается определённому анализу и преобразуется с учётом интересов различных групп пользователей. При этом степень её обработки может доводиться до выдачи вариантов решений. Речь идёт об онлайн-интерактивном режиме эксплуатации «умной базы».

Ответвлением этой базы данных может стать международная интернет-платформа по энергетике и экологии. Она должна быть оснащена интерактивными и краудсорсинговыми функциями, а также сочетать онлайн- и офлайн-сопровождение. Вследствие этого она будет гораздо более высокого уровня, чем существующие специализированные вебсайты.



Рис. 4. Схема методики расчёта установленной мировой цены нефти (УМЦН)

1. При составлении общего топливно-энергетического баланса мира во внимание принимается преимущественно нефть владельцев, подписавших соответствующее международное соглашение. Параметры спроса и предложения такой нефти составляют часть общего баланса («одобренный баланс нефти»), в котором задаётся объём замыкающей нефти. Её доля может колебаться от 3 до 10%, а конкретные значения определяются международным соглашением
2. Для заданного объёма замыкающей нефти вычисляются средневзвешенные суммарные удельные издержки с учётом всех стадий (включая доставку на рынок), а также основных физических характеристик (плотность, содержание серы и т. д.), которые будут определять универсальный мировой маркер нефти
3. УМЦН получается как сумма указанных средневзвешенных издержек и согласованной надбавки. Таким образом будет обеспечиваться прибыльность для всех производителей, подписавших соглашение и сформировавших одобренный баланс нефти
4. По таблице поправок к параметрам универсального мирового маркера нефти может определяться цена любого сорта
5. В редких случаях, когда УМЦН оказывается неприемлемой (издержки превышают требуемый уровень), могут вводиться исключения

Примечание.

Упомянутая выше Распределённая сеть экспертов может уточнить эти принципы и разработать на их основе проект методики для её последующего утверждения международным соглашением.

«Создание вариантов реалистичных прогнозов». Число возможных (правдоподобных) сценариев, которые следует задействовать в процессе истинно фундаментального прогностического исследования, может быть весьма большим. Речь идёт о десятках (если не сотнях) таких сценариев, если учитывать особенности отдельных стран. При этом важно придерживаться правила, согласно которому любое, даже незначительное изменение обстоятельств по одному из государств должно вести к пересчёту всех без исключения показателей по всему миру в целом, то есть к появлению нового сценария развития глобальной энергетики, и более того – макроэкономики.

Выбор из массы разработанных сценариев наиболее вероятного требует большого умения (и искусства). Особенность такого сценария состоит в том, что его необходимо строить применительно не столько ко всему миру, сколько к отдельной стране. Кроме того, он должен сопровождаться набором конкретных мер. Только в таком случае соответствующая прогностическая разработка становится по-настоящему нужной для принятия необходимых решений.

В связи с этим нелогично выдвигать в качестве единственной цели сценария обеспечение определённых уровней вредных выбросов, связанных с энергетикой.

Аналогичные новаторские подходы должны применяться и в отношении других технологий. Их более полная характе-

ристика приведена в подробном обосновании, подготовленном МГЭ. Предложенные технологии настолько тесно переплетены между собой, что эффективная реализация какой-либо одной из них требует обеспечения адекватного уровня всех других.

Участники МГЭ разработали и в пилотном порядке апробировали методологию практического использования приведённых технологий. Задача теперь состоит в том, чтобы усовершенствовать и добиться полномасштабного использования этой методологии.

Второе направление. К числу эффективных действий в рамках этого направления относится реализация идеи МГЭ – ввести новый глобальный измеритель, «установленную мировую цену нефти» (УМЦН). Она должна рассчитываться по специальной, довольно простой методике, схема которой представлена на рис. 4.

После одобрения международной конференцией с участием представителей всех главных ключевых агентов (экспортёров и импортёров, операторов нефтяной отрасли и нефтепотребляющих секторов, то есть тех, кто фактически владеет физической нефтью) развёрнутого текста методики и полученного на её основе значения УМЦН последнее становится обязательным для подписавших соответствующий договор. Остальные участники рынка должны придерживаться любых других механизмов ценообразования и уровней цен.

Рыночный характер концепции УМЦН несомненен. Её воплощение в жизнь поз-

волит вывести операции с фиктивной нефтью за пределы достаточно чётко очерченной сферы сделок с её физическими объёмами. Реальность такого подхода подтверждается многими доводами, в том числе накопленным в данной области солидным опытом и наличием необходимой информации, которую надо должным образом обобщить и использовать.

Третье направление. Главным его содержанием должна стать подготовка и принятие Концепции количественной оценки энергетической безопасности на международном и национальном уровнях. В основу Концепции можно заложить следующие принципы.

Актуальность разработки. Отсутствие обоснованных количественных измерителей энергетической безопасности обесценивает намерения и усилия по её повышению. Ранее выполненные исследования в данной области лишены должной системности и технологичности, поэтому остаются невостребованными. Ужесточение условий встраивания в мировую экономику, особенно в связи с присоединением России к ВТО, требует незамедлительного внедрения качественно новых подходов, основанных на инновационных оценочно-прогностических методах.

Цель. Создание инструментария, существенно повышающего эффективность решений в сфере ТЭК, в том числе через обеспечение взаимодействия с экспертным сообществом и населением.

Содержание и методология работы.

Адекватное отражение объективных тенденций в понятийном аппарате и в величине измерителей энергетической безопасности, встроенных в механизм принятия практически значимых решений.

Выбор оптимального сочетания и формул расчёта этих измерителей на внутри-страновом и международном уровнях путём применения специального анализа, инкорпорирующего лучшие мировые достижения в ряде областей.

Главное внимание должно уделяться измерителям макроуровня в увязке с документами по другим видам безопасности и по социально-экономическому развитию России.

Важный аспект работы – выход на обобщённую характеристику энергетической безопасности на мезо- (отрасли, производства, административные единицы) и микроуровнях (хозяйствующие субъекты, домохозяйства и т. п.) с выделением локальных концентраций рисков, приводящих к крупным негативным последствиям.

Результаты. Обоснование и формулы расчёта частных и синтетических измерителей энергетической безопасности.

Критерии и способы калькуляции пороговых значений этих измерителей, характеристика упреждающих мер, которые потребуются при приближении к этим значениям, с учётом сравнения усилий на их реализацию с возможным ущербом.

Техническое задание на создание «умной базы данных» для онлайн-интерактивного мониторинга рассматриваемых измерителей в рамках Единой международной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства.

Адресные рекомендации по реализации положений Концепции и разработка при необходимости проектов нормативно-правовых актов.

Исполнители. Их функцию может выполнить Распределённая сеть экспертов, действующая с использованием лучшего опыта краудсорсинга под эгидой Международного энергетического форума и/или Координирующего органа по мировой энергетике, который предполагается создать.

Последствие. Данная Концепция – основа разработки частных измерителей энергетической безопасности применительно к мезо- и микроуровням ТЭК и образец для распространения этой практики на другие ключевые виды безопасности.

Концепция может быть учтена и в соответствующих международных нормативно-правовых актах. В частности, для

Табл. 6. Предельно допустимые значения показателей, характеризующих глобальную энергетическую безопасность

Показатели	Предельно допустимые значения, %
1. Изменение ¹ мировой цены нефти в данном году по сравнению с предшествующим	6
2. Внутригодное превышение максимального значения мировой цены нефти над её минимальным значением	10
3. Отклонение ¹ прогнозируемого значения мировой цены нефти ² от фактического в данном году	31

¹В ту или другую сторону.

²Имеется в виду прогноз предшествующего года.

трёх измерителей на обсуждение выносятся приведенные в табл. 6 предельно допустимые значения показателей, превышение которых означает неприемлемую угрозу для глобальной энергетической безопасности.

Сводка конкретных предложений

Итак, ввиду огромного общего объёма опубликованных версий прогнозных сценариев и отсутствия возможности проверить расчёты приведённых в них значений, а также из-за других существенных изъянов все они вместе взятые и каждый из них в отдельности не могут служить надёжным основанием для принятия практически значимых решений.

Рис. 5. Темы проектов, направленных на решение глобальной энергетической проблемы

1. Уточнение формулировок для финального документа саммита G20 в 2015 г.
2. Техническое задание на создание Единой международной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства
3. Методические материалы для международной конференции по введению установленной мировой цены нефти
4. Обоснование Всемирной службы ценовой информации
5. Предложения по агентствам ценовой информации
6. Техно-экономическое обоснование Международной интернет-платформы по энергетике и экологии
7. Методика расчёта Установленной мировой цены нефти
8. Концепция количественной оценки энергетической безопасности

Примечание. Участники МГЭ имеют в разной степени готовности набросы указанных проектов. В частности, по первому из них формулировки для финального документа саммита G20 представлены в журнале «Экологический вестник России» (2013. № 12. С. 12–23.).

Данный вывод не исключает того, что многие соображения рассматриваемых разработок могут оказаться полезными. Эти сценарии, в том числе отражённые в трудах Мирового энергетического совета, являются, тем не менее, интересными инициативами, которые следует разложить на определённые категории с целью наметить для каждой из таких категорий пути дальнейшего совершенствования.

Последние саммиты лидеров стран «Большой двадцатки» и «Большой восьмёрки» ослабили надежды на то, что они способны эффективно обеспечить целостное и полномасштабное решение глобальной энергетической проблемы. Налицо отсутствие системности, в том числе в принятой ими ставке на мелкотемье и точечность намеченных проектов по вопросам энергетики, а также в игнорировании необходимости постановки отчётности на должный уровень.

Несмотря на это, в целом следует позитивно оценить деятельность G20 и G8. Так что нельзя считать безвозвратно потерянными миллиарды долларов, потраченные на их сопровождение. Ведь в результате создан плацдарм, который при соответствующем реформатировании может привести к достижению требуемых целей.

Целесообразно поставить деятельность обеих групп на совершенно новый, действенный фундамент. Только в таком случае появится возможность установить истинную роль G8 и G20 и наметить реальные пути повышения эффективности их работы.

Для того чтобы выйти из текущего критического состояния следует реализовать проекты, которые приведены на рис. 5. Они вытекают из обоснований Межотраслевой группы экспертов. Их целью является коренная перестройка ситуации в области оценки и прогнозирования глобального ТЭК, в том числе повышение предсказуемости мировой цены нефти. Требуется скрупулёзно, с максимальной вовлечённостью потенциала экспертного сообщества сначала подвергнуть мозговому

штурму данный набор проектов, а затем, после его соответствующей коллективной корректировки, все их осуществить.

Эти проекты следует сравнить с деятельностью Рабочей группы G20 по энергетической устойчивости (РГЭУ).

В развитие рассмотренных выше инициатив на международном уровне дополнительно предлагается:

- выполнить многосторонний анализ причинно-следственных связей в торговле нефтью и нефтепродуктами между:

- а) физическими и чисто финансовыми сделками с учётом значимости различных инструментов и способов выполнения операций, в том числе в автоматических сверхскоростных режимах;

- б) биржевыми и внебиржевыми сделками при разных способах их регистрации;
- в) мировыми и внутристрановыми ценами;

- обеспечить более широкое участие независимых экспертов в таких международных мероприятиях, как семинары по рынкам энергии, форумы по их регулированию и симпозиумы по прогнозированию мировой энергетики с тем, чтобы переориентировать эти мероприятия на решение практически значимых вопросов.

Единая международная система и связанная с ней Всемирная служба ценовой информации придадут импульс реализации всех остальных предложений путём объединения ныне разрозненных начинаний и повышения их эффективности. Это станет важным этапом для перехода к активному и агрессивному вариантам воздействия на мировую цену нефти.

КТО ВОЗЬМЁТСЯ ЗА РАБОТУ?

Схема организационного сопровождения реализации перечисленных выше конкретных проектов представляется таковой.

Выполнить общий объём работ наиболее целесообразно силами Международной распределённой сети экспертов при поддержке и участии заинтересованных структур. Распределённость усилий и открытость являются велением времени, наиболее эффективным форматом решения прорывных задач.

До тех пор пока не будет создан координирующий орган по мировой энергетике, о котором говорилось выше, наиболее подходящей структурой для начала реализации приведённых предложений является Международный энергетический форум. Его деятельность становится всё более комплексной и качественной, в том числе с учётом проводимых им мероприятий (включая симпозиумы по про-

гнозированию энергетики и семинары по связям между физическими и финансовыми рынками энергии). Скорее всего, важную роль МЭФ необходимо сохранить и после создания упомянутого координирующего органа.

В связи с этим следует указать, что МЭФ всё больше становится не только площадкой для обмена информацией и диалога, но и продуцентом такого важного продукта, как JODI (Совместная инициатива организаций по данным), а также источником генерации всеобъемлющих рекомендаций.

Другие специализированные международные организации могут оказывать этой инициативе посильное содействие.

Для обсуждения практических аспектов выполнения соответствующего комплекса работ желательно провести под эгидой названных организаций рабочую встречу профессионалов.

Итак, заседание ОПЕК явилось поводом лишней раз высветить существующий уровень решения мировой энергетической проблемы и способность элиты справиться с ней. Вывод получается неутешительным: очевидно, нужны более мощные потрясения, чтобы в этой области были предприняты действенные шаги. Или же надо настроиться на трудоёмкую работу по последовательному продвижению соответствующих инициатив, чему и служит настоящая публикация.

ИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОСЛЕДНИХ СОБЫТИЙ

Эти события вписываются в представленную в первой части настоящей статьи картину тупиковой ситуации в области оценки и прогнозирования мировой энергетики.

Вышедшие в ноябре 2014 г. оценки прогнозирования мировой энергетики Международного энергетического агентства (МЭА) и Организации стран-экспортёров нефти (ОПЕК) по-прежнему отличаются совокупностью недостатков, перечисленных в первой части настоящей статьи.

В связи с этим достаточно указать на следующую трактовку МЭА: «*Международные цены топлив (для нефти – цена нефти, импортируемой в США) выводятся путём итеративного моделирования исходя из предполагаемых значений удельных издержек получения этих энергоресурсов*». Из этой трактовки отнюдь не ясно, как именно выводится данная цена, особенно если принять во внимание, что этот параметр МЭА использует в качестве ключевого оператора в своей модели мировой энергетики.

Не видно изменений и в позиции лидеров «Большой двадцатки», хотя их внимание неоднократно обращалось на необходимость корректировки некоторых важных аспектов принятого крена в отношении энергетики. Соответствующие разделы коммюнике и других завершающих документов, принятых последним саммитом этой Группы в Брисбене, отличаются низким профессиональным уровнем и забвением собственных прежних решений (в том числе о волатильности и о связи между физическими и финансовыми рынками).

То есть речь идёт о преобладании тактики «business as usual».

УРОКИ ЗАСЕДАНИЯ ОПЕК 27 НОЯБРЯ 2014 ГОДА

Шквал комментариев, предшествовавших этому заседанию и последовавших за ним, подтвердил вышеприведённое заключение участников МГЭ: известные политики, представители бизнеса, экспертного сообщества и массмедиа смиряются со своей неспособностью предвидеть динамику мировой цены нефти и как-то повлиять на неё.

Характерны следующие, ничем не подкрепляемые высказывания ведущих деятелей, появившиеся к концу ноября 2014 г.:

- «рынок стабилизируется»,
 - «рынок нефти стабилизируется к середине 2015 года»,
 - «баланс спроса и предложения будет урегулирован рыночным путём»,
 - «всё определят финансовые инструменты»
- и так далее.

Правда, никто не удосуживается разъяснить, каким образом рынок сам себя стабилизирует, как конкретно устанавливать (и детектировать) баланс спроса и предложения и что вообще надо понимать под настоящим рынком. Например, многие заявляют: ныне мировое предложение нефти превышает спрос. Некоторые даже приводят величины этого превышения – 1,2 миллиона баррелей в сутки. Но где факты и расчёты, подкрепляющие данные заявления? И где доказательства, что превышение предложения над спросом обязательно должно вести к росту цены?

Вне видимой связи с отрывочными заявлениями о спросе и предложении вскоре после заседания ОПЕК как из рога изобилия посыпались многочисленные оценки мировой цены нефти на 2015 г. (доллары США за баррель): 60, 70, 70–72, 70–75, 80, 85–90 и даже 90–95.

Из этой же серии прозвучали заявления наподобие следующего: «...со второй половины года ожидаем увеличения стоимости нефти».

Похоже, никого из прогнозистов не интересует, на основании чего и каким образом определяются, а затем обнаруживаются соответствующие уровни мировой цены нефти, в том числе какие объёмы нефти при этом задействуются с их географической привязкой и какой период времени имеется в виду. То есть им как бы недосуг досконально разобраться в механизме её формирования.

Справедливости ради надо указать и на отдельные высказывания о невозможности предсказывать движение цен.

На фоне такой шаткости представленный лишним раз подтверждается необходимость реализации рассмотренных выше предложений МГЭ – о Единой международной системе оценки и прогнозирования в том числе мировой цены нефти, о УМЦН на основе рыночной договорённости между собой представительного круга производителей и потребителей, а также о Всемирной службе ценовой информации.

Существенное снижение цены нефти в 2014 г. не могло не вызвать некоторых позитивных явлений, которые проявились в связи с подготовкой к рассматриваемому заседанию ОПЕК и которые в определённой степени импонируют предложениям МГЭ. Такие явления сродни тем, что имели место в пору обострения мирового кризиса 2008–2009 гг.

Речь идёт о некоем возрождении намерений предпринять совместные усилия по стабилизации ситуации в нефтяной сфере.

Прежде всего, 25 ноября в Вене состоялась Международная конференция по нефти чиновников высокого уровня из четырёх стран – России, Саудовской Аравии, Венесуэлы и Мексики. На конференции было высказано намерение осуществлять мониторинг мирового рынка нефти и проводить ежеквартальные консультации её участников. В условиях отсутствия нужных пояснений остаётся неясным, как это намерение соотносится с тем, что мониторинг как таковой давно уже осуществляется и самой ОПЕК, и указанными четырьмя странами.

Несколько более определённо высказался глава ОАО «Роснефть» И. И. Сечин: «Для балансировки спроса и предложения нужны согласованные, скоординированные действия всех или большинства крупных участников рынка». 27 ноября он пошёл ещё дальше, предложив создать Междуна-

родный совет рынка, в который должны быть включены производители и потребители нефти, а также представители регуляторов. Это предложение частично совпадает с высказыванием Президента России В. В. Путина в 2013 г. о том, что необходимо «подумать, как организовать» координирующий орган (совет или форум) по энергетике с участием «потребителей, производителей, операторов инфраструктуры, регуляторов на мировой площадке».

Такие идеи были бы хороши, если бы сопровождались нужным обоснованием и последовательно проводились в жизнь.

Текущее осложнение международной обстановки не должно остановить прогресс в рассматриваемой области. Реализация инициатив МГЭ может способствовать достижению этой цели.

Если бы удалось своевременно реализовать представленные выше предложения, то текущего обострения положения в связи с ситуацией на Украине, скорее всего, не произошло. Прежде всего, в условиях принятой всеми заинтересованными сторонами Единой международной системы оценки и прогнозирования были бы чётко определены основные параметры межстрановых перетоков топливно-энергетических ресурсов, в том числе через границу России и Украины. К числу таких параметров относятся объёмы поставок и абрис цен, а также положения соответствующего правового обеспечения.

В таких условиях стороны конкретных контрактов были бы вынуждены действовать в рамках заранее согласованных мировым сообществом вилоч, что минимизировало бы возможность дальнейших необоснованных отклонений и неправомочных действий какой-либо стороны.

Предыдущее изложение касается главным образом международного уровня решения глобальной энергетической проблемы. Для повышения в этом процессе роли России нужно предпринять комплекс специальных мер. Первоочередными среди них являются развёртывание Российской национальной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства и создание Российской национальной системы оценки и прогнозирования мировой экономики.

Внедрение этих систем должно опережать разработку всех других документов стратегического планирования, включая прогнозы социально-экономического развития и Энергетическую стратегию России, а также генеральные схемы развития отраслей ТЭК и соответствующие корпоративные программы. Крупной ошибкой

проекта документа «Энергетическая стратегия России на период до 2035 года» было то, что в нём систему прогнозирования мировой энергетики намечено подготовить лишь в дальнейшем. Но на чём тогда строить расчёты, исходящие из важнейших внешних факторов, которые закладываются в основу энергостратегии?

В результате работы по указанным системам должны быть тщательно рассмотрены существующие гипотезы формирования текущей ценовой ситуации, в том числе и такой последовательности событий:

- рост производства сланцевой нефти в США привёл к сокращению поставок сырой нефти в эту страну из Саудовской Аравии;

- пытаюсь компенсировать свои потери на американском рынке, Саудовская Аравия направила нефть в другие части мира, но для расширения поставок прибегла к заметным скидкам, что в конечном итоге обрушило всю совокупность мировых цен нефти;

- чтобы сохранить баланс федерального бюджета в условиях падения поступлений от нефтяного экспорта, российские власти встали на путь стремительного обесценивания рубля против конвертируемых валют, для чего объявили об отказе от поддержания определённых значений стоимости бивалютной корзины в рублях. Но при этом пока не удалось принять меры по предотвращению очевидных негативных последствий данного решения.

Остаётся незамеченным крупное достижение мирового уровня – осуществление Санкт-Петербургской Международной Товарно-сырьевой Биржей массовой регистрации сделок с физической нефтью. В результате выводятся и оперативно публикуются весьма прозрачные и объективные данные о её ценах на внутривнутрироссийском рынке с намерением охватить также и экспортный блок. Этот опыт следует настоятельно рекомендовать для широкого распространения на международном уровне.

В заключение надо обратить внимание на широко распространённое мнение, согласно которому Россия не влияет и не может влиять на мировую цену нефти. Чтобы показать ошибочность этой точки зрения, достаточно представить, что произойдёт со сложившимся миропорядком, если неожиданно прекратится экспорт российских энергоресурсов. Следовательно, нужно не предаваться апатии, а уметь использовать свои конкурентные преимущества. ■

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ НА 1е ПОЛУГОДИЕ 2015 ГОДА**ФЕВРАЛЬ**

- 18 ПЕСТИЦИДЫ
- 20 ПЭТФ
- 24 ПОЛИУРЕТАНЫ
- 25 ПОЛИМЕРНЫЕ ТРУБЫ И ФИТИНГИ

МАРТ

- 18 ФЛОТАЦИОННЫЕ РЕАГЕНТЫ
- 24 ПОЛИКАРБОНАТ
- 26 ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ
- 27 ТЕХНОЛОГИИ GTL&CTL

АПРЕЛЬ

- 2 БЕНЗИНЫ
- 3 ДИЗЕЛЬ
- 16 ПОЛИЭТИЛЕН

МАЙ

- 19 ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ
- 20 ПОЛИМЕРЫ В АВТОМОБИЛЕСТРОЕНИИ
- 21 ПРОМЫШЛЕННЫЕ ГАЗЫ
- 26 БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

АПРЕЛЬ

- 16 ПОЛИМЕРЫ В УПАКОВКЕ
- 17 КОМПОЗИТЫ И КОМПАУНДЫ
- 23 ПОЛИМЕРЫ В КАБЕЛЬНОЙ ИНДУСТРИИ
- 26 ПОЛИМЕРНЫЕ ДОБАВКИ
- 30 МЕТАНОЛ

Перелом энергетической философии

Некоторые направления развития мирового нефтегазового комплекса и их значение для России¹

Алексей МАСТЕПАНОВ,
доктор экономических наук, академик
РАЕН, руководитель Аналитического
центра энергетической политики и без-
опасности – заместитель директора ИПНГ
РАН, член Совета директоров Института
энергетической стратегии

В ближайшие десятилетия нефть и газ останутся основой мирового энергопотребления. Однако ведущая роль углеводородного топлива в мировом энергетическом балансе будет сохраняться на фоне ожидающегося глобального системного кризиса, который охватит мировую экономику и энергетику, включая международные отношения, и надвигающегося глобального профицита энергоресурсов.

Значительные изменения и глубокие структурные сдвиги, зародившиеся в последние полтора десятилетия, ожидаются и в самом нефтегазовом секторе мировой экономики. Во-первых, это широкомащтабное распространение комплекса новых технологий добычи углеводородного сырья, в том числе из нетрадиционных источников. Во-вторых, быстрый рост газовой составляющей в структуре добычи и потребления углеводородов и связанная с ним глобализация газового рынка на основе распространения технологий сжижения газа. В-третьих, радикальное перераспределение прямого контроля над мировыми нефтегазовыми ресурсами от так называемых супермейджоров в пользу национальных нефтяных компаний. Проанализируем влияние выявленных направлений и тенденций на развитие нефтегазового комплекса России.

¹ Статья подготовлена на основе доклада, сделанного 18 июня 2014 г. на заседании Научного совета РАН по проблемам геологии и разработки месторождений нефти, газа и угля.

Будущее – за нефтью и газом

Оценки и прогнозы ведущих аналитических центров свидетельствуют, что углеводородные ресурсы в ближайшие десятилетия (до 2035–2040 гг.) останутся основой мирового энергопотребления. Так, по расчётам Международного энергетического агентства (МЭА), сделанным в декабре 2013 г. [1], потребление нефти в мире в 2035 г. в «Сценарии текущих политик» составит 5094 млн т в нефтяном эквиваленте (н. э.). Потребление газа – 4369 млн т н. э. В «Сценарии новых политик» эти цифры несколько ниже: 4661 и 4119 млн т н. э. соответственно. Тем самым к 2035 г. доля нефти и газа в общем

потреблении энергии – около 51% (см. табл. 1, рис. 1).

Согласно прогнозу МЭА на период до 2040 г., представленному в Лондоне 12 ноября 2014 г., потребление нефти в мире за 2014–2040 гг. вырастет на 14 млн барр./сут. и достигнет 104 млн барр./сут. (то есть порядка 4781 млн т н. э.), а природного газа – 5,4 трлн м³, или 4860 млн т н. э. [2, 3].

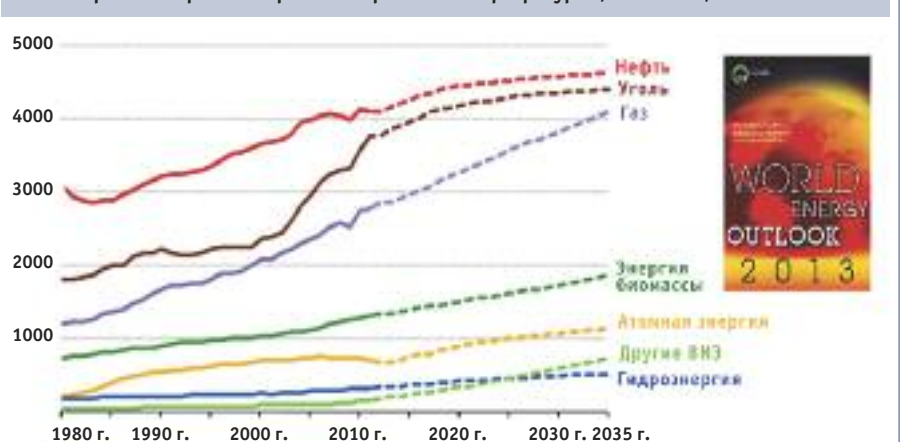
Близкие цифры приводят и другие аналитические центры. Согласно прогнозу Минэнерго США, опубликованному в июле 2013 г., потребление нефти и других жидких видов топлива в мире в 2035 г. составит 107,4 млн барр./сут., а в 2040 г. – 115 млн барр./сут., то есть порядка 5020 и 5500

Табл. 1. Прогноз мирового спроса на первичные энергоресурсы, МЭА-2013, млн т н. э.

	2000 г.	2011 г.	«Сценарий новых политик»		«Сценарий текущих политик»	
			2020 г.	2035 г.	2020 г.	2035 г.
Уголь	2357	3773	4202	4428	4483	5435
Нефть	3664	4108	4470	4661	4546	5094
Газ	2073	2787	3273	4119	3335	4369
Атомная энергия	676	674	886	1119	866	1020
Гидроэнергия	225	300	392	501	379	471
Энергия биомассы*	1016	1300	1493	1847	1472	1729
Другие ВИЭ	60	127	309	711	278	528
Всего	10071	13070	15025	17387	15359	18646
Доля ископаемого топлива	80%	82%	80%	76%	80%	80%
Доля нефти и газа	57%	53%	52%	50,5%	51%	51%

*Включая традиционное и новое использование биомассы.
Источники: по данным [1].

Рис. 1. Прогноз мирового спроса на первичные энергоресурсы, МЭА-2013, млн т н. э.



Источник: [1].

Табл. 2. Прогноз мирового спроса на первичные энергоресурсы, U.S. Energy Information Administration – 2013, квадриллион BTU (Британских тепловых единиц, БТЕ)

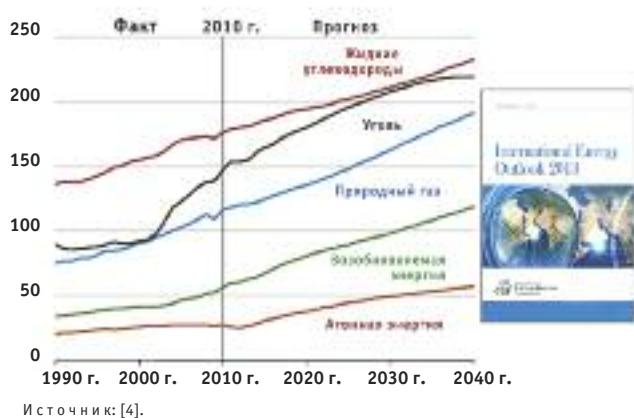
	2009 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.	Среднегодовые темпы роста, %
Жидкие углеводороды	171,3	176,1	185,5	194,7	202,1	210,9	221,1	232,6	0,9
Газ	108,7	116,8	124,2	136,0	148,5	162,6	177,4	191,3	1,7
Уголь	139,1	147,4	164,6	180,3	196,0	207,9	216,7	219,5	1,3
Атомная энергия	26,7	27,3	30,4	37,9	44,3	49,5	53,5	57,2	2,5
Прочие	52,6	56,2	67,3	81,0	89,5	98,3	108,5	119,1	2,5
Всего	498,4	523,9	572,0	629,8	680,4	729,2	777,1	819,6	1,5
Доля жидких углеводородов и газа, %	56	56	54	53	52	51	51	52	–

Источник: [4].

дигм развития мировой экономики, включая глобальные энергетические изменения, вызванные, в частности, сменой технологических укладов в производстве и потреблении топлива и энергии. При этом сохраняются и глобальные факторы, генерирующие нестабильность².

Кроме того, мировой нефтегазовый комплекс будет развиваться в условиях надвигающегося глобального профицита энергоресурсов. Создание эффективных технологий использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), расширение зна-

Рис. 2. Прогноз мирового спроса на первичные энергоресурсы, U.S. Energy Information Administration – 2013, квадриллион БТЕ



Источник: [4].

Рис. 3. Прогноз мирового спроса на первичные энергоресурсы, BP – 2014



*Включая биотопливо.
Источник: [5].

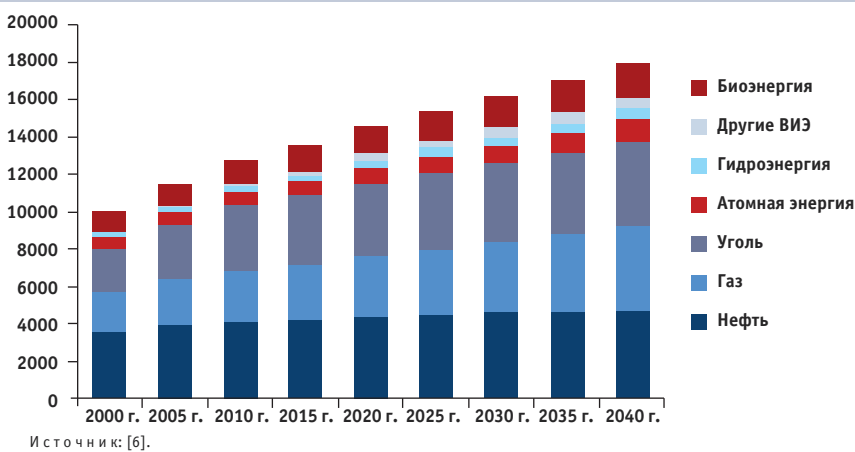
млн т н. э. соответственно (см. табл. 2, рис. 2). Потребление газа в мире достигнет 4,9 трлн м³ в 2035 г. и 5,3 трлн м³ в 2040 г., или соответственно 4,1 и 4,4 млрд т н. э.

По оценкам BP от января 2014 г. (см. рис. 3), в 2035 г. потребление нефти, включая синтетическое топливо из газа и угля, но без биотоплива, составит 4860 млн т н. э. Объёмы использования газа – 4631 млн т н. э. Тем самым доля нефти и газа в суммарном мировом энергопотреблении достигнет 54% (27,6% и 26,4% соответственно). С учётом же биотоплива общее потребление жидких топлив в мире прогнозируется на уровне 4967 млн т н. э.

Эти же тенденции подтверждают исследования ИНЭИ РАН (см. рис. 4), специалистов компаний ExxonMobil (см. рис. 5) и Shell (см. рис. 6), Мирового энергетического совета (см. рис. 7) и других организаций.

Конечно же, конкретные объёмные показатели в прогнозах различных организаций отличаются, причём значительно. Так, в прогнозе ИНЭИ доля углеводородов в мировом энергетическом балансе в 2040 г. составляет 52%, у ExxonMobil – 59%. Но эти различия не затеняют главного – в ближайшие десятилетия нефть и газ останутся основной мировой энергопотребления.

Рис. 4. Прогноз потребления первичной энергии в мире, ИНЭИ – 2013, базовый сценарий, млн т н. э.



Источник: [6].

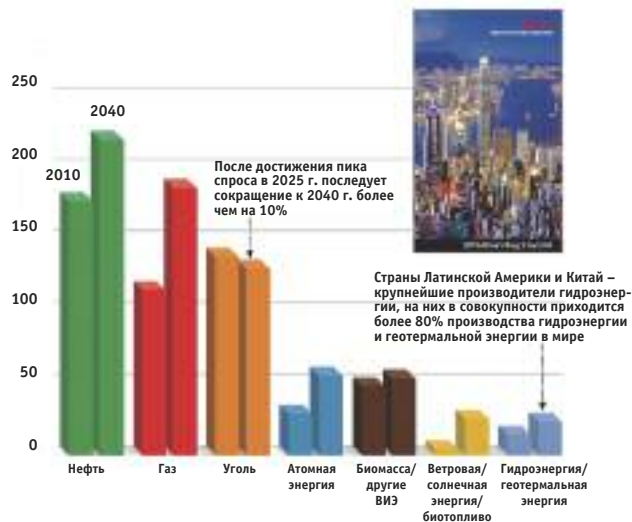
НА ПОРОГЕ НОВОЙ ПАРАДИГМЫ

Однако ведущая роль углеводородного топлива в мировом энергетическом балансе в период до 2035–2040 гг. будет сохраняться на фоне ожидаемого системного кризиса, который охватит как саму экономику и энергетику, так и политику, в том числе международные отношения. Одновременно ожидается смена базовых пара-

дигм о природе и генезисе углеводородных ресурсов и освоение соответствующих технологий их плодотворной разработки – всё это привело к тому, что тезис об угрозе энергетического дефицита стал звучать реже. В последние годы о нём говорят либо по инерции, либо в чисто конъюнктурных,

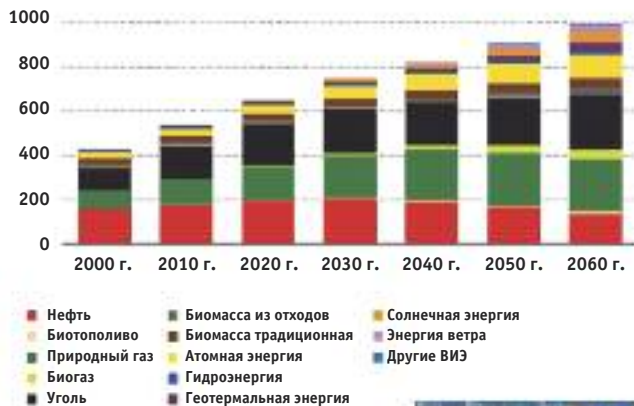
² Подробнее об этом см., напр., в наших работах [10–15].

