

Читайте журнал
РЕСУРСЫ ШЕЛЬФА



Нефтяной сервис 2013

Нефтяной сервис 2013

Есть ли ответ на новые вызовы?

РИТЭК подбирает ключи к сланцевой нефти

Нефтепровод «Заполярье-Пурпе»

Проблематика «черноморского вектора»



Инновации и нефтегазовый сервис

По вопросам сотрудничества обращайтесь по телефонам: +7 (916) 138 52 99; +7 (905) 501 01 74
или по электронной почте: soldshelf@gmail.com; soldmarina@gmail.com

Издатель

Андрей Солдатов

Редактор

Валерий Андрианов

Над выпуском работали:

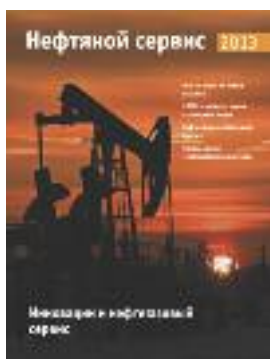
Владимир Акрамовский
Елена Архипова
Константин Баскаев
Мария Кутузова
Марина Солдатова
Александр Черепанов

Фото предоставлены

ООО «Ойл Пресс»

Адрес редакции:

109387, г. Москва,
Проспект 40 лет Октября, д.14,
офис 19
Телефон: (495) 350-05-72
Телефон: (916) 138-52-99
e-mail: soldshelf@gmail.com



Регистрационный номер
ПИ № ФС77-53537 от 04.04.13
Отпечатано в типографии ЗАО «Граффити»
121165, Москва, ул. Киевская, д. 22,
корп/стр 1, офис/кв. 103

Тираж 2000 экз.
Подписано в печать 20.06.13.
Цена свободная

Статьи, публикуемые на правах рекламы,
обозначены ■
Редакция не несет ответственности
за достоверность информации, содержащейся
в рекламных объявлениях и других рекламных
материалах

При перепечатке ссылка на журнал
«Нефтяной сервис» обязательна

Верстка
Елена Архипова

От редакции

3 Новая надежда нефтесервиса

Энергетическая стратегия

4 Есть ли ответ на новые вызовы?

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Добыча нефти в России в 2012 году возросла, но для её поддержания на текущем уровне необходимо повышать качество сервиса

10 Инновации и нефтегазовый сервис

Дмитрий ЗАВЬЯЛОВ

Отечественная индустрия нефтесервиса ждет поддержки государства

14 Лидеры выходят в новые регионы

Мария КУТУЗОВА

Благодаря инновационным технологиям крупнейшие нефтесервисные компании будут доминировать в российских проектах на шельфе, Ямале и в Восточной Сибири

18 «Пятый элемент»

Международная конкуренция и расхождения в трактовке энергетической безопасности в сфере ресурсной базы усиливаются

Мировые рынки

28 Ernst & Young: находчивость и гибкость – ключи к успеху

Мария КУТУЗОВА

Сегмент нефтегазового сервиса демонстрирует высокий уровень активности на рынке слияний и поглощений

Технологии и оборудование

34 РИТЭК подбирает ключи к сланцевой нефти

Генеральный директор ОАО «РИТЭК» Николай Николаев рассказал в интервью «Нефтяному Сервису» о работе над поиском технологий для освоения уникальной Баженовской свиты

38 Измерение и сигнализация уровня при экстремальных условиях процесса

VEGAFLEX 86 и VEGASWING 66 – уровнемер и сигнализатор уровня для жидкостей при экстремально низких и экстремально высоких температурах и давлениях процесса

Транспорт

40 Николай ТОКАРЕВ: «Едиственный вариант – самим засучив рукава работать»

Завершив реализацию таких грандиозных проектов, как «ТС ВСТО» и «БТС-2», «Транснефть» без пауз приступила к строительству нефтепровода Заполярье – Пурпе, до конца года подрядчики выйдут на трассу Куюмба – Тайшет. О текущих задачах и ближайших планах компании рассказывает президент ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» Николай ТОКАРЕВ

44 Проблематика «черноморского вектора»

Несмотря на диверсификацию маршрутов поставки нефти, черноморское экспортное направление остается для России одним из приоритетных. Проблемам и решениям, связанным с использованием этого вектора, посвящена статья вице-президента ОАО «АК «Транснефть» Михаила БАРКОВА

48 «Мы просим устранить административный барьер»

Успех взятого правительством России курса на более глубокую переработку отечественной нефти зависит не только от модернизации нефтеперерабатывающих заводов, но и от пропускной способности системы магистральных продуктопроводов. О первоочередных задачах по расширению системы МНПП и административных барьеров на этом пути рассказал первый вице-президент ОАО «АК «Транснефть» Максим ГРИШАНИН



Новая надежда нефтесервиса

В июне произошло знаковое событие, которое, возможно, станет переломным моментом для отечественного нефтяного сервиса. Наконец-то проблемы отрасли были подняты на самом высоком уровне – под председательством министра энергетики РФ Александра Новака в Государственном геологическом музее прошло совещание по вопросам развития нефтесервиса. В нём приняли участие заместитель министра Кирилл Молодцов и представители буровых, добывающих и сервисных компаний. Впрочем, многочисленные мероприятия, посвящённые данной тематике, проводились и ранее. Но, как правило, они превращались в этакие «междусобойчики» и в лучшем случае выливались в принятие различных резолюций и обращений к органам власти, которые никто потом не читал. Нынешнее же мероприятие стало признаком того, что государство в лице Минэнерго официально признало, что проблема существует и она, скорее всего, сама собой не «рассосётся».

«В последние годы нефтяная отрасль России стабильно развивается, в 2012 году было добыто 518 млн т, впервые превышен уровень 1990 года, – отметил А. Новак. – Наша задача – сохранить достигнутые объёмы добычи в среднесрочной перспективе. Удержание темпов роста добычи требует новых технологий, выхода на более сложные для разработки запасы. Соответственно, стоимость добычи будет расти».

Как подчеркнул министр, усложнение технологий добычи нефти хорошо просматривается на примере бурения. Если в начале 2000-х годов горизонтальные участки скважин составляли 200-400 метров, а их доля в общем объёме бурения была незначительна, то теперь она составляет до 14%. При этом протяжённость горизонтальных стволов уже зачастую превышает 1 км. Всё это позволяет повышать нефтеотдачу месторождений. А освоение морских объектов и вовсе будет вестись преимущественно горизонтальными скважинами.