Рис. 5. Прогноз потребления первичной энергии в мире, ExxonMobil – 2012, квадриллион БТЕ



Источник: [7].

Рис. 6. Прогноз потребления первичной энергии в мире, Shell – 2013, эксаджоулей в год (EJ / year)



Источник: [8].

*1 эксаджоуль энергии выделяется при сжигании 31,12 миллионов тонн условного топлива.

спекулятивных целях для «проталкивания» тех или иных решений, проектов или технологий. Особенно злоупотребляют такими заявлениями ярые поборники ВИЭ и атомной энергетики.

Тем самым можно с высокой долей вероятности прогнозировать перелом в энергетической философии – философии угрозы нехватки энергии, которая довлела над человечеством более полувека, со времён так называемого Римского клуба.

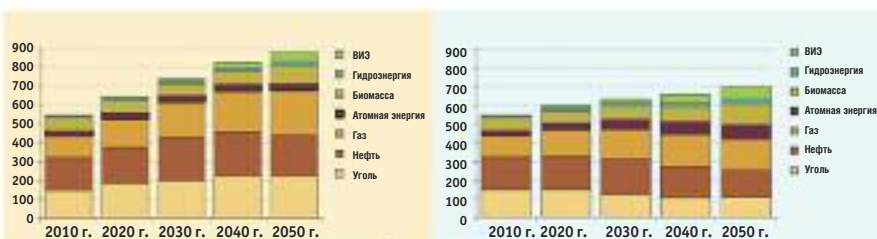
Существенные изменения ожидаются и среди основных стран-потребителей энергоресурсов. В «Сценарии текущих политик» МЭА к 2035 г. суммарный спрос на энергоресурсы составит в Китае 4060 млн т н. э. На эту страну придёт 31% всего мирового прироста данного показателя (см. рис. 8).

Спрос на энергоресурсы в США ожидается на уровне 2240 млн т н. э. ЕС и Индия будут потреблять к 2035 г. примерно по 1540 млн т н. э. Иными словами, объём энергопотребления в Евросоюзе останется практически на современном уровне, а на Индию придёт около 18% его мирового прироста.

В Восточной Европе и Евразии, куда МЭА включает и Россию, энергопотребление ожидается на уровне 1370 млн т н. э. На этот регион придёт всего 5% его предстоящего прироста.

Значительные изменения и глубокие структурные сдвиги, зародившиеся в последние полтора десятилетия, ожидаются и в самом нефтегазовом секторе мировой экономики. В их числе в первую очередь следует выделить следующие:

Рис. 7. Прогноз потребления первичной энергии в мире, World Energy Council – 2013, эксаджоулей в год



Сценарий Jazz

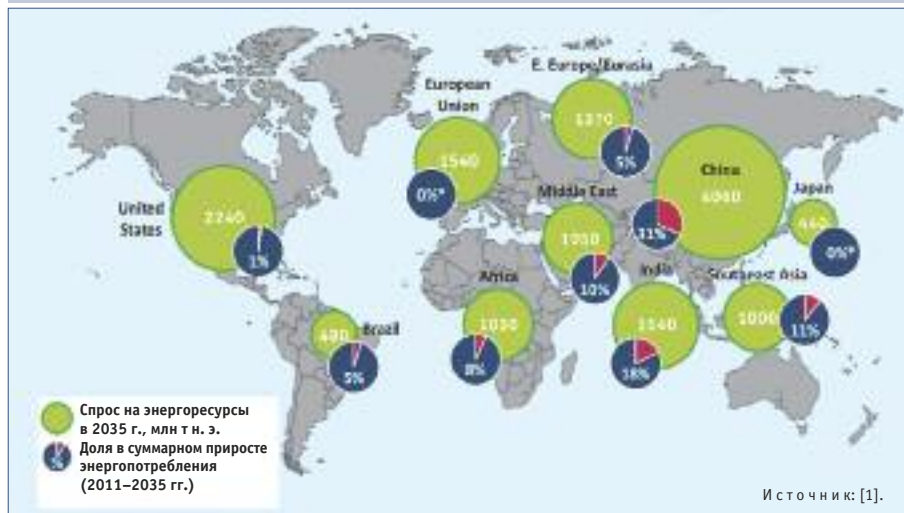
Сценарий Symphony

ВИЭ: производство электричества и тепла. Биомасса: включая отходы. Атомная энергия: КПД 33%

ВИЭ: производство электричества и тепла. Биомасса: включая отходы. Атомная энергия: КПД 33%

Источник: [9].

Рис. 8. Спрос на первичные энергоресурсы в отдельных регионах мира и их доля в суммарном приросте энергопотребления в «Сценарии новых политик» МЭА



Источник: [1].

Табл. 3. Мировое производство жидких видов топлива в 2010–2040 гг. Базовый сценарий U.S. Energy Information Administration – 2013, млн барр./сут.

	2010 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.	Среднегодовые темпы роста, %
Мир, всего	86,6	96,6	100,2	104,4	109,4	115,0	0,9
Жидкие из нефти*	85,1	94,0	97,2	100,9	105,3	110,4	0,9
Жидкие из угля	0,2	0,4	0,7	1,0	1,2	1,2	6,7
Жидкие из газа	0,1	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	7,3
Кероген	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	...
Биотопливо**	1,3	1,8	2,0	2,2	2,4	2,8	2,6

* Включая сырую нефть и газовый конденсат, битумы, сланцевую нефть и нефтяные пески, тяжёлую и ультратяжёлую нефть.

** Выраженное в эквивалентных объёмах бензина и дизельного топлива.

Источники: [4].

углеводородов из нетрадиционных источников, не только увеличивают ресурсы этих энергоносителей, но и кардинально меняют геополитическую ситуацию в мире. И ВИЭ, и углеводороды, полученные из нетрадиционных источников, становятся глобальными ресурсами как в силу своих объёмов и широкой распространённости, так и ввиду воздействия на формирование всей мировой экономики и энергетики, включая глобальный энергобаланс и мировую торговлю энергоресурсами.

Рис. 9. Прогнозы добычи нефти из нетрадиционных источников углеводородов, МЭА



Рис. 10. Прогнозы добычи газа из нетрадиционных источников углеводородов в «Сценарии новых политик» МЭА, млрд м³



- так называемую сланцевую революцию, которая по сути дела подразумевает широкомасштабное распространение комплекса новых технологий, способного обеспечить резкое наращивание объёмов извлечения нефти и газа за счёт вовлечения в процесс добычи не использовавшихся ранее ресурсов углеводородов;

- быстрый рост газовой составляющей в балансе добычи и потребления углеводородов и связанную с этим глобализацию газового рынка на основе распространения технологий сжижения газа;

- радикальное перераспределение прямого контроля над мировыми нефтегазовыми ресурсами от так называемых супермейджоров в пользу национальных нефтяных компаний.

Рассмотрим эти изменения и структурные сдвиги более подробно.

Новые технологии и технические решения, обеспечившие эффективную добычу

Рис. 11. Прогнозы добычи нефти и газа из нетрадиционных источников углеводородов, ВР, млн барр. / сут.

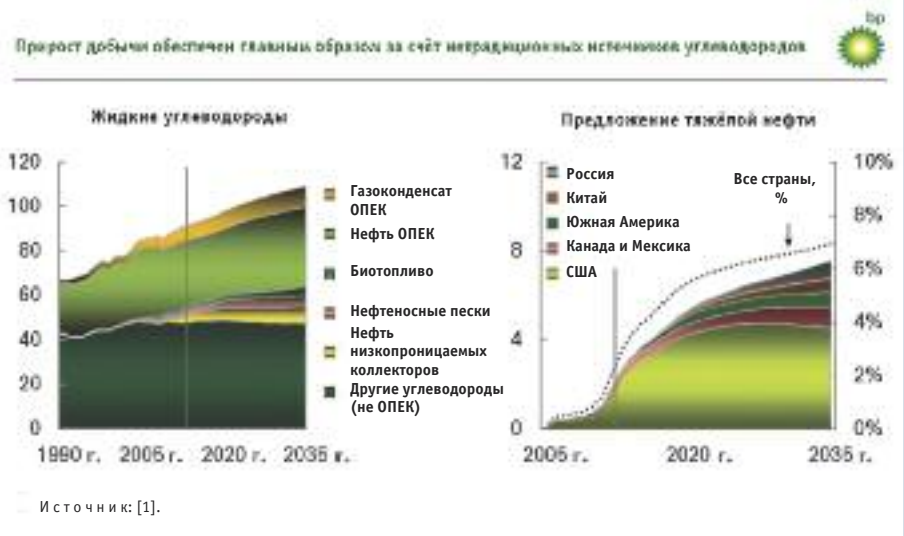
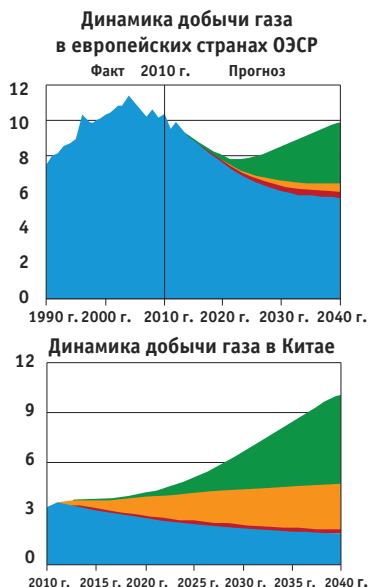
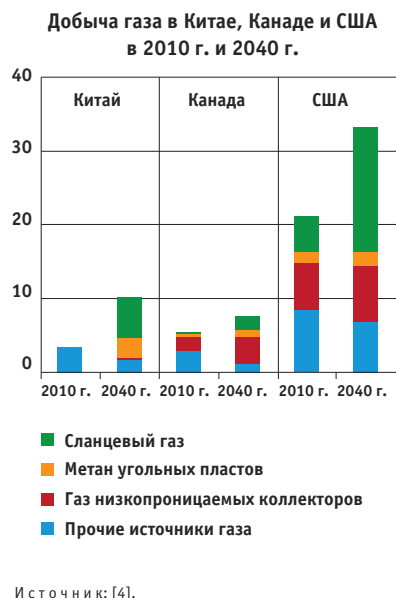


Рис. 12. Прогнозы добычи газа из нетрадиционных источников углеводородов, U.S. Energy Information Administration, трлн ф³



ки обеспечивают значительные поступления и в бюджеты стран-потребителей энергоресурсов, поскольку в цене конечных нефтепродуктов (в большинстве из них) доля налогов, акцизов и различных сборов составляет от 40% до 60%.

Производственные издержки при добыче как сланцевого газа, так и других видов нетрадиционных углеводородов в настоящее время в целом значительно выше, чем традиционных. В этом отношении нетрадиционные углеводороды, проигрывая в стоимости добычи, выигрывают в том, что они разрабатываются рядом с районами потребления при минимальных затратах на транспортировку. Собственно говоря, именно отсутствие подобных затрат и делает нетрадиционные ресурсы конкурентоспособными.

На рис. 13 показана сравнительная оценка структуры среднмировых цен потребителя для традиционных и нетрадиционных углеводородов (в пересчёте на нефть) по состоянию на 2010 г.

Да, это лишь оценка, но оценка, которая отражает основные различия между структурой производственных издержек традиционного и нетрадиционного газа, а также показывает те резервы, которые имеются в этой области. Эта же оценка, на наш взгляд, определяет и основную роль нетрадиционного газа в ближайшие 10–15 лет – оставаться местным (региональным) видом топлива, развивая, укрепляя или формируя соответствующие газовые рынки.

Однако издержки производства, связанные с добычей нефти и газа из нетрадиционных источников, по мере совершенствования технологий и наработки опыта добычи быстро снижаются. Подобная тенденция, по всей видимости, сохранится и дальше, что будет способствовать росту добычи нефти и газа.

В прогнозах и МЭА, и Минэнерго США, и ВР предусматривается значительная добыча природных битумов, тяжёлой, высоковязкой и сланцевой нефти, сланцевого газа и метана угольных пластов, нефти и газа, залегающих на больших глубинах и в низкопроницаемых породах (см. рис. 9–12, табл. 3).

Причём в прогнозе Минэнерго США (см. рис. 12) очень оптимистично оценивается возможность добычи местного нетрадиционного газа на основных рынках, потребляющих сегодня российское «голубое топливо», – в Евросоюзе и Китае.

Конечно же, стоимость освоения новых ресурсов достаточно высока. Поэтому в обозримой перспективе основной проблемой развития мировой энергетики будет не нехватка энергетических ресурсов как таковых, а возможность обеспечения требуемых объёмов производства топлива и энергии необходимыми инвестициями на таких условиях, чтобы стоимостные показатели оставались приемлемыми для потребителей и привлекательными для производителей энергоносителей.

Цена на нефть, которая держалась в последние годы (порядка 100–110 долл./барр.), вполне устраивала и потребителей, и производителей, и отрасль альтернативной энергетики. Более того, такие достаточно высокие цены просто необходимы для ведущих производителей и экспортёров «чёрного золота», поскольку бюджет этих стран напрямую зависит от поступления нефтедолларов. Но эти же котиров-

Рис. 13. Схема формирования структуры среднмировых цен потребителя для традиционных и нетрадиционных углеводородов, долл. / барр. в ценах 2010 г.

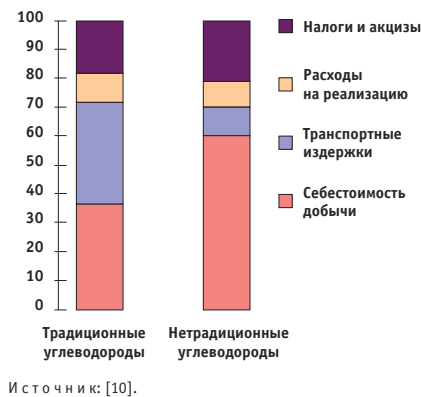


Табл. 4. Оценка извлекаемых ресурсов природного газа и индикативных издержек производства по типам газа и регионам, январь 2010 г.

	Традиционный газ		Газ низкопроницаемых коллекторов		Сланцевый газ		Метан угольных пластов	
	трлн м ³	долл./МБТЕ	трлн м ³	долл./МБТЕ	трлн м ³	долл./МБТЕ	трлн м ³	долл./МБТЕ
Восточная Европа и Евразия	136	2–6	11	3–7			83	3–6
Ближний и Средний Восток	116	2–7	9	4–8	14			
Азия/АТР	33	4–8	20	4–8	51		12	3–8
Страны ОЭСР Северной Америки	45	3–9	16	3–7	55	3–7	21	3–8
Латинская Америка	23	3–8	15	3–7	35			
Африка	28	3–7	9		29			
Страны ОЭСР Европы	22	4–9			16			
Мир в целом	404	2–9	84	3–8	204	3–7	118	3–8

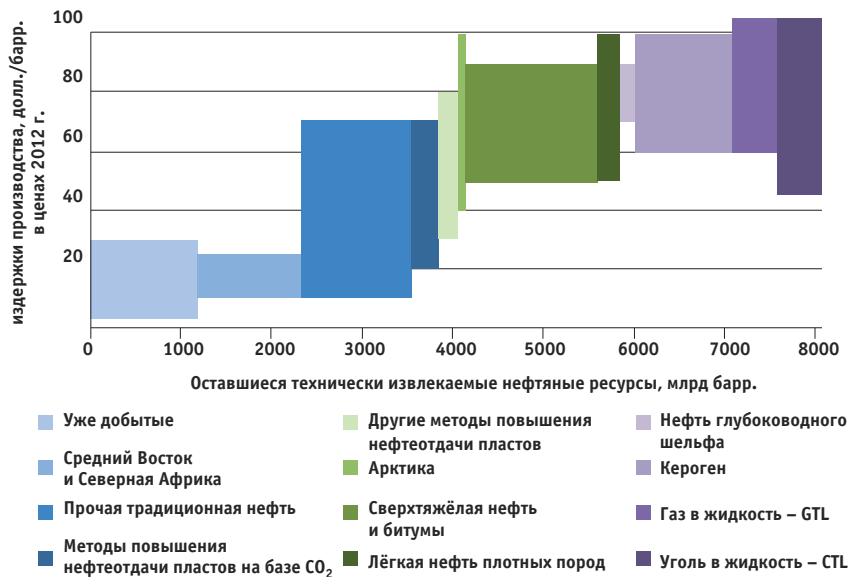
Источники: [18].

Табл. 5. Оценка издержек производства газа в отдельных регионах, долл./МБТЕ в ценах 2010 г.

	Месторождения традиционного газа	Сланцевый газ	Угольный метан
США	3–7	3–7	3–7
Европа	5–9	5–10	5–9
Китай	4–8	4–8	3–8
Россия – традиционные районы Западной Сибири и Урало-Поволжья	0–2	–	3–5
Россия – новые регионы: Восточная Сибирь, шельф и Арктика	3–7	–	–

Источник: [19].

Рис. 14. Издержки производства (поставок) различных видов жидкого топлива



Источник: [1].

Решающий фактор – издержки

Следует также подчеркнуть, что для иницирования крупных проектов с использованием новых технологий цены на углеводороды и энергию в целом должны быть, с одной стороны, достаточно высокими, чтобы стимулировать их производство. С другой – оставаться приемлемыми для потребителей, способствуя повышению энергоэффективности, но не препятствуя экономическому развитию. Ведь именно высокие цены на нефть стали главным двигателем поиска новых технологий для добычи сланцевого газа, известного ещё с 20-х годов XIX века.

Высокие цены в первой половине 1970-х инициировали проекты по началу разработки нефтеносных песков Атабаски в Канаде, в провинции Альберта, а падение цен в 1980-е на долгое время заморозило эти проекты.

Данная закономерность подтверждается и в настоящее время. С июня 2014 г.

мировые цены на нефть начали устойчиво снижаться, и уже в начале ноября, по информации The Wall Street Journal, крупнейшие нефтяные компании, включая ExxonMobil, Chevron, Shell и другие, стали задумываться о сокращении инвестиций.

По имеющимся оценкам, сделанным в 2012 г. банком Goldman Sachs, для того чтобы новые нефтяные проекты были рентабельными в сложившихся налоговых условиях, мировые цены на нефть не должны опускаться ниже 80 долл./барр. в ценах 2011 г. [16].

К настоящему времени целый ряд исследовательских центров и специалистов сделали свои оценки издержек разработки тех или иных видов углеводородных ресурсов. Так, по данным KPMG, основная часть нетрадиционных ресурсов газа рентабельна для освоения при уровне издержек порядка 4–6 долл./гигаджоуль, то есть 150–230 долл./тыс. м³. А большинство новых газовых залежей традиционного типа – при затратах от 20 до 190 долл./тыс. м³ [17].

Близкие оценки приводит и МЭА. Специалисты агентства в последнее время дважды давали прогноз абсолютных значений: в 2011 г. был представлен специальный доклад «Вступаем ли мы в золотой век газа?» (см. табл. 4), а в ноябре 2012 г. – работа «Золотые правила золотого века газа» (см. табл. 5).

В обзоре за 2013 г. (WEO-2013) МЭА приводит новые оценки издержек производства различных видов жидкого топлива (см. рис. 14), которые хорошо коррели-

Рис. 15. Структура совокупных мировых инвестиций в добычу нефти и газа за 2014–2035 гг., «Сценарий новых политик»



Источник: [20].

руются с вышеупомянутыми расчётами банка Goldman Sachs.

Подобные достаточно высокие издержки производства, необходимые как для осуществления текущей добычи нефти и газа, так и особенно для инициирования новых проектов разработки традиционных и нетрадиционных углеводородов, приводят к существенному росту инвестиций на эти цели. По оценкам МЭА, суммарные мировые инвестиции в добычу нефти и газа в течение предстоящих 20 лет увеличатся более чем на 20% – с 700 млрд долларов в 2013 г. до 850 млрд долл./год в 2030 годы [20]. При этом примерно три четверти этих вложений будут связаны с освоением традиционных углеводородов (рис. 15).

При всей спорности и всех различиях подобных оценок общая тенденция всё же прослеживается достаточно определённо и подтверждает сделанный нами вывод: в перспективе ожидается ожесточённая конкурентная борьба как между различными источниками нефти и газа, так и районами их производства.

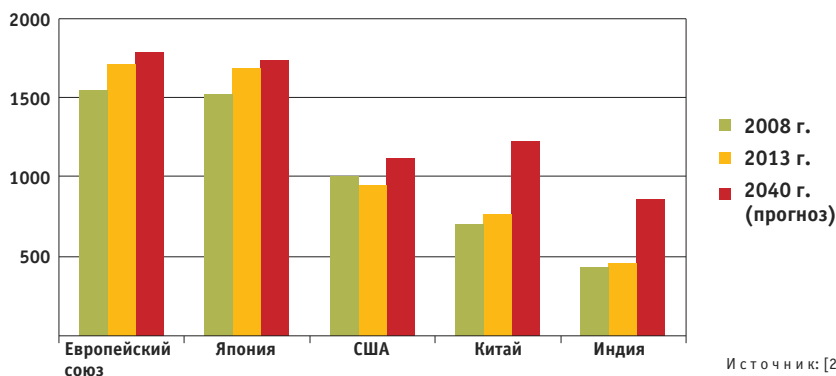
Соответственно отечественные нефтегазовые компании должны быть готовы к этой конкурентной борьбе. И надо чётко осознавать, что России и её нефтегазовой отрасли угрожает не сама «сланцевая революция», а технологическое отставание, невосприимчивость к продуцированию новых технологий последнего поколения. Поэтому «сланцевая революция» должна стать для НГК России, прежде всего, стимулом для снижения издержек в производстве и транспортировке нефти, газа и других энергоносителей, а в целом – для ускоренного перехода экономики на ресурсно-инновационный путь развития³.

Это тем более важно, что в перспективе на основном для России европейском рынке роста цен на энергию практически не ожидается (см. рис. 16).

Основная конкурентная борьба за потребителя развернётся между теми видами газа, стоимость добычи которых на скважине лежит в диапазоне от 4 до 6 долл./МБТЕ (212–318 долл./тыс. м³ в ценах 2010 г.). Естественно, в отдельных странах и районах будет востребован и более дорогой газ, но не он будет «править бал» на мировом рынке.

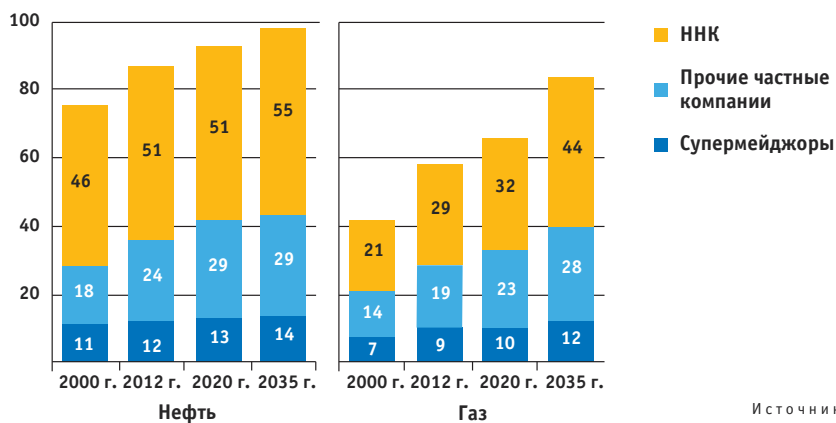
В части жидкого топлива эти параметры соответствуют издержкам производства в интервале от 60 до 80 долл./барр.

Рис. 16. Средневзвешенная стоимость энергии, оплачиваемой потребителями, долл. / т н. э. в ценах 2013 г.



Источник: [2].

Рис. 17. Ориентировочная структура мировой добычи нефти и газа по типам компаний в соответствии со «Сценарием новых политик», млн барр. н. э. / сут.



Источник: [20].

Причём итоги этой конкурентной борьбы предсказать достаточно трудно. Во-первых, стремительно снижаются издержки производства, связанные с добычей нефти и газа из нетрадиционных источников. Во-вторых, достаточно появиться двум-трем новым прорывным технологиям – и ожидаемая картина может поменяться самым кардинальным образом.

В рассмотренных выше прогнозах коммерчески значимая добыча нефти и газа из таких нетрадиционных источников, как кероген и газогидраты, в период до 2035–2040 гг. не предусматривается, ожидается реализация лишь отдельных проектов в этой области.

Так, в части газогидратов предполагается, что масштабная добыча метана начнётся не ранее 2020 г., причём, скорее всего, – в Японии, которая является сегодня крупнейшим в мире импортёром СПГ. Что же касается США, то их руководство рассматривает газогидратные ресурсы как стратегический резерв, который позволит

обеспечить энергетическую безопасность страны в отдалённом будущем.

По нашим оценкам [26], гидратный метан может войти в мировой энергетический баланс лишь в том случае, если стоимость его добычи будет составлять (в ценах 2010 г.) не более 11–12 долл./МБТЕ (583–636 долл./тыс. м³) в шельфовых районах вблизи таких крупнейших потребителей, как Япония, Индия и Республика Корея. Что же касается удалённых арктических районов (таких как Аляска, северные районы Канады, Сибири и Дальнего Востока России), то здесь стоимость его добычи не должна превышать 4–5 долл./МБТЕ (212–265 долл./тыс. м³).

Таким образом, в ближайшие 15–20 лет газогидраты, по всей видимости, не смогут составить реальной конкуренции традиционному газу российских дальневосточных проектов на рынках стран АТР, чего нельзя сказать о более позднем периоде.

К числу значительных изменений и глубоких структурных сдвигов в мировом

³ Подробнее о необходимости и возможности перехода экономики России на ресурсно-инновационный путь развития см., например, в наших работах [21–25].

нефтегазовом комплексе следует отнести и быстрый рост газовой составляющей в баланс добычи и потребления углеводородного сырья.

Какие выводы для России можно сделать? В проекте ЭС-2035 [27] на первый план выходит опережающая реализация проектов по производству и экспорту СПГ. Предложение, на мой взгляд, правильное, но недостаточное, поскольку формирование индустрии СПГ – это задача догоняющего развития. А значимого успеха в конкурентной борьбе можно достичь лишь при так называемом опережающем развитии. В частности, без создания принципиально новых технологий транспортировки природного газа на большие расстояния невозможно обеспечение конкурентных преимуществ перед другими странами и газовыми компаниями.

В своё время отечественными учёными были высказаны оригинальные идеи морской транспортировки значительных объёмов газа в сжатом и газогидратном состоянии⁴. Прошли десятилетия, и эти идеи были подхвачены и развиты в Норвегии и Канаде, Японии и Корее, во многих других странах. И уже от них к нам приходят предложения о подготовке и реализации соответствующих проектов. И опять повторяется старая картина: в лучшем случае от нас – дешёвые ресурсы, а к нам – технологии (по высоким ценам, обеспечивающие работой и налогами чужие страны). А в худшем случае – санкции и эмбарго.

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РОССИИ

И последнее, на чём хотелось бы остановиться, – это радикальное перераспределение прямого контроля над основными источниками нефтегазового сырья от супермейджоров в пользу национальных нефтяных компаний.

Тенденция такого перехода наметилась ещё в конце 70-х годов прошлого века, но в последние полтора десятка лет она существенно ускорилась и получила логиче-

ское завершение. Если до нефтяных кризисов 1970-х ННК контролировали менее 10% мировых нефтегазовых запасов, а 85% находилось под прямым контролем так называемых Семи сестёр, то к 2012 г. доля ННК возросла до 90%.

В определённой мере сами супермейджоры помогли усилению ННК, когда в погоне за повышением эффективности собственных структур инициировали процессы выделения нефтесервисных активов в качестве самостоятельных бизнесов с их последующей продажей третьим лицам [28]. В дальнейшем именно эти выделившиеся бизнес-единицы стали основой для создания весьма динамичной группы транснациональных нефтесервисных корпораций, таких как Schlumberger, Petrofac, Halliburton, Baker Hughes, Transocean и др.

Подобная тенденция продолжает развиваться, и к 2035 г. на долю ННК будет приходиться свыше половины всей мировой добычи нефти и около 45% природного газа (см. рис. 17).

Более того, в настоящее время многие ННК уже сами становятся продуцентами новых нефтегазовых технологий. Так, Petrobras нет равных в области технологий глубоководной морской добычи. Saudi Aramco добилась ощутимых успехов в разработке технологий выделения и улавливания серы при переработке сырой нефти, а также технологий улавливания и хранения углерода для минимизации его выбросов в атмосферу [28]. Современные ННК весьма успешно конкурируют и на мировых рынках капитала.

Это, в свою очередь, открывает дополнительные возможности для российских нефтегазовых компаний – как в сфере приобретения технологий, так и в области привлечения финансовых ресурсов.

В новых условиях супермейджоры для восполнения своей ресурсной базы просто вынуждены всё активнее переориентироваться на труднодоступные источники углеводородов. А это, в свою очередь, позволяет России предлагать им свои углеводородные ресурсы в обмен на инвестиции и технологии. Примеры такого сотрудничества уже есть. Это соглашения по освоению российского сектора Арктики, заключённые между «Роснефтью» и компаниями ExxonMobil и Eni, а также между «Газпромом» и Total. Подписаны также соглашения «Роснефти» с ExxonMobil и «Газпром нефти» с Shell (Салымский проект) по освоению ресурсов баженновской свиты и т. д. И подобная практика, по-видимому, продолжится, хотя в условиях санкций именно по этим проектам и будет нанесён

основной удар. Правда, кто от него больше пострадает – это ещё вопрос.

Литература

- World Energy Outlook 2013. OECD/IEA, 2013.
- World Energy Outlook 2014. London, 12 November 2014. URL: http://www.iea.org/media/speeches/mvdh/WE0_2014_London_fortheweb.pdf
- World Energy Outlook 2014 Factsheet. OECD/IEA, 2014. URL: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowsite/2014/141112_WE0_FactSheets.pdf
- International Energy Outlook 2013. DOE/US Energy Information Administration. July 2013, 312 p.
- BP Energy Outlook 2030. London, January 2014.
- Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. ИНЭИ РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ. М., 2013. 110 с.
- The Outlook for Energy: A View to 2040. ExxonMobil, 2012, 43 p.
- New Lens Scenarios. Royal Dutch Shell, March 2013. URL: http://s08.static-shell.com/content/dam/shell-ew/local/corporate/Scenarios/Downloads/Scenarios_newdoc.pdf
- World Energy Scenarios. Composing energy futures to 2050. WEC. URL: www.worldenergy.org/publications/2013/world-energy-scenarios-composing-energy-futures-to-2050
- Мастепанов А. М. Мировая энергетика – новые вызовы / Доклад на ежегодном форуме «Энергетика и геополитика». URL: http://www.iehei.org/Club_de_Nice/2010/MASTEPANOV_2010.pdf
- Энергетика и геополитика/Под ред. В. В. Костюка и А. А. Макарова. – М.: Наука, 2011.
- Мастепанов А. М. Глобализация и устойчивое развитие – новые вызовы и новые возможности // Энергетическая политика. Вып. 3. 2012. С. 12–16
- Мастепанов А. М. Корректировка Энергетической стратегии: некоторые первоочередные задачи // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2013. № 9. С. 6–10; № 10. С. 5–12.
- Мастепанов А. М., Шафраник Ю. К. Российская энергетика: выбор развития в новых условиях // Энергетическая политика. Вып. 5. 2014.
- Мастепанов А. М. Нетрадиционные источники нефти и газа в мировом энергетическом балансе: некоторые оценки и перспективы // Neftgaz.RU. 2014. № 11. С. 12–21.
- Goldman Sachs (2012). 360 Projects to Change the World [Online forum comment]. URL: <http://www.docstoc.com/docs/119164686/Goldman-Sachs---360-projects-to-change-the-world>
- Central and Eastern European Shale Gas Outlook. KPMG Global Energy Institute. 2012. KPMG International Cooperative.
- World Energy Outlook 2011. Are We Entering a Golden Age of GAS? Special Report. OECD/IEA, 2011.
- Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. OECD/IEA, 2012.
- World Energy Investment Outlook. Special Report. OECD/IEA, 2014.
- Мастепанов А. М. Корректировка Энергетической стратегии: некоторые первоочередные задачи // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2013. № 9, 10.
- Дмитриевский А. Н., Мастепанов А. М. К вопросу о разработке новой энергетической стратегии России // Энергетическая политика. 2013. Вып. 2.
- Ресурсно-инновационное развитие экономики России / Под ред. А. М. Мастепанова и Н. И. Комкова. М.: Институт компьютерных исследований, 2013.
- Дмитриевский А. Н., Мастепанов А. М., Бушуев В. В. Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России // Вестник Российской академии наук. 2014. Т. 84. № 10. С. 867–873.
- Мастепанов А. М. Ресурсно-инновационное развитие в энергетической стратегии России // Энергетическая политика. 2014. Вып. 2. С. 26–36.
- Мастепанов А. М. Газогидраты: путь длиною в 250 лет (от лабораторных исследований до места в мировом энергетическом балансе). М.: ИЦ «Энергия», 2014.
- Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (основные положения). URL: <http://minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17481.html>
- Березной А. В. Глобальные «супермейджоры»: закат или модернизация бизнес-модели // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. № 8. ■

⁴ В основе идей морской транспортировки газа в газогидратном состоянии лежит обнаруженный и исследованный во ВНИИГАЗе в 1980 годах эффект самоконсервации газогидратов. Этот эффект открыл новые возможности для развития газогидратных технологий. Во-первых, возможность хранения и транспортировки газа в твёрдом виде при температурах близких к 0°С при атмосферном давлении в концентрированном состоянии (до 160 м³ газа на 1 м³ объёма хранения). Во-вторых, перевозки газа обычными рефрижераторами (морским, железнодорожным и автомобильным транспортом), в том числе в районы, где нет трубопроводного транспорта или отсутствует традиционная инфраструктура газовой промышленности. Подробнее о технологиях морской транспортировки газа в сжатом и газогидратном состоянии см., например, в [23].

Под знаком трёх тенденций

«Парма-Телеком» (ITPS) провела конференцию по управлению активами

26 ноября в Москве состоялась конференция «Жизненный цикл актива. Стандартизация. Интеграция. Интеллектуализация», организованная компанией «Парма-Телеком» (ITPS). Уже в шестой раз она собрала своих клиентов и партнёров из капиталоемких отраслей экономики. Среди более чем 100 её участников были представители компаний «Мосэнерго», «ЛУКОЙЛ», ФСК ЕЭС, «Газпром», «Росатом», «Роснефть», «Ямал СПГ», «Томскнефть», «ГСИ-Гипрокаучук», Ангарская нефтехимическая компания и др. Аудитория онлайн-трансляции конференции составила более 130 человек из России, ОАЭ, Норвегии и других стран мира.