При этом и руководители Минэнерго, и представители сервисных компаний обращают внимание на то, что доля зарубежных корпораций на отечественном рынке постоянно растёт, а рентабельность российских подрядчиков снижается. Кроме того, усиливается износ оборудования, а темпы внедрения новых технологий остаются крайне низкими. Каковы же способы выхода из этого тупика? В качестве первоочередной меры участники совещания предложили создать публичный реестр добросовестных поставщиков продукции для нефтесервиса. Были также выдвинуты идеи, позволяющие обеспечить импортозамещение в нефтегазовой отрасли, стимулировать инвестиционную активность в сфере НИОКР, поддержать отечественные

нефтесервисные предприятия, ведущие деятельность за рубежом.

И все эти меры надо принимать срочно, времени на раскачку уже не остаётся. По расчётам экспертов, для того чтобы обеспечить уровень добычи нефти, запланированный в Энергетической стратегии РФ на период до 2030 года, необходимо ежегодно наращивать масштабы эксплуатационного бурения не менее чем на 12%. А если уже в ближайшее время не добиться кратного увеличения объёмов геологоразведочных работ, то после 2020 г. будет невозможно поддерживать производство сырья на уровне свыше 500 млн т в год.

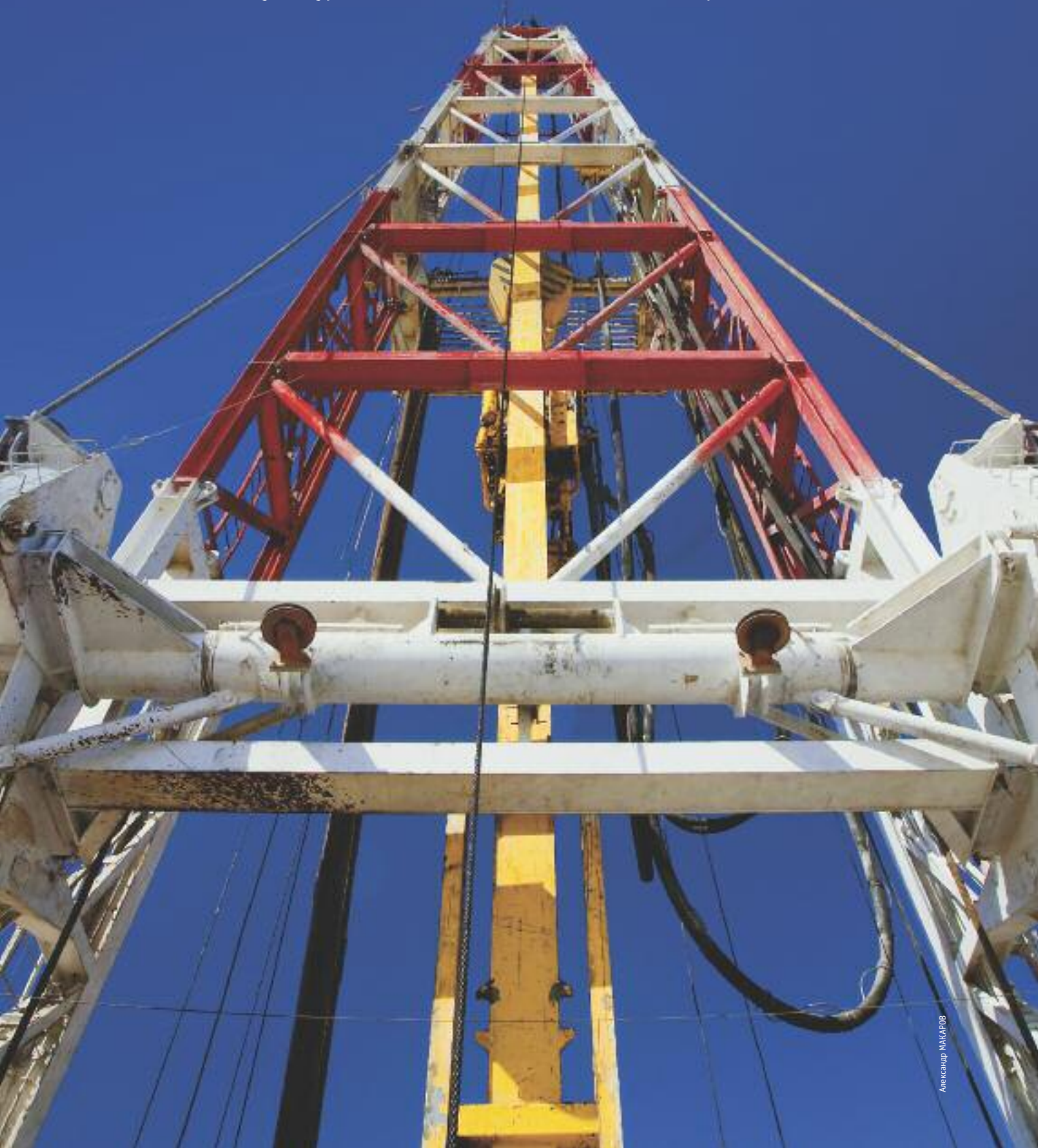
В последние десятилетия российские власти мало уделяли внимания нефтегазовому сервису. А вступление России в ВТО стало удобным поводом для того, чтобы ещё раз порассуждать о якобы недопустимости вмешательства государства в экономику и невозможности создания преференций для отечественного нефтесервиса. А между тем ведущие нефтедобывающие державы – США, Китай, Норвегия – оказывают покровительство своим предприятиям не только на внутреннем рынке, но и в процессе их экспансии в другие страны и регионы и, в первую очередь в Россию. И подобную стратегию надо активно брать на вооружение. Защита отечественного производителя должна быть предусмотрена законодательством, компании отрасли должны пользоваться налоговыми, таможенными и финансовыми преференциями. Только активное участие государства даст возможность избежать полной утраты Россией собственного производства геофизического и бурового оборудования.

Эта проблема уже не раз ставилась представителями отрасли перед государственными органами. Так, на выездном заседании Совета Безопасности РФ, которое состоялось весной прошлого года в Ханты-Мансийске, подчеркивалось, что реальная угроза монополизации российского рынка нефтесервисных услуг со стороны западных компаний превратилась в системную проблему, она оказывает крайне сильное негативное влияние на состояние энергетической безопасности страны. И если подобная ситуация сохранится, то под угрозой окажется технологический суверенитет РФ в нефтегазовом комплексе. Поэтому Совет Безопасности обещал подготовить и внести в правительство предложения по стимулированию отечественных недропользователей к закупкам и применению оборудования и технологий российского производства. Но, как говорится, воз и ныне там.