Как отметил Андрей Гнездилов, коммерческий директор «Парма-Телеком» (ITPS), сегодня эксперты всё больше говорят о необходимости комплексного подхода к управлению активами с применением перспективных ИТ-решений. «Обсуждение примеров реального опыта наших клиентов по автоматизации бизнес-процессов, в том числе обмен мнениями между представителями компаний из разных отраслей, ещё раз наглядно показали, что реализация проектов по управлению активами на базе ИТ приводит к значительному повышению эффективности производства».



О мировых тенденциях в области стандартизации и опыте создания национальных стандартов рассказали ведущие идеологи управления производственными активами на основе стандартов. Игорь Крюков, председатель Технического комитета по стандартизации № 86, занимающегося разработкой российского аналога международного стандарта ISO/TK251 Asset Management, представил развёрнутую картину общемировых принципов и национальной системы стандартизации в области управления активами.

Доклад Анатолия Левенчука, президента Российского отделения международного совета по системной инженерии (INCOSE), наглядно продемонстрировал, какие преимущества может дать применение принципов системной инженерии в управлении жизненным циклом производственного актива.

Сессия «Интегрированные решения» собрала выступления, посвящённые практическому опыту автоматизации процессов управления жизненным циклом активов. Специалисты «ЛУКОЙЛа» вместе со своими партнёрами из компании «Парма-Телеком» (ITPS) представили опыт внедрения систем бюджетного планирования и управления закупками и отношениями с поставщиками на одном из крупнейших нефтяных месторождений в мире – «Западная Курна – 2» в Ираке.

В компании «НИАЭП» – «Атомстройэкспорт» применение технологий Multi-D позволило добиться значимых положительных результатов на всех этапах управления жизненным циклом сложного инженерного объекта. Об инструментах снижения рисков и повышения операционной эффективности на базе решений электронного документооборота в крупных капитальных проектах рассказали представители компании OpenText, ведущего мирового поставщика в этой области.

Центральное место в завершающей сессии, посвящённой интеллектуализации, заняло обсуждение актуальной сегодня темы – интегрированного моделирования. Собственные разработки в этой области представили эксперты компаний «Парма-Телеком» (ITPS) и SAP. А Руслан Халиулин, ведущий инженер «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», рассказал об опыте применения технологии интегрированного моделирования на нефтегазовых месторождениях.

«Парма-Телеком» (ITPS) – одна из крупнейших компаний России в области информационных технологий. С 2013 года входит в группу компаний ITPS.
www.parma-telecom.ru, www.itps.com

На правах рекламы



Антон УСОВ,
партнёр, руководитель практики
по работе с компаниями нефтегазовой отрасли
КПМГ в России и СНГ



cutting through complexity

Деофшоризация шагает по стране...

Нефтяные компании должны в короткие сроки оптимизировать свои структуры, чтобы соответствовать требованиям нового антиофшорного закона

Российские нефтегазовые компании одними из первых начали использовать преимущества офшорных юрисдикций для осуществления трейдерской деятельности, управления финансами и участия в новых проектах в сегментах разведки, добычи, переработки и сбыта. В результате на сегодняшний день они являются обладателями большого количества зарубежных структур. Но 25 ноября 2014 г. был подписан так называемый антиофшорный закон, который вносит революционные изменения в правила налогообложения российских и иностранных компаний. В чём суть данных изменений, и как оценить готовность нефтегазового сектора к новым требованиям?

КИК или не КИК – вот в чём вопрос

Законопроект был принят Государственной Думой в жёстком варианте, без учёта многих предложений бизнеса. В результате документ, вносящий изменения в Налоговый кодекс РФ в части налого-

обложения прибыли контролируемых иностранных компаний и доходов иностранных организаций, впервые в новейшей истории даёт налоговым органам возможность получать и изучать налоговую отчётность зарубежных предприятий, подконтрольных российским компаниям. А в ряде случаев налоговые органы могут требовать уплаты налога с доходов, полученных зарубежными дочерними предприятиями российских резидентов.

Антиофшорный закон вводит признаки так называемой контролируемой иностранной компании (КИК). Нераспределённую прибыль этих контролируемых иностранных компаний российские налоговые резиденты теперь обязаны декларировать и подтверждать. Минимальный размер прибыли, подлежащей декларации, в 2015 г. – 50 млн рублей, в 2016 г. – 30 млн, после 2017 г. – 10 млн.

В соответствии с документом, контролирующими лицами признаются налоговые резиденты РФ, доля участия которых в иностранной организации составляет в 2015 г. более 50%, с 2016 г. – 25%. Для российских резидентов, в совмест-

ном владении которых находится более 50% контролируемой иностранной организации, индивидуальный порог составит 10%.

Интересно, что законодатель не предусмотрел освобождения от признания иностранной компании в качестве КИК (то есть информации обо всех компаниях надо соответствующим образом раскрыть). Однако предусмотрено освобождение прибыли от налогообложения в том случае, если КИК является:

- участником соглашения о разделе продукции с долей доходов от СРП более 90%;
- налоговым резидентом государства, с которым заключено соглашение об избежании двойного налогообложения и обеспечивается обмен налоговой информацией в случае, если эффективная ставка налога не менее 75% от средневзвешенной ставки по налогу на прибыль или доля пассивных доходов не более 20% (активная КИК).

При таком положении налоговая база по КИК равна прибыли КИК согласно национальной финансовой отчётности за минусом дивидендов и корректиро-

вок на суммы переоценки ценных бумаг по рыночной стоимости, расходов на формирование резервов и т. д. Причём национальная финансовая отчётность должна подлежать обязательному аудиту, согласно законодательству государства инкорпорации КИК.

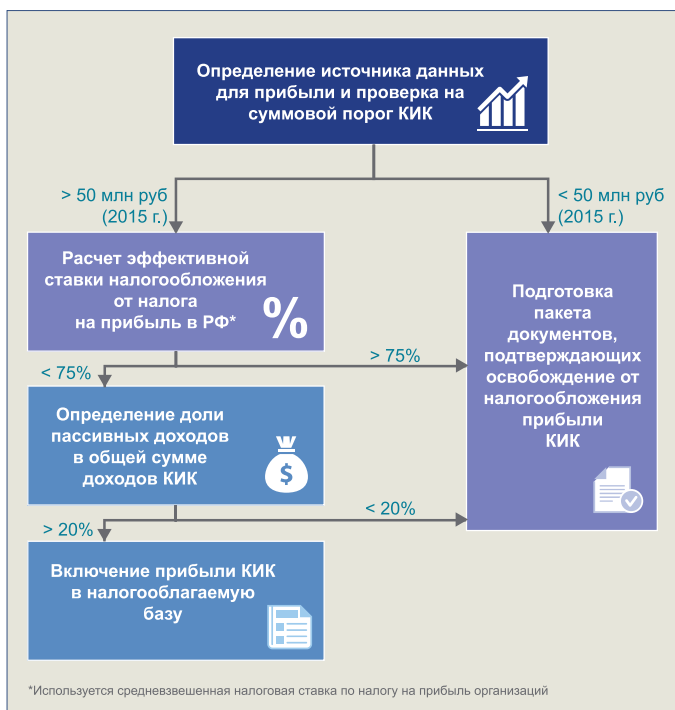
В остальных случаях налоговая база КИК должна быть сформирована в соответствии с правилами 25-й главы Налогового кодекса за минусом дивидендов. При этом требуется предоставление первичных документов и выписок с расчётного счёта КИК.

Есть в законе и критерии налогового резидентства. Даже одного из них достаточно для признания иностранной компании налоговым резидентом России. Так, налоги придётся платить, если:

- большинство заседаний совета директоров (иного руководящего органа) преимущественно проводятся в России;
- исполнительный орган регулярно осуществляет свою деятельность из России, а главные должностные (руководящие) лица организации преимущественно осуществляют деятельность в виде руководящего управления этой иностранной организации в РФ;
- ведение бухгалтерского или управленческого учёта, делопроизводства или оперативное управление осуществляется персоналом в РФ.

Фактически управление разделяется на четыре уровня, в соответствии с которыми в России можно централизовать принятие решений в качестве акционера (стратегическое планирование, бюджетирование, принятие стандартов политик и процедур и т. д.). Заседания советов директоров иностранных дочерних обществ должны проводиться за пределами РФ. Там же должна осуществляться и деятельность исполнительных органов, то есть управление текущей деятельностью, входящее в их компетенцию.

Важно отметить, что закон устанавливает налоговую ответственность за неуплату или неполную уплату налога. Штраф за такое нарушение составляет 20% суммы неуплаченного налога, но не менее 100 тыс. рублей. За непредставление или представление недостоверных



сведений о КИК предусмотрен штраф в размере 100 тыс. рублей по каждой компании, сведения о которой не представлены. А в случае непредставления сведений о себе как контролирующем лице либо представлении недостоверных сведений штраф составит 50 тыс. рублей по каждой компании. При этом сохраняется существующая уголовная ответственность, что вызвало большое опасение со стороны бизнеса ещё на этапе обсуждения текста законопроекта.

КАК ВЫЙТИ ИЗ ТЕНИ ОФШОРА?

Учитывая, что новые правила налогообложения начнут действовать уже с 1 января 2015 г., а до 1 апреля 2015 г. компаниям и физическим лицам надо направить в налоговые органы первое уведомление, предусмотренное новым законодательством, необходимо в максимально короткие сроки оценить вашу готовность к новым требованиям и осуществить необходимые преобразования. Какие же рекомендации можно дать российским нефтяникам в связи с положениями деофшоризационного закона?

Во-первых, пересмотрите свою организационную структуру в части зарубежных компаний. Действительно ли бизнесу необходимо большое количество зарубежных предприятий и офшорных компаний, не следует ли провести их масштабное сокращение? Помните золотое правило: больше – не значит лучше.

Во-вторых, подумайте о зарубежных структурах, в финансовой отчётности которых можно консолидировать прибыли и убытки, чтобы избежать последних в одних структурах и налогооблагаемой прибыли в других.

В-третьих, старайтесь не «плодить» офшорные структуры – мода на них прошла. Сегодня удобное налоговое структурирование доступно и в неофшорных юрисдикциях.

В-четвёртых, заранее продумайте систему налогового администрирования. Возникает потребность в огромном количестве документов, сдаваемых налоговым органам, требуется значительное время на организацию этого процесса. Кто и как будет собирать ваши уведомления, корректировать их на пред-

мет расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу? Кто будет нести ответственность за достоверность данных в отношении иностранных компаний, переданных в российские налоговые органы? Для ответа на все эти вопросы законодатель предоставил переходный период – вплоть до 2017 г.

В-пятых, проверьте, не являются ли ваши зарубежные предприятия налоговыми резидентами РФ по принципу руководящего управления? Выезжают ли ваши руководители за рубеж для целей принятия решений? Не даёте ли вы прямых указаний своим дочерним обществам по всем вопросам их деятельности?

Ответы на все эти вопросы помогут нефтегазовым компаниям планировать деятельность в соответствии с новым антиофшорным законодательством, а бенефициарным собственникам понимать, чем им грозит его игнорирование. Скорее всего, переходный период будет непростым – механизм далеко не отлажен, последствия нововведений до конца не оценены. Однозначно можно лишь сказать, что нужно быть честными перед российскими налоговыми органами – как говорится, заплатить налоги и спать спокойно. А вот как оптимизировать свои структуры с учётом новых реалий, чтобы налоговое бремя не оказалось сопоставимым с прибылью, – это вопрос, который нефтегазовому сектору и налоговому сообществу предстоит решить в самое ближайшее время. ■



Красота и опасность морского Левиафана

Несмотря на усилия отдельных стран и мирового сообщества в целом, морская добыча и транспортировка нефти по-прежнему связаны с высокими экологическими рисками*

Анна АННЕНКОВА

История морской добычи углеводородов в мире насчитывает уже более 75 лет. За это время в нефтедобывающей отрасли на континентальном шельфе происходили как триумфальные победы человеческого разума над природной стихией, так и грандиозные провалы, в одночасье превращавшие «чёрное золото» в Левиафана, который, поднимаясь из глубин на поверхность, уничтожал всё живое на своём пути. И в такие моменты мир задумывался: а не слишком ли большую цену платит человек за возможность забирать у природы всё больше и больше?

В первых двух частях статьи была дана хронология наиболее крупных разливов нефти в результате аварий морских танкеров и описаны меры, предпринятые правительством США и мировым сообществом для предотвращения таких чрезвычайных происшествий.

Система созданных нормативно-правовых актов – как международного уровня, так и регионального – позволила существенно уменьшить количество нефтяных разливов в Мировом океане и при добыче, и при транспортировке жидких углеводородов. Но именно эта «идиллия», видимо, притупила бдительность нефтяников, что привело к одной из крупнейших экологических катастроф – взрыву на нефтяной платформе Deepwater Horizon (DWN) в Мексиканском заливе. Это имело далеко идущие последствия для американской нефтяной индустрии. В США произошёл системный сдвиг широкого действия и был создан новый режим регулирования, существенно усиливший внимание к вопросам техники безопасности, охране окружающей среды и управлению рисками. Более того, данная катастрофа заставила задуматься о надёжности своих технологий все нефтедобывающие страны.

С ГОСУДАРСТВЕННОГО УРОВНЯ – НА КОРПОРАТИВНЫЙ

Кроме действий отдельных государств были предприняты и более крупные шаги: на встрече G20 в июне 2010 г. Президент РФ В. В. Путин выступил с предложением создать международный механизм для предотвращения и ликвидации последствий разливов нефти при разработке шельфа и морской транспортировке нефти и газа. Целью данного механизма был провозглашён обмен наилучшими практиками в указанной сфере. Его назвали Глобальной инициативой по сохранению морской среды. Руководство работой по этому проекту взяла на себя Россия при сопредседательстве двух стран – Бразилии (лидер в вопросах разведки и добычи нефти и газа на шельфе) и Турции (лидер в области морской транспортировки).

Активные действия начали предпринимать и сами нефтегазовые компании, которые после аварии DWN серьёзно задумались о собственной производственной и финансовой безопасности. Ведь история с Deepwater Horizon в конечном итоге «стоила» BP более 40 млрд долларов, и ещё неизвестно, сможет ли компания после таких финансовых потерь восстановиться в преж-

* Продолжение. Начало в №№ 9–10 / 2014.

Табл. 7. Международные и региональные организации в сфере деятельности нефтегазовой промышленности и защиты окружающей среды

Организация	Год	Профиль
Det Norske Veritas (DNV)	1864	Классификационное общество в форме фонда. Цель – защита жизни, собственности и окружающей среды. Является, в частности, ведущим техническим консультантом для нефтегазовой промышленности (например, технический надзор нефтяных платформ). Также совместно с партнёрами разрабатывает нефтегазовые стандарты и лучшие международные практики. В сентябре 2013 г. DNV объединилось с GL в «DNV GL»
Международная ассоциация буровых подрядчиков (International Association of Drilling Contractors, IADC)	1940	Цели: развитие технологий бурения; внедрение практик безопасности и защиты окружающей среды; формирование законодательной базы, способствующей безопасному и эффективному процессу бурения. С 1975 г. имеет статус консультанта в ИМО. Компаниям-участникам (порядка 1600 компаний почти из 60 стран) принадлежит подавляющая часть буровых установок в мире
Международная морская организация (International Maritime Organization, IMO)	1948 (1958)	Специализированное учреждение ООН является инструментом сотрудничества и обмена информацией по техническим вопросам, связанным с международным торговым судоходством. Занимается, в частности, разработкой норм по обеспечению безопасности на море и предотвращению загрязнения с судов окружающей среды. Конвенция о создании ИМО была подписана в 1948 г., а вступила в силу в 1958 г. – тогда же организация начала свою работу. В организацию входит 170 стран
Конференция по технологиям нефтедобычи на шельфе (Offshore Technology Conference, OTC)	1969	Ежегодная конференция является крупнейшим мировым событием в сфере обмена опытом нефтедобычи на шельфе, а также защиты окружающей среды. Участники – порядка 2700 компаний более чем из 120 стран
Международный морской форум нефтяных компаний (Oil Companies International Marine Forum, OCIMF)	1970	Организация была создана в ответ на возросшую озабоченность общественности вопросами защиты окружающей среды после аварии танкера Torrey Canyon в 1967 г. Целью организации – координация действий игроков нефтяной отрасли и реакция на инициативы общественности по защите окружающей среды. С 1971 г. является представителем нефтяной отрасли в ИМО и имеет статус консультанта. Участники организации – 92 нефтяные компании
Ассоциация независимых управляющих в сфере разливов нефти (Association of Petroleum Industry Cooperative Managers, APICOM)	1972	Цель – обмен информацией по вопросам борьбы с нефтяными разливами. Участники ассоциации – различные организации и компании
Международная ассоциация представителей нефтяной промышленности по охране окружающей среды (International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, IPIECA)	1974	Ассоциация была создана после объявления в 1974 г. Программы ООН по окружающей среде (UNEP). Она является основным каналом связи нефтяной отрасли с ООН. Ассоциация помогает нефтегазовой промышленности улучшить её экологические и социальные показатели посредством обмена информацией и «лучших практик». Участниками являются 16 ассоциаций, которые, в свою очередь, представляют более 400 нефтяных и газовых компаний
Международная ассоциация производителей нефти и газа (International Association of Oil & Gas Producers, OGP)	1974	Глобальный форум игроков нефтегазодобывающей промышленности по обмену лучшими практиками для достижения безопасности работы и защиты окружающей среды. Участниками форума являются 82 нефтедобывающие компании (включая всех ведущих мировых игроков), а также порядка 20 нефтяных организаций и ассоциаций
Региональный центр реагирования на чрезвычайные случаи загрязнения морской среды для Средиземного моря (Regional Marine Pollution Emergency Response Centre for the Mediterranean Sea, REMPEC)	1976	Обеспечивает ратификацию, имплементацию и выполнение странами Средиземноморского региона международных соглашений, в частности конвенций, имеющих отношение к предотвращению загрязнений с судов, а также борьбе с загрязнением природной среды Средиземного моря. Функция Центра – это и общее повышение готовности стран региона к борьбе с загрязнением Средиземного моря на национальном, субрегиональном и региональном уровнях
Ассоциация международных нефтяных переговорщиков (Association of International Petroleum Negotiators, AIPN)	1981	Создана как площадка для обмена профессиональным опытом между представителями мирового нефтегазового сообщества. Участниками являются более 4500 различных организаций нефтегазового сектора более чем из 90 стран
Центр взаимопомощи на случай чрезвычайных обстоятельств на море (Marine Emergency Mutual Aid Centre, MEMAC)	1982	Создан для сотрудничества стран Персидского залива с целью его защиты на случай чрезвычайных обстоятельств и загрязнения. Страны-участницы: Бахрейн, Иран, Ирак, Катар, Кувейт, ОАЭ, Оман, Саудовская Аравия
Международная организация контроля за разливами (International Spill Control Organization, ISCO)	1984	Цели: повышать готовность государств к борьбе с разливами нефти и химических веществ; улучшать техническую оснащённость и профессиональную компетенцию организаций, работающих в сфере борьбы с разливами; консультировать по вопросам борьбы с разливами такие организации, как ИМО, UNEP (United Nations Environment Programme), ЕС и другие. Участниками организации являются 36 государств (Россия в неё не входит), а также различные организации и коммерческие компании
Форум органов надзора бассейна Северного моря (North Sea Offshore Authorities Forum, NSOAF)	1987	Цель – сотрудничество правительств стран Северного моря в сфере обмена информацией для защиты окружающей среды. Страны-участницы: Великобритания, Германия, Дания, Ирландия, Нидерланды, Норвегия, Фарерские о-ва, Швеция
Хельсинкская комиссия (Helsinki Commission, HELCOM)	1992	Комиссия по защите морской среды Балтийского моря. Страны-участницы: Германия, Дания, Латвия, Литва, Польша, Россия, Финляндия, Швеция, Эстония
Международный форум регуляторов (International Regulators' Forum, IRF)	1994	Форум 10 государственных регуляторов по безопасности нефтегазодобычи на континентальном шельфе. Цель – обмен наилучшими практиками в области регулирования безопасности бурения на шельфе и защиты окружающей среды. Страны-участницы: Австралия, Бразилия, Великобритания, Дания, Канада, Мексика, Нидерланды, Новая Зеландия, Норвегия, США
Арктический совет (Arctic Council)	1996	Межправительственный форум, обеспечивающий сотрудничество по вопросам Арктического региона, особенно в сфере устойчивого развития и защиты окружающей среды. Страны-участницы: Дания (включая Гренландию и Фарерские о-ва), Исландия, Канада, Норвегия, Россия, США, Финляндия, Швеция
Глобальное водное партнёрство (Global Water Partnership, GWP)	1996	Международная сеть организаций (государственных, частных, региональных, научных, проектных и т. п.), вовлечённых в управление водными ресурсами. Основные задачи – развитие и внедрение в мировом масштабе принципов интегрированного управления водными ресурсами, обмен информацией и опытом. Россия является активным участником GWP
Глобальная инициатива по сохранению морской среды (Global Marine Environment Protection Initiative, GMEP Initiative)	2010	Международный правовой механизм регулирования в сфере защиты морской среды от нефтяного загрязнения. Ядром механизма является специализированный сайт (http://www.g20gmp.org/ , запущен в июле 2013 г.), а также традиционные формы сотрудничества в виде семинаров и конференций. В механизме участвуют члены G20, а также Испания, Нидерланды, Норвегия и ОАЭ. Кроме того, содержательную и организационную поддержку оказывают ОЭСР, ОПЕК, Международный форум регуляторов и другие заинтересованные организации
Международный форум регуляторов бурения на шельфе (International Offshore Petroleum Environmental Regulators, IOPER)	2013	Форум регуляторов нефтедобывающих стран, созданный с целью стимулирования улучшения практики бурения на континентальном шельфе, а также защиты окружающей среды. Страны-участницы: Австралия, Бразилия, Великобритания, Канада, Новая Зеландия, Норвегия, США

Источники: данные организаций.

них объёмах. При этом нефтяные мейджоры понимали, что для повышения безопасности нужны не только новые технологии. Гораздо в большей степени необходимы пересмотр структуры внутриотраслевых отношений, развитие новых форм сотрудничества между разработчиками месторождений и сервисными компаниями.

В результате ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips и Shell создали систему для предотвращения нефтеразливов в Мексиканском заливе, управление которой взяла на себя специально учреждённая Marine Well Containment Company (MWCC). И уже в феврале 2011 г. упомянутая система была развёрнута. Она может быть мобилизована в течение 24 часов после возможного взрыва и имеет оборудование, совместимое с разными типами скважин и способное работать в любых погодных условиях.

В ходе различных международных конференций и форумов представители нефтяной отрасли согласились с тем, что для повышения эффективности и безопасности освоения нефтегазовых месторождений необходимы обмен новейшими технологиями, унификация оборудования, а также распространение наилучших отраслевых практик, опыта управления проектами и работы с подрядчиками.

В рамках Международной морской организации (ИМО) был пересмотрен ряд документов. В частности, обновлены типовые курсы по борьбе с загрязнением нефтью. Кроме того, летом 2011 г. рассмотрены новые руководства по оценке затопленной нефти и техники для её удаления, использованию диспергентов, реагированию на

разливы нефти в ледовых условиях и при низких температурах, сжиганию нефтяных пятен на месте, безопасным операциям и техническим стандартам для оборудования по ликвидации разливов нефти.

Осенью 2011 г. ЕС объявил о подготовке законопроекта, согласно которому существенно повышалась ответственность нефтедобывающих концернов за причинение ущерба природе. В частности, фир-

Трагедия, случившаяся в Мексиканском заливе, ещё раз дала повод серьёзно задуматься о безопасности работы нефтегазодобывающей промышленности во всех бассейнах Мирового океана.

мы обязаны были полностью оплачивать устранение последствий аварий на буровых установках и иметь в наличии финансовые и технические средства, чтобы в случае аварии самостоятельно ликвидировать её последствия. Кроме того, ужесточалась процедура выдачи лицензий на проведение морского бурения. Закон был принят и вступил в силу летом 2013 г., однако не все идеи оказались отражёнными в окончательной версии. Так, в соответствии с новым законом, нефтяные и газовые операции должны осуществляться исключительно компаниями, которые будут назначаться лицензирующими ведомствами. Этот закон не только повышает безопасность работы на морских буровых объектах, но и в случае

инцидента позволяет чётко определять, кто является виновником.

КАСПИЙ: «МОРЕ ПЯТЕРЫХ»

Трагедия, случившаяся в Мексиканском заливе, ещё раз дала повод серьёзно задуматься о безопасности работы нефтегазодобывающей промышленности во всех бассейнах Мирового океана. Как показывает практика, ни одно прибрежное государство не способно справиться с ликвидацией катастрофических разливов нефти и вынуждено обращаться за помощью к сопредельным странам. Для России, омываемой 12 морями трёх океанов, а также имеющей выход к Каспийскому морю, статус которого до сих пор не определён, вопрос взаимодействия с другими государствами более чем актуален. В настоящий момент Россия является участником нескольких региональных конвенций и международной Конвенции по обеспечению готовности на случай загрязнения нефтью, борьбе с ним и сотрудничеству (1990 г.).

Довольно большую обеспокоенность вызывает Каспийское море, фактически бессточное озеро, где добычу нефти уже ведут три государства – Россия, Азербайджан и Казахстан. Проблема в том, что в случае разлива «чёрному золоту» некуда будет дрейфовать и оно потенциально может убить всё живое в этом закрытом водоёме. И трагедия на DWH позволила государствам-операторам нефтедобычи осознать это ещё чётче и начать предпринимать меры. Так, сразу после катастрофы в Мексиканском заливе МЧС Азербайджана организовало на Каспии аварийно-спасательную службу. 7 мая 2010 г. президент

Табл. 8. Региональные документы в сфере защиты открытого моря от нефтяных загрязнений, к которым присоединилась Россия

Документ	Дата	Профиль
Хельсинкская конвенция (Helsinki Convention)	22 марта 1974 г.	Конвенция по защите морской среды района Балтийского моря. Вступила в силу 3 мая 1980 г., её подписали семь стран Балтийского региона. После распада СССР и подписания в 1992 г. новой редакции Конвенции стран и организаций-участниц стало 10: Германия, Дания, ЕС, Латвия, Литва, Польша, Россия, Финляндия, Швеция, Эстония плюс две страны-наблюдателя (Белоруссия и Украина). Новая редакция вступила в силу в январе 2000 г.
Конвенция о защите Чёрного моря от загрязнения (Convention on the Protection of the Black Sea against Pollution)	21 апреля 1992 г.	Также называется Черноморской конвенцией. Посвящена совместным мерам по предотвращению и сокращению загрязнения морской среды Чёрного моря, а также её защите и сохранению. Вступила в силу в 1994 г. Страны-участницы: Болгария, Грузия, Россия, Румыния, Турция, Украина
План действий по защите, управлению и развитию морской и прибрежной окружающей среды северо-западной части Тихого океана (Northwest Pacific Action Plan, NOWPAP)	Сентябрь 1994 г.	План был утверждён как часть Региональной морской программы UNEP. Географически План распространяется на область: 121–143° восточной долготы и 33–52° северной широты. Страны-участницы: Китай, Корея, Россия, Япония
Рамочная конвенция по защите морской среды Каспийского моря (Framework Convention for the Protection of the Marine Environment of the Caspian Sea)	4 ноября 2003 г.	Также называется Тегеранской конвенцией (подписана в Тегеране). Цель – защита морской среды Каспийского моря от загрязнения, а также рациональное использование его биологических ресурсов. Вступила в силу 12 августа 2006 г. Участники: Азербайджан, Иран, Казахстан, Россия, Туркменистан
Международный кодекс по безопасности судов, осуществляющих плавание в полярных водах (Полярный кодекс, Polar Code)		В настоящий момент находится в разработке. Ожидается принятие в конце 2014 г. и вступление в силу в 2016 г.

ГНКАР подписал приказ «Об усилении мероприятий по технике безопасности на наиболее опасных производственных участках». Наряду с этим началась подготовка мероприятий по устранению существующих рисков в сфере техники безопасности, охраны труда и окружающей среды на наиболее опасных объектах ГНКАР.

В июне 2010 г. президент Казахстана отметил необходимость тщательного контроля завозимого в страну оборудования для нефтедобычи. Тогда же государства Прикаспийского региона выразили намерение подписать соглашения, регламентирующие охрану окружающей среды на Каспии.

Осенью 2010 г. казахстанские министерства нефти и газа и охраны окружающей среды сформировали рабочую группу, чтобы обеспечить все необходимые меры безопасности при бурении, а также при работе в прибрежной зоне. А при МЧС Казахстана было создано государственное предприятие «Центральный штаб профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб». Кроме того, в стране ввели уголовную ответственность за нарушение природоохранного законодательства.

Большую обеспокоенность природоохранных органов Казахстана вызывала добыча нефти на месторождении Кашаган, начало которой предполагалось осуществить в конце 2012 г. Проблема заключалась в том, что все месторождения в казахстанском секторе Каспия – сернистые. При попадании серы в морскую среду образуется серная кислота, которая уничтожает всё живое. А если принять во внимание, что северная часть Каспия – основная зона нереста осетровых (здесь происходит более 80% нереста), то это означает уничтожение экосистемы всего моря. При этом пластовое давление на Кашаганском месторождении аномально высокое, что несёт большую угрозу для платформ и скважин. Поэтому весь 2011 г. Казахстан занимался усовершенствованием Национального плана по предупреждению нефтяных разливов и по реагированию на них в море и внутренних водоёмах.

Кроме того, весной 2011 г. компания «КазМунайГаз» приступила к строительству Северо-Каспийской экологической базы реагирования на разливы нефти (СКЭБР), работа которой нацелена на обеспечение экологической безопасности в районе Кашагана и других месторождений в северной части казахстанского сектора Каспия. Сооружение базы завершилось осенью 2013 г.



Осенью 2011 г. МЧС Казахстана и ЕБРР подписали Меморандум о сотрудничестве в области чрезвычайных ситуаций. В частности, в нём говорилось о реагировании на ЧП природного и техногенного характера при осуществлении офшорных проектов по добыче нефти и газа на Каспии.

Осенью 2011 г. МЧС Азербайджана тоже подготовило Национальный план по ликвидации нефтяных разливов на суше и море. Он предусматривал организацию мобильной работы в случае их возникновения. В ноябре 2011-го Азербайджан, Россия и Иран подписали соглашение о начале совместного экологического аудита на Каспии с 2012 г.

Что касается действий России по защите этого «сокровища пятерых», то в апреле 2011 г. компания «ЛУКОЙЛ» открыла корпоративный учебный центр в Астрахани. Там нефтяников обучают нормам промышленной безопасности и действиям в чрезвычайных ситуациях, которые могут возникнуть в ходе морской нефтедобычи. Работа центра оказалась столь успешной, что в него начали поступать заявки от МЧС, а также других российских нефтяных компаний, которые тоже хотели бы повысить квалификацию своих сотрудников.

Кроме того, осенью 2012 г. Россия предложила создать единую систему космического мониторинга Каспия, то есть объ-

единить существующий частичный космический анализ каждого из секторов пяти государств в единую систему.

А в декабре 2012 г. представители Прикаспийских государств на 4-й сессии конференции сторон Тегеранской конвенции в Москве приняли протокол по защите Каспийского моря от загрязнения из наземных источников в результате осуществляемой на суше деятельности.

Арктика – зона особой тревоги

Однако, как бы ни ценны были отдельные моря, наибольшего международного внимания после аварии в Мексиканском заливе удостоилась Арктика. Это единственная, почти не «распечатанная» углеводородная кладовая – самая лакомая для нефтяников, но и самая опасная. Проблема её освоения заключается в том, что в мире не существует эффективных технологий работы в столь экстремальных климатических условиях, а также технологий ликвидации разливов нефти в холодных широтах. Здесь любая утечка доставит гораздо больше неприятностей, потому что нефть не рассеется естественным образом, как это бывает в тёплых водах. При этом проводить операцию по очистке будет намного сложнее: работу оборудования и людей затрудняют экстремальная погода, долгая полярная ночь, ледовые условия, удалённость от береговой инфраструктуры.

Кроме экстремального климата, проблеме создаёт и наблюдаемая в высоких широтах неравномерность дня и ночи. Так, на широте «Приразломной» (первая в мире стационарная арктическая платформа) световой день три летних месяца длится 24 часа, зато три зимних месяца здесь ночь. При этом операции по ликвидации разливов нефти могут проводиться с полной эффективностью в течение светового дня, с ограниченной эффективностью – во время сумерек и существенно ограничиваться, вплоть до остановки, – в ночное время. Таким образом, если выброс нефти произойдёт непосредственно перед наступлением тёмной арктической зимы, невозможно будет справиться с ним до следующего лета. И не исключено, что нефть может изливаться подо льдом на протяжении нескольких месяцев с катастрофическими последствиями для природы.

В умеренном климате нефть быстро диспергируется, перерабатывать её помогают бактерии. А в Арктике подобным образом она не разлагается и на её полную переработку природной средой могут уйти десятки лет.



Однако нельзя забывать и о том, что холодный климат в какой-то мере помогает бороться с нефтяными разливами: холодная вода и лёд препятствуют быстрому распространению нефтяного пятна, давая дополнительное время для сбора сырья. В холодном климате замедляются процессы поглощения нефти окружающей средой, что позволяет ей дольше оставаться в «первозданном» виде для сбора и последующего уничтожения. Да и сам лёд является естественным барьером для распространения нефти. Так, проведённые в начале 2010 г. в Норвегии исследования показали, что низкие температуры, свойственные Северному Ледовитому океану, на самом деле способствуют более успешной ликвидации утечек.

Тем не менее рисков пока гораздо больше, чем потенциальных выгод от добычи нефти в высоких широтах. Ведь на сегодняшний день у нефтяников имеется не такой уж большой набор возможностей для ликвидации нефтяных разливов в морской среде. К ним относятся механическая и сорбционная уборка на воде, использование химических препаратов (диспергентов), сжигание на месте. Реально очищают, удаляя загрязнение, только механическая и сорбционная уборка. Диспергенты и сжигание переводят загрязнение из одной формы в другую, оказывая негативное воздействие на окружающую среду.

Главной задачей всех арктических государств становится стимулирование развития технологий работы в экстремальных условиях, а также создание инфраструктуры, прежде всего законодательной и транспортной.

Специалисты WWF проанализировали 25 реальных происшествий нефтеразливов в разных акваториях. Исследование показало, что в 15 случаях боновые ограждения вообще не использовались из-за сильного волнения и течения, в 9 – их установка была малоэффективной: ограждения срывали волны или приливные течения. Лишь один раз с разливом нефти удалось справиться достаточно эффективно – это произошло в 2010 г. в США при аварии танкера «Игл-Отоме». Но данная авария случилась во внутренних водах, где условия для проведения работ более благоприятные, чем в открытой морской среде. Для сравнения – при ликвидации аварии в Мексиканском заливе было использовано более 4 тыс. км бонов и задействовано 6500 судов. В итоге в устье скважины удалось собрать 17% разлившейся нефти, в результате проведения специализированных работ на поверхности моря –



«Газпром нефть»

16%, из которых механическим путём собрали 3%, с помощью диспергентов – 8%, сожгли – 5%. Как показал анализ, испарилось и растворилось 25%, осталось в окружающей среде на длительный срок – 26%.