Одним словом, пришла пора покончить с этой пассивностью и совместными усилиями государства и частного бизнеса выработать стратегию возрождения отрасли. И состоявшееся совещание «на высоком уровне» даёт надежду на то, что наконец-то удастся перейти от слов к делу. ■

Есть ли ответ на новые вызовы?

Добыча нефти в России в 2012 году возросла, но для её поддержания на текущем уровне необходимо повышать качество сервиса



ПО ИТОГАМ 2012 ГОДА РОССИЯ СОХРАНИЛА ПЕРВОЕ МЕСТО В МИРЕ ПО ОБЪЁМАМ НЕФТЕДОБЫЧИ. ОДНАКО УДЕРЖИВАНИЕ ЭТОЙ ВЫСОТЫ ДАЁТСЯ ЕЙ СО ВСЁ БОЛЬШИМ ТРУДОМ. ТРАДИЦИОННЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ ПРОДОЛЖАЮТ ИСТОЩАТЬСЯ, А ОСВОЕНИЕ НОВЫХ РЕГИОНОВ ПОКА ВЕДЁТСЯ В ДОСТАТОЧНО УМЕРЕННЫХ МАСШТАБАХ. В ЭТИХ УСЛОВИЯХ ОСОБАЯ НАГРУЗКА ЛОЖИТСЯ НА СЕРВИСНЫЙ БЛОК НЕФТЕГАЗОВОГО БИЗНЕСА, В ЗАДАЧИ КОТОРОГО ВХОДИТ КАК ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ НА СТАРЫХ НЕФТЕПРОМЫСЛАХ, ТАК И СОЗДАНИЕ ВСЕЙ НЕОБХОДИМОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НОВЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РАЙОНОВ. ОДНАКО КАЧЕСТВЕННЫХ УЛУЧШЕНИЙ В СЕРВИСНОМ СЕГМЕНТЕ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ НЕ НАБЛЮДАЮТСЯ – В НЁМ СОХРАНЯЮТСЯ И ДАЖЕ ПОСТЕПЕННО ОБОСТРАЮТСЯ ПРОБЛЕМЫ, КОПИВШИЕСЯ В ТЕЧЕНИЕ ДВУХ ПОСЛЕДНИХ ДЕСЯТИЛЕТИЙ. К ИХ ЧИСЛУ ОТНОСЯТСЯ И УСТАРЕВШАЯ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ БАЗА, И НЕДОСТАТОЧНЫЕ ОБЪЁМЫ ВЫПУСКА СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, И СИЛЬНАЯ КОНКУРЕНЦИЯ СО СТОРОНЫ ЗАРУБЕЖНЫХ СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ, И ОТСУТСТВИЕ РЕАЛЬНОЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКИ.

Рост добычи – за счёт рекордов в бурении

В прошлом году производство «чёрного золота» в России составило свыше 518 млн т, что на 4 млн т превысило уровень, прогнозировавшийся Минэнерго, и на 7 млн т – показатель 2011 года.

Сюрпризом прошлого года стало увеличение производства нефти в главной «житнице» отечественного НПК – Западной Сибири – с 316,3 млн т в 2011 году до 317,2 млн т. В этом давно осваиваемом регионе растёт число истощённых месторождений и поэтому на протяжении предыдущих пяти лет добыча тем неуклонно сокращалась. Однако, судя по всему, данный успех был достигнут не за счёт усилий нефтесервисного сектора, то есть не путём внедрения новых технологий и оборудования, повышающих коэффициент извлечения сырья, а благодаря выходу нефтяных компаний в новые районы деятельности. Так, в главном «нефтеносном центре» Западной Сибири, в Ханты-Мансийском автономном округе производство «чёрного золота», наоборот, упало – с 262,5 млн т в 2011 году до 259,9 млн т в прошлом году. А вот в Ямало-Ненецком автономном округе, где реализуется ряд новых проектов, добыча увеличилась с 34,5 до 36,4 млн т, в Томской области – с 11,6 млн до 11,9 млн т, на юге Тюменской области – с 6,5 млн до 8 млн т. Но всё равно вклад этих «новичков» не мог остановить процесс сокращения доли Западной Сибири в общероссийской добыче – она уменьшилась с 61,8% до 61,2% (а ещё в 2009 году она превышала 65%).

Между тем, растёт роль Восточной Сибири, где осуществляется целый ряд новых проектов по освоению крупных нефтяных месторождений. В результате добыча в данном регионе скакнула за год почти на 30%, с 27,2 млн до 35,1 млн т. Причём положительную динамику демонстрируют все восточносибирские субъекты РФ, на территории которых ведётся извлечение углеводородного сырья. Так, в Красноярском крае производство нефти увеличилось с 15,1 до

18,5 млн т, в Иркутской области – 6,5 млн до 9,9 млн т, в Республике Саха (Якутия) – с 5,6 до 6,7 млн т. В целом доля Восточной Сибири в общероссийской добыче расширилась с 5,3% до 6,8%.

А вот на Дальнем Востоке, на который различные стратегии развития отечественного нефтегазового комплекса возлагают так много надежд, дела обстоят хуже. Сахалинская область, в которой добыча нефти на условиях СРП началась ещё в 1990-е годы, пока остаётся единственным источником «чёрного золота» в регионе. Да и она перестала демонстрировать положительную динамику производственных показателей: в 2009 году добыча там составляла 15,4 млн т, в 2011 году – 15,2 млн т, а в прошлом году – уже 14,2 млн т. В результате доля дальнего Востока уменьшилась с 3% до 2,7%.

По-прежнему примерно треть всей российской нефти (152,7 млн т в 2011 году и 151,6 млн т в 2012 году) извлекается в европейской части страны. Основными источниками сырья здесь являются Поволжье (70,4 млн т), Урал (47,3 млн т), Тимано-Печора (27,2 млн т) и Северный Кавказ (6,7 млн т). В первых двух регионах добыча в прошлом году увеличилась (соответственно, на 1,3 млн и 0,8 млн т). При этом наибольших успехов добились Самарская и Астраханская область, а также Республика Башкортостан. Зато в Тимано-Печоре добыча снизилась на 1,3 млн т, а на Северном Кавказе – на 0,9 млн т. В результате доля Европейской части РФ уменьшилась с 29,9% до 29,3%.