Поэтому надо отдавать себе отчёт в том, что таких сил и средств, которые были привлечены к ликвидации последствий аварии DWH, нет ни у одного из государств, работающих в Арктике, в том числе и у Российской Федерации. Это, кстати, наглядно показал в феврале 2011 г. разлив 110 т мазута с контейнеровоза Godafoss у берегов Норвегии и Швеции (в 50 км от Осло). В результате навигационной ошибки судно на полном ходу село на камни, были пробиты два топливных танка, в которых находилось 500 т мазута. Практически сразу с норвежской стороны подошли два буксира, судно-уборщик разлившейся нефти и два судна береговой охраны, со стороны Швеции – три уборщика нефти, оснащённые современным оборудованием. В результате из 110 т разлившегося мазута 60 т удалось собрать, оставшиеся 50 т загрязнили 50 км прибрежной части южной Норвегии.

Из отчёта Агентства безопасности нефтяной промышленности Норвегии, исследовавшего разливы нефти в Северном и Норвежском морях в период с 2001-го по 2011 г., следует, что значительные разливы редки, но они происходят. Кроме того, существует угроза ещё более крупных утечек, если не предпринимать профилакти-

ческих мер. При этом, по оценке Службы управления минеральными ресурсами США, имеется примерно 40-процентный шанс утечки объёмом свыше 1000 галлонов в случае начала буровых работ в Северном Ледовитом океане (в частности, в Чукотском море). Но даже если бы вероятность была в разы меньше, то это ничего бы не значило. Например, в случае с Deerpater Horizon шансы взрыва были так ничтожны, что в компании решили даже не изучать вероятные последствия катастрофы для окружающей среды.

Тем не менее огромные запасы углеводородов Арктики продолжают манить нефтяников, и их масштабный выход в арктическую зону – лишь вопрос времени. Поэтому главной задачей всех арктических государств становится стимулирование развития технологий работы в экстремальных условиях, а также создание инфраструктуры, прежде всего законодательной и транспортной.

Природоохранные законодательства Приарктических государств существенно различаются. Наиболее жёсткие – в США, Канаде, Гренландии и Норвегии, умеренно либеральное – в России, на шельфе которой сосредоточена большая часть запасов Арктического региона. Это порождает опасения, что освоение ресурсов Арктики наиболее энергично будет развиваться там, где к этой деятельности предъявляются наименее жёсткие требования. Гармонизация же природоохранных режимов позволила бы синхронизировать условия хозяйственного освоения Арктики и минимизировать потенциальный ущерб для окружающей среды.

Транспортная инфраструктура в Арктике в настоящий момент практически отсутствует. Поэтому в удалённых морских районах необходимо существенно наращивать силы и средства для организации поиска и спасания людей, предупреждения и ликвидации последствий аварий, включая возможные разливы нефти. Также предстоит разработать систему мониторинга ледовой обстановки и обеспечения связи с судами.

И конечно, важной темой является гармонизация национальных правил судоходства. В настоящий момент судоходство в центральной части Северного Ледовитого океана не регулируется никакими специальными нормами, здесь применимы только универсальные правила. В частности, положения международных конвенций по охране человеческой жизни на море (Конвенция SOLAS) и по предотвращению загрязнения с судов (Конвенция

MARPOL). В 2002-м и 2009 г. Международная морская организация (ИМО) разработала руководства сначала для судов, эксплуатируемых в покрытых льдом арктических водах, а затем для судов, осуществляющих плавание в полярных водах. Оба руководства являются факультативными, то есть носят рекомендательный характер.

В связи с интенсификацией арктического судоходства встал вопрос о разработке ИМО не факультативных, а обязательных для исполнения правил – Полярного кодекса, основной целью которого является обеспечение безопасной эксплуатации судов и предотвращение загрязнения в полярных водах. Предполагается, что нормы кодекса будут обязательны для исполнения всеми судами, которые планируют продвинуться выше 72° северной широты. Работа над кодексом началась в 2010 г. Изначально ожидалось, что он будет готов в 2012 г., но из-за разногласий между странами окончание подготовки перенесли на первый квартал 2014 г., затем – на конец 2014 года, а вступление в силу – на 2016 г. Однако не исключено, что и эти сроки будут сдвинуты. Поэтому арктические страны, возможно, примут альтернативные кодексы региональные соглашения по вопросам судоходства.

Что касается создания международных норм по защите окружающей среды Арктики, то довольно большую работу в этой области прорабатывает Арктический совет (Arctic council). В мае 2011 г. в Нууке (Гренландия) состоялась министерская сессия данной организации. Был подписан первый в истории панарктический документ – «Соглашение о сотрудничестве в авиационном и морском поиске и спасении в Арктике». Он стал и первым юридически обязывающим документом (все предыдущие носили рекомендательный характер). Соглашение вступило в силу, и началась его практическая реализация. В 2011-м и 2012 г. состоялись первые совместные учения арктических стран в Канаде и на о. Гренландия.

На 8-й министерской встрече стран-участниц Арктического совета, прошедшей 15 мая 2013 года в г. Кируна (Швеция), было принято «Соглашение о сотрудничестве в сфере готовности реагирования на загрязнение нефтью арктических морей». Этот документ устанавливает порядок взаимодействия, координации усилий и распределение обязанностей между странами. В нём содержится пункт, который требует от всех подписавших его стран извещать остальные в случае разлива нефти из любого источника в любой точке Арктики.

(Окончание следует) ■

Тренд: энергетическая эффективность

Снижение энергоёмкости ВВП в России до недавнего времени было чисто виртуальным, изменившиеся экономические условия требуют реальных действий

Мария КУТУЗОВА

Сегодня Россия занимает четвёртое место в мире по объёму потребления энергии. При этом по показателю энергоэффективности наша страна находится среди аутсайдеров мировой экономики. По информации Министерства энергетики, на сегодняшний день уровень потребления энергоресурсов в России составляет примерно 1 млрд т условного топлива в год. Новые планы министерства предусматривают сокращение этого показателя в ближайшие годы более чем на 20%, в том числе в бюджетном секторе – до 40%. Согласно указаниям председателя правительства Дмитрия Медведева, необходимо дополнить все государственные программы индикаторами энергоэффективности, по которым можно будет судить о реальных достижениях в этой области.

«ЗАМОРОЗКА» ВЫСОКОЙ ЭНЕРГОЁМКОСТИ

Согласно обновлённому «Прогнозу развития энергетики мира и России до 2040 года», подготовленному Институтом энергетических исследований РАН и Аналитическим центром при Правительстве РФ, энергоёмкость мировой экономики за период с 1971 по 2012 г. снизилась на 32%. В соответствии с базовым сценарием данного прогноза, в период 2014–2040 гг. энергоёмкость сократится ещё на 44% (см. рис. 1).

Рассматривается также сценарий, получивший название «Другая Азия». Он предполагает расширение использования угля в Индии, Китае и ряде других развивающихся стран.

Как отмечается в упомянутом документе, в энергетике России причудливо сплелись выдающиеся стратегические достоинства и отчасти порождаемые ими же

Рис. 1. Динамика энергоёмкости ВВП по регионам мира, т н. э./тыс. долл. США

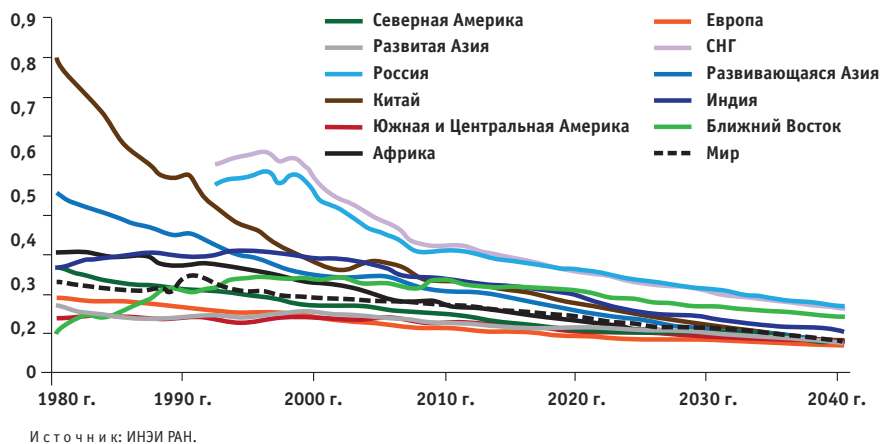
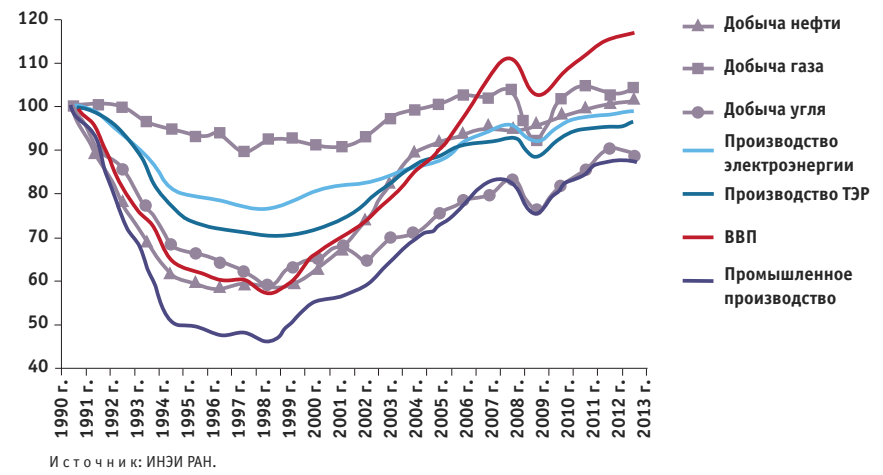


Рис. 2. Динамика ВВП (ППС), промышленности и производства энергоресурсов в России, % к 1990 г.



серьёзные тактические недостатки. Советский Союз занимал первое место в мире по производству энергоресурсов. После распада СССР отечественный ТЭК пережил длительный спад по производству основных энергоресурсов – на 40–50%. Но к 2008 г. большинство его отраслей почти достигли прежнего уровня, а в 2012 г. в ос-

новном компенсировали спад, который наблюдался в период первой волны глобального кризиса (см. рис. 2). Тем не менее Россия опустилась на четвёртое место в мире по производству и на шестое по потреблению первичной энергии.

Наша страна располагает наибольшей в мире территорией (11%), на которой от-

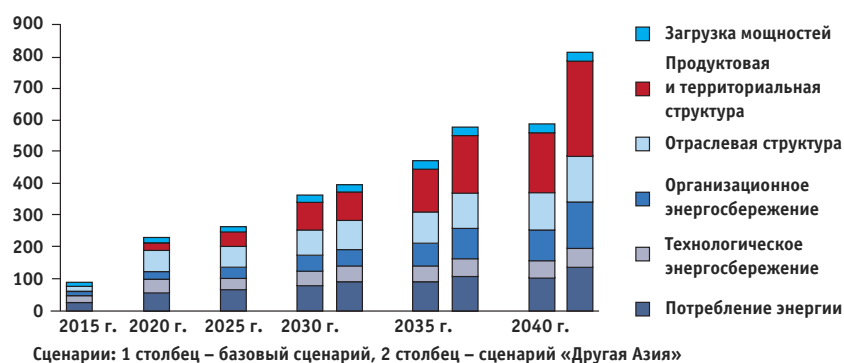
крыты и подготовлены к освоению непропорционально большие разведанные запасы топлива (до 15% от мировых). В РФ проживает только 2% населения планеты, которое даёт 2,9% мирового ВВП. Россия имеет самую высокую среди развитых государств душевую обеспеченность сравнительно дешёвыми энергоресурсами.

«Однако Россия – одна из самых холодных стран, поскольку расположена в основном выше 55° северной широты и две третьих её территории занимает вечная мерзлота. По сравнению с Центральной Европой, холодный климат на 20% увеличивает расходы энергии на освещение и отопление помещений и на 20–25% удорожает строительство и эксплуатацию жилья и производственных объектов. Кроме того, климатические факторы существенно ухудшают условия использования в России таких возобновляемых источников, как солнечная энергия и биомасса», – отмечается в исследовании.

Ещё на 8–9% энергопотребление возрастает из-за самых больших в мире размеров грузовых и пассажирских перевозок и протяжённости. Они на 98% осуществляются наиболее дорогим сухопутным транспортом (железнодорожным, трубопроводным и автомобильным). При этом плотность населения и энергетической инфраструктуры в РФ очень низка – в 4 и 7 раз меньше, чем в США, и в 7 и 9 раз меньше, нежели в странах Европы. Расход топлива и энергии увеличивается и из-за большой неравномерности размещения объектов производства и потребления энергоресурсов. Например, крупнейший в стране регион-производитель энергоресурсов – Тюменская область – добывает их в 12–13 раз больше, чем расходует крупнейший потребитель страны – Москва (с областью). Только 18% субъектов РФ обеспечены собственными энергоносителями, а остальные вынуждены завозить их за сотни и тысячи километров.

Отчасти по этим причинам, но главным образом из-за плохой организации экономики и большого технологического отставания Россия потребляет 5,5% мировых энергоресурсов. А энергоёмкость её ВВП (по паритету покупательной способности рубля) в 1,9 раза выше среднемировой. Она вдвое больше энергоёмкости США и втрое – ведущих стран Европы. Это в совокупности с экспортной ориентацией энергетики приводит к высокой нагрузке на экономику: капиталовложения в ТЭК достигают 6% от ВВП России, в то время как в среднем по миру данный показатель равняется 1,3%.

Рис. 3. Факторы энергосбережения, млн т н. э.



Источники: ИНЭИ РАН.

Поэтому, как отмечают эксперты, для российской экономики вопросы энергоэффективности и энергосбережения являются ключевыми при прогнозировании развития внутреннего рынка. Главную роль в уменьшении прироста энергопотребления играет структурное энергосбережение (изменение отраслевой и продуктовой структуры экономики с ростом доли неэнергоёмких отраслей и продукции), которое в обоих сценариях будет составлять к 2040 г. более 50% (см. рис. 3).

Наряду со структурной перестройкой экономики необходимы организационные и технологические меры экономии топлива и энергии, то есть целенаправленное энергосбережение. Однако его роль в сокращении прироста спроса составляет лишь около 20% (примерно 10% эффекта приходится на организационные меры и 10% – на внедрение новых технологий).

Объёмы структурного и особенно технологического энергосбережения во многом зависят от динамики внутренних цен на энергоносители. С определённого уровня их размер начнёт стимулировать энергосбережение и технологический прогресс в ТЭК, способствовать диверсификации энергоснабжения за счёт использования твёрдого топлива, атомной энергии и возобновляемых источников энергии, а также повышает финансовую устойчивость и инвестиционную привлекательность компаний ТЭК.

Авторы исследования подчёркивают, что объёмы энергосбережения напрямую зависят от состояния экономики. В базовом сценарии энергоёмкость в период до 2040 г. сократится на 45% (на 2% в год), в сценарии «Другая Азия» – вдвое (на 2,3% в год). Это в 2,8–2,1 раза ниже динамики, достигнутой в 2000–2008 гг. (в среднем 5,8% в год). Тогда ВВП рос в среднем на 7% ежегодно, во многом благодаря увеличе-

нию экспорта энергоресурсов в 1,6 раза и утроению мировых цен на углеводороды. То есть снижение энергоёмкости носило скорее виртуальный характер, а не отражало прогресса в энергосбережении. В ближайшие десятилетия ожидать повторения данного сценария не приходится.

В базовом варианте более pessimистичный прогноз ВВП обуславливает меньшие по объёмам инвестиции в ТЭК, соответственно, более медленное структурное совершенствование экономики и обновление основных фондов. Следовательно, затянется процесс снижения энергоёмкости. Кроме того, административные барьеры, дефицит «длинных денег» для осуществления энергоэффективных проектов, а также искусственное торможение роста цен на газ «замораживают» Россию в состоянии высокой энергоёмкости. Что же делать, чтобы её «разморозить»?

САКЦЕНТОМ НА ЧАСТНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ

Представители власти не разделяют pessimистических оценок экспертов. По информации заместителя министра энергетики Антона Иноуцына, с 2000 по 2013 г. энергоёмкость отечественной экономики снизилась на 34%. За тот же период в США сокращение составило 16%, а в Германии и Китае этот показатель остановился на 12%. Правда, чиновник не упоминает о том, что данное повышение энергоэффективности, как отмечалось выше, носило чисто виртуальный характер. Но он признаёт, что энергоёмкость российской промышленности остаётся в три раза выше по сравнению с ведущими европейскими государствами.

Начиная с 2009 г. в России развёрнута серьёзная работа в данной сфере. В частности, был принят Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении

энергетической эффективности...». В 2010 г. утверждена первая государственная программа в этой области – «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 г.». Были введены понятия энергоаудита, энергосервиса, маркировки класса энергоэффективности, составлены первые списки энергоэффективного оборудования, разработаны законы о предоставлении налоговых льгот и льгот в виде ускоренной амортизации. В общей сложности принято свыше 70 нормативно-правовых актов, которые регулируют отношения в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности. В результате в 2011 г. удалось добиться уменьшения энергоёмкости ВВП на 2%, в 2012 г. – на 3,2%, в 2013 г. – на 5% (по сравнению с 2010 г.).

В свою очередь, Минэнерго пытается внедрить новые стандарты в области строительства (начиная от небольших жилых домов и заканчивая заводами, энергоблоками и т. д.) и готово пойти на введение ограничений, даже полный запрет применения ряда устаревших технологий. Антон Инюцын полагает, что такие запреты надо вводить поэтапно, учитывая состояние каждой отрасли, уровень развития отечественного машиностроения, принимая во внимание прогноз социально-экономического развития. В настоящее время, по его словам, в Минэнерго прорабатываются предложения о введении с 2018 г. запрета на эксплуатацию конденсационных энергоблоков с фактическим коэффициентом полезного действия ниже 26% для угольных энергоблоков и ниже 28% для энергоблоков, работающих на газовом топливе (давление 90 атмосфер и ниже).

Что касается предприятий ТЭК, то Минэнерго отмечает необходимость экономии электроэнергии в процессе добычи, транспортировки и переработки углеводородов. Министерство обещает создать необходимые условия для применения инновационных технологий и модернизации НГК с целью снижения его энергоёмкости.

По мнению президента «ЛУКОЙЛа» Вадима Алекперова, повышение энергоэффективности в реальном секторе экономики главным образом возможно за счёт внедрения новейших технологий и оборудования. Учитывая, что во многих отраслях до сих пор эксплуатируется оборудование, произведённое 20 и более лет назад, такое перевооружение потребует существенных инвестиций. Для ускорения этого процесса необходима помощь государства.

По словам директора по развитию Центра энергетической эффективности «ИНТЕР РАО ЕЭС» Ивана Большова, снижение энергоёмкости в ТЭК напрямую связано с эффективным интеллектуальным учётом и управлением. Способность корпоративных, региональных и муниципальных информационных систем, задействованных в энергетике, быстро и гибко адаптироваться под потребности бизнеса играет важнейшую роль в энергосбережении.

«Одной популяризацией проблем ресурсосбережения не решить. Нужна реализация конкретных энергосервисных проектов. Практическое внедрение энергосберегающих мероприятий на производстве необходимо осуществлять с помощью эффективного механизма – энергосервисного контракта, который позволяет гибко подходить к особенностям того или иного объекта и благодаря модернизации приносит ощутимую выгоду как самому потребителю, так и энергосбытовой компании. И в конечном итоге – безусловно, государству», – полагает генеральный директор ОАО «Мосэнергосбыт» Андрей Ковалёв.

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ В ПОМОЩЬ

В настоящее время Минэнерго детально изучает опыт внедрения инновационных энергоэффективных технологий в странах Европейского союза, Японии, США. Предполагается, что акцент в возможном сотрудничестве с западными партнёрами будет сделан на применении в России наилучших доступных технологий. Так, например, министерство предлагает обратить внимание на широкое внедрение в мире паргазовых технологий на энергоблоках, что позволяет добиться 30-процентной экономии энергоресурсов. *«Очевидно, что технологический разрыв влияет на энергоёмкость нашей экономики. У наших европейских партнёров и коллег действует комплексная система стимулирующих мер, определяющая инвестиционную привлекательность проектов с повышенными параметрами энергоэффективности», – отмечает Антон Инюцын.*

В западных странах государственная политика в этой области реализуется через субсидирование, а также посредством установления надбавок к рыночным ценам на энергоносители. Кроме того, для энергоэффективных проектов устанавливаются пониженные налоги и акцизы, оплачиваются сверхнормативные выбросы парниковых газов и т. д.

Что же предлагают российским коллегам иностранные партнёры? Председатель

совета директоров The Boston Consulting Group Ханс-Пол Бюркнер рекомендует пойти с самого начала производственной цепочки и повысить прежде всего энергоэффективность добычи нефти и газа. Затем требуется увеличить эффективность системы транспортировки энергоресурсов, устранить потери в энергосетях и, наконец, обратить внимание на потребителей. Лидером в области повышения эффективности использования электроэнергии может стать бюджетная сфера. *«Это позволит государству продемонстрировать населению и различным секторам промышленности значимость энергоэффективности и её результаты. Важным элементом реализации указанной политики была бы возможность передачи бюджетных зданий и иной недвижимости в управление профессиональным управляющим», –* отмечает Бюркнер.

Один из ведущих поставщиков энергоэффективных технологий, компания Schneider Electric, рассматривает российский рынок как один из главных в мире по потенциалу применения инновационных решений. Председатель и главный исполнительный директор компании Жан-Паскаль Трикуар считает, что за последние пять лет в мире произошла настоящая революция в области повышения эффективности энергопотребления. *«Борьба за энергоэффективность охватывает всё новые и новые страны. Если Европа поставила себе цель сократить энергопотребление на 20% к 2020 г., а Китай нацелен на увеличение энергетической эффективности на 18% каждые пять лет, то Россия собирается снизить энергоёмкость экономики на 40% к 2020 г. Таким образом, РФ следует общемировой тенденции и интегрируется в глобальную экономику», –* считает Трикуар. Глава Schneider Electric предлагает нам обратить внимание на недавно появившиеся на мировом рынке быстро окупаемые технологии автоматизации поставок энергоресурсов в жилой сектор и инновации в области энергосбережения производственных процессов.

В своём последнем докладе, посвящённом России, Международное энергетическое агентство (МЭА) отмечает, что, несмотря на улучшение показателей энергоёмкости экономики с начала 2000-х, они по-прежнему превышают средний уровень стран-членов МЭА приблизительно в два раза. Российские энергоёмкие товары сталкиваются с усиливающейся международной конкуренцией на внутреннем и внешнем рынках. Этому способствуют повышение регулируемых оптовых цен на

газ почти до 100 долларов за 1 тыс. м³, рост стоимости электроэнергии и недостаточность инвестиций в увеличение энергоэффективности промышленного и жилищного секторов.

МЭА одобрило начатую в России разработку государственной политики по регулированию спроса на энергоресурсы. Однако агентство подчёркивает, что эти меры реализуются несвоевременно, а поставленные цели вряд ли будут достигнуты в обозначенные сроки.

«Решительные меры повышения энергоэффективности будут способствовать росту конкурентоспособности российской экономики, ускорят её диверсификацию, обеспечат увеличение экспорта энергетических ресурсов и укрепят безопасность энергоснабжения. Модернизация российской экономики и ТЭК во многом зависит от реализации огромного потенциала повышения энергоэффективности в промышленном, жилищном, транспортном секторах, особенно в секторах централизованного теплоснабжения и производства электроэнергии. В большинстве из них это может быть достигнуто с относительно низкими затратами», – считает МЭА.

«В энергетической политике России наступил переломный момент. Это касается как спроса, так и предложения и их роли в экономике. Экономический спад, наблюдающийся сейчас в России, подтверждает необходимость реформ в экономической и энергетической политике, а также мер, направленных на повышение конкурентоспособности и стимулирование модернизации экономики», – подчёркивают специалисты агентства. Согласно оценке МЭА, решение этих задач потребует инвестиций в размере 100 млрд долларов в год на протяжении следующих 20 лет – преимущественно из частных внутренних и иностранных источников. Поэтому создание благоприятной для инвесторов политической, нормативной, бюджетно-налоговой и правовой среды будет решающим фактором для быстрой модернизации российского энергетического сектора.

ГОТОВЫ ЛИ РЕГИОНЫ?

В ноябре нынешнего года Минэнерго предложило ввести систему рейтингов уровня энергоэффективности в регионах. Речь идёт о комплексной оценке субъектов РФ по целому ряду параметров. Сегодня лидером по показателям энергоэффективности является Татарстан. Ещё в 1998 г. в республике был принят собственный Закон «Об энергосбережении». С тех пор

здесь реализованы три целевые программы, позволившие снизить энергоёмкость экономики на 47%.

«Наша конкурентоспособность зависит от того, насколько мы будем соответствовать мировым стандартам», – утверждает президент РТ Рустам Минниханов. Власти республики провели энергоаудит всех крупных и средних предприятий, в том числе бюджетных. В рамках сотрудничества с Фондом реформирования ЖКХ в Татарстане осуществляется капитальный ремонт 11 тыс. многоквартирных домов. Кроме того, все многоквартирные в данном регионе уже оборудованы специальными узлами учёта. А внедрение двухконтурных котлов теплоснабжения позволяет снизить расходы жителей на поставку тепловой энергии и горячее водоснабжение в 1,5–2 раза.

Столь серьёзные достижения стали возможны благодаря масштабным инвестициям. Татарстан получил за последние три года 1,4 млрд рублей субсидий через государственную программу энергоэффективности и энергосбережения. Республиканские вложения составили в этот период 3,8 млрд рублей, а компании инвестировали ещё 11 млрд.

Для сравнения – в целом на реализацию госпрограммы «Энергоэффективность и развитие энергетики» в 25 регионах РФ до конца года планируется выделить 4,94 млрд рублей. В 2013 г. регионы получили от государства 5,7 млрд. Однако, по данным Счётной палаты, из этой суммы были использованы только 47,4%, а 3 млрд рублей так и не были израсходованы. Правительство решило изменить подход и 31 июля 2014 г. утвердило новые правила предоставления субсидий из федерального бюджета на реализацию региональных программ в области энергосбережения и энергоэффективности. Теперь их получают только те субъекты, которые привлекут частные инвестиции. Потратить федеральные средства можно будет только на компенсацию процентных ставок по кредитам, возмещение по лизинговым платежам и частичную компенсацию стоимости энергоэффективного оборудования.

Кроме того, в ноябре было решено, что уже в 2015 г. программа энергоэффективности в регионах станет реализовываться в основном за счёт внебюджетных инвестиций. А средства, поступающие из федерального бюджета, можно тратить только на поддержку частного инвестора. Однако частные инвестиции способны стать массовыми лишь при условиях окупаемости и

соответствия требованиям банковского сектора. Чтобы добиться этого, планируется проанализировать 42 госпрограммы и 85 программ субсидирования регионов и внести в них соответствующие поправки.

Как полагает председатель наблюдательного совета Фонда реформирования ЖКХ Сергей Степашин, самый проблемный сектор в России – устаревший жилищный фонд. Так, 52% произведённых в стране ресурсов идёт на удовлетворение потребностей в энергии многоквартирных домов, в которых в нашей стране проживает порядка 70% населения. Именно поэтому модернизация жилищного фонда, повышение его энергоэффективности стали в России задачей государственной важности. Согласно оценкам, потенциал энергосбережения за счёт модернизации многоквартирных домов составляет в сфере снабжения тепловой энергией 45%, электроэнергией – 20%.

С 2010 г. Фонд реформирования ЖКХ построил около сотни энергоэффективных домов, но это, по словам Степашина, мизер для такой огромной страны, как Россия. Пока выделяемые российским правительством средства на эти цели несопоставимы с объёмами, инвестируемыми ведущими европейскими государствами. Германия, например, потратила 1,5 млрд евро. Сергей Степашин отмечает важность привлечения к решению данных задач частных компаний через концессии и другие формы частно-государственного партнёрства. *«Кроме того, одним из основных стимулов повышения энергоэффективности организаций коммунального комплекса может стать применение в России долгосрочных методов тарифного регулирования. Практика ежегодного изменения тарифов является для страны тупиковой»,* – отмечает Степашин.

Проблема привлечения инвестиций и гарантий их возврата является ключевой в данной области. С учётом долгих сроков окупаемости соответствующих проектов и наличия существенных рисков их реализации частному инвестору практически невозможно получить кредиты в коммерческих банках на длительный срок (до 15 лет). Но, как советует председатель правления Сбербанка Герман Греф, для развития энергоэффективной экономики нужно превратить энергосбережение в бизнес, следовательно, акцент необходимо сделать не на административные, а на стимулирующие меры. *«Повышение энергоэффективности – самый дешёвый способ повысить конкурентоспособность российских товаров»,* – уверен Герман Греф. ■

Как сохранить устойчивость ствола

Технологические решения ингибирования и снижения осложнений при бурении скважин методом ЗБС

Илья ДУБОВ,
заместитель главного инженера по технике и технологии НФ «Западная Сибирь» НБК;
Николай МОЙСА,
кандидат технических наук,
заместитель директора по бурению ООО «НПО «Химбурнефть»;
Сергей МИЩЕНКО,
магистр кафедры мировой экономики Кубанского государственного университета

Сохранение устойчивости ствола скважины является одной из основных проблем, которые встречаются при бурении [1]. Данная неустойчивость особенно сильно проявляется при наличии некоторых геологических форм: гидратирующихся сланцевых глинистых минералов, мягких пластичных глинистых пород в пласте и хрупких выкрашивающихся пород. В результате взаимодействия между буровым раствором и породами происходит расширение ствола скважины, образование обвалов и каверн, что приводит к осложнениям и авариям. Уменьшить влияние этих факторов можно с помощью введения минеральных и органических ингибиторов глини.

Управление ингибирующими показателями буровых растворов и оптимизацию компонентного состава легко и быстро можно осуществить, используя показатель увлажняющей способности раствора P_0 (см/ч) по методике [2]. Многократно установлено, что наибольший эффект по повышению ингибирующих свойств бурового раствора достигается органоминеральным ингибированием [3, 4].



Зависимость показателя увлажняющей способности P_0 от состава технологической жидкости на водной основе, содержащей 3% KCl (база сравнения), 5% цитрата калия, 5% ингибитора глини CLA-CURE, 5% ClayStab-1 + 0,5% KCl, 5% ClayStab-2 + 0,5% KCl, 5% органического ингибитора ХБН + 0,5% KCl



Табл. Технологические параметры ингибирующего бурового раствора по РД № 7 филиала ООО «НБК» «Западная Сибирь» г. Нижневартовск

Показатели	Условное обозначение, размерность	Значения
Температура раствора	°С	+20
Плотность на ВРП-1 ($\pm 0,01$ г/см ³)	ρ , г/см ³	1,08
Условная вязкость по воронке Марша ($\pm 0,5$ сек)	УВ ^{1524/946} , с	59
Водоотдача за 30 мин. по АНИ при 0,7 МПа ($\pm 0,5$ см ³)	Φ_{30} , см ³	3,8
Толщина корки	$K_{л}$, мм	0,5
Показатель концентрации ионов водорода рН	рН	8,71
Пластическая вязкость ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA	$\eta_{пл}$, мПа·с	17
Динамическое напряжение сдвига ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA	τ_o , дПа	163,2
Статическое напряжение сдвига при 3 об./мин. через 10 сек. / через 10 мин. покоя ($\pm 2,0$ %) реометр Fann 35 SA	Gels, фунт/100 фут ² CHC _{10/10} , дПа	13/17 62/81
Показатель нелинейности	n	0,39
Коэффициент консистенции	K, Па·с ⁿ	2,28
Концентрация твёрдой фазы, реторта модель 87101 по АНИ	с, об.%	9,4
Содержание смазки по реторте	%	4,0
Удельное электрическое сопротивление	R, Ом м	0,15
Показатель ингибирующей способности	Π_o , см/ч	0,43
Межфазное натяжение на границе «фильтрат – углеводород»	σ , мН/м	7,6
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ на EP/Lubricity Tester, 16,95 Нм	$K_{тр}$	0,09
Коэффициент фрикции (трения) глинистой корки на ФСК 4Э (15 мин.) по стандарту «Газпрома»	$K_{фр}$	0,16

На рисунке приведены данные сравнительной эффективности по показателю Π_o наиболее распространённых и эффективных минеральных, органических и органоминеральных сочетаний ингибиторов глинистых минералов. В таблице представлены технологические и ингибирующие свойства буровых растворов на водной основе, используемые Нижневартовским филиалом «Западная Сибирь» Национальной буровой компании по РД № 7.

При проведении анализа сравнительной стоимости затрат на ликвидацию


осложнений при применении органоминерального ингибирования за счёт сочетания органического ингибитора глиен «ХБН» с хлористым калием в буровом растворе по РД № 7 установлено, что при использовании органоминерального ингибирования вероятность возникновения осложнений снижается на 60%, что является положительным результатом.

От применения в хлоркалийевом биополимерном буровом растворе по РД № 7 при строительстве скважин (наклонно-направленных и с горизонталь-

ным окончанием) методом ЗБС на месторождениях Западной Сибири было установлено, что с 2009 г. по настоящее время количество аварий при применении рецептуры бурового раствора по РД № 7 при применении органоминерального ингибирования снижалось. Общая статистика возникновения осложнений доказывает эффективность применения «ХБН» в качестве элемента, снижающего аварийность. Основным достоинством применения ингибитора глиен «ХБН» является снижение затрат времени на ремонт при возникновении осложнений. Согласно статистике за 2009–2014 гг. происходит снижение затрат времени на 213,4%. При подсчёте стоимости затрат на ликвидацию осложнений по сравнению с базовым применением хлоркалийевого раствора эффективность составляет более 5 млн 343 тыс. рублей за последние три года, что доказывает целесообразность применения органоминерального ингибирования в буровом растворе по РД № 7 НФ «Западная Сибирь» НБК.

Список литературы

- Басарыгин Ю. М., Будников В. Ф., Булатов А. И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: В 6 т. – Т. 1. – М.: Недра, 2000. – С. 168–209.
- Экспресс-метод оценки ингибиторов глиен / Д. Ю. Иванов, Н. Ю. Мойса, В. И. Яковенко, Ю. Н. Мойса // Газовая промышленность. – 2014. – № 5. – С. 108
- Применение ингибирующих химических реагентов для бурения глинистых отложений Астраханского ГКМ / Е. В. Егорова, С. Л. Симонянц, А. В. Будько, В. А. Мнацаканов, А. Ф. Усынин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2009. – № 4. – С. 45–48.
- Опыт бурения боковых стволов в неустойчивых глинистых отложениях на месторождениях Западной Сибири / И. И. Дубов, Ю. Н. Мойса // Бурение & Нефть. – 2013. – № 3. – С. 42–43.