Для поддержания уровня добычи в старых нефтегазоносных провинциях нефтяные компании вынуждены в последние годы достаточно быстрыми темпами расширять объёмы эксплуатационного бурения. Если в середине 2000-х годов этот показатель колебался на уровне 14 млн м в год, то в 2011 году он вырос на 8,9% и составил 17,995 млн м, а в прошлом году увеличился почти на 10% и достиг 19,76 млн м. А вот в сфере разведочного бурения ситуация гораздо хуже – в прошлом году было пройдено всего 0,8 млн м, что меньше уровня конца 1990-х – начала 2000-х годов.

Фонд эксплуатационных скважин также рос весьма умеренными темпами: в 2011 году – на 0,6%, до 160,43 тыс. единиц, в 2012 году – на 1,5%, до 162,78 тыс. В целом за прошлый год в действие было введено 6131 тыс. скважин (как эксплуатационных, так и разведочных). Заслугой сервисного блока нефтегазового комплекса является некоторое уменьшение фонда бездействующих скважин, благодаря чему количество работающих объектов росло более быстрыми темпами, чем строительство новых. Так, в 2011 году число дающих продукцию скважин увеличилось на 1,4%, до 136,9 тыс. единиц, а в прошлом году – на 1,7%, до 139,2 тыс.

Вследствие ухудшения минерально-сырьевой базы и низких темпов освоения новых месторождений в последние годы резко увеличилась доля насосного способа эксплуатации скважин, она уже достигла 93%. В то же время доля фонтанного способа сократилась с 9% в 1995 году до 5,8% в прошлом году, а компрессорного – с 3,6% до 1,1%. Правда, благодаря широкому использованию методов интенсификации добычи, а также началу разработки ряда новых крупных активов (в первую очередь – Ванкорского место-

Андрей ВАЛЕНТИНОВ



рождения) пока удаётся обеспечивать стабильный средний уровень дебита скважин. Сейчас он равен примерно 10 т в сутки.

Генераторы спроса не нефтесервис

Добычей нефти на территории России занимаются примерно 320 организаций. В их числе около 140 предприятий, входящих в структуру вертикально интегрированных нефтегазовых компаний (ВИНК), 180 независимых структур и три оператора СРП.

Проекты, реализуемые ведущими российскими нефтегазовыми компаниями, определяют размер и специфику спроса на услуги нефтяного сервиса, прежде всего – в области бурения. И события последних лет свидетельствует о том, что данный спрос, несомненно, будет лишь расширяться.

Около 90% всего производства «чёрного золота» в РФ приходится на семь ВИНК: «Роснефть» (с учётом ТНК-ВР), «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Газпром» (включая «Газпром нефть»), «Татнефть», «Башнефть» и «Русс Нефть».

В марте 2013 г. **«Роснефть»** завершила процесс поглощения ТНК-ВР, благодаря чему стала крупнейшим в мире производителем нефти. В прошлом году её дочерние предприятия добыли 117,47 млн т «чёрного золота», что на почти на 3 млн т больше, чем годом ранее. А структуры ТНК-ВР извлекли из недр 72,45 млн т (– 0,18 млн т). Таким образом, после присоединения российско-британской компании флагман отечественного НГК контролирует без малого 40% добычи в стране (около 190 млн т в год).

По объёмам проходки в эксплуатационном бурении «Роснефть» в прошлом году заняла второе место, после «ЛУКОЙЛа», пробуриив 4050 тыс. м (на 600 тыс. м больше, чем в 2011 году). А вот ТНК-ВР в преддверии перехода в руки новых владельцев ухудшила свои показатели в данной области, пробуриив 1657 тыс. м против 1890 тыс. годом ранее. Но, опять-таки, суммарный объём двух этих ВИНК оставляет далеко позади всех остальных игроков нефтегазового рынка РФ. То же самое касается и количества эксплуатационных скважин. «Роснефть» в прошлом году сократила их фонд почти на 300 единиц, до 25,22 тыс., а у ТНК-ВР их число осталось примерно на том же уровне – 21 тыс. Таким образом, вместе они владеют около 46 тыс. скважин, в то время как у их ближайшего «преследователя» – «ЛУКОЙЛа» – имеется около 30 тыс. скважин.

Динамика количества скважин, дающих продукцию, у двух компонентов сформированной «суперкомпании» была противоположной. Так, у «Роснефти» их число сократилось на 170 единиц и составило 20,62 тыс., а у ТНК-ВР, наоборот, увеличилось на 400, до 16,05 тыс. Но и здесь лидерство «расширенной» госкомпании неоспоримо – 36,67 тыс. действующих скважин.

Сейчас «Роснефть» ведёт деятельность практически во всех нефтегазовых регионах России – в Западной и Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, Северном Кавказе, в Тимано-Печоре, Поволжье, готовится к разработке шельфа. Один из важнейших её проектов – освоение Ванкорского месторождения, запасы которого оцениваются в 524 млн т жидких уг-

ледородов и 106 млрд м³ газа. Данное сырьё должно стать основным ресурсом для заполнения трубопровода Восточная Сибирь – Тихий океан.

Промышленная добыча на Ванкорском месторождении началась в июле 2009 г., в последующие годы происходило активное разбуривание и обустройство месторождения. К 2012 году на Ванкоре было построено 117 нефтяных скважин на 14 кустах, запущена установка предварительного сброса воды, сооружен нефтепровод Ванкор – Пурпе протяженностью 556 км, построены три нефтеперекачивающие станции, более 150 км внутрипромысловых нефтепроводов, свыше 60 км газопроводов.

План добычи нефти на Ванкоре на 2012 год составлял 18 млн т, а в 2013 году данный показатель должен достичь 25 млн тонн. Объём инвестиций уже превысил 11 млрд долларов. Сейчас осуществляется проектирование второй и третьей очередей. И именно данный проект в ближайшие годы будет служить одним из основных генераторов спроса на многие виды нефтегазового сервиса.

Кроме того, большие планы «Роснефть» связывает с шельфовыми проектами, суммарная ресурсная база которых оценивается в 275 млрд баррелей нефтяного эквивалента. Сейчас компания ведёт освоение блоков Сахалин-1, -3, -5 и Северное Чайво в Охотском море, в том числе – с использованием уникальных технологий строительства скважин. В 2011 году она подписала соглашение с корпорацией ExxonMobil о стратегическом сотрудничестве, которое, помимо прочего, предусматривает совместное освоение трёх участков в Карском море с ресурсами в 4,9 млрд т нефти и 8,3 трлн м³ газа, а также Туапсинского прогиба на шельфе Чёрного моря (1,2 млрд т нефтяного эквивалента). В начале нынешнего года «Роснефть» получила лицензии ещё на 12 блоков в Арктике (ресурсы – 10 млрд т и 7 трлн м³). Из них семь были переданы ExxonMobil в обмен на активы за рубежом. Бурение в Карском море начнётся уже в 2014 году, на год раньше первоначально намеченного срока.

В 2012 году «Роснефть» также заключила соглашение с компанией Epi, предусматривающее создание СП для освоения шельфа Баренцева и Чёрного морей. Перспективные извлекаемые ресурсы на Федынском и Центрально-Баренцевском участках оцениваются в 2 млрд т нефти и 1,9 трлн м³ газа. Начать сейсмические исследования 2D планируется уже в нынешнем году, поисково-оценочные бурение намечено на 2015-2016 годы, съёмка 3D – на 2015-2016 годы, бурение двух поисковых скважин – на 2019-2020 годы. И работы на шельфе также будут служить важным генератором спроса на услуги нефтесервисных предприятий.

«ЛУКОЙЛ» добыл в 2012 году 84,62 млн т нефти против 85,32 млн т годом ранее. Проходка в эксплуатационном бурении у данной ВИНК возросла более чем на 900 тыс. м и составила 3403,8 тыс. м. Фонд эксплуатационных скважин увеличился 700 единиц (до 29,59 тыс.).

Львиная доля объёмов бурения компании приходится на ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Его плановый показатель на 2012 год составлял 2 450 тыс. м, что на 700 тыс. м больше, чем фактический уро-



вень 2011 года. Кроме того, эта дочка «ЛУКОЙЛа» активно расширяет масштабы реконструкции скважин. В 2012 году за счёт бурения боковых стволов и углубления было возвращено в эксплуатацию свыше 300 скважин, что в полтора раза больше, чем за предыдущий год.

Однако холдинг Вагита Алекперова уделяет большое внимание расширению деятельности и в других регионах. Так, несмотря на неудачи в Тимано-Печоре (весной прошлого года пришлось сократить на 30% оценку запасов месторождения Южное Хыльчюю), компания намерена активизировать разработку ресурсов этой нефтегазоносной провинции. Как сообщил в конце прошлого года президент «ЛУКОЙЛа», до 2015 года планируется значительно увеличить инвестиции в проекты на территории Республики Коми, а также нарастить объёмы разведочного и эксплуатационного бурения. «Если в этом году мы реализовали проектов на сумму около 40 млрд рублей, то на следующий год – уже более 50 млрд, в целом за три года ожидается около 200 млрд рублей прямых инвестиций», – заявил В. Алекперов.

Особые планы ВИНК связывает с разработкой сверхвязких нефтей Ярегского месторождения. Бла-



годаря предоставленным правительством льготам по экспортной пошлине на трудноизвлекаемую нефть, добычу сырья на данном месторождении предполагается увеличить к 2015 году в пять раз – с 500 тыс. до 2,5 млн т.

«Сургутнефтегаз» в прошлом году увеличил свою добычу незначительно – на 630 тыс. т, до 61,4 млн т. В то же время компания остаётся безусловным лидером по объёмам эксплуатационного бурения. Его масштабы в 2012 году вновь возросли – на 156 тыс. м, до 4686,7 тыс. м. В результате эксплуатационный фонд расширился более чем на 1 тыс. скважин (всего их свыше 21 тыс.), в том числе количество действующих достигло 19,6 тыс. (в 2011 году – 18,76 тыс.).

Пятая по объёмам добычи отечественная ВИНК – «Газпром нефть» – в прошлом году извлекла из недр 31,65 млн т «чёрного золота», что на 1,3 млн т больше, чем в предшествующем году. Следуя общеотраслевой тенденции, она увеличила объёмы эксплуатационного бурения примерно на 8%, до 2414 тыс. м. Эта ВИНК обладает достаточно скромным, по сравнению с лидерами отечественного НГК, фондом эксплуатационных скважин – около 7 тыс. единиц (в прошлом году их количество увеличилось примерно на 800 штук).

Отличительной чертой компании «Башнефть» является наличие большого фонда эксплуатационных скважин (17 тыс. единиц) при относительно скромной добыче (в 2012 году – 15,44 млн т, на 300 тыс. т больше, чем годом ранее). Это обусловлено тем, что компания работает в одном из старейших нефтеносных регионов страны, где большинство месторождений крайне истощено. И поэтому для поддержания производства сырья на стабильном уровне она вынуждена использовать большое число скважин. Однако, судя по всему, и этот ресурс уже близок к исчерпанию. В прошлом году «Башнефть» резко, почти на 60%, сократила масштабы бурения – с 121 тыс. до 58 тыс. м. А число находящихся в эксплуатации скважин уменьшилось с 15,18 тыс. до 14,66 тыс. единиц.

Другая региональная компания – «Татнефть» – в прошлом году продемонстрировала стабильность, лишь незначительно нарастив добычу (на 0,5%, до 26,3 млн т) и эксплуатационное бурение (на 1,2 тыс. м). Фонд эксплуатационных скважин остался примерно на прежнем уровне – 22,5 тыс. единиц, а количество скважин, дающих продукцию, увеличилось на 400.

Наконец, «РуссНефть», замыкающая список лидеров российской «нефтянки», добыла в прошлом году 13,9 млн т (+1,8%). Она, также как и «Башнефть», существенно сократила эксплуатационное бурение – с 560 тыс. до 384 тыс. м, но несмотря на это чуть-чуть, на 50 единиц, увеличила фонд скважин (до 4,6 тыс., из них 4,2 тыс. – действующие).