ООО «Научно-производственное объединение «ХИМБУРНЕФТЬ»
ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫЕ ХИМРЕАГЕНТЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН

Смазочные добавки для буровых растворов, ингредиенты жидкостей освоения и ремонта скважин для различных геологических и климатических условий на основе растительного сырья марок

Жидкий органический ингибитор глиен марки **ХБН** – противосальниковый реагент, интенсификатор бурения;
 Биополимерный химреагент **ХБТ** – регулятор структурно-реологических параметров и показателя фильтрации;
 Термостойкие (до 210 °С) полимерглинитные понизители фильтрации марок **ХБН 01**, **ХБН 02**, **ХБН 03**.

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ И ИНЖИНИРИНГОВЫЕ РАБОТЫ

Физико-химический анализ технологических жидкостей по стандартам РФ и США, керновые испытания качества вскрытия коллекторов на УИПК-1М, инжиниринг буровых растворов, технологических жидкостей для глушения и ремонта скважин, включая предупреждение поглощений и ликвидацию прихватов

350063, г. Краснодар, ул. Кубанская Набережная, 7 тел./факс (861) 268-54-57, 268-48-81
 hbn2005@yandex.ru, www.himburneft.ru

РЕКЛАМА

В тисках сырьевой модели

Введение западных санкций осложняет реализацию масштабных планов российского правительства по развитию нефтехимии

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Введение западных санкций против российской экономики и падение цен на нефть стали серьёзными вызовами для отечественного ТЭК. Но, как известно, каждый кризис несёт в себе не только угрозы, но и новые возможности для развития. В нефтегазовом комплексе такие возможности часто связаны с углублением переработки сырья. Действительно, производство продукции высоких переделов может фактически свести на нет негативные последствия обвала нефтяных котировок. Данный сектор в меньшей степени подвержен действию санкций, чем добыча «чёрного золота» и «голубого топлива». Так, если ряд западных стран уже ввели запрет на поставку в РФ оборудования для разработки шельфа и трудноизвлекаемых запасов, то нефтехимических проектов ограничения пока не коснулись. Конечно, ухудшаются условия финансирования отрасли, но при желании можно найти и внутренние источники её развития. Тот же Иран, который в условиях международных санкций был вынужден существенно сократить добычу нефти, одновременно совершил в последние годы мощный рывок в сфере нефтехимии, бросив вызов такому гиганту, как Саудовская Аравия.

Но весь вопрос в том, готовы ли государство и компании отрасли использовать нынешние внутренние и внешние вызовы для модернизации нефтехимии? Или же они предпочтут «переждать непогоду», заморозив свои проекты на период санкций и макроэкономической неопределённости? Ответ на этот вопрос пытались найти участники II Московского международного химического форума, прошедшего недавно в столице России.

ПАДЕНИЕ С «НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ОЛИМПА»

В последнее время мировая нефтехимия переживает настоящий бум. Прямо на наших глазах формируется ряд новых крупных центров производства газо- и нефтехимической продукции. Лидирующие позиции среди них занимают США, которые благодаря «сланцевой революции» получили широкий доступ к относительно дешёвому сырью – этану. Как отметил в ходе форума президент Объединённой нефтехимической компании Кирилл Тюрденев, в 2010–2020 гг. инвестиции в 97 нефтехимических проектов на территории Соединённых Штатов должны составить 71,7 млрд долларов. Суммарная выручка новых бизнесов достигнет 66,8 млрд в год, ещё 100 млрд дадут смежные отрасли. В секторе нефтехимии будет создано 46 тыс. новых рабочих мест, в смежных секторах – ещё 264 тыс., временной занятостью (за счёт строительства объектов и производства оборудования) будет обеспечено 485 тыс. человек. На каж-



«Газпром нефть»

дые 100 млн долларов инвестиций в нефтехимию налоги от постоянного бизнеса составляют 27,8 млн в год, от временного – 19,5 млн.

Аналогичная картина наблюдается и в Сингапуре. Там государство вложило 8 млрд долларов в создание искусственного острова Джуронг и инфраструктуры для нефтехимического кластера. Еще 35 млрд было привлечено из частных источников. В результате ожидается, что суммарная выручка новых бизнесов достигнет 70 млрд долларов в год, а прямая занятость в промышленной зоне Джуронг – 30 тыс. человек.

Южная Корея, как и Сингапур, не имеющая собственного углеводородного сырья, в последние годы стала крупнейшим производителем и импортёром нефтехимической продукции. Так, в 2013 г. для нужд данной отрасли она потратила на закупку нефти и нефтепродуктов 35 млрд долларов, а в результате поставила за рубеж и на внутренний рынок полимеры и продукты оргсинтеза на сумму 80 млрд долларов.

В свою очередь, пример Саудовской Аравии свидетельствует о том, что развитие нефтехимии является весьма эффективным направлением диверсификации экспорта за счёт продукции с более

Рис. 1. Мощности производства этилена и пропилена в Саудовской Аравии, млн т



высокой стоимостью. В 2013 г. она экспортировала за рубеж нефть на 294 млрд долларов, нефтепродуктов – на 19 млрд, продуктов нефтехимии – на 31,5 млрд. Государственные компании SABIC (доля государства 70%) и Saudi ARAMCO (нефтяная монополия) инвестируют в развитие нефтехимии 10–15 млрд долларов в год. Государство профинансировало также создание инфраструктуры нескольких нефтехимических кластеров (Джубайл, Янбу). Сформированы пять индустриальных парков по переработке производимых пластиков в готовые изделия.

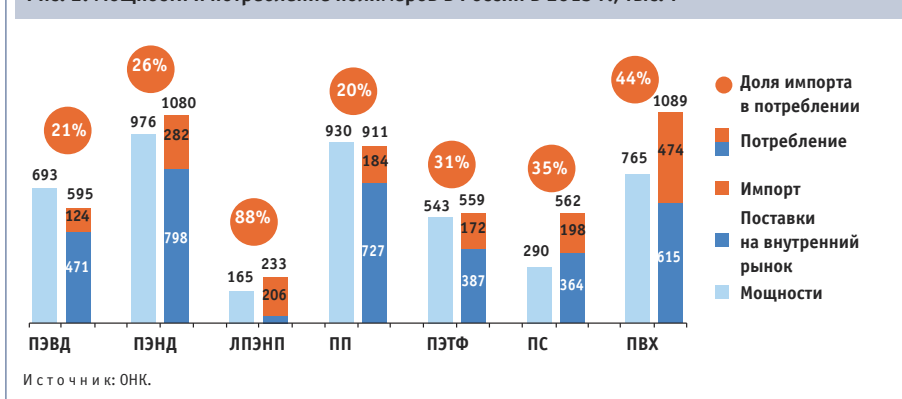
Для обеспечения высоких темпов развития данной отрасли (см. рис. 1) в Саудовской Аравии установлены низкие фиксированные цены на этан (около 54 доллара за 1 тыс. м³), а также 30-процентная скидка на пропан по сравнению с мировыми ценами. Эр-Рияд активно привлекает к сотрудничеству иностранные корпорации, являющиеся владельцами передовых технологий, – им предоставляются гарантии поставки сырья по низким ценам и компенсации инвестиций в размере до 50% за счёт Фонда промышленного развития.

А Россия тем временем стремительно утрачивает свои позиции в мировой нефтехимии. Если в 1991 г. она занимала пятое место по производству этилена, то ныне опустилась на пятнадцатое. Объёмы выпуска основных видов полимерной продукции не могут удовлетворить внутренний спрос, в результате чего крайне высокой остаётся доля импортной продукции на отечественном

рынке. В 2013 г. для нужд данной отрасли она потратила на закупку нефти и нефтепродуктов 35 млрд долларов, а в результате поставила за рубеж и на внутренний рынок полимеры и продукты оргсинтеза на сумму 80 млрд долларов.

В свою очередь, пример Саудовской Аравии свидетельствует о том, что развитие нефтехимии является весьма эффективным направлением диверсификации экспорта за счёт продукции с более высокой стоимостью. В 2013 г. она экспортировала за рубеж нефть на 294 млрд долларов, нефтепродуктов – на 19 млрд, продуктов нефтехимии – на 31,5 млрд. Государственные компании SABIC (доля государства 70%) и Saudi ARAMCO (нефтяная монополия) инвестируют в развитие нефтехимии 10–15 млрд долларов в год. Государство профинансировало также создание инфраструктуры нескольких нефтехимических кластеров (Джубайл, Янбу). Сформированы пять индустриальных парков по переработке производимых пластиков в готовые изделия.

Рис. 2. Мощности и потребление полимеров в России в 2013 г., тыс. т



рынке (см. рис. 2). Есть ли у нашей страны шансы вернуться на «нефтехимический Олимп»?

ВРЕМЕНИ «НА РАСКАЧКУ» НЕ ОСТАЁТСЯ

Как отметил президент Российского союза химиков Виктор Иванов, химическая промышленность всегда была и остаётся одним из наиболее высокотехнологичных секторов российской экономики. Именно она позволяет эффективно развивать другие отрасли, в частности, за счёт создания новых композиционных материалов с заданными свойствами. Поэтому для обеспечения инновационного прорыва в масштабах всей России необходимо формирование современного химического комплекса. К сожалению, за последние 15 лет было слишком мало сделано для его модернизации и реконструкции.

Доля химической отрасли в объёмах отечественного производства отнюдь не отражает её ключевой роли. Так, в структуре ВВП на неё приходится лишь 1,7%. Для сравнения – в Китае этот показатель равен 9%, в Японии – 8,2%, в Германии – 6,9%, в США – 6,1%. Да и в СССР он достигал 7%. Доля нашей страны в мировом химическом комплексе – всего около 1%. Если сегодня в развитых странах мира производится 30–32 кг химических продуктов на душу населения в год, то у нас – 4,6 кг. В общей структуре промышленного производства РФ (около 40 трлн рублей) на химию и нефтехимию приходится около 6% (2,4 трлн рублей).

Традиционно химическая промышленность развивается быстрее, чем другие отрасли экономики. В 2013 г. рост химического комплекса РФ равнялся 4,9%, в то время как ВВП страны увеличился лишь на 1,3%. Но в нынешнем году произошли серьёзные изменения в экономической и политической сферах,

что сказалось и на результатах работы химического сектора. Так, за 8 месяцев прирост химического производства составил лишь 0,3%, что является своего рода «антирекордом».

В критической ситуации находится малотоннажная химия, которая производит широкую гамму продукции – специальные марки пластмасс, синтетических смол, искусственные и синтетические волокна и т. д. В настоящее время половину всей «малотоннажки» Россия импортирует, в том числе материалы для нужд оборонного комплекса. Более того, малотоннажный химический импорт повлечёт за собой большое количество контрафакта. Сейчас разработана специальная Технологическая платформа для развития производства малотоннажной химии, к которой уже присоединилось около 50 предприятий. Но этот процесс нуждается в поддержке со стороны исполнительной власти и предприятий-потребителей. Поскольку большинство малотоннажных производств имеют низкую окупаемость, им нужны некие экономические преференции.

Негативные тенденции в химическом комплексе во многом обусловлены значительным износом и технологической отсталостью основных фондов. На отдельных производствах износ достигает 80%. Многие предприятия имеют очень высокие коэффициенты расхода сырья и энергии.

При этом внешнеторговый оборот химического комплекса продолжает жить по сырьевому сценарию. В 2013 г. экспорт продукции отрасли сократился на 5,8%, а импорт вырос на 4%. За 8 месяцев нынешнего года упали оба эти показателя – на 5,5% и 5,3% соответственно. В структуре экспорта основное место занимают продукты низких переделов: минеральные удобрения, синтетический каучук, аммиак, полиамид, технический

углерод, эфиры и другие материалы сырьевой группы. В импорте же значительная доля приходится на полимеры и изделия из них, спецхимию, синтетические смолы, средства защиты растений, химволокна, нити, красители. Производство всего этого имелось в СССР – оно, может быть, не всегда обеспечивало самое высокое качество продукции, но всё же могло заменить импорт.

Но, как подчёркивает В. Иванов, нельзя сказать, что в последние годы отрасль полностью стоит на месте. Успешно работают такие компании, как «СИБУР», «Нижнекамскнефтехим», «Казаньоргсинтез», «Еврохим», «Фосагро», «Уралхим» и другие. На многих предприятиях сейчас осуществляются реконструкция и техническое перевооружение, переход на новые технологии и т. д. По мнению главы РСХ, на общем фоне особо выделяется Татарстан. Благодаря умелому руководству нефтехимия «вытягивает» практически всю экономику республики. И другим регионам есть чему поучиться у Татарстана.

Более того, проблемы химического комплекса находятся в поле зрения руководства страны. Они не раз рассматривались на самом высоком уровне. В частности, были приняты План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года (куратор – Минэнерго) и Стратегия развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года (совместное «детище» Минпромторга и Минэнерго). Последнее поручение Президента РФ Владимира Путина, касающееся развития химического и нефтехимического комплексов, было сделано в августе нынешнего года. Но, к сожалению, выполнение запланированных мер идёт медленно и не всегда правильно. Сроки ввода новых мощностей зачастую переносятся. А от создания отдельных производств, намеченных в Плане-2030, компании отказываются без достаточных на то оснований.

А ведь времени «на раскачку» совсем не остаётся. Как подчёркивает В. Иванов, изменение внешних условий (в частности, развитие сланцевых технологий) практически сводит на нет наше естественное конкурентное преимущество, выражающееся в наличии доступных сырьевых ресурсов. Серьёзным испытанием для химиков могут стать и санкции западных стран. Ведь при строительстве многие объектов широко используются импортные технологии и оборудование.

Российским ответом на санкции должно стать развитие импортозамещения в химической промышленности. Этот во-

прос в последнее время активно обсуждался на совместном заседании Комиссии РСПП по химической промышленности и Союза химиков, а также совместном совещании Минпромторга и Минэнерго. Конечно, речь не идёт о тотальном отказе от импортной продукции – сегодня это невозможно, да и не нужно. Но ряд направлений необходимо развивать в ударном темпе, главным образом – производство материалов для оборонного комплекса.

Кроме того, предметом особого внимания должна стать переработка пластмасс в готовые изделия. Положительные примеры успешных проектов в этой сфере уже есть, но для дальнейшего развития данного направления необходимо использовать механизмы частно-государственного партнёрства.

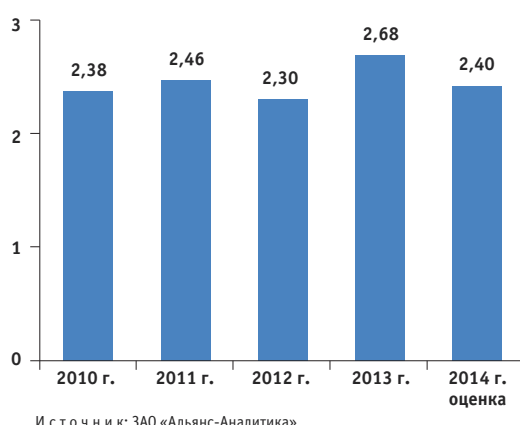
Причём в работу по импортозамещению должны быть вовлечены не только крупные компании, но и небольшие предприятия. Сегодня многие из них заявляют о своей готовности участвовать в соответствующих программах, но для них не созданы необходимые условия.

Стимулы для импортозамещения должны создавать и сами потребители химической продукции. Многие из них по-прежнему делают ставку на закупку продукции за рубежом. Например, никак не удаётся убедить «Газпром» перейти на использование отечественных лакокрасочных изделий при покраске своих труб... Поэтому предстоит большая работа по преодолению этого противостояния. В частности, Минпромторг и Минэнерго совместно с бизнесом должны оперативно разработать каталог потребителей, которым можно было бы предложить отечественную продукцию взамен импортной (естественно, не хуже по качеству).

Однако такому продвижению отечественной химической продукции препятствует тот факт, что зачастую она стоит дороже, чем зарубежные аналоги. Причина этого – высокие тарифы на электроэнергию и железнодорожные перевозки. И с этим тоже надо что-то делать. Например, установить для химических предприятий минимальный уровень железнодорожных тарифов на период окупаемости новых инвестиционных проектов.

Кроме того, необходимо стимулировать внутренний рынок путём реализации производственных программ в отраслях, потребляющих химическую продукцию. В частности, по развитию микроэлектроники, автомобилестроения, судостроения, авиации и т. д. Государство также должно обеспечить субсидирование процентной

Рис. 3. Предложение этилена на российском рынке, млн т



ставки по кредитам на осуществление инвестиционных проектов в сфере переработки полимеров и производства продуктов малотоннажной химии. Важным направлением является и развитие транспортно-логистической инфраструктуры, в первую очередь – строительство портовых мощностей по перевалке химической продукции. Наконец, необходимо максимально использовать результаты отечественных научных и проектных разработок, применять новейшее оборудование российских предприятий машиностроения, осуществлять на их основе перевооружение действующих и строительство новых химических производств.

ДЕФИЦИТ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО «ХЛЕБА»

По мнению директора Департамента аналитики ЗАО «Альянс-Аналитика» Тамары Хазовой, ключевую роль в возрождении отечественной нефтехимии должна сыграть реализация положений упо-

мянутого Плана-2030. Он определяет основные стратегические цели и направления развития отрасли, а также механизмы и инструменты осуществления крупных инвестиционных проектов по переработке природных ресурсов в нефтехимическую продукцию. Иными словами, позволяет решить задачу, поставленную Владимиром Путиным ещё в 2010 г. в ходе совещания в Нижнекамске, – перейти от сырьевой модели развития отечественной экономики к инновационной.

Данный план был создан рабочей группой, в которую вошли представители Российского союза химиков, ведущих компаний отрасли, академических и отраслевых институтов, федеральных органов власти, консалтинговых организаций. В 2011 г. документ был одобрен Комиссией по ТЭК при президенте, а в 2012 г. – утверждён Минэнерго. В 2013 г. в Тобольске, на совещании по развитию нефтехимии, В. Путин подтвердил цели плана – Россия должна стать хозяйкой на собственном рынке и крупным конкурентоспособным экспортёром нефтехимической продукции. Но для того, чтобы не гнать сырьё за рубеж, а перерабатывать его внутри страны, необходимо создать соответствующие стимулы. Причём не только для производителей нефтехимической продукции, но и для её потребителей. Заниматься формированием потенциального спроса надо ещё на стадии строительства предприятий отрасли, дабы впоследствии избежать угрозы перепроизводства.

Рис. 4. Спрос и предложение крупнотоннажных полимеров в РФ, млн т

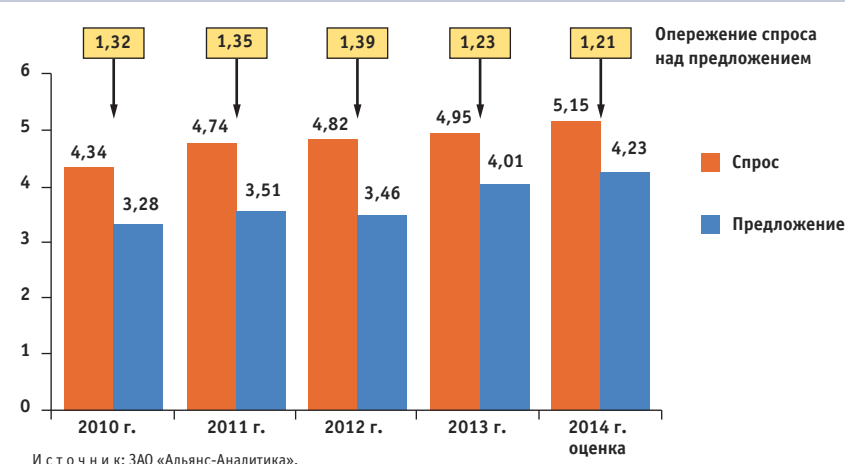


Рис. 5. Импорт крупнотоннажных полимеров и изделий из полимеров, млн т

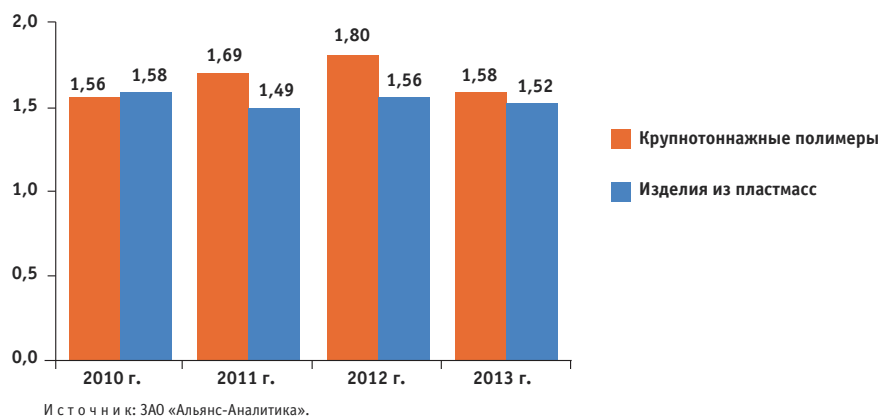
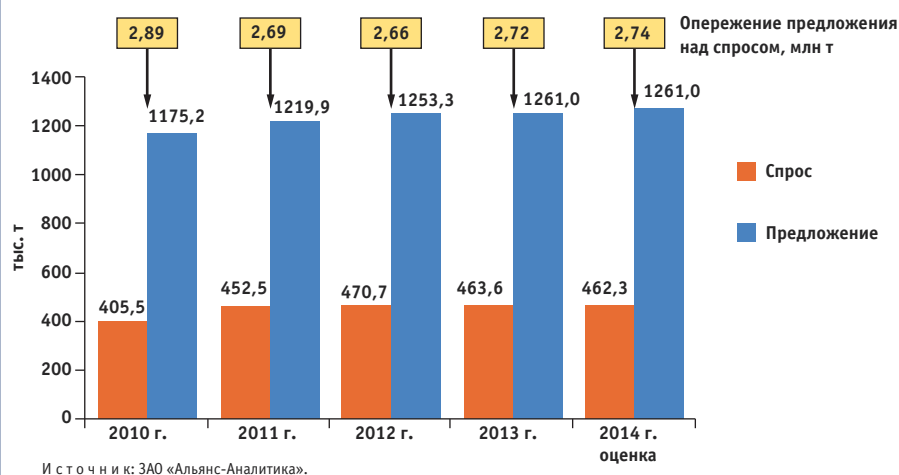


Рис. 6. Спрос и предложение синтетических каучуков



Однако пока реализация Плана-2030 находится на начальной стадии. И сегодня ресурсная модель экономики по-прежнему превалирует. Так, в 2013 г. было экспортировано 44,7% добытой нефти и 29,9% газа. А по нефтехимическому сырью показатели ещё выше: в Европу поставлено 94% произведённой нефти и 87% сжиженных углеводородных газов (СУГ). Объём переработки углеводородного сырья на отечественных нефтехимических предприятиях составил всего 8,9 млн т. Согласно Плану-2030, производство УВС для нефтехимии должно увеличиться в 1,7 раза. Но найдётся ли ему применение на территории страны или оно опять-таки отправится за рубеж?

Вероятность второго сценария достаточно велика, поскольку очень плохо обстоят дела с производством этилена – базового продукта, называемого «хлебом нефтехимии». За последние 17 лет не было построено ни одной новой пиролизной

установки, осуществлена лишь модернизация отдельных объектов. Выпуск этилена в 2013 г. составил всего 2,68 млн т (см. рис. 3). Причём мощность самой крупной отечественной установки (на «Казаньоргсинтезе») – 640 тыс. т, а остальные имеют производительность не более 300 тыс. т, тем временем как за рубежом в эксплуатацию вводятся установки на 1–1,5 млн т.

Из-за дефицита пиролизных мощностей в России периодически возникают так называемые этиленовые войны, то есть ожесточённая борьба между предприятиями за доступ к данному ресурсу. Некоторые заводы вынуждены работать не на полную нагрузку (например, тот же «Казаньоргсинтез», а также производство ПВХ в Стерлитамаке).

Поэтому одна из главных задач Плана-2030 – ликвидировать дефицит этилена. Намечается сооружение около 7 пиролизных установок, благодаря чему производство этилена планируется увеличить в 4,9

раза, до 13,2 млн т. Это должно дать мощный импульс развитию всей химической индустрии. Другое дело, насколько реально осуществить эти планы...

Непростая ситуация и с крупнотоннажными полимерами – полиэтиленом, полипропиленом, ПВХ, полистиролом и полиэтилентерефталатом (ПЭТФ). Спрос на них в России традиционно превышает производство (4 млн т в 2013 г., см. рис. 4). Правда разрыв постепенно сокращается: если в 2010 г. он равнялся 32%, то в нынешнем году, по предварительным оценкам, составит 21%. Однако помимо валовых объёмов надо учитывать и ассортимент. В последние годы растёт выпуск наиболее распространённых и простых марок пластиков, в то время как некоторые высокотехнологичные сорта приходится практически полностью импортировать. План-2030 предусматривает увеличение производства крупнотоннажных полимеров в 4,87 раза, до 19,5 млн т.

Несмотря на некоторый рост производства полимеров и возможность изготовления их внутри России, в стране импорт пластиковых изделий практически не сокращается (см. рис. 5). Импортозамещение в данной сфере должно стать мощным импульсом к расширению выпуска пластиков. В частности, большие надежды связаны с увеличением использования полимерных материалов в жилищном строительстве, при сооружении автомобильных и железных дорог. Конечно, западные санкции несколько затрудняют приобретение в Европе и США оборудования для переработки, но в последние годы и Китай достиг достаточно высокого технического уровня, поэтому всё необходимое можно приобрести в Поднебесной... Вместе с тем, часть новых проектов по выпуску пластиков ориентируется на экспорт.

По каучукам ситуация противоположная – предложение опережает внутренний спрос, и поэтому данная продукция является экспортно-ориентированной (см. рис. 6). Но ожидается, что к 2030 г. потребление каучуков в России существенно вырастет. В частности, благодаря использованию отечественного продукта при выпуске шин. При этом увеличение производства каучуков будет не столь значительным, как полимеров, – с 1,26 млн т в 2013 г. до 1,66 млн т в 2030 году, или в 1,31 раза.

За два года действия Плана-2030 уже введён в эксплуатацию ряд мощностей. Это установки по дегидрированию пропана с получением пропилена (510 тыс. т) и

Табл. Состояние реализации крупнейших газо- и нефтехимических проектов по кластерам

Кластер	Предприятие	Проект	Мощность, тыс. т	Состояние
Западно-Сибирский	ООО «Тобольск-Полимер» («СИБУР»)	Дегидрирование пропана и производство пропилена	510	Сдано в эксплуатацию
		Производство полипропилена	500	
	ООО «ЗапСибНефтехим» («СИБУР»)	Производство этилена	1500	Разработаны FEED и проектная документация комплекса
		Производство полиэтилена	1500	
		Производство полипропилена	500	
ООО «Новоуренгойский ГХК» («Газпром»)	Производство этилена	420	Выполняются строительные-монтажные работы, степень готовности около 60%, год ввода в эксплуатацию – 2017-й	
	Производство полиэтилена	400		
Приволжский	ОАО «Нижнекамскнефтехим» (ОАО «ТАИФ»)	Производство этилена	1000	Разработаны FEED, выполнена проектная документация
		Производство полиэтилена	600	
		Производство полипропилена	400	
	«СИБУР-Химпром»	Комплекс производства этилбензола	220	Сдано в эксплуатацию
		Производство вспенивающегося полистирола	100	
		Увеличение мощности по этилену	с 60 до 73	
		Увеличение производства этилбензола	с 220 до 270	
		Производство стирола	250	
		Производство полистирола	100	
		Производство этилена	1000	
	ОАО «Объединённая нефтехимическая компания» (ОАО «Башнефть»)	Производство полиэтилена низкого давления	450	Проект прорабатывается
		Производство линейного полиэтилена низкой плотности	415	
		Производство полипропилена	500	
Производство бутадиена		85		
Производство МЭГ		300		
Производство этилена		350		
Каспийский	ООО «Ставролен» (ОАО «ЛУКОЙЛ»)	Реконструкция установки производства этилена	350	До 2015 г. Ведётся выбор лицензиаров
		Производство этилена	600	
		Производство полиэтилена	600	
		Производство полипропилена	300	
Восточно-Сибирский	ОАО «Ангарский завод полимеров»	Реконструкция пиролиза	350	Выбраны лицензиары, выполнены базовые проекты, разработана проектная документация
		Реконструкция производства полиэтилена	350	
		Реконструкция производства полипропилена	150	
Северо-Западный	Балтийский газо-химический комплекс	Производство этилена	2000	Разработано ТЭО, выбрана площадка (Ленинградская область, г. Кингисепп)
		Производство линейного полиэтилена низкой плотности	1000	
		Производство полиэтилена высокой плотности	500	
		Производство полиэтилена высокого давления	550	
		Производство окиси этилена	475	
Дальневосточный	ОАО «Дальневосточная НХК» (ОАО «Роснефть»)	Пиролиз	3400	Выбраны лицензиары, разрабатывается проектная документация
		Производство полиэтилена	850	
		Производство полипропилена	800	
		Производство бутадиена	190	
		Производство моноэтиленгликоля	700	
	Белогорский ГПЗ (ОАО «Газпром», ОАО «СИБУР»)	Производство гелия	2500	Выполнена предпроектная проработка

Источники: ОАО «ВНИПНефть».

по производству полипропилена (500 тыс. т) на «Тобольск-Полимере» («СИБУР»), по выпуску вспенивающегося полистирола (100 тыс. т) на «СИБУР-Химпроме» (Пермь). Расширены с 120 до 210 тыс. мощности по выпуску ПЭТФ на сибуровском «ПОЛИЭФе» (г. Благовещенск, Республика Башкортостан). Заработало предприятие «РусВинил» (СП «СИБУРа»

и бельгийской компании Solvin), рассчитанное на выпуск 330 тыс. т ПВХ в год. То есть только один «СИБУР» за два года ввёл мощности на 1,5 млн т.

В свою очередь, татарстанский «Нижнекамскнефтехим» повысил производственный потенциал изготовления АБС-пластиков до 65 тыс. т в год, а полистирола – со 150 до 250 тыс. т. Группа ком-

паний «Титан» (Омск) в 2013 г. завершила строительство завода «Полиом» мощностью 180 тыс. т полипропилена в год, а в 2014 г. нарастила его производительность до 210 тыс. т. ОАО «Алко-Нафта» (Калининградская область) сдала в эксплуатацию установки по выпуску 220 тыс. т ПЭТФ в год (правда, сейчас их уровень загрузки составляет лишь 50–60%).

КЛАСТЕРЫ-ПРИЗРАКИ

Главным механизмом развития отрасли, прописанным в Плане-2030, является создание шести нефтехимических кластеров: Северо-Западного, Каспийского, Приволжского, Западно-Сибирского, Восточно-Сибирского и Дальневосточного (см. табл.). Каждый из них имеет свои конкурентные преимущества – близость к источникам сырья или потенциальным потребителям. У трёх европейских кластеров хороший рынок сбыта – густонаселённые регионы РФ, а также Восточная и Западная Европа. Западно-Сибирский кластер, который сейчас развивается наиболее бурными темпами, будет эффективным благодаря наличию относительно дешёвого сырья. Основой формирования Восточно-Сибирского кластера может стать сооружаемый ныне газопровод «Сила Сибири». Наконец, Дальневосточный кластер расположен ближе всех к самому ёмкому и перспективному рынку стран АТР.

Однако, как отмечает генеральный директор ОАО «ВНИПИнефть» Владимир Капустин, на самом деле кластеры развиваются не так, как хотелось бы. На сегодняшний день существуют только два из них – Приволжский и Западно-Сибирский. Формирование остальных находится лишь на уровне разговоров и благих пожеланий. А введение западных санкций может значительно осложнить их создание.

Например, сооружение Новоуренгойского ГХК ведётся уже более 20 лет, и сроки его сдачи в эксплуатацию в очередной раз отложены. По словам В. Капустина, в нынешнем году работы на данном объекте шли достаточно вяло.

В НКХН сделан проект по пиролизу, проектная документация прошла госэкспертизу, но возникли трудности с финансированием. В результате тендер по рабочему проектированию фактически заморожен.

В свою очередь, руководство «СИБУРа» пока не одобрило реализацию проекта по созданию стиральной цепочки на «СИБУР-Химпроме».

ОНК также приостановила проект по сооружению пиролизных мощностей.

Компания «САНОРС» намеревалась построить крупный нефтехимический комплекс (пиролиз + полиэтилен + полипропилен) в г. Новокуйбышевске Самарской области. Но она была куплена «Роснефтью», а у той просто «не доходят руки» до очередного нефтехимического проекта.

Лукойловский «Ставролен», как известно, пережил две тяжелейшие аварии. Едва успев восстановиться после первой, вскоре, после второго ЧП, он вновь прекратил производство. Причина этого – некачественное оборудование, так что пока главной задачей предприятия остаётся восстановление функционирования основных мощностей и рано говорить о сооружении нового комплекса.

Приостановлен и проект на Ангарском заводе полимеров. План-2030 предусматривал создание ещё одного нефтехимического комбината в Восточной Сибири, в районе Саянска. Но сейчас по данному проекту вовсе нет никакого движения.

Не всё ясно и с Дальневосточным кластером. Проект ВНХК даётся очень тяжело, недавно были сняты с должности его генеральный директор и ряд менеджеров. Там возникли серьёзные проблемы, в том числе связанные с финансированием. Институт «ВНИПИнефть» провёл по просьбе Минэнерго анализ проекта, предложенного «Роснефтью». Эксперты одобрили лишь его первую стадию, предполагающую строительство НПЗ мощностью 12 млн т в год, но посоветовали пока не принимать окончательного решения по второй стадии – нефтехимической.

Трудно предсказать и судьбу проекта по сооружению Белогорского ГПЗ. Пока что «СИБУР» лишь обозначил своё участие в нём, но воздерживается от какой-либо конкретики.

Северо-Западный кластер существует только на бумаге. В ходе составления ТЭО выяснилось, что его на нынешнем этапе невозможно обеспечить сырьём. Поэтому, скорее всего, данный кластер не заработает даже к 2030 г.

Дополнительную тревогу вызывает недавняя авария на Ачинском НПЗ «Роснефти» – самая крупная в отрасли за последние 40 лет. Её уроки заключаются в том, что надо более тщательно подходить к проектированию нефтехимических объектов. А это потребует и дополнительных финансовых средств, и времени.

Как отмечали участники форума, на пути реализации Плана-2030 имеется целый ряд серьёзных геополитических, внутренних макроэкономических и специфических отраслевых рисков. К числу первых относятся западные санкции, порождающие проблемы при финансиро-

вании проектов, закупке технологий и оборудования. Но есть надежда на то, что западные бизнесмены проявят большую гибкость, чем политики, и не откажутся от ранее достигнутых договорённостей. Ещё один геополитический риск – падение цен на нефть. Однако он может сыграть и в пользу нефтехимии: чем сбывать за бесценок нефть за рубеж, лучше развивать её переработку у себя...

Главный внутренний макроэкономический риск – плавающий курс рубля. Это создаёт неопределённости при осуществлении крупных проектов, но в то же время может служить и стимулом для отрасли. Ведь падение курса национальной валюты делает нашу продукцию более привлекательной на внешних рынках и одновременно затрудняет импорт, давая импульс к импортозамещению. Определённую тревогу вызывают и последствия так называемого налогового манёвра (подробнее см. статью «Кто заплатит за налоговый манёвр?» в № 10 «Нефти России», стр. 20–25). Но представители нефтехимического комплекса всё же надеются, что система обратных акцизов позволит минимизировать ущерб для него.

Специфические отраслевые риски заключаются в отсутствии надёжных источников сырья по приемлемым ценам. Ведь в отличие от той же Саудовской Аравии у отечественных предприятий нет никаких льгот на приобретение этана, пропана и других видов углеводородного сырья. И это служит одной из причин торможения проектов по строительству новых пиролизных.

В целом все проблемы вполне можно решить, если будут соблюдены четыре главных условия. Во-первых, наличие политической воли, направленной на переход к инновационной модели развития экономики. Во-вторых, проведение мобилизационной промышленной политики и создание внутреннего механизма инвестирования перспективных проектов. В-третьих, обеспечение активного взаимодействия между органами региональной власти и представителями газо- и нефтехимических компаний. В-четвёртых, оказание государством действенной поддержки бизнесу (через сооружение инфраструктурных объектов, льготное налогообложение, доступное кредитование и т. д.). А если весь этот комплекс мер не будет осуществлён, то Россия может навсегда остаться в тисках пресловутой сырьевой модели развития. ■

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков
в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



17 марта 2015

НЕФТЕГАЗСНАБ Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально - технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка



26 мая 2015

НЕФТЕГАЗСТРОЙ Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инженеринговых организаций, создание СП с иносфирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ - основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"



10 сентября 2015

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА Модернизация производств для переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инженеринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



14 октября 2015

НЕФТЕГАЗСЕРВИС Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками - нефтегазовыми компаниями



8 декабря 2015

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ Подряды на нефтегазовом шельфе

Освоение нефтегазового шельфа — сложная в финансовом и техническом отношении проблема, решать которую необходимо совместно с металлургами, судостроителями, вертолетостроителями, поставщиками строительной техники и другими смежными отраслями. Традиционно в конференции «Нефтегазшельф» участвуют иностранные компании.



Курс акций отечественных газодобывающих компаний слабо связан с динамикой их добычи, а также с ситуацией на российском и мировом рынках

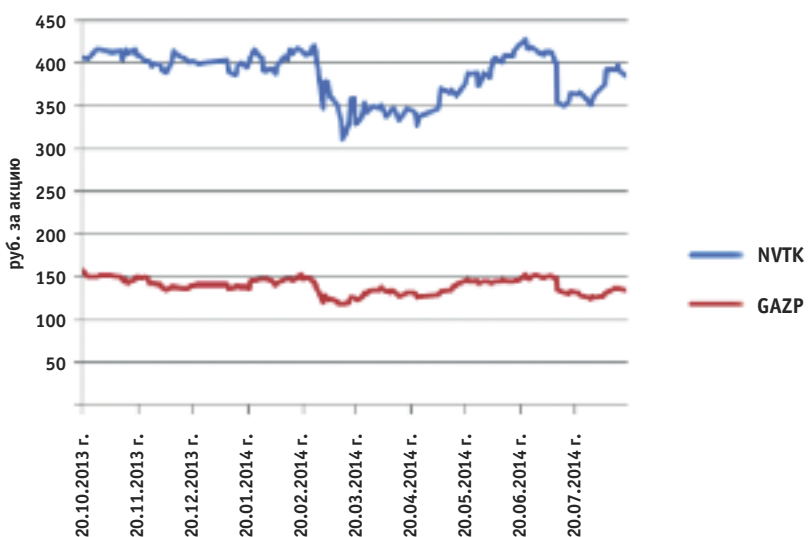
Никита ЗЕЛЕНИН

Показатели фондового рынка являются одними из наиболее динамично изменяющихся в экономике, поскольку они находятся под воздействием большого числа факторов. Особенно это касается такой важной для России сферы, как газодобыча. Поэтому интересно отследить взаимосвязь стоимости акций ведущих газодобывающих компаний (ОАО «Газпром» и ОАО «НОВАТЭК») и оперативных показателей их деятельности, а также индикаторов, характеризующих современное состояние российской экономики (фондовые индексы и валютные курсы) и мировой газовой рынок (цена на газ). Это позволило бы выявить взаимообусловленность этих двух категорий.

ВЫБОР ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ

В 2013 г. на долю «Газпрома» пришлось 72% отечественной газодобычи, «НОВАТЭКа» – 9,3%. Безусловно, можно говорить о том, что в данной сфере наблюда-

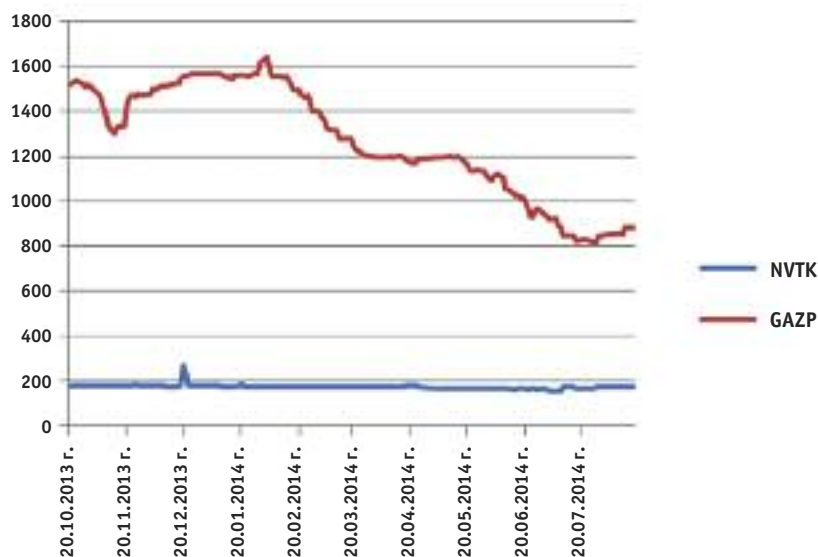
Рис. 1. Динамика стоимости акции ОАО «Газпром» и ОАО «Новатэк»



ется некоторая монополизация. Однако не стоит забывать, что добыча газа – это высокотехнологичный процесс и, безусловно, выход новых игроков на данный рынок сопряжен с огромными инвестициями. Поэтому в настоящий мо-

мент деятельность этих двух компаний практически полностью обуславливает положение на российской газовом рынке. Хотя растёт роль и других производителей газа, в частности «Роснефти» и «ЛУКОЙЛа».

Рис. 2. Динамика уровня суточной добычи газа ОАО «Газпром» и ОАО «НОВАТЭК», млн м³



Источник: ЦДУ ТЭК.

Цена акций компаний является результирующим показателем их деятельности. Поскольку конечная цель любой коммерческой компании – получение прибыли, а уровень стоимости акций посредством дивидендов напрямую соотносится с указанной целью, то и в контексте исследования этот показатель выбран в качестве результирующего. Общая динамика изменения стоимости акций «Газпрома» и «НОВАТЭКа» представлена на рис. 1.

Для того чтобы выявить связь стоимости акций были выделены три группы показателей. Первая из них – характеристика деятельности газодобывающей

компании. Наиболее важным, безусловно, является объём добычи газа (см. рис. 2). Вторая группа – показатели, отражающие ситуацию на мировом газовом рынке. В условиях современной экономики главный из них – уровень цен на газ (см. рис. 3).

Даже предварительный анализ графиков свидетельствует, что динамика показателей несколько отличается. Если для стоимости акций и добычи можно выделить некоторые тренды (хотя и не до конца соотносимые между собой), то для мировой цены на газ такой тренд подобрать достаточно трудно – за исследуемый период она в абсолютных зна-

чениях фактически не изменилась, демонстрируя при этом большую волатильность.

Третья и заключительная группа показателей характеризует положение российской экономики на мировом рынке. Очевидно, что в качестве таких индикаторов могут выступать индексы РТС и ММВБ, которые представляют собой «зеркало» фондового рынка в России. По своему типу они являются ценовыми и взвешенными по капитализации с учётом free – float. Основа индексов – это 50 обыкновенных и привилегированных, наиболее ликвидных акций крупнейших и динамично развивающихся российских эмитентов. Основным отличием этих индексов является тот факт, что ММВБ рассчитывается в рублях, а РТС – в долларах. Следует отметить, что доля одной компании не может превышать 15% в портфеле, а пяти компаний – 55%. В контексте нашего исследования наиболее интересной представляется именно отраслевая структура индекса, представленная на рис. 4.

Как видно из рисунка 4, больше половины в структуре индексов составляют компании нефтегазового сектора. А если учитывать ещё и металлы, то на долю добывающей промышленности приходится почти 60% всех наиболее ликвидных российских компаний.

Кроме общих индексов были рассмотрены также и отраслевые в рамках нефтегазового сектора. Это позволяет отследить влияние именно отраслевой составляющей на показатели экономики в це-

Рис. 3. Динамика мировой цены на газ, долл./млн БТЕ

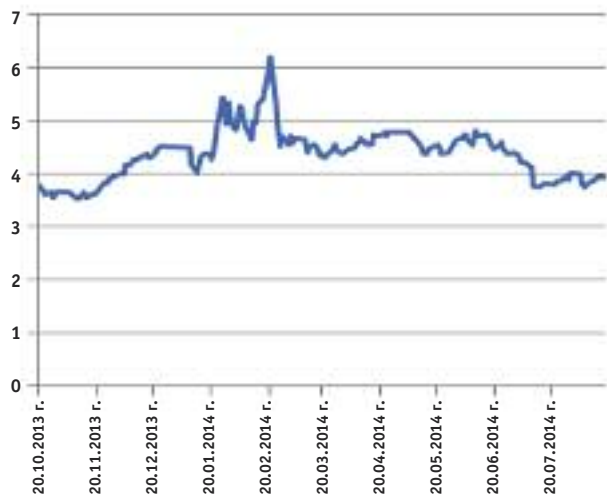


Рис. 4. Отраслевая структура индексов РТС и ММВБ

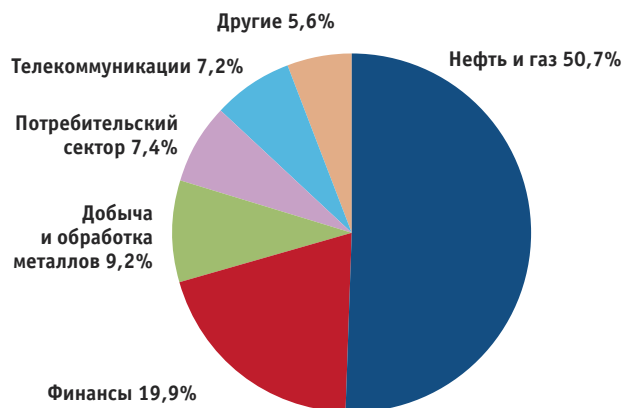


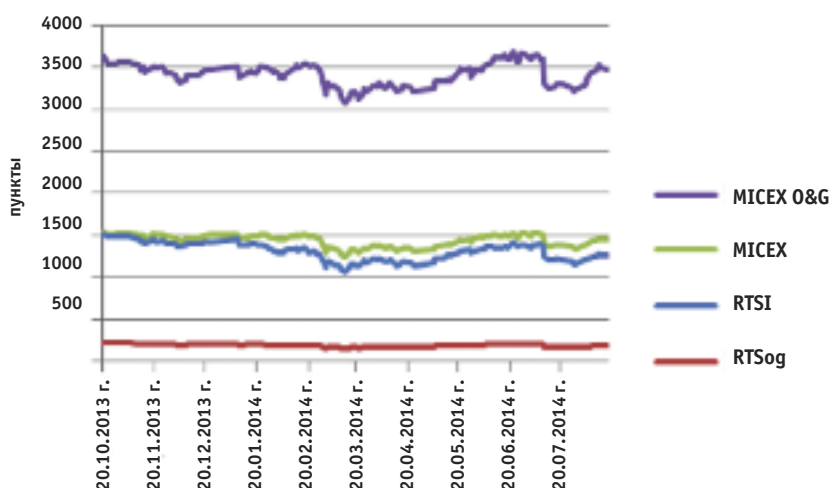
Табл. 1. Структура отраслевых индексов ММВБ и РТС

Наименование	Код	Вес акции в общем индексе	Вес акции в отраслевом индексе
ОАО «НОВАТЭК», ао*	NVTK	4,53%	16,00%
ОАО «Роснефть», ао	ROSN	4,32%	15,60%
ОАО «Газпром», ао	GAZP	15,00%	14,80%
ОАО «ЛУКОЙЛ», ао	LKOH	14,96%	14,60%
ОАО «Татнефть», ао	TATN	2,39%	9,70%
ОАО «Сургутнефтегаз», ао	SNGS	3,42%	9,00%
ОАО «Транснефть», ап**	TRNFP	1,90%	7,20%
ОАО «Сургутнефтегаз», ап	SNGSP	2,30%	6,00%
ОАО «Башнефть», ап	BANEP	0,40%	3,00%
ОАО «Башнефть», ао	BANE	0,53%	2,70%
ОАО «Татнефть», ап	TATNP	0,31%	1,20%
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ап	MFGSP	не входит	0,10%

* Ао – акции обыкновенные.

** Ап – акции привилегированные.

Рис. 5. Динамика российских фондовых индексов

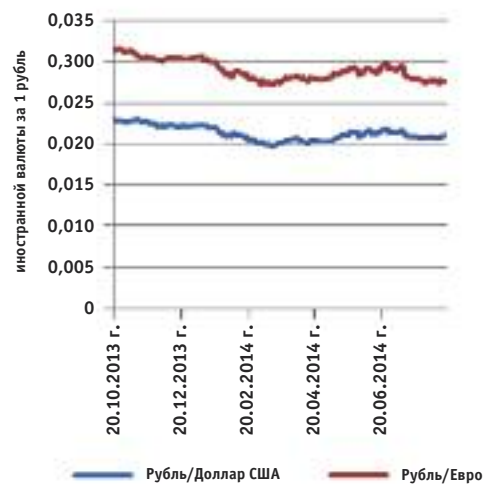


лом. Структура отраслевых индексов представлена в табл. 1.

Как видно из табл. 1, в состав как отраслевого, так общего индекса входят 12 видов ценных бумаг, выпускаемых 9 компаниями. Причём подавляющее количество этих компаний – нефтяные; «Газпром» добывает как газ, так и нефть, а «НОВАТЭК» является исключительно газодобывающей структурой. Динамика индексов представлена на рис. 5.

Показателем, который также способен выполнять роль индикатора для описания ситуации в российской экономике, может выступать и курс национальной валюты. То есть в нашем случае – курс рубля по от-

Рис. 6. Динамика курса национальной валюты



ношению к основным мировым валютам – евро и доллару. Это позволит рассмотреть ситуацию без учета отраслевого фактора. Динамика валютных курсов представлена на рис. 6.

Оценка с помощью коэффициента Пирсона

Для точной оценки взаимосвязей использовались методы корреляционного анализа. Одним из наиболее распространенных индикаторов взаимосвязи двух показателей является коэффициент корреляции Пирсона. В табл. 2 приведены парные коэффициенты Пирсона для всех вышеперечисленных групп показателей.

Итак, основываясь на анализе данных в соответствии с коэффициентом Пирсона, можно сделать ряд выводов. Первое, что следует отметить, – это тесная связь стоимости акций рассматриваемых компаний. Коэффициент корреляции между ценой акции «Газпрома» и «НОВАТЭКа» – 0,84. Данный факт позволяет судить об однонаправленности изменения их стоимости. Вероятнее всего, связано это с тем, что на рынке присутствует небольшое количество игроков и, следовательно, любые изменения одинаковым образом отражаются на цене их акций.

Большее влияние именно внешних факторов на столь высокое значение коэффициента корреляции подтверждается и тем обстоятельством, что коэффициент для уровней добычи (как наиболее объективный показатель оперативной деятельности компании) составляет лишь 0,44. Это, конечно, говорит о связи между показателями, но её (в лучшем случае) можно охарактеризовать и как связь средней силы.

Таким образом, высокая степень связи стоимости акций «Газпрома» и «НОВАТЭКа» обусловлена схожей реакцией их котировок на изменение экономической ситуации в целом и положение дел на газовом рынке в частности.

Полученный вывод дополнительно подтверждается низкими значениями коэффициентов корреляции между показателями добычи и стоимости акций компаний. Данные коэффициенты не превышают порогового значения 0,3, что не позволяет нам говорить даже о слабой связи между параметрами. Единственное, что следует отметить: показатели добычи для «Газпрома» в большей степени связаны со стоимостью его акций, коэффициен-

Табл. 2. Матрица парных корреляций на основе коэффициента Пирсона по основным показателям деятельности российских газодобывающих компаний и показателям, характеризующим состояние российской экономики и мировой газовый рынок

NVTK*	GAZP*	NVTK**	GAZP**	Gas price	RUB/EUR	RUB/USD	RTSI	RTSog	MICX	MICEX O&G	
NVTK*	1,00										
GAZP*	0,84	1,00									
NVTK**	0,03	-0,06	1,00								
GAZP**	0,27	0,23	0,44	1,00							
Gas price	-0,01	0,08	-0,12	0,29	1,00						
RUB/EUR	0,69	0,65	0,24	0,31	-0,50	1,00					
RUB/USD	0,63	0,63	0,27	0,45	-0,39	0,96	1,00				
RTSI	0,87	0,85	0,17	0,39	-0,22	0,92	0,91	1,00			
RTSog	0,88	0,87	0,09	0,29	-0,22	0,89	0,88	0,98	1,00		
MICEX	0,95	0,91	0,05	0,28	-0,04	0,77	0,71	0,94	0,93	1,00	
MICEX O&G	0,92	0,91	-0,11	0,07	0,02	0,61	0,56	0,83	0,88	0,94	1,00

* Стоимость акций.

** Уровень добычи.

Табл. 3. Матрица парных корреляций на основе коэффициента Спирмена по основным показателям деятельности российских газодобывающих компаний и показателям, характеризующим состояние российской экономики и мировой газовый рынок

NVTK*	GAZP*	NVTK**	GAZP**	Gas price	RUB/EUR	RUB/USD	RTSI	RTSog	MICEX	MICEX O&G	
NVTK*	1,00										
GAZP*	0,84	1,00									
NVTK**	0,10	0,04	1,00								
GAZP**	0,25	0,23	0,68	1,00							
Gas price	-0,05	0,02	-0,14	0,24	1,00						
RUB/EUR	0,65	0,65	0,27	0,29	-0,49	1,00					
RUB/USD	0,62	0,67	0,31	0,41	-0,33	0,94	1,00				
RTSI	0,79	0,77	0,31	0,40	-0,34	0,94	0,93	1,00			
RTSog	0,84	0,84	0,16	0,26	-0,29	0,91	0,90	0,97	1,00		
MICEX	0,89	0,90	0,12	0,26	-0,13	0,76	0,74	0,90	0,93	1,00	
MICEX O&G	0,90	0,91	-0,09	0,06	-0,02	0,61	0,58	0,75	0,85	0,93	1,00

* Стоимость акций.

** Уровень добычи.

ты корреляции хотя бы приближены к пороговому значению. А у «НОВАТЭКа» они фактически нулевые. Иными словами, на стоимость акций компаний влияют исключительно внешние факторы.

Впрочем, связь между ценами акций и внешними факторами тоже неоднородна. Так, она практически полностью отсутствует между курсом ценных бумаг обеих компаний и ценой на газ. Последняя вообще достаточно слабо коррелирует с другими рассматриваемыми показателями. Есть некоторая слабая связь с валютными курсами (с коэффициентами корреляции -0,5 для евро и -0,39 для доллара), но ни с показателями добычи, ни с фондовыми индексами (ни общими, ни с отраслевыми) её нет.

В отношении фондовых индексов отметим, что для индекса РТС коэффициент выше. Ведь РТС, в отличие от ММВБ, рассчитывается в долларах, и большее значение объясняется как раз связью цены на газ с валютными курсами. Но по-

вторим: существенной такую связь назвать нельзя и достоверные выводы о взаимозависимости показателей мы делать не можем.

Ещё один факт, который следует отметить при характеристике связей мировой цены на газ с другими показателями, – это их преобладающее отрицательное значение. То есть даже в той незначительной мере, в которой эта связь может быть прослежена, она носит отрицательный характер. Иными словами, динамика цены на газ разнонаправленна динамике как фондовых индексов, так и валютных курсов. В отношении предмета нашего исследования – стоимости акций, – как мы уже отметили, связи нет. И тот небольшой минус, который имеется для коэффициента корреляции между ценой на газ и стоимостью акций «НОВАТЭКа», скорее носит характер статистической погрешности. Вряд ли он может свидетельствовать об отрицательной зависимости между данными показателями. Подобная ситуация (разный знак коэффициентов корреляции) на-

блюдается и для связи уровня добычи и мировой цены на газ. Но, как и в случае со стоимостью акции, это скорее диапазон статистической погрешности, чем индикатор наличия каких-либо различий в показателях рассматриваемых компаний.

Объёмы добычи слабо коррелируют и с другими индикаторными показателями, а именно фондовыми индексами и валютными курсами. Единственное, что следует отметить: как и в случаях со стоимостью акций, коэффициенты корреляции большие по значению для «Газпрома», чем для «НОВАТЭКа». Что касается цены на газ, то связь больше прослеживается с валютными курсами, чем с фондовыми индексами. Но, как и в отмеченных ранее ситуациях, размер коэффициентов не позволяет говорить о какой-либо значимости в рамках связей этих групп показателей.

Обратная ситуация наблюдается, если рассмотреть связь стоимости акций и индикаторных показателей. Здесь большая зависимость отмечается как

Табл. 4. Матрица парных корреляций на основе коэффициента Кендалла по основным показателям деятельности российских нефтяных компаний и показателям, характеризующим состояние российской экономики и мировой нефтяной рынок

	NVTK*	GAZP*	NVTK**	GAZP**	Gas price	RUB/EUR	RUB/USD	RTSI	RTSog	MICEX	MICEX O&G
NVTK*	1,00										
GAZP*	0,66	1,00									
NVTK**	0,13	0,08	1,00								
GAZP**	0,20	0,20	0,49	1,00							
Gas price	0,04	0,10	0,01	0,23	1,00						
RUB/EUR	0,53	0,52	0,19	0,20	-0,26	1,00					
RUB/USD	0,48	0,53	0,23	0,29	-0,16	0,84	1,00				
RTSI	0,63	0,64	0,23	0,27	-0,14	0,82	0,80	1,00			
RTSog	0,68	0,70	0,16	0,21	-0,10	0,75	0,75	0,88	1,00		
MICEX	0,73	0,76	0,14	0,21	-0,01	0,62	0,57	0,77	0,80	1,00	
MICEX O&G	0,75	0,75	0,02	0,11	0,06	0,48	0,46	0,63	0,71	0,80	1,00

* Стоимость акций.

** Уровень добычи.

раз между курсом акций и фондовыми индексами. Причём значение коэффициентов в диапазоне от 0,85 до 0,95 (в сравнении с тем, что для валютных курсов этот диапазон 0,63–0,69) позволяет говорить о связи показателей с существенной степенью достоверности (как в общем-то и в ситуации с курсами валют). Безусловно, этот факт объясняется структурой фондовых индексов – как общих, так и отраслевых, – о которой мы говорили ранее.

В заключение отметим, что полученная связь между стоимостью нефти и всеми показателями, характеризующими состояние российской экономики, объясняется и внутренней корреляцией этих показателей между собой. Почти все значения коэффициентов в рамках этой группы больше 0,7, что свидетельствует о тесной связи показателей.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ КОРРЕЛЯЦИИ

Альтернативными показателями корреляции являются ранговые коэффициенты Спирмена и Кендалла. Они рассчитываются на основе присвоения рангов переменным. Их достоинством является тот факт, что они непараметрические и не требуют никаких предположений о характере распределений признаков в генеральной совокупности. Результаты представлены соответственно в табл. 3 и 4.

Если говорить о результатах, то они в общем-то схожи с теми, которые получены на основе анализа коэффициента Пирсона. Особенно близки значения коэффициентов Пирсона и Спирмена. Единственное различие заключается в том, что в соответствии с коэффициентом Спирмена коэффициент корреля-

ции между уровнями добычи компаний «Газпром» и «НОВАТЭК» равен 0,68. Это позволяет охарактеризовать данную связь как тесную. В соответствии с коэффициентом Пирсона связь, напомним, носила характер средней силы с коэффициентом 0,44. Это связано с тем, что уровень ежедневной добычи компаний не слишком изменяется в динамике, следовательно, присвоенные ранги носят достаточно однородный характер. Значение коэффициента Кендалла в большей степени отличается от уровня, демонстрируемого коэффициентами Пирсона и Спирмена, что, однако, не меняет полученной картины. И мы не можем выделить на основании этого коэффициента какие-либо связи, не отмеченные уже при анализе коэффициента Пирсона.

Заметим, кстати, что в соответствии со значением коэффициента корреляции по Кендаллу связь между уровнями добычи «Газпрома» и «НОВАТЭКа» (в той части, где имелись различия между оценками по Пирсону и Спирмену) ближе по своим характеристикам к оценке по Пирсону. Коэффициент имеет значение 0,49, и связь может быть охарактеризована как связь средней силы. В общем же результаты подтверждают наши выводы, полученные на основе анализа коэффициента Пирсона. Поэтому со значительной степенью надёжности можно считать выделенные нами связи и закономерности достоверными.

Подводя итог проведённому анализу, следует сделать вывод о том, что стоимость акций газодобывающих компаний не имеет сильной связи с показателями, характеризующими их производственную деятельность (уровень добычи газа) и ситуацию на мировом газо-

вом рынке (выраженную в уровне цены на газ). Хотя, казалось бы, такая связь должна наблюдаться. Прежде всего, стоимость акций коррелирует с финансовыми показателями – в меньшей степени с валютными курсами и в большей – со значениями фондовых индексов. В первую очередь это представляется интересным для держателей этих акций либо для потенциальных инвесторов. Как ни парадоксально, но при принятии решения, например, о покупке акций компании следует ориентироваться главным образом не на оперативные показатели её деятельности и не на ситуацию на рынке. Надо внимательно ознакомиться с конъюнктурой фондового рынка, поскольку колебания на нём повлекут за собой изменения в стоимости портфеля бумаг.

Также хотелось бы напомнить, что стоимости изучаемых компаний связаны. Это представляется интересным при формировании портфеля. Корреляция стоимости акций «Газпрома» и «НОВАТЭКа» позволяет сделать их взаимозаменяемыми и при детальном изучении включить в портфель акции только одной компании (например, демонстрирующей лучшие показатели по другим параметрам).

А уже отмеченная связь стоимости акций с фондовыми индексами даёт возможность потенциальным инвесторам сформировать портфель из входящих в индекс ценных бумаг с учётом их взаимозаменяемости. При этом, безусловно, акции рассматриваемых компаний в сложившихся условиях являются одним из надёжных направлений инвестирования и, вероятно, будут оставаться таковыми в ближайшей перспективе. ■

«Голубое ТОПЛИВО» Чёрного КОНТИНЕНТА



Страны Африки южнее Сахары могут потеснить Россию на европейском газовом рынке



Юрий ЛАВРОВ,
наш собственный корреспондент в странах Бенилюкса

В конце октября 2014 г. в Брюсселе Международное энергетическое агентство (МЭА) представило Европейской комиссии, Европейскому парламенту и нефтегазовому бизнес-сообществу новый обзор энергетической ситуации в Африке¹. «Недавние открытия меняют всё наше представление о нефтегазовых ресурсах в странах, расположенных к югу от Сахары²», – уверяют эксперты МЭА. Согласно их прогнозам, к 2040 г. госу-

дарства этого региона смогут стать крупнейшими поставщиками «голубого топлива» на мировой рынок и даже опередить Россию, ныне являющуюся лидером по экспорту газа в Европу. Вероятность такого сценария обусловлена привлечением значительных инвестиций со стороны стран-членов и частного бизнеса Европейского союза, решительно выступающего за снижение своей энергетической зависимости от российского трубопроводного газа.

РЕСУРС НОМЕР ДВА

Сегодня Африка к югу от Сахары является одним из ведущих нефтедобывающих регионов мира. В 2013 г. производство «чёрного золота» составило там 5,7 млн барр./сут. (285 млн т в год). Ведущие позиции по добыче занимают Нигерия и Ангола (см. рис. 1). При этом около 5,2 млн барр./сут. экспортировалось (см. рис. 2). Но из-за дефицита нефтеперерабатывающих мощностей регион импортирует до 1 млн барр./сут. нефтепродуктов.

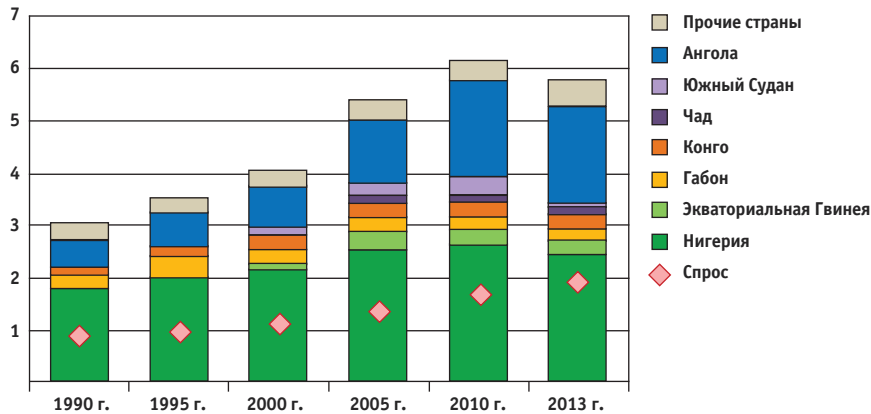
Имеются неплохие перспективы дальнейшего наращивания добычи. Так, за последние пять лет почти 30% открытий нефтяных ресурсов приходилось на страны Африки к югу от Сахары (см. рис. 3). В целом здесь сосредоточено около 7% мировых нефтяных ресурсов и 6% газовых.

Помимо нефти большие надежды возлагаются и на газ. По оценкам, его из-

¹ Africa Energy Outlook, A focus on energy prospects in sub-Saharan Africa.

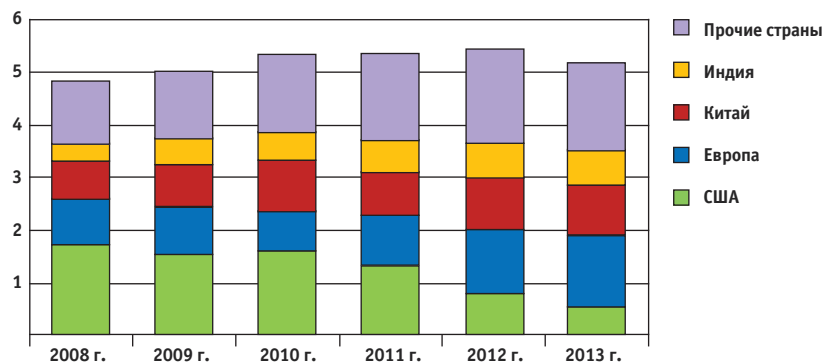
² К группе стран Африки, расположенных южнее Сахары (английский термин – sub-Saharan Africa), относятся 48 государств с общей численностью населения 1,75 млрд.

Рис. 1. Добыча нефти в странах Африки южнее Сахары и общий спрос на нефть в регионе, млн барр./сут.



Источник: IEA, Africa Energy Outlook, 2014. A focus on energy prospects in sub-Saharan Africa, p. 54.

Рис. 2. Экспорт нефти из стран Восточной Африки, млн барр./сут.



Источник: IEA, Africa Energy Outlook, 2014. A focus on energy prospects in sub-Saharan Africa, p. 61.

влекательные запасы в Африке южнее Сахары составляют около 31 трлн м³. А доказанные запасы увеличились с 2000 г. на 80% и достигают ныне 9 трлн м³, или 5% общемирового объема (см. табл. 1).

Около 70% газовых ресурсов расположено на глубоководном шельфе и лишь 18% на суше. Огромными запасами обладает Нигерия, но, как и в большинстве остальных стран региона, до недавнего времени развитие газовой отрасли там не было приоритетным и уступало нефтедобыче.

Значительная доля газовых ресурсов региона приходится на попутный газ. В большинстве случаев он не утилизируется, а сжигается. По экспертным оценкам, в общей сложности за весь период разработки нефтяных месторождений на факелы был отправлен 1 трлн м³ ПНГ. Правда за последние пять лет объемы сжигания сократились с 35 до 28 млрд м³ в год. Большая их часть – около 17

млрд м³ – приходится на Нигерию, которая в настоящее время уничтожает больше ПНГ, чем его потребляет.

Помимо традиционного «голубого топлива», Африка располагает и гигантскими ресурсами сланцевого газа. Под

влиянием американской «сланцевой революции» интерес к этому энергоносителю существенно вырос. Так, значительные запасы сланцевого газа – 11 трлн м³ – выявлены в ЮАР. Было проведено разведочное бурение, которое дало обнадеживающие результаты. Но в 2012 г. по экологическим мотивам ввели мораторий на данные работы.

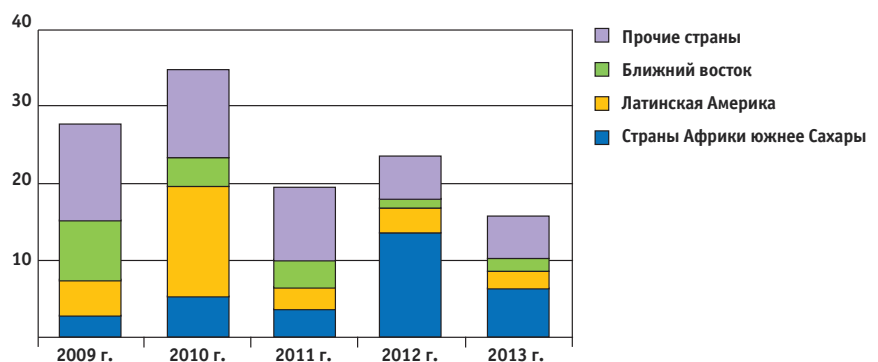
Несмотря на то что газ для Африки – «ресурс номер два», его добыча всё же интенсивно растёт – с 7 млрд м³ в 1990 г. до 58 млрд м³ в 2012 г. При этом его внутреннее потребление составляет лишь 27 млрд м³, то есть менее половины от указанного объема (см. рис. 4).

Эксперты МЭА уверяют, что, опираясь на имеющиеся ресурсы Нигерии, Южной Африки и Анголы, а также на недавно сделанные открытия в Мозамбике и Танзании, африканские страны, расположенные к югу от Сахары, увеличат к 2040 г. добычу газа на 175 млрд м³ (см. рис. 5, табл. 2). Для сравнения – Соединённые Штаты в тот же период в результате сланцевого бума нарастят производство «голубого топлива» на 240 млрд м³, а Россия, согласно данным МЭА, – на 130 млрд м³.

ЕВРОПА СМОТРИТ НА ЮГ

Предполагается, что половина прогнозируемого прироста добычи газа в указанном регионе будет направлена на внутреннее потребление (см. рис. 6). А остальная доля послужит сырьём для получения сжиженного газа, который планируется экспортировать в Европу (см. рис. 7). «Инвестиции в проекты по производству СПГ могут существенно повысить степень диверсификации импорта газа в Европу. Страны к югу от Сахары будут оставаться краеугольным камнем глобального рынка нефти

Рис. 3. Открытия новых запасов нефти и газа, млрд барр. н. э.



Источник: IEA, Africa Energy Outlook, 2014. A focus on energy prospects in sub-Saharan Africa, p. 49.