Конкуренция убивает нефтесервис

Истощение традиционных нефтегазовых провинций, старение скважинной инфраструктуры и нефтегазового оборудования являются причинами того, что нефтедобыча в России растёт достаточно медленными темпами, а в отдельные годы даже снижается. Стараясь компенсировать её сокращение в «старых» регионах, нефтяники вынуждены осваивать районы Крайнего Севера и выходить на шельф арктических морей. Готов ли отечественный нефтегазовый сервис к тому, чтобы обеспечить реализацию этих амбициозных проектов российских ВИНК? По оценкам экспертов, для выполнения планов развития отрасли нефтесервисный сектор должен расти на 12-15% в год. А некоторые специалисты полагают, что потребуются и более быстрая динамика, поскольку в ближайшие годы предстоит списание от 50 до 80% буровых установок, имеющихся на балансе компаний. Замена технологического парка позволила бы обеспечить большой мультипликативный эффект для всей национальной экономики. В частности, это дало бы возможность загрузить отечественные машиностроительные мощности, укрепить научно-исследовательскую и ремонтно-производственную базу российских предприятий.

Но, сожалению, в нефтяном сервисе накопилось достаточно большое количество проблем, препятствующих его развитию. «Наши сервисные предприятия хуже вооружены технически, им сложно привлекать финансовые средства. Мы делаем первые шаги в освоении таких современных технологий, как горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта», – отмечает в этой связи президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль.

Многие российские сервисные компании, представляющие различные секторы данного бизнеса – бурение, ремонтные работы, геофизику и т.д. – находятся в кризисном состоянии. Причина этого – жесткая конкуренция на рынке. Причем можно выделить три группы конкурентов.

Во-первых, это крупные иностранные корпорации, имеющие огромный потенциал в сфере проведения научных исследований, осуществления технических разработок, производства оборудования и маркетинга своей продукции и услуг. Естественно, с такими гигантами, имеющими за плечами международную сеть научно-исследовательских, проектных и производственных структур, очень трудно тягаться. Ситуация ещё

более обострилась после вступления нашей страны в ВТО, поскольку облегчились процедуры закупки инновационного оборудования за рубежом и возросла конкуренция между отечественными производителями и их иностранными коллегами. Особенно остро это ощущается по таким товарным группам, как насосы, буровые платформы и запчасти к ним...

Во-вторых, это предприятия из Китая, которые уже наводнили российский рынок крайне дешёвым, но низкокачественным оборудованием. Причём зачастую они опираются на поддержку финансовой системы своей страны, то есть готовы поставлять технику на условиях связанных кредитов китайских банков. А отечественные нефтесервисные компании подобной опорой в лице российских банковских структур, как правило, не располагают.

Наконец, в-третьих, это небольшие российские компании, которые не ставят своей целью долгосрочное развитие, а готовы брать за любые заказы за минимальные суммы. Они также, как и китайские фирмы, не способны обеспечить высокое качество выполнения операций, но зато нещадно демпингуют, переманивая клиентов у более солидных предприятий, имеющих многолетний опыт деятельности на нефтесервисном рынке.

Такая яростная конкуренция с элементами демпинга привела к значительному падению расценок на рынке нефтесервисных услуг. Так, несмотря на значительный рост цен на нефть за последнее десятилетие, это не приводит к существенному увеличению прибыли нефтесервисных компаний. Если рентабельность нефтедобычи сейчас составляет в среднем 20-25%, то в сервисном сегменте она равняется 5-8%, а в сфере ремонта скважин и вовсе 2-3%. В результате игрокам данного рынка приходится экономить не только на разработке и приобретении новейших технологий, но даже на заработной плате своих сотрудников и на вопросах безопасности, что чревато повышением аварийности.

К сожалению, многие отечественные нефтяные компании ещё не научились ответственно подходить к выбору подрядных организаций. *«Сегодня заказчика интересует в первую очередь стоимость произведённых работ. Такие показатели, как наличие современных технологий, состояние парка оборудования и качество проводимых работ, уходят на второй план. В этом сегменте интересы государства напрямую вступают в противоречие с интересами некоторых частных нефтяных компаний, которые заинтересованы получить побыстрее и побольше прибыли при минимуме затрат»,* – полагает, в частности, член Комитета по энергетической стратегии и развитию ТЭК Торгово-промышленной палаты РФ президент холдинга «РУ-Энерджи Групп» Азад Бабаев.

По оценкам экспертов, уже примерно 65–70% российского нефтесервисного рынка контролируют зарубежные компании, и только 30–35% приходится на долю отечественных предприятий. Беда ещё и в том, что иностранные корпорации «протаскивают» на наш рынок своих поставщиков оборудования и различных комплектующих, тем самым оставляя без заказов машиностроителей из РФ.

Слово – за государством

Эксперты полагают: чтобы избежать резкого обвала в сфере нефтесервиса и сохранить конкурентную среду на данном рынке, необходимо либо снизить налоговую нагрузку для предприятий данной отрасли, либо предоставить им государственные преференции. Предлагается даже принять отдельный закон, который бы обеспечивал поддержку нефтесервисных компаний и поставил бы барьер для демпинга со стороны зарубежных фирм. Этого можно добиться, например, путём введения обязательной процедуры тендеров, к которым бы допускались только те игроки, которые уже доказали свой профессиональный уровень и обладают передовыми технологиями и современным парком оборудования. Существует также идея установления минимально допустимой цены на услуги нефтесервисных предприятий, которая бы формировалась в зависимости от особенностей месторождения, месторасположения региона добычи, наличия инфраструктуры и т.д.

Предлагается внедрить практику заключения долгосрочных договоров (на 3-5 лет) с наиболее квалифицированными предприятиями нефтяного сервиса, ограничить максимальный срок оплаты выполненных работ 30 днями и выплачивать «сервисникам» бонусы за досрочное осуществление работ. Требуется и поддержка со стороны банковского сектора путём предоставления кредитов под более низкие проценты, чем предлагается сегодня. Один из рассматриваемых вариантов – использование инструмента целевого кредитования не отдельного предприятия, а всей цепочки: машиностроитель – сервисное предприятие – нефтегазовая компания. Таким образом, один кредит смог бы использоваться сразу тремя группами участников рынка.

Наконец, уже неоднократно выдвигалась идея формирования под эгидой правительства Национальной сервисной компании, которая могла бы объединить разрозненные активы данной отрасли и составить конкуренцию ведущим международным игрокам нефтесервисного рынка.