Главный экономист МЭА Фатих Бирол

и при этом превратятся в новых крупных игроков на мировых газовых рынках», – отмечает главный экономист МЭА Фатих Бирол.

Политики и высокопоставленные чиновники ЕС также прекрасно осознают, что импорт СПГ из бурно развивающейся Африки способен значительно диверсифицировать энергетические балансы европейских стран. Так, генеральный директор Директората энергетики Еврокомиссии Доминик Ристори считает, что ситуация на Украине дала мощный толчок к качественно новому уровню сотрудничества между ЕС и странами Африки. Как известно, украинский кризис наглядно показал высокую степень зависимости и уязвимости ЕС от импорта газа из России. Ужесточение экономических санкций ЕС в отношении РФ сдерживается, по мнению высокопоставленного чиновника ЕК, опасениями, что Москва может перекрыть поставки газа в Европу. Еврокомиссия 16 октября 2014 г. опубликовала обстоятельный анализ последствий срывов данных поставок, включая вариант полного их прекращения.

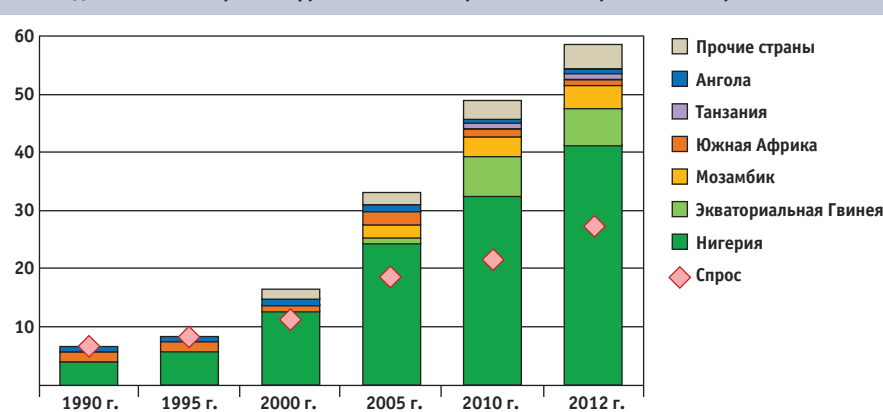
В интервью бельгийским СМИ Д. Ристори подчеркнул, что любая политика, деятельность или инвестиции, способные обеспечить диверсификацию поставок газа в Европу, будут способствовать реализации стратегии ЕС по укреплению энергетической безопасности³. Он заявил, что Евросоюз намерен совместно с африканскими партнёрами усиленно работать над проектами по оп-

Табл. 1. Запасы природного газа в странах Африки, трлн м³

	Остаточные извлекаемые ресурсы	Доказанные запасы
Западная Африка	10	5
Гана	0,2	<0,1
Кот-д'Ивуар	0,6	<0,1
Нигерия	7	5
Центральная Африка	2,3	0,4
Камерун	0,4	0,2
Чад	0,3	н/д
Конго	0,6	0,1
Экваториальная Гвинея	0,2	0,1
Габон	0,8	<0,1
Восточная Африка	2,8	0,2
Эфиопия	<0,1	<0,1
Кения	0,6	н/д
Южный Судан	1	0,1
Судан	<0,1	<0,1
Уганда	<0,1	<0,1
Южная Африка	7	3,2
Ангола	1,5	0,3
Мадагаскар	4,7	<0,1
Мозамбик	5	2,8
ЮАР	1	<0,1
Танзания	1,4	<0,1
Африка южнее Сахары, всего	31	9

Источники: IEA, Africa Energy Outlook, 2014. A focus on energy prospects in sub-Saharan Africa, p. 53.

Рис. 4. Добыча газа в странах Африки южнее Сахары и общий спрос на газ, млрд м³



Источники: IEA, Africa Energy Outlook, 2014. A focus on energy prospects in sub-Saharan Africa, p. 55.

тимизации затрат и маршрутов транспортировки СПГ. В свою очередь, европейские энергетические компании хотели бы участвовать в геологоразведке и добыче углеводородного сырья в Африканском регионе.

В реализации данной стратегии ЕС активное участие принимает Испания. В отличие от других европейских государств, она в последние годы инвестировала значительные средства в инфраструктуру по приёму, хранению и регазификации СПГ, став лидером Старого Света по его импорту. По данным испанской компании Egnagas, большая часть «голубого топлива» поступает из Алжира

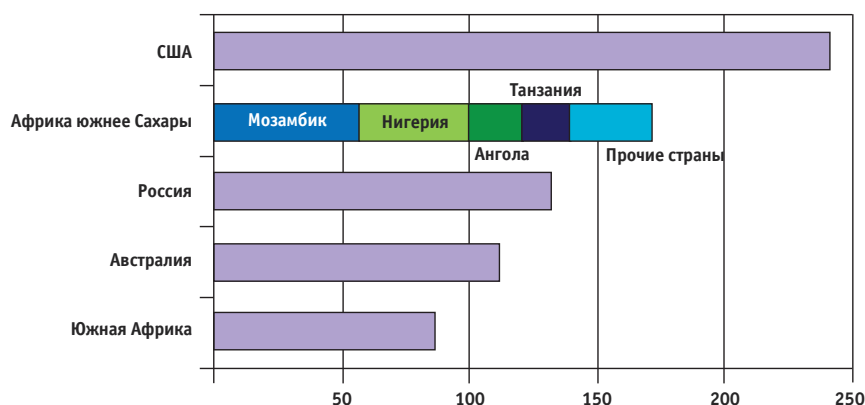
(51%), Катара (11%), Нигерии (10%) и Тринидада и Тобаго (6%).

В марте 2014 г. Испания выступила с предложением поставлять газ из Африки в Европу через свою территорию, поскольку у неё уже имеются семь терминалов по приёму СПГ и шесть газопроводов, соединяющих её с другими странами. По предварительным оценкам, поставки через Испанию могут заместить около 10% газа, который сейчас транспортируется в ЕС из России⁴.

На африканский СПГ рассчитывает не только ЕС, но и, как ни удивительно,

³ EurActiv 31.10.2014.

⁴ Financial Times, 28.03.2014.

Рис. 5. Прогнозируемый рост добычи газа по странам и регионам в 2012–2040 гг., млрд м³

Источники: IEA presentation in Brussels, 29 October 2014. EurActiv 31.10.2014.

Украина. Министерство энергетики и угольной промышленности заявило о том, что к 2016 г. планирует построить в Одесской области, в районе порта «Южный», плавучий терминал СПГ мощностью 5 млрд м³ в год, а к 2018 г. – наземный терминал на 10 млрд м³.

Перспективы европейско-африканского энергетического сотрудничества активно рассматривались в ходе IV саммита стран ЕС и Африки, который состоялся 2–3 апреля 2014 г. в Брюсселе. В его работе приняли участие более 60 руководителей государств и правительств стран-участниц и около 90 национальных делегаций. В частности, Евросоюз представляли первые лица – президент Европейского совета Герман ван Ромпей и президент Европейской комиссии Жозе Мануэль Баррозу. Примечательно, что один из активных организаторов саммита – комиссар ЕК по вопросам развития Андрис Пиебалгс – ранее занимал должность комиссара по энергетике. Может быть, ещё и поэтому темы развития ТЭК и управления природными ресурсами заняли в обсуждениях приоритетное место.

В своем выступлении на саммите Г. ван Ромпей заявил, что Евросоюз совместно с частным бизнесом намерен в ближайшие семь лет вложить в страны Африки около 30 млрд евро инвестиций. В ходе саммита была также одобрена Дорожная карта развития отношений на 2014–2017 гг. В ней в особую группу стратегических приоритетов выделены энергетическая отрасль и транспорт. Предусматриваются использование инновационных инструментов финансирования проектов в этих отраслях и рефор-

мированию управления ими. При этом участники форума сошлись во мнении, что разработка африканских газовых месторождений с последующим экспортом СПГ может стать уникальным двигателем экономического и социального обновления континента, привести к сни-

БИТВА ЗА АФРИКУ

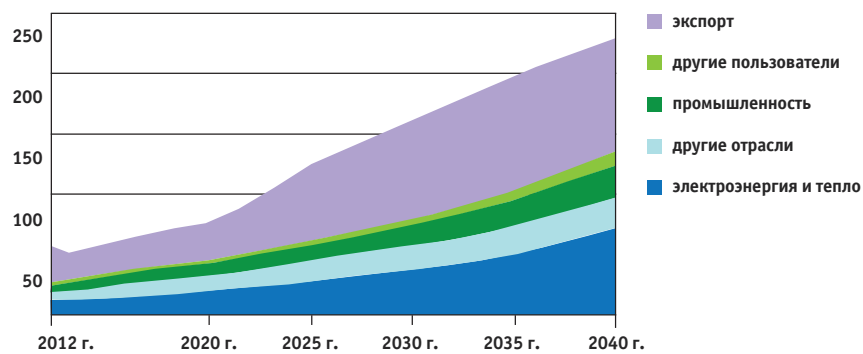
жению межстрановых конфликтов в Африке, поднять на качественно новый уровень транспортно-логистическое обеспечение товаропотоков в Европу и другие регионы мира.

Но у европейских корпораций есть на африканском континенте серьёзные конкуренты. И это компании не только из США, чьи позиции в Африке традиционно сильны, но и Китая и России. Так, согласно оценкам, КНР в 2005–2011 гг. вложила в энергетический сектор стран Африки южнее Сахары около 10 млрд долларов, что больше инвестиций Соединенных Штатов и почти в два раза больше капиталовложений ЕС. Интерес Китая к африканским энергоре-

Табл. 2. Прогноз добычи газа в Африке, млрд м³

	2012 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.
Северная Африка	154	157	186	240
Африка к югу от Сахары	58	78	161	230
Западная Африка	43	48	69	98
Нигерия	41	45	60	85
Центральная Африка	8	9	13	16
Экваториальная Гвинея	6	5	3	3
Восточная Африка	1	1	1	1
Южная Африка	7	21	78	114
Ангола	1	16	22	21
Мозамбик	4	3	36	60
Танзания	1	1	10	20
ЮАР	1	1	9	12
Африка, всего	213	235	347	469

Источники: IEA, Africa Energy Outlook, 2014. A focus on energy prospects in sub-Saharan Africa, p. 188.

Рис. 6. Прогноз целевого использования добываемого газа в странах к югу от Сахары, млрд м³

Источники: IEA, Africa Energy Outlook, 2014. A focus on energy prospects in sub-Saharan Africa, p. 102.

сурсам не ограничивается углеводородным сырьём: компании из КНР являются одними из крупнейших инвесторов во возобновляемые источники энергии по всему континенту, включая гидроэнергетику, проекты использования энергии солнца, ветра и биогаза.

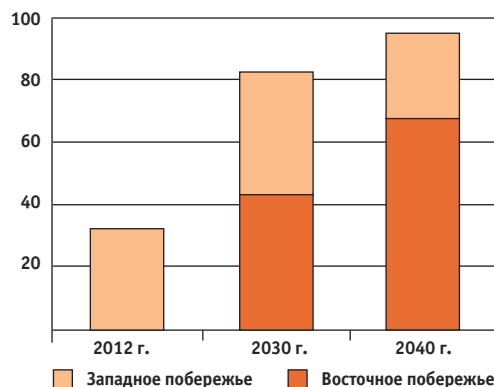
Из числа российских компаний в африканских проектах по разработке нефтяных ресурсов участвуют «Газпром», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Татнефть», «НОВАТЭК» и другие. «ЛУКОЙЛ», «Роснефть» и «Стройтрансгаз» уже подписали крупные контракты на освоение месторождений в Алжире, Нигерии, Анголе и Египте общей стоимостью более 3 млрд долларов.

«Роснефть» в 2012 г. вела переговоры о строительстве нефтепродуктопровода из мозамбикского порта Бейра до Зимбабве, а также нефтехранилища рядом с городом Хараре. В марте нынешнего года президент «Роснефти» Игорь Сечин и министр иностранных дел Мозамбика Олдемиру Жулиу Маркеш обсудили возможное участие российской компании в добычных проектах в этой африканской стране. Наконец, в июне, в рамках Мирового нефтяного конгресса в Москве, «Роснефть» и Национальная нефтегазовая компания Мозамбика (Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, ENH) подписали меморандум о взаимопонимании. В соответствии с ним будут рассмотрены возможности совместной подачи заявок на разведку и добычу углеводородного сырья. Как уточнил позже И. Сечин (который, кстати, в своё время работал переводчиком в Мозамбике), в первую очередь речь идёт о газовых блоках. Таким образом, «Роснефть» может впервые выйти в регион Африки южнее Сахары. Ранее она рассматривала только нефтяные проекты в Алжире.

Кроме того, «Газпром» в 2009 г. создал на паритетных началах с Нигерийской государственной нефтяной корпорацией (Nigerian National Petroleum Corporation, NNPC) совместное предприятие NiGaz Energy Company Limited. Данное СП намерено заняться разработкой месторождений природного газа, строительством газотранспортной инфраструктуры, сооружением новых и восстановлением существующих электрогенерирующих мощностей, работающих на газе. В настоящее время продолжается подготовка ТЭО. В планах другой дочерней структуры «Газпрома» – Gazprom EP International – значилось осуществление проектов в Алжире, Ливии, Намибии и Нигерии.

«Газпром нефть» в 2011 г. подписала с компанией Guinea Ecuatorial de Petroleos (Экваториальная Гвинея) соглашение об освоении двух разведочных морских блоков. Однако проведён-

Рис. 7. Прогноз роста экспорта СПГ из стран южнее Сахары, млрд м³



Источник: IEA, Africa Energy Outlook, 2014. A focus on energy prospects in sub-Saharan Africa, p. 113.



ные сейсмические исследования не выявили значительных запасов, и поэтому бурение не проводилось. В феврале 2014 г. «Газпром нефть» сообщила, что вышла из проекта в Экваториальной Гвинее, так как посчитала его недостаточно привлекательным.

«ЛУКОЙЛ» с 2006 г. ведёт работы на шельфе Ганы. Он является оператором проекта Cape Three Points Deep Water, где владеет 56,66% (28,34% у PanAtlantic, 15% у GNPC). Этот блок площадью 5,1 тыс. км² находится в 50–100 км от берега на глубинах до 3 км. Были пробурены три скважины, но обнаружены лишь запасы непромышленных категорий. В результате в 2013 г. компания списала 277 млн долларов убытков по проектам в Западной Африке. Но она, тем не менее, не потеряла интереса к Африканскому континенту. Так, летом 2014 г. «ЛУКОЙЛ» начал переговоры с американской корпорацией Hess о покупке части её доли в проекте на шельфе Ганы.

Кроме того, «ЛУКОЙЛ» также работает в Сьерра-Леоне и Кот-д'Ивуаре. В 2013 г. было завершено бурение на морской структуре Саванна (Сьерра-Леоне), доля компании в данном проекте составляет 49%.

Дальнейшие перспективы деятельности российских компаний в нефтегазовом бизнесе Африки во многом будут зависеть от динамики цен на углеводороды на мировом рынке и от глобальной экономической конъюнктуры.

В настоящее время политические и экономические риски в регионе Африки южнее Сахары остаются довольно высокими. Тем не менее многие африканские страны стремятся улучшить свою инвестиционную привлекательность и добиваются в этом определённых успехов. Возможность континента в сфере добычи и сжигения газа, по мнению как МЭА, так и ЕС, являются огромными. Осуществится ли прогноз о его превращении в крупнейшего

производителя и поставщика газа? Это зависит от многих факторов, имеющих отчасти малопредсказуемый характер. Похоже, борьба за газовые ресурсы и «место под солнцем» в этом регионе только разворачивается и обещает быть по-африкански жаркой. ■

Волжские бастионы Нобелей

Вышла в свет новая книга по истории нефтяной промышленности России*

Вячеслав ТЮТЮННИК,
доктор технических наук, профессор, академик РАЕН, президент;

Александр ЧЕРНОВ,
ведущий сотрудник
(Международный информационный Нобелевский центр)

Сегодня неуклонно растёт интерес общества к нобелистике. Интернет сделал информацию об Альфреде Нобеле и Нобелевских премиях доступной каждому. А ведь ещё 30 лет назад книг по этой проблематике в нашей стране вообще не было, а скупые, прошедшие строгую политическую цензуру статьи в газетах и журналах появлялись очень редко. В наше время ежегодно, в дни присуждения Нобелевских премий, виден всплеск журнальных и газетных статей, программ радио и телевидения, публикаций на данную тему на интернет-сайтах.

Несмотря на этот огромный объём информации, вышедшая в сентябре 2014 г. книга исторических очерков А. А. Матвейчука и Т. А. Багирова «Нефтяные перекрёстки братьев Нобелей» воспринята российскими читателями как своевременное, давно ожидаемое и нужное событие.



Обложка книги А. А. Матвейчука и Т. А. Багирова «Нефтяные перекрёстки братьев Нобелей»

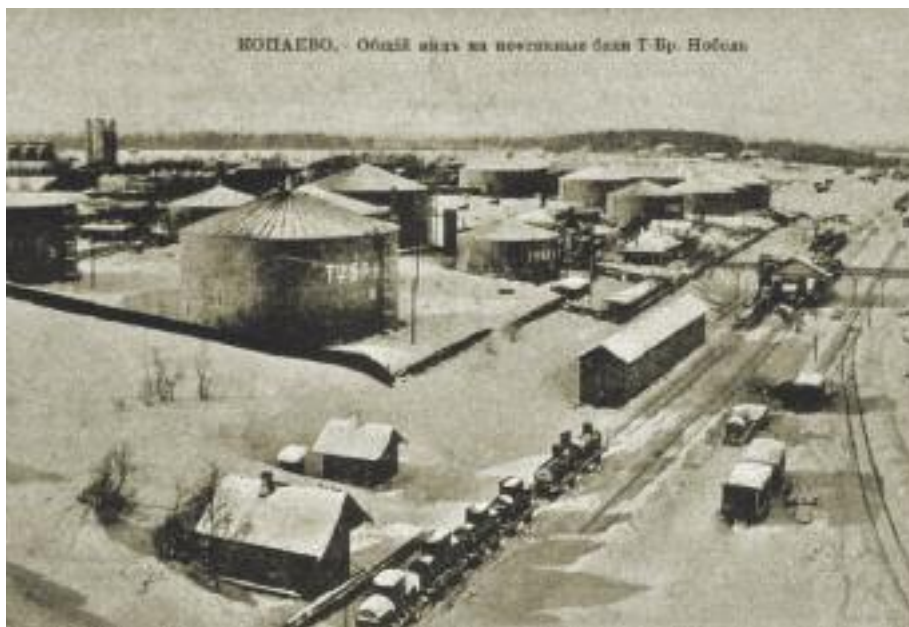
Событие это весьма интересно именно потому, что книга обладает множественным достоинством. Во-первых, солиден и оптимален для данной темы объём издания, в том числе базирующегося и на архивных материалах. К сожалению, в нобелевской историографии имеется много публикаций, всего лишь пересказывающих друг друга, а потому с завидным постоянством повторяющих старые ошибки и неточности,

которые кочуют из одного материала в другой. Беда в том, что многие авторы газетных и журнальных статей, ограничиваясь уже готовым материалом, как правило, не ищут в архивах документальных подтверждений описываемых событий. В книге же А. А. Матвейчука и Т. А. Багирова мы видим немало ссылок не только на литературные, но и на архивные документы, что делает описание более достоверным.

Конечно, жаль, что среди упоминаемых архивов мы увидели лишь небольшое число региональных. Книга сильно бы выиграла, если бы в научный оборот были введены материалы областных архивов, описывающие деятельность «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» в Астрахани, Царицыне и Нижнем Новгороде. Но и без этого авторам «Нефтяных перекрёстков братьев Нобелей» мастерски удалось избежать уже приевшихся всем мифов и легенд о деятельности династии Нобелей в России. Они строго опираются лишь на факты, документы и чёткую логику, что является несомненным плюсом книги. Именно поэтому у них получилось весьма обстоятельно осветить все ключевые этапы деятельности «Товарищества...» в Поволжье.

Несомненным достоинством книги является её иллюстрационная составляющая. Авторы очень умело использовали возможности современной полиграфии. Огромное количество качественных иллюстраций (о чём относительно недавно писатели-историки могли только мечтать) позволяет лучше воспринимать содержание. Как правило, в отечественной литературе иллюстрации лишь поясняют текст, а вот в работе А. А. Матвейчука и Т. А. Багирова они носят ярко выраженный информационный характер. Читателю предоставляется уникальная возможность, окунувшись в описываемую эпоху, самому прочитать старые до-

* Матвейчук А. А., Багиров Т. А. Нефтяные перекрёстки братьев Нобелей: исторические очерки. – М.: Древлекранилище, 2014. – 439 с.: илл.



Нефтебаза в Рыбинске



Реклама «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель»



Людвиг Нобель



Эммануил Нобель

кументы. Тем самым авторы как бы предлагают ему провести совместное с писателями исследование. Бесспорно, такая доверительная установка должна привлечь интерес читателей.

Кто-то может подумать, что цветные иллюстрации буквально на каждой странице – это только показатель материальных возможностей издателей. Эти возможности, разумеется, имели место. Но главное, что все иллюстрации

закономерны, направлены на то, чтобы заинтересовать читателя, увлечь его этой темой (что, бесспорно, удалось). Воздадим должное авторам, ведь собрать такое количество иллюстрационного материала – это большая удача, требующая огромного труда.

Безусловно соглашаясь со всем написанным авторами этой прекрасной книги, всё же попытаемся поспорить с их утверждением, что данное издание «является первой по-

пыткой в отечественной историографии систематизировать широкий круг разнообразных источников по широкомасштабной деятельности «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» в ряде губерний Российской империи». Ведь ещё в 2005 г. издательство МИНЦ «Нобелистика» выпустило книгу «Нобели: взгляд из старого Тамбова», уже в какой-то степени опирающуюся на тамбовские и петербургские

архивы. Но и это не самая первая попытка. Ей предшествовала книга Бриты Осбринк «Империя Нобелей», в которой также затрагивались вопросы региональной деятельности компании.

Следует отметить и весомый вклад в нобелистику серии фундаментальных томов с многочисленными архивными материалами «Документы жизни и деятельности семьи Нобель», которую пять последних лет выпускает научное издательство «Гуманистика» в Санкт-Петербурге под редакцией профессора А. И. Мелуа.

Исторические очерки «Нефтяные перекрёстки братьев Нобелей» адресованы не только нобелистам. Мы надеемся, что они будут полезны всем интересующимся реальной историей российского предпринимательства. Читатель, получивший из книги А. А. Матвейчука и Т. А. Багирова много интересной информации о широкомасштабной деятельности братьев Нобель в российском нефтяном деле, наверняка захочет продолжить это знакомство, так что будем ждать новых книг этих успешных авторов. ■

«Трубопроводный» кавторанг Антон Булгаков

К 135-летию со дня рождения талантливого российского инженера, создателя первых советских нефте- и газопроводов

Юрий ЕВДОШЕНКО,
кандидат исторических наук

Имя инженера-механика А. В. Булгакова, сподвижника лейтенанта Шмидта и строителя первых советских нефте- и газопроводов, лишь недавно появилось в историографии нефтегазовой промышленности России¹. В год его 135-летия благодаря новейшим архивным исследованиям мы можем рассказать о жизни и деятельности уникального российского инженера А. В. Булгакова.

Между флотом и революцией

Антон Викторович Булгаков родился 21 июля (2 августа) 1879 г. в с. Сабовке Славяносербского уезда Екатеринославской губернии в небогатой дворянской семье. Отец его работал инженером путей сообщения и рано умер, мать была учительницей и воспитывала сына одна.

Семи лет от роду Антон вместе с мамой перебрался в Житомир, где поступил в гимназию. Уже с 3-го класса он зарабатывал на жизнь уроками; в 6-м классе за участие в «студенческой самообороне», направленной против еврейских погромов, был исключён из гимназии. В 16 лет подросток уехал в Гатчину, где стал готовиться к получению аттестата зрелости. Сдав экстерном экзамены за курс реального училища, в 1897 г. юноша поступил на механическое отделение Морского инженерного Императора Николая I училища².

6 мая 1901 г. А. В. Булгаков был произведён в младшие инженер-механики и получил назначение на Черноморский флот, в Лазаревское адмиралтейство (г. Севастополь), на должность монтажного инженера. «Ещё будучи на третьем курсе я



Инженер-механик А. В. Булгаков, 1927 г.

заинтересовался вопросом о нефтяном отоплении на судах военного флота и занимался им во время летней практики. Это предредило мою дальнейшую работу по переводу судовой энергетики на жидкое и смешанное топливо, и вскоре я принял на себя руководство Севастопольской испытательной станцией по применению жидкого топлива на судах флота, изучал сорта нефтяного топлива, ездил в Баку и Грозный и основательно познакомился с нефтяным делом», – писал он позднее о своём пути в профессию нефтяника³.

Булгаков некоторое время служил на боевых и транспортных судах Черноморского флота. Однако не только судовые механизмы привлекали молодого офицера-механика. В 1896 г. за участие в политической демонстрации он был в первый раз арестован. «С этого времени, – вспоминал инженер, – меня уже “тянуло” всюду, где можно было чем-нибудь, хоть самым маленьким, помочь революционному движению, что я и делал в дальнейшем во время своего студенчества»⁴.

В 1902 г. Булгаков вступил в партию социалистов-революционеров, которая так же, как и РСДРП, выступала за свержение самодержавия и передачу земли крестьянам, выдвигала другие радикальные лозунги. В Севастополе офицер сблизился с наиболее грамотными из матросов (как правило, это были трюмные механики), передавал для них партийную литературу, налаживал связи с революционным подпольем, познакомился с лейтенантом П. П. Шмидтом. Когда восстание под руководством последнего было разгромлено, Булгаков доставил в Петербург документы об этом восстании и принял участие в подготовке похищения материалов следствия. Всё это предотвратило внесудебную расправу над восставшими матросами и отодвинуло суд. Когда революционеры устроили побег 18 матросам, Булгаков, пользуясь офицерским положением, помогал их переброске из Севастополя в другие районы страны.

В январе 1906 г. он оставил службу. «После Севастопольского восстания я вынужден был скрыться, уехал в Москву и жил там нелегально, работая временно на московских фабриках и заводах по переделке топков паровых котлов на смешанное угле-нефтяное топливо», – вспоминал инженер⁵. В начале 1907 г. он работал на Сормовском заводе, где также переделывал топки канонерских лодок. Затем некоторое время был портовым механиком в г. Красноводске Закаспийской области.

В 1908 г. бывший офицер поступил в «Челекенское нефтепромышленное общество», которое пробовало осваивать труднодоступный туркменский Нефтегаз и вело добычу на о. Челекене. Там Булгаков проработал до начала Первой мировой войны.

Первым заданием инженера стали проектирование и строительство трубопровода и нефтеналивной пристани на Челекене. «В том же 1908 г. были произведены мои первые наблюдения над перекачкой по трубам высокозастиывающих парафинистых нефтей при температурах ниже точки их

¹ См.: Евдошенко Ю. В. Неизвестное «Нефтяное хозяйство». 1920–1941 гг. Очерки по истории нефтяной промышленности и отраслевого научно-технического журнала. – М.: Нефтяное хозяйство, 2010. – С. 269–284; Матвейчук А. А., Евдошенко Ю. В. Истоки газовой отрасли России. 1811–1945 гг. Исторические очерки. – М.: Граница, 2011. – С. 509–532.

² ЦА ФСБ. АСД Р-45122. Т. 76. Л. 3.; РГАЭ. Ф. 3429. Оп. 9. Д. 145. Л. 17–17 об.

³ ГАРФ. Ф. 10249. Оп. 5. Д. 3403. Л. 13.

⁴ Там же. Л. 9.

⁵ ГАРФ. Ф. 10249. Оп. 5. Д. 3403. Л. 13.

застывания и установлено явление самонагревания при перекачке высоковязких нефтей. <...> С этого начались мои теоретические и экспериментальные работы по гидравлике вязких жидкостей и нефтепроводному делу»⁶, – вспоминал он. Инициативный инженер быстро завоевал авторитет и стал главным управляющим промыслов. Несколько лет он посвятил освоению Нефтедага, а в 1913 г. переехал в Баку.

С начала войны А. В. Булгаков зачислили лейтенантом в Черноморский флотский экипаж и вскоре назначили главным механиком Батумского военного порта. 1 июня 1915 г. его наградили орденом Св. Станислава 2-й степени, 6 декабря 1915 г. «за отличие» он был произведён в старшие лейтенанты, а в августе 1917 г. – в капитаны 2-го ранга.

После установления Советской власти А. В. Булгаков продолжил службу в должности главного инженера портов Кавказа и Лазистана. Помимо этого стал депутатом Батумской городской думы (есть сведения, что он был её председателем). Кроме того, вплоть до захвата города турецкими войсками в 1918 г. он являлся членом Совета рабочих депутатов г. Батума. После эвакуации работал в учреждениях Закавказской Федерации. В частности, с 1918-го по 1921 г. был главным инженером Союза городов Закавказья в г. Тифлисе (ныне Тбилиси), затем некоторое время – заместителем председателя Научно-технического комитета Грузии, заведующим лесопромышленным отделом Центросоюза.

В 1921 г. для укрепления власти коммунисты активизировали борьбу против бывших соратников – партии социалистов-революционеров, пользовавшейся большой популярностью среди озлобившегося и готового к выступлениям крестьянства. Позиции эсеров были особенно сильны в Закавказье. По стране покатались показательные судебные процессы – «московский», «тамбовский», «сибирский», – под руководством Л. П. Берии готовился «бакинский».

В феврале 1922 г. Булгаков принял участие в особом совещании закавказских эсеров. А уже 7 апреля последовал его арест, длившийся до 29 сентября. Суд над группой эсеров проходил с 1 по 10 декабря 1922 г. в Верховном ревтрибунале АзССР. Его центральными эпизодами являлись апрельские пожары на Сураханских промыслах «Азнефти»⁷. На суде Булгаков категорически отверг все обвинения и был оправдан.



Административно-техническая верхушка «Азнефти». Первый ряд (слева направо): технический директор Ф. А. Рустамбеков, управляющий А. П. Серебровский, заместители управляющего трестом А. И. Дотц и М. В. Баринов, управляющий нефтеперегонными заводами «Азнефти» И. Н. Опарин. А. В. Булгаков – стоит 4-й слева, ок. 1924 г.

Ещё будучи подсудимым, 5 октября он был зачислен в штат «Азнефти». А вскоре назначен управляющим Техническим бюро, которое являлось исполнительным органом при заведующем Промысловым отделом «Азнефти» Ф. А. Рустамбекове.

Так закончилась политическая карьера Антона Булгакова, теперь все его мысли были направлены на инженерное творчество.

Главный строитель «Азнефти»

В конце 1924 г. в «Азнефти» было создано Бюро по проектированию нефтепровода Баку – Батум. Старшим инженером назначили А. В. Булгакова. В январе 1925 г. начались изыскания и изучение основных параметров перекачки бакинских нефтей по местным нефтепроводам. В апреле 1925 г. Булгаков в составе московско-тифлисской комиссии обследовал возможные трассы будущего нефтепровода и порты. 12 мая он участвовал в заседании Президиума Госплана СССР, на котором было утверждено решение о строительстве нефтепроводов – от Грозного до Туапсе и от Баку до Батума. 26 мая в «Азнефти» создали контору по сооружению нефтепровода. Её главным инженером (как и созданного позже на её базе управления «Азнефестрой») был назначен А. В. Булгаков⁸.

Он стал основным проектировщиком первого советского магистрального трубопровода Баку – Батум и батумских заводов. При проектировании пользовался

консультациями выдающегося российского инженера В. Г. Шухова, новейшей литературой, привезённой из США А. П. Серебровским и другими инженерами. В последних номерах журнала «Нефтяное хозяйство» за 1925 г. Булгаков не только описал свой проект, но и рассказал о методике исследований, имевших большое прикладное значение⁹.

В основе проекта лежала идея последующего объединения в едином эксплуатационном хозяйстве строящегося 10-дюймового нефтепровода и построенного в 1907 г. и переделанного под перекачку нефти 8-дюймового керосинопровода. По этой причине первый вариант трассы полностью совпадал с маршрутом керосинопровода, проложенного вдоль Закавказской железной дороги. Насосные станции в основном должны были возводиться в виде специальных пристроек к зданиям станций керосинопровода для последующего объединения в общий машинный зал.

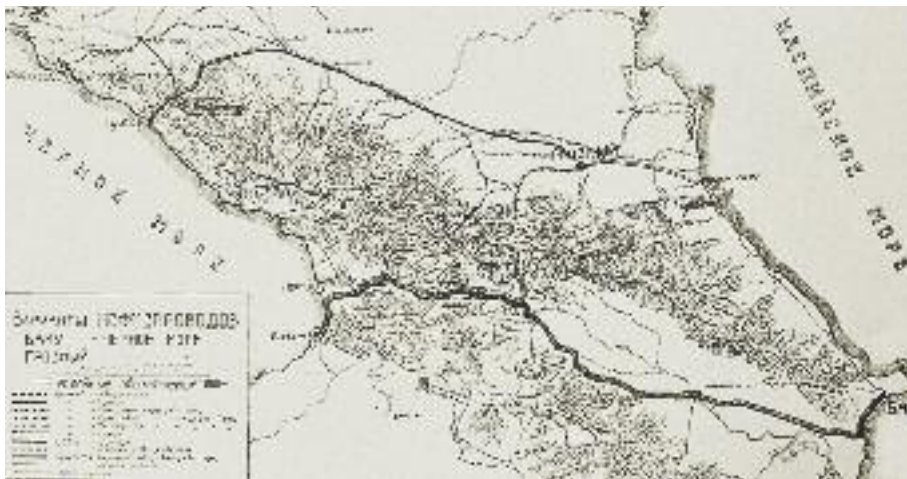
Однако в ходе проектной работы Булгаков предложил сделать короче трассу нефтепровода, «рабски привязанного к железной дороге», между Баку и ст. Евлах, пустив её по кратчайшему расстоянию (железная дорога делала значительный крюк между этими пунктами). Это было довольно смелое предложение, поскольку в России немногочисленные магистральные трубопроводы строились только вдоль линий железных дорог. Но оно поз-

⁶ Там же. Л. 12.

⁷ Морозов К. Н. Судебный процесс социалистов-революционеров и тюремное противостояние (1922–1926 гг.): этика и тактика противоборства. – М.: РОССПЭН, 2005. – С. 643.

⁸ Строительная контора по постройке нефтепровода // Нефтяной бюллетень. – 1925. – № 13. – С. 10.

⁹ Булгаков А. В. Описание проекта и методы расчёта нефтепровода Баку – Батум // Нефтяное хозяйство. – 1925. – № 10. – С. 497.



Схемы первых советских нефтепроводов и их варианты. Верхний: Грозный – Туапсе, нижний: Баку – Батум

воляло сократить число станций и миновать коррозионно-активные солончаки.