Подобные меры, на первый взгляд, не соответствуют идеям развития свободного рынка. Однако такая практика широко используется нашими конкурентами, в первую очередь – Китаем. Да и наши соседи по СНГ берут на вооружение вышеупомянутые механизмы. Так, Казахстан принял государственную программу импортозамещения, которая стимулирует создание и расширение местных производств, в том числе и в сфере выпуска нефтегазового оборудования. И если не прибегнуть к аналогичным мерам, то отечественные сервисные предприятия окажутся в крайне сложной финансовой ситуации, что в перспективе приведёт либо к возникновению дефицита в этом секторе, либо к полному и окончательному его переходу под контроль зарубежных корпораций. Причем последний сценарий чреват тем, что иностранцы, окончательно завоевав наш рынок, существенно взвинтят цены и тем самым поставят под угрозу реализацию масштабных планов нефтегазовых компаний, а значит – и всю дальнейшую судьбу российского нефтегазового комплекса. ■



Инновации и нефтегазовый сервис

Отечественная индустрия нефтесервиса ждет поддержки государства

Дмитрий ЗАВЬЯЛОВ

ОБЪЕМ УСЛУГ НА НЕФТЕСЕРВИСНОМ РЫНКЕ В ПОСЛЕДНИЕ НЕСКОЛЬКО ЛЕТ ОЦЕНИВАЛСЯ В ОБЪЕМЕ 20 МЛРД ДОЛЛАРОВ В ГОД. ДО КРИЗИСА ПРЕДПОЛАГАЛОСЬ, ЧТО УЖЕ В 2010 Г. ОБЪЕМ ЭТОГО РЫНКА ДОСТИГНЕТ 25 МЛРД ДОЛЛАРОВ. ОДНАКО УЖЕ В КОНЦЕ 2008 Г. НА РЫНКЕ БЫЛО МНОГО ПРОГНОЗОВ, ПРЕДРЕКАВШИХ, ЧТО В РЕЗУЛЬТАТЕ ВЛИЯНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО КРИЗИСА В СЕРВИСЕ ОСТАНУТСЯ ТОЛЬКО НЕСКОЛЬКО КРУПНЫХ ИГРОКОВ, А ПАДЕНИЕ СОСТАВИТ 50% И БОЛЕЕ. ЭТИ ПРОГНОЗЫ СТРОИЛИСЬ НА ОСНОВЕ ПЛАНОВ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ ПО СОКРАЩЕНИЮ КАПЛОЖЕНИЙ. ТАК ЖЕ НА РЫНОК «ДАВИЛО» И СНИЖЕНИЕ ЦЕН НА СЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ ОСНОВНЫМИ ИГРОКАМИ, ЗАТЯЖНОЕ В ПОПЫТКЕ УДЕРЖАТЬ ОБЪЕМЫ ЗАКАЗОВ.

Сокращение не критично

По мнению председателя Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрия Шафраника, из 20 млрд долларов примерно половину «осваивают» либо сервисные подразделения ВИНК, либо их выделенные в «свободное плавание» дочерние структуры. Остальные 10 млрд долларов распределяются так: 6 млрд – работы, осуществляемые «дочками» западных сервисных компаний – Halliburton, Schlumberger, Baker

Hughes и других. И только 4 млрд долларов приходится на долю отечественных независимых сервисных компаний. Заметим, при этом, что на таких ключевых рынках как США и Китае, в отличие от России, доля услуг иностранных сервисных компаний не превышает и 3–5%.

В результате экономического кризиса рынок сервиса продемонстрировал падение, однако не столь страшное, как прогнозировалось. Сервисный рынок в «рублях» просел не больше чем на 15%, да и снижение это произошло лишь в некоторых сегментах. Наибольшие потери понесло производство оборудования (более 50%), которое помимо падения спроса со стороны своих потребителей испытывает давление со стороны зарубежных поставщиков аналогичного оборудования, в первую очередь из Китая. Нельзя не отметить при этом, что подобные закупки российскими компаниями происходят несмотря на тот факт, что Волгоградский завод буровой техники и Уралмаш разрабатывают и производят куда более совершенные образцы.

Вторыми по уровню сокращения объемов стали геофизика и разведочное бурение. Потери по ним, по различным данным, составили 35–40%. В какой-

то степени российским компаниям в этом сегменте помогла более-менее удержать позиции «мягкая» девальвация рубля, прошедшая в конце 2008 – начале 2009 гг. За счёт данного макроэкономического «манёвра» отечественный сервис внутри страны стал более конкурентоспособным по сравнению с «дочками» западных компаний.

У нас это получится

Объективная реальность такова, что конкуренция на международном энергетическом рынке обостряется, и выигрывает в этой борьбе тот, у кого ниже издержки. К сожалению, по этому показателю российский НГК заметно отстает от зарубежных коллег. Сегодня наши производители и поставщики оборудования и услуг для НГК не используют в полной мере собственный потенциал, упускают уникальные возможности для развития своего бизнеса и агрессивного вхождения на зарубежные рынки. В то же время, имея значительный опыт, они способны локализовать производство, организовать изготовление импортозамещающей продукции и экспорт оборудования и услуг, успешно соперничать с зарубежными конкурентами. В качестве примера такой работы внутри страны и за рубежом можно назвать «РУ-Энерджи Групп», компанию «Римера», «Сибирскую сервисную компанию».

Так что же мешает развитию российского нефтегазового сервиса? Председатель совета директоров сервисного холдинга ОАО «РУ-Энерджи Групп» Азад Бабаев недавно заявил: *«Ответ прост: неоправданно заниженные тарифы на нефтесервисные услуги в России. По сути, они в пять-семь раз ниже, чем за рубежом. Это временная ситуация. Положение дел будет меняться, и, я думаю, что достаточно быстро. Изменения произойдут в течении года-двух. За этот период наметится динамика изменений в лучшую сторону. Мы намерены вывести холдинг в лидирующие позиции в этом направлении, сделать «РУ-Энерджи Групп» компанией номер один в российском нефтесервисе. Я уверен, у нас это получится».*

Ситуация развивается подобным образом не первый год. Ещё в сентябре 2010 года Юрий Шафраник констатировал: *«Заниженные расценки вымывают с рынка профессиональные компании и приводят на рынок подрядчиков с малоквалифицированным персоналом, зачастую уходящих от уплаты налогов».*

Усложнение условий освоения нефтегазовых месторождений, наряду с совершенствованием технологий разведки и разработки, – общемировая тенденция. Как следствие, параметры технологического развития нефтегазового комплекса будут в значительной степени связаны с уровнем затрат на инновации, с качеством нефтегазосервиса. При этом «невидимая рука» отечественного сервисного рынка направляет нефтяные компании в сторону более низкотехнологичных решений. Для преодоления по-

добных проблем свободного рынка в этом важном сегменте необходимо эффективное государственное регулирование. Однако именно этого и не хватает.