Но самым главным новшеством стала технология перекачки «из насоса в насос», предложенная Булгаковым впервые в мировой практике. До этого при каждой перекачивающей станции строили промежуточные резервуары. Экспертная нефтепроводная комиссия Госплана СССР, которую возглавляли В. Г. Шухов и Л. С. Лейбензон, сначала отвергла эту идею, и лишь по настоянию инженера были проведены опыты, которые подтвердили его мысли¹⁰. Спустя много лет Булгаков писал, что это изобретение стало самым большим свершением его жизни: «Экономия от достигнутого уменьшения потерь лёгких продуктов настолько велика, что её трудно даже учесть»¹¹.

С 15 мая 1927 г. по 29 января 1928 г. Булгаков находился за границей – в Англии, Франции и Германии, – где изучал литературу, заказывал оборудование¹². Сроки поджимали, и главный инженер, даже не успев сдать отчёт о командировке, уехал на трассу. А управляющий «Азнефтью» М. В. Баринов был вынужден оправдывать своего сотрудника: «Обвинение в непредставлении отчёта просим отнестись исключительно за счёт чрезвычайной работы, возложенной на Булгакова»¹³.

Вся магистраль была разбита на части: западную (головную) – от Батума до Хашури, среднюю – вдоль линии Закавказской железной дороги до ст. Евлах и самую



Трасса нефтепровода Баку – Батум проходила параллельно линии Закавказской железной дороги

сложную восточную – от Евлаха до Баку (всего 11 строительных участков). Первую очередь трубопровода и керосиновую батарею планировалось построить к 1 октября 1928 г., остальное – к 1 октября 1929 г.

Быстрыми темпами была организована развозка труб и началась их сварка, в том числе советско-американским предприятием «Рагаз». Приняли решение полностью отказаться от традиционного для того времени свинчивания труб. Инженер Булгаков разработал и осуществил на практике приёмы сварки и укладки труб, которые позднее вошли в технические условия на производство подобных работ (способ сварки арматуры и вставок со снятием температурных напряжений; способ соединения длинных уложенных участков; методы нахождения мест установки компенсаторов и мёртвых точек с учётом профиля и т. д.).

Но, как и ожидалось, оборудование на отечественных заводах изготавливалось с большим опозданием, из-за отсутствия судов готовые импортные изделия дожидались своей очереди в зарубежных портах. Из-за противодействия различных инстанций задерживался выбор типа дизеля для насосных станций, и только настойчивость Булгакова позволила исключить применение хотя и освоенных отечественными машиностроителями, но устаревших типов двигателей.

В результате всех задержек пуск головного участка передвинули на 1 января 1929 г., а фактически он был сдан 13 января, керосиновая батарея – 6 мая. Наиболее сложным оказалось строительство восточного участка Баку – Евлах, который пролегал по необжитой местности. Тем не менее 13 февраля 1930 г. нефтепровод был пущен в эксплуатацию по всей длине. Все агрегаты работали нормально. В тот же день Булгакова представили к ордену Трудового Красного Знамени, о чём оповестили местные и центральные газеты.

Это был триумф инженера! Ему и коллективу «Азнефтестроя» всё же удалось сделать первый шаг в организации сооружения трубопроводов. Конечно, имели место трудности и ошибки, но был получен бесценный опыт проектирования и строительства, изучено и применено новое оборудование (например, впервые в СССР – четырёхтактные бескомпрессорные дизели), подготовлены кадры. Неслучайно многие сотрудники впоследствии были направлены в трест «Уралнефть» с целью освоения Верхнекусовского месторождения – первого в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Туда выехали руководитель «Азнефтестроя» К. А. Румянцев, заместитель А. В. Булгакова – А. О. Голлендер, экономист С. Я. Рязанский. Последний писал Булгакову, что в объединении «Союзнефть» выразили желание перевести инженера на работу в Москву, в новое управление «Нефтестрой»¹⁴.

«ВРЕДИТЕЛЬ» НА СТРОЙКАХ ПЕРВЫХ ПЯТИЛЕТОК

Распечатать письмо Рязанского, которое начиналось поздравлениями по случаю окончания строительства, А. В. Булгакову не довелось. На следующий день после пуска нефтепровода в «Азнефти» возобновились аресты, начатые ещё в 1929 г.¹⁵ 16 февраля арестовали и его.

¹⁰ ОСФ ИЦ при МВД Республики Коми. Ф. 124. Оп. 234с. Д. 377. Л. 88.

¹¹ ГАРФ. Ф. 10249. Оп. 5. Д. 3403. Л. 11.

¹² Заказы для нефтепровода Баку – Батум (беседа с пл. инж. А. В. Булгаковым) // Нефтяной бюллетень. – 1928. – № 8. – С. 10.

¹³ РГАЭ. Ф. 3429. Оп. 9. Д. 145. Л. 3.

¹⁴ ЦА ФСБ. АСД Р-45122. Т. 76. Л. 796.

¹⁵ Об этом см.: Евдошенко Ю. В. Неизвестное «Нефтяное хозяйство»... С. 151–160.

Следствие утверждало, что в «Азнефтестрое» был создан филиал «вредительской» организации «Азнефти», руководителем которого якобы являлся А. В. Булгаков. Его обвинили в том, что он «в своей деятельности на протяжении ряда лет проводил в жизнь вредительские мероприятия, направленные к срыву и удорожанию строительства»¹⁶. 18 марта 1931 г. коллегия ОГПУ приговорила Булгакова к расстрелу с заменой на 10-летнее заключение в концлагерь.

Несмотря на арест, инженер продолжал работать, поскольку «вредителю» в тюрьму (сначала в Баку, затем в Тифлисе) передавали на консультацию различные проекты. Он вспоминал, что после вынесения приговора Л. П. Берия, вызвав его к себе, сказал: «Постройкой Баку – Батумского комбината Вы сделали большое государственное дело, и мы не хотели арестовывать Вас в день пуска нефтепровода»¹⁷. Таким образом, фарс обвинения понимался уже тогда. Лишним подтверждением этого является решение коллегии ОГПУ от 28 ноября 1931 г. об освобождении А. В. Булгакова из-под стражи и направлении на строительство нефтепровода Гурьев – Орск.

Эта магистраль была примечательным объектом своего времени. Между Баку и Батумом существовала хоть какая-то инфраструктура, по необжитым местам проходил лишь небольшой участок нефтепровода, в Казахстане же вся трасса пролегла по голой степи. Строительство в 1920 г. нефтепровода Александров-Гай – Эмба в аналогичных условиях привело к большим издержкам и человеческим жертвам, которые оказались напрасными.

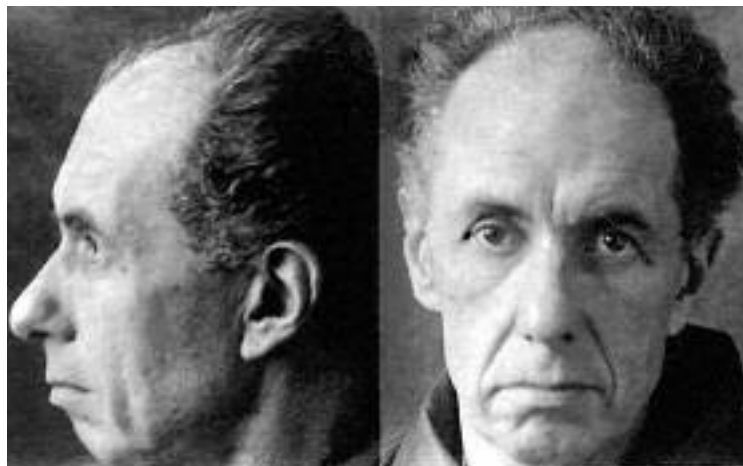
Своё видение строительства А. В. Булгаков описал в июне 1932 г. в журнале «Нефтяное хозяйство». Он высказал идеи, которые позднее легли в основу блочных методов строительства, широко использованных при освоении Западной Сибири. Он предлагал «возможно большую стандартизацию работ с сосредоточением стандартных операций по заготовке частей зданий и сооружений в двух опорных пунктах – Гурьеве и месте пересечения нефтепровода с железной дорогой». Это позволяло сократить объём перевозок («так как большая часть отходов производства не будет перевозиться») и сосредоточить квалифицированную рабочую силу лишь в опорных пунктах¹⁸. После рассмотрения предложе-

ний инженера Булгакова проект нефтепровода подвергся коренной переработке. При строительстве были использованы сборные деревянные конструкции зданий, а также местный строительный материал – саман. Эти нововведения уменьшили смету строительства на 6,5 млн рублей.

В 1933 г. А. В. Булгаков проанализировал напряжения, возникающие в стыках трубопровода при колебаниях температуры или укладке его в траншею, о чём вышла статья в журнале «Нефтяное хозяйство». При новизне сварки – основного метода строительства трубопроводов – анализ условий прочности стыков был чрезвычайно актуален. Тем более что зона сооружения трубопроводов перемещалась всё дальше на север. Автор делал вывод, что

топливом. Следствие в этот раз «установило», что А. В. Булгаков и его коллеги являлись участниками «шпионско-диверсионной группы белогвардейской фашистской организации “Российских Объединённых Националистов-Демократов” (РОНД) и поддерживали связь с центром РОНД в Берлине и Германском консульстве в Ленинграде»²⁰. Всё это было сообщено старому знакомому Булгакова – тогда уже всеильному Л. П. Берии. Вероятно, данное знакомство спасло инженеру жизнь: его не расстреляли, как многих в то время. 29 октября 1939 г. А. В. Булгакова приговорили к 5 годам исправительно-трудовых лагерей с последующей ссылкой.

Конечно, и в этот раз инженер не стал обычным заключённым на лесоповале,



«Вредитель»
Антон
Викторович
Булгаков,
1930 г.
(фото из след-
ственного
дела, ЦА ФСБ
России)

Булгаков Антон Викторович.

«доброкачественный сварной стык в находящейся на поверхности земли трубе не может разорваться от одного только температурного напряжения»¹⁹.

После сдачи нефтепровода Булгаков до 1938 г. работал главным инженером по проектированию, строительству и исследовательским работам в Баку, Воронеже, Грозном и Сланцах (Ленинградская область).

Наставник из ГУЛАГа

6 февраля 1938 г. Булгаков в очередной раз был арестован. Это произошло в г. Сланцы, где разрабатывалось месторождение горючих сланцев и проектировался завод для снабжения Ленинграда сланцевым синтез-газом и искусственным жидким

его знания и опыт были востребованы Родиной, пусть и в ГУЛАГе. Так, до 1941 г. он занимался проектно-сметным делом в Управлении Красноярского лагеря в г. Канске, а затем возглавил проектно-техническую часть Крекингстроя Ухтижемлага (Ухтнефтекомбината) НКВД, далее переклучился на проектирование и строительство газопроводов.

22 июня 1941 г. началась Великая Отечественная война. В том же году приступили к разработке Седьмольского газового месторождения в Коми АССР. «С начала войны я занялся вопросом о производстве сажи из природного газа, – писал Булгаков. – Вопрос этот стоял очень остро, так как шинная промышленность СССР работала в основном на американской саже. Мною и инженерами Богослов-

¹⁶ ЦА ФСБ. АСД Р-45122. Т. 76. Л. 6.

¹⁷ ГАРФ. Ф. 10249. Оп. 5. Д. 3403. Л. 11.

¹⁸ Булгаков А. В. Нефтепровод Гурьев – Орск // Нефтяное хозяйство. – 1932. – № 6. – С. 314–315.

¹⁹ Булгаков А. В. О напряжениях в стыках сваренного трубопровода, лежащего на поверхности земли, от колебаний температуры и от деформации при опускании в траншею // Нефтяное хозяйство. – 1933. – № 7. – С. 119.

²⁰ Акулова Т. В. Материалы к биографии Виктора Конечного // <http://www.baltkon.ru/about/works/detail.php?ID=329> (эл. документ, дата обращения: 4 ноября 2014 г.).

ским и Носаковым в короткий срок был внедрён оригинальный процесс производства сажи, названный нами «термическим», дающий очень высокий выход сажи из газа по сравнению с господствовавшим в стране «канальным» процессом. По проекту, разработанному Богословским и мной, сначала построили опытный завод, продукцию которого мы испытывали и внедряли на Ярославском шинном и других резиновых заводах»²¹.

В Верхнеижемском районе Коми АССР строился первый на Севере газовый промысел, прокладывались первые северные магистрали. По сути, там закладывалась будущая слава Уренгоя и Ямбурга. Прежняя практика газопроводного строительства, как и эксплуатации газовых месторождений, не знала таких тяжёлых климатических условий, с которыми пришлось столкнуться с первых же шагов в Коми. Зимой газ поступал в магистраль холодным, охлаждал трубы и окружающий грунт и совершенно искажал температурный режим на глубине заложения трубопровода, подвергая последний большим напряжениям. Отсюда – частые подземные разрывы и трещины в сварных стыках. Измождённые эски в лютый мороз с ломанами и кирками вскрывали мёрзлый грунт, чтобы найти место разрыва.

Решить эту проблему должен был А. В. Булгаков, назначенный старшим инженером по монтажным работам, а затем начальником газопроводного участка. В качестве пробного варианта он предложил перейти к наземной укладке на деревянных поперечинах и на скользящих опорах с компенсаторами различного устройства. Это улучшило положение только в отношении доступности трубопровода для наблюдения за ним и его ремонта. Разрывы и трещины в стыках продолжались, так как трубы примерзали к опорам, вмерзали в снеговой покров и компенсаторы не работали. Позднее Булгаков писал, что работа трубопровода, окружённого слоем промёрзшего грунта, является неблагоприятной.

В феврале 1943 г. на Седьольском промысле обнаружили утечку газа в объёме 146 тыс. м³ на участке, где трубопровод диаметром 300 мм был зарыт в землю. В то же время на остальных участках, уложенных на поверхности и находящихся под снеговым покровом, не было никаких утечек²². Так родился проект наземного магистрального газопровода.

²¹ ГАРФ. Ф. 10249. Оп. 5. Д. 3403. Л. 10.

²² Булгаков А. В. Надземные газопроводы с самокомпенсацией температурных напряжений. Опыт строительства и эксплуатации. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – С. 7–8.



Фрагмент подвешенного трубопровода, Коми АССР

Труд заключённого Булгакова был вознаграждён – 19 декабря 1942 г. его за успешное строительство завода термической сажи «условно-досрочно» освободили. А 6 июня 1945 г. удостоили медали «За доблестный труд в период Великой Отечественной войны 1941–1945 гг.». Между этими наградами лежали три года трудной, но творческой инженерной работы.

9 августа 1945 г. Булгакова утвердили главным инженером проекта газопровода Крутая – Ухта, 1 июля 1946 г. – газопровода Войвож – Ухта. Эта очередная в карьере инженера магистраль также оставила след в истории отечественного трубопроводного транспорта. Её особенность заключалась в способе прокладки – трубопровод подвешивался на деревянных А-образных опорах и получил название «самокомпенсирующийся». Такая конструкция значительно сэкономила средства, облегчала условия строительства, эксплуатации и ремонта. За счёт зигзагообразного профиля и отсутствия трения о грунт снижались температурные напряжения труб и, следовательно, аварийность. Позднее Булгаков признавался, что проект этого трубопровода стал завершением работы, которая лежала в основе его публикаций 1933 г. Идеи, изложенные им тогда в «Нефтяном хозяйстве», использовались не только при расчётах, но и при самом строительстве – трубы концентрировались на нескольких площадках, сваривались в плети и после этого перетаскивались к месту укладки.

10 июля 1948 г. был подписан акт приёмки газопровода, который стал прототи-

пом ещё нескольких подобных магистралей. Перед этим бывший заключённый Булгаков был награждён медалью «За трудовую доблесть», а 7 июля 1949 г. Коми обком ВКП (б) подал ходатайство Л. П. Берии о снятии судимости с группы осуждённых специалистов, в том числе и с А. В. Булгакова²³. 12 февраля 1951 г. он и его соавторы, С. И. Новопавловский и К. А. Верёвкин, получили авторское свидетельство на конструкцию самокомпенсирующегося газопровода.

После завершения строительства магистрального газопровода Войвож – Ухта А. В. Булгаков возглавил газовую инспекцию Ухтнефтекомбината, работал старшим инженером в Проектно-изыскательской конторе. В 1953 г. Ухткомбинат перешёл в систему Миннефтепрома СССР. А в 1955 г. Булгаков перебрался в Москву, в Гипроспецнефть Миннефтегазстроя СССР, где работал над усовершенствованием техники прокладки трубопроводов.

В феврале 1957 г. Главгаз СССР принял постановление: «Распространить метод прокладки магистральных газопроводов с самокомпенсацией, принятый в северных районах, для использования его на строительстве газовых магистралей в других районах, особенно в Сибири и на Дальнем Востоке»²⁴. В 1959 г. ВНИИСТ выпустил небольшую книжку 80-летнего инженера, где обобщался опыт строительства и эксплуатации подвешенных самокомпенсирующихся газопроводов.

9 сентября 1961 г. А. В. Булгакову была присуждена степень доктора технических наук без защиты диссертации, а 8 марта 1962 г. начальник Главгаза СССР А. К. Кортуннов ходатайствовал о назначении ему персональной пенсии. Описав коротко заслуги инженера, он сообщал: «...на работах т. Булгакова учатся поколения советских нефтяников и газовиков. <...> Тов. Булгакову 83 года, но, несмотря на преклонный возраст, он сохранил глубину научного анализа, смелость новаторской мысли и активно помогает Главгазу СССР в работах по развитию трубопроводного транспорта в наземном исполнении»²⁵.

А. В. Булгаков скончался 2 февраля 1972 г. в возрасте 92 лет²⁶. По всем «преступлениям» он был реабилитирован. ■

²³ Хроника политических репрессий в Коми крае. 1918–1960 гг. // Покаяние: Мартиролог. – Т. 3. – Сыктывкар: Коми книжное издательство, 2000. – С. 15–193.

²⁴ Булгаков А. В. Надземные газопроводы с самокомпенсацией температурных напряжений. Опыт строительства и эксплуатации. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – С. 3.

²⁵ ГАРФ. Ф. 10249. Оп. 5. Д. 3403. Л. 16.

²⁶ Там же. Л. 22.

Человек у истоков нефтяной реки



Имя первого руководителя «Главтюменнефтегаза» А. М. Слепяна оказалось незаслуженно забытым

Галина КОЛЕВА,
доктор исторических наук, доцент, профессор кафедры гуманитарных наук Института менеджмента и бизнеса;
Жеко КОЛЕВ,
ассистент кафедры моделирования и управления процессами нефтегазодобычи Института геологии и нефтегазодобычи (Тюменский государственный нефтегазовый университет)

Определение роли конкретной личности в том или ином историческом процессе, связанном с политикой, экономикой или культурой, – нелёгкая задача для историка. Здесь невероятно высок фактор субъективизма, что проявляется в отборе персонажей и определении их заслуг. И это относится не только к далёкому прошлому, но и в значительной степени ко времени, которое нам достаточно близко. Подтверждением является наш опыт изучения истории создания Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса. У его истоков стояли такие личности, как Н. Н. Ростовцев, А. К. Протозанов и др. Но им «не повезло», их имена были практически стёрты из летописи освоения Западной Сибири, и вернуть их из небытия достаточно трудно. Правда, именем Н. Н. Ростовцева названо место-

рождение. В честь А. К. Протозанова в год его столетнего юбилея (2014 г.) с трудом, но названа одна из улиц Тюмени (пусть и в далёком, ещё ничего из себя не представляющем Ямальском микрорайоне), открыта «Звезда» на здании Музея геологии, нефти и газа в Ханты-Мансийске. Есть и месторождение его имени.

А вот о А. М. Слепяне нашим современникам практически ничего не известно. Хотя он был первым руководителем нефтяной промышленности Западной Сибири, начальником объединения «Тюменнефтегаз», первым начальником «Главтюменнефтегаза». Но вся слава успешного руководства нефтяной промышленностью региона досталась В. И. Муравленко, что отразилось в названиях города, улиц, студенческих конкурсов, вузовских аудиторий, в то время как о Слепяне нет ни одной публикации. И в нынешнем году, когда отмечалось 50-летие начала добычи нефти в Западной Сибири, первым на торжественных мероприятиях должно было бы звучать имя А. М. Слепяна. Но ораторы вспоминали об Ю. Г. Эрвье, В. И. Муравленко и других, даже не упомянув о Слепяне. Попробуем хотя бы отчасти восстановить историческую справедливость.

Путь к тюменским недрам

Арон Маркович Слепян родился 23 сентября 1913 г. в Минске в семье служащего. В 1926 г. его семья переехала в Баку, где он в 1934 г. поступил на экономический факультет Азербайджанского нефтяного института, который окончил в 1940 г. по специальности «экономика, организация и планирование нефтяной промышленности», получив квалификацию «инженер-экономист». Работу начал в Башкирии, на группе Ишимбаевских месторождений: был начальником планового отдела, затем заместителем директора конторы бурения треста «Ишимбаевнефть». Далее почти 6 лет Слепян провёл на партийной работе: с 1943-го по 1946 г. был партгором конторы бурения упомянутого треста, а с 1946-го по 1949 г. – партгором конторы бурения № 1 треста «Туймазанефть». В 1949 г. Арона Марковича назначили директором этой конторы, а два года спустя – управляющим трестом. На этом посту он оставался достаточно долго – с 1951 г. по 1964 г.

4 декабря 1963 г. было принято постановление Совета Министров СССР № 1208, согласно которому в 1964–1965 гг. намечалось осуществить пробную эксплуатацию нефтяных месторождений, открытых в Тюменской области. Уже в 1964 г. планировалось добыть 100 тыс. т сырья, в 1965 г. – 200 тыс. т. И опытного организатора нефтяной промышленности Волго-Уральского района Арона Марковича Слепяна направили на работу в Тюмень, чтобы возглавить объединение «Тюменнефтегаз», которому



предстояло заняться разработкой Усть-Балыкского, Мегионского и Шаимского месторождений.

Нет информации о том, когда А. М. Слепян прибыл в Тюмень, но первый приказ по объединению он подписал 19 марта 1964 г. Масштаб работ предстоял невероятный: в сжатые сроки требовалось сформировать структуру управления, создать коллективы, обеспечить прибывающих жильём и питанием, завезти оборудование. Дорог от Тюмени в северном направлении практически не существовало – только грунтовые, малонадёжные и выходящие из строя при распутице. Авиационный транспорт также вовсе не развит. Все надежды возлагались только на реки. Население на севере Тюменской области было малочисленное, необходимые специалисты практически отсутствовали. Поэтому людей предстояло привезти из других регионов и обустроить.

Документы «Тюменнефтегаза» показывают нам, как разворачивалась работа. Первый приказ по объединению касался формирования НПУ «Сургутнефть» в пос. Сургуте, Шаимского укрупнённого нефтепромысла в пос. Урае, Усть-Балыкской разведочной конторы бурения № 1 в пос. Нефтеюганске с подчинением НПУ «Сургутнефть». Начальником НПУ «Сургутнефть» был назначен В. С. Иваненко, директором Шаимской конторы бурения – Э. К. Журавлёв. Затем постепенно, на протяжении года, создавались все новые подразделения: на базе Мегионского нефтепромысла № 2 НПУ «Сургутнефть» в пос. Нижневартовске организуется НПУ «Мегионнефть», которое воз-

главил Г. С. Арнопольский. В сентябре сформирован трест буровых и разведочных работ «Тюменнефтегазразведка», которому передали Усть-Балыкскую, Шаимскую, Мегионскую и Игримскую конторы бурения. Управляющим трестом был назначен М. Н. Сафиулин. Формировался и аппарат самого объединения. Заместителем начальника и одновременно главным инженером стал Виталий Иосифович Тимонин, заместителем по бурению – Евгений Акимович Постнов, начальником отдела главного механика – Виктор Николаевич Коломацкий.

Основным источником кадров для нового добывающего района стало Урал-Поволжье. В течение апреля – мая 1964 г. руководители аппарата «Тюменнефтегаза» и его структурных подразделений ездили в Куйбышев, Саратов, Волгоград, Альметьевск, Октябрьский, Белебей, Бугульму. Они не только искали специалистов, но и изучали местный опыт: в Татарии – обустройство нефтяных промыслов, в Башкирии – подготовку промывочных растворов.

Есть первая нефть!

А. М. Слепяну и его подчинённым пришлось преодолевать множество трудностей. Газета «Тюменская правда» писала: «С первых дней своего существования объединение «Тюменнефтегаз» столкнулось с неразрешимыми проблемами. Поставка большого количества оборудования планируется на IV квартал... А в IV квартале реки Сибири покрываются толстым слоем льда». Поэтому только после возобновления навигации «нача-





лось поступление грузов, массовый набор рабочих, инженерно-технических работников, служащих». Причём после своей основной работы людям приходилось ещё заниматься разгрузкой барж, строительством жилья и т. д.

Созданное в марте объединение не было учтено в планах по труду и финансированию, следовательно, все вопросы решались в течение года разовыми распоряжениями и постановлениями. Снабжение машинами, оборудованием и материалами осуществлялось с большими перебоями и не в полном объёме. Строительство приходилось вести практически одновременно с проектированием объектов.

Схемы разработки месторождений на момент начала добычи ещё не были созданы, поэтому использовались схемы, составленные самими работниками промыслов.

Перед А. М. Слепяном стоял большой круг вопросов, связанных не только с организацией добычи нефти, но и с созданием торговых баз, доставкой и установкой энергопоездов, сооружением причалов, ЛЭП и т. д. Учитывая возрастающие объёмы строительства, 15 июля 1964 г. в системе объединения был учреждён трест «Тюменнефтегазстрой».

Несмотря на все трудности, в мае 1964 г. началась опытная эксплуатация месторождений. 22 мая на Сухоборском причале удалось загрузить шаимской нефтью первый танкер. 2 июня газета «Тюменская правда» писала, что усть-балыкской нефтью заполнены 3 баржи, а 4 июня повезли нефть из Мегиона.

Однако добыча сдерживалась несвоевременной и бессистемной подачей барж – зачастую скважины приходилось останавливать в «ожидании налива». Не было установок по подготовке нефти, и сырьё отправлялось на Омский НПЗ с механическими примесями и водой.

Объединение занималось организацией добычи не только нефти, но и газа. А управление «Игримгаз», как отмечалось в документах, оказалось «сложным объектом». Тем не менее работа двигалась: строился газопровод Игрим – Серов, велись буровые работы и обустройство на Пунгинском, Северо-Игримском, Берёзовском месторождениях. Для газовиков строили причалы, пекарни, бани, ледники. Москва всё больше торопила с разработкой газовых ресурсов, Так, согласно постановлению Совета народного хозяйства Средне-Уральского экономического района от 3 июня 1964 г., уже в 1966 г. должны были сдать в эксплуатацию Тазовское месторождение, а в 1967 г. – газопровод Тазовское – Норильск.

«КАРЬЕРНАЯ ОШИБКА» СЛЕПЯНА

В течение 1964 г. добыли 208,9 тыс. т нефти при установленном плане 100 тыс. т. В том числе 133,9 тыс. т пришлось на управление «Сургутнефть», 59,2 тыс. т – на «Мегионнефть», 15,7 тыс. т – на «Шаимнефть». Были достигнуты высокие показатели по производительности труда и снижению себестоимости продукции. Сверхплановая прибыль составила 376 тыс. рублей. В то же время объединение не справилось с выполнением планов по капитальным вложениям производст-

венного назначения, вводу жилья, буровым работам. Оказалась убыточной деятельность «Шаимнефти». Неудовлетворительной признавалась и работа по сбору попутного нефтяного газа.

В следующем, 1965 г., план добычи для «Тюменнефтегаза» составил 700 тыс. т нефти. Но его превысили уже по итогам трёх кварталов – из недр извлекли 746,4 тыс. т сырья, себестоимость которого существенно снизилась. Завершалось строительство нефтепровода Шаим – Тюмень, вступившего в строй 3 ноября 1965 г. Нарастивался объём бурения, создавались системы сбора нефти. На двух месторождениях – Трёхозёрном и Мегионском – проводилась пробная закачка воды для поддержания пластового давления. Отрабатывались режимы и скорости бурения, типы долот, глинистые растворы, осуществлялось цементирование эксплуатационных колонн. Началось бурение наклонно-направленных скважин кустовым способом. Однако сложно обстояли дела с бурением на газ, возросла аварийность, планы не выполнялись.

Рос коллектив нефтяников: если на начало 1965 г. численность рабочих составляла 5380, то к концу года она уже превысила 9600 человек. В два раза увеличился штат ИТР.

Создавались учебно-курсовые комбинаты, за год их было открыто 4. Большие трудности имелись в сфере жилищного строительства, сооружения социальных объектов. Тем не менее план по вводу жилья успешно выполнялся.

Сложнейшими были условия быта работников. Начальник объединения тре-

бовал, чтобы представители отдела кадров выезжали в Усть-Балык, Сургут и занимались на местах их улучшением. Да и сам Слепян постоянно отправлялся в командировки на север, на промыслы. А на разные совещания в Москву чаще отправлял своих заместителей. Возможно, в этом и заключалась важная для его дальнейшей карьеры ошибка...

В самый разгар навигации, 12 июня 1965 г., союзное правительство приняло решение об организации в Тюмени Главного производственного управления по нефтяной и газовой промышленности с подчинением СНХ РСФСР. Исполнение обязанностей начальника «Главтюменнефтегаза» было возложено на Слепяна. Но приставка «и. о.» означала, что он рассматривался на этом посту как фигура временная. Назначение нового руководителя, судя по всему, оттягивали до завершения навигации, когда основная задача, связанная с добычей нефти, будет выполнена. А кадры в связи с ликвидацией совнархозов высвобождались стремительно.

Постановлением Совета Министров СССР от 3 сентября 1965 г. № 1026 начальником «Главтюменнефтегаза» был назначен В. И. Муравленко, который ранее работал в СНХ Средне-Волжского экономического района.

Смену руководителя многие объясняли трагедией, произошедшей 16 июля 1965 г. в одном из структурных подразделений объединения – в конторе «Снабкомплектоборудование» треста «Тюментехснабнефть». Как следует из документов, стрелки ВОХР «создали условия хищения метилового спирта», что привело к отравлению со смертельным исходом ряда работников. Ранее данная контора часто оказывалась в центре внимания руководства, принимались меры, менялись начальники. За 5 месяцев их сменилось 5. После произошедшего Слепян принял незамедлительные меры: кого-то уволили, некоторые получили строгие выговоры (в том числе управляющий конторой и его заместитель, которые приступили к исполнению обязанностей за две недели до трагедии). Но 1 августа Слепян был вызван в Москву, и вскоре его назначили новым начальником главка.

С октября 1965 г. Слепян – первый заместитель начальника «Главтюменнефтегаза». Но постепенно на передний план выходят новые люди: ведущие позиции занимают В. Ю. Филановский – главный инженер главка, который также становится первым замом, Ю. И. Шаевский – главный геолог и одновременно



ПРОТОКОЛ

Заседания объединенной Тюменской управленческой комиссии по вопросам организации и управления деятельностью объединения «Главтюменнефтегаз»

23 апреля 1965 года г. Тюмень

Инициаторы:

1. Заместитель начальника объединения	Голованов Алексей	- 4.0.1937/001
	Голованов Алексей	- 4.0.1937/001
	Иванов Александр	- 4.0.1937/001
	Сидоров Александр	- 4.0.1937/001
	Петров Александр	- 4.0.1937/001

2. Объединение «Тюментехснабнефть»:

	Голованов Алексей	- 4.0.1937/001
	Голованов Алексей	- 4.0.1937/001
	Иванов Александр	- 4.0.1937/001
	Сидоров Александр	- 4.0.1937/001
	Петров Александр	- 4.0.1937/001

Обсуждение вопросов организации работы в производственной конторе объединения

1. Рассмотрены материалы управления производственной конторы по вопросам организации работы, включая информацию о состоянии выполнения работ в производственной конторе и предложены меры по улучшению работы.

заместитель начальника. Статус Слепяна не совсем понятен по документам. Так, в приказе от 8 октября 1965 г. по назначению персональных окладов первым заместителем начальника главка назван лишь Филановский. Персональные оклады получили и другие замы, в частности М. М. Крол, а вот Слепяна среди них не оказалось. Чем он занимался в тот период – понять трудно. Сохранились лишь отрывочные данные о его деятельности. В частности, он возглавлял комиссию по передаче управления «Игримгаз» в ведение Министерства газовой промышленности СССР. В декабре 1965 г. был командирован на Украину.

Наконец, приказом Миннефтепрома СССР от 4 марта 1966 г. за № 353 А. М. Слепян был освобожден от должности первого заместителя начальника «Главтюменнефтегаза» и откомандирован «в порядке перевода в распоряжение Управления нефтедобывающей промышленности при Совете Министров Украинской ССР». В это же время начальником объединения «Тюменнефтегаз» (которое вошло в «Главтюменнефтегаз» и было переведено из Тюмени в Сургут) назначается В. В. Кореляков. Это позволяет предположить, что Слепян до марта 1966 г. рассматривался как возможный руководитель данного объединения.

В начале сентября 1966 г. в Тюмени побывал министр нефтедобывающей промышленности В. Д. Шашин. Судя по всему, он смог по достоинству оценить впечатляющие результаты деятельности Слепяна. И вскоре был подписан приказ о его назначении начальником объединения «Укрвостокнефть».

Дальнейшая судьба Арона Марковича связана с Украиной, но биографических данных об этом периоде его деятельности практически не сохранилось. Он ушел из жизни 26 января 1986 г. в возрасте 72 лет.

А. М. Слепян оставил после себя созданную в невероятно трудных условиях основу нефтяной промышленности тюменского севера. Под его руководством была сформирована структура управления нефтяной отраслью региона, успешно выполнена задача по пробной эксплуатации месторождений, подтверждены огромные возможности нового добывающего района. Но памяти о нём, как уже отмечалось, на тюменской земле практически не сохранилось. Как ни странно, невозможно найти ни одной его фотографии. А в книге, посвящённой 40-летию «Главтюменнефтегаза», ограничились лишь краткой фразой о том, что Слепян возглавлял объединение «Тюменнефтегаз». И ни слова о результатах его деятельности, как и о том, что он был первым начальником «Главтюменнефтегаза» (хоть и с приставкой «и. о.»). Кто-то тщательно поработал с местной прессой и архивами: именно за период 1964–1965 гг. видны следы многочисленных изъятий. Но будем надеяться, что историческая справедливость восторжествует и новое поколение тюменских нефтяников воздаст должное памяти этого выдающегося организатора нефтяной промышленности. ■



12-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
ПО ОСВОЕНИЮ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ
АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА СТРАН СНГ

RAO/CIS OFFSHORE 2015

12TH INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION FOR OIL AND GAS RESOURCES
DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN ARCTIC AND CIS CONTINENTAL SHELF

SEPTEMBER 15 – 18 СЕНТЯБРЯ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ • ST. PETERSBURG



ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ ЗАРАНЕЕ!

BOOK NOW!

www.rao-offshore.ru

СЕКРЕТАРИАТ



Тел.: (812) 320 9660, 303 8863

E-mail: geo@restec.ru, rao2@restec.ru



РЕКЛАМА



MIOGE

13-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ



23–26

ИЮНЯ 2015

МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



RPGC

12-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

23–25

ИЮНЯ 2015

МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



**ГЛАВНЫЕ
СОБЫТИЯ ГОДА
ДЛЯ ГЛАВНОЙ
ОТРАСЛИ РОССИИ**

www.mioge.ru
www.mioge.com



ITE МОСКВА
+7 (495) 935 7350
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
og@ite-events.com



РЕКЛАМА