Нужны отечественные бренды

За последние 5-6 лет вопросы развития ТЭК страны часто рассматривались в правительстве и был принят целый ряд решений по стимулированию его развития. В ближайшем будущем ожидается принятие ещё одного «судьбоносного решения» - в рамках содействия по вопросам развития российского нефтесервиса.

Необходимость такого совещания продиктована значительным отставанием отечественного нефтесервиса от зарубежного – как в плане технической вооружённости, применения современных технологий, так и в плане привлечения финансовых средств. В то же время, истощение запасов нефти и газа в традиционных районах и масштабное освоение труднодоступных месторождений требуют перехода этой отрасли промышленности на качественно новый уровень развития.

Главная проблема российского нефтесервиса – отсутствие государственной поддержки, полагает президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль. Он вместе с заместителем министра энергетики Кириллом Молодцовым в качестве сопредседателя возглавил рабочую группу по подготовке и проведению совещания.

Необходимость скорейшего решения проблем отечественного нефтегазового сервиса, по мнению Геннадия Иосифовича, продиктована, прежде всего, его опасным отставанием от зарубежного. В этой ситуации главное – возродить отечественное машиностроение, которое могло бы оперативно удовлетворять все потребности нефтегазового комплекса. Однако за последние пару десятилетий машиностроение только теряло свои производственные мощности и потенциал. По данным Геннадия Шмала, в середине 80-х годов один «Уралмаш» выпустил 365 комплек-



тов бурового оборудования. В 2011 году тот же завод выпустил всего 25 буровых установок.

«В своё время губернатор Ханты-Мансийского автономного округа Наталья Комарова на встрече с президентом РФ поставила вопрос о создании Национальной сервисной компании, – напомнил Геннадий Шмаль. – Уверен, что после создания такой компании отношение государства к отрасли будет совершенно иное».

По его мнению, одной компанией здесь не обойтись. А пока органы власти занимают достаточно инертную позицию в отношении отечественного нефтесервиса. *«Это необходимо преодолеть, – заявил он. – Нужна единая позиция государственных органов, корпоративных организаций, экспертного сообщества по проблемам нефтесервиса. Надеюсь, что совещание положит начало этому процессу. Капля камень точит».* Геннадий Шмаль рассчитывает, что на совещании удастся подготовить ряд решений по законодательному обеспечению деятельности нефтесервисной отрасли.

Для участия в совместном совещании Министерства энергетики и Союза нефтегазопромышленников приглашены руководители профильных комитетов Государственной думы РФ и Федеральных министерств и ведомств (Минэнерго, Минпромторг, Минэкономразвития, Минприроды, ФАС и др.), сотрудники Администрации Президента РФ и Совета Федерации, представители властных структур Тюменской области, ХМАО-Югры, ЯНАО и других нефтегазодобывающих регионов России. В работе совещания примут участие крупные нефтесервисные компании – буровая компания «Евразия», Сибирская сервисная компания (ССК), «Вашнефть-сервисные активы», Тюменская ассоциация нефтегазосервисных компаний. Российских машиностроителей представят: Союз производителей нефтегазового оборудования, Союз машиностроителей Тюменской области и др.

В то время пока готовится данное совещание, происходит следующее: Министерство промышленности и торговли (Минпромторг) переименовывает департамент базовых отраслей промышленности в департамент металлургии и тяжелого машиностроения. При этом в департаменте ликвидируется Отдел нефтегазового машиностроения, машин и оборудования для перерабатывающих отраслей. Упразднение такого Отдела в Минпромторге страны, в которой основную долю бюджетных доходов приносит НГК, свидетельствует о нежелании ведомства заниматься этими вопросами.

Это лишний раз доказывает, что ни в коем случае участникам рынка нельзя надеяться на то, что государственное регулирование решит проблемы отечественного нефтегазового сервиса. Сервис должен быть в основном частным, растущим в конкурентной борьбе. Вместе с тем приходится признать, что в на-



стоящее время наш нефтегазовый сервис, не имея государственной поддержки, проигрывает в рыночной борьбе с высокотехнологичным финансово обеспеченным, получающим поддержку своих государств иностранным сервисом.

Поэтому гораздо важнее создание и укрепление трех-четырёх российских сервисных компаний, но опять же не государственных, а именно национальных, полагает Юрий Шафраник. Под таковыми подразумеваются крупные публичные компании, за спиной которых должен стоять отечественный капитал. И формироваться этот капитал должен группой инвесторов, а не одним-двумя частными лицами. Если создание таких компаний будет поддержано на самом высоком уровне, инвесторы непременно найдутся. При этом контрольный пакет подобных компаний должен принадлежать российскому капиталу (а не государству), а их партнёрами и миноритарными акционерами могут быть и иностранцы.

В развитии ТЭК наступил переломный момент. Анализ показывает, что в ближайшие 8-12 лет добыча в России стабилизируется, а затем может упасть. Изменить эту ситуацию сегодня не удастся, не потому, что оскудели ресурсы, а потому, что в течение 20 лет неудовлетворительно ведётся геологоразведка и идёт давление зарубежных конкурентов на российский нефтегазовый сервис.

Необходимый прогресс ТЭКа прямо зависит от того, как будет развиваться отечественный нефтегазовый сервис. Во всем мире именно этот сектор определяет будущее добывающих предприятий, направление развития инноваций и технологий в промыш-



ленности. Яркий пример – США, которые в последние годы благодаря прогрессу в технологиях и оборудовании для нефтегазового сервиса сокращают зависимость от импорта газа и нефти, и превращаются в экспортера природного газа. Норвегия за счёт продуманной государственной политики падение добычи углеводородов компенсирует ростом экспорта нефтегазового оборудования и услуг. В России также есть все необходимые условия для того, чтобы использовать собственный опыт для реализации потенциала ТЭК и нефтегазового машиностроения во благо модернизации экономики.

Эффективность освоения недр и функционирования добывающих компаний напрямую зависят от темпов структурных преобразований и, безусловно, инновационно-технического и технологического обновления отрасли. А производственным синонимом этого обновления, по мнению Юрия Шафраника, как раз и является сервисное обслуживание, поскольку оно включает и бурение, и ремонт скважин, и поддержание в рабочем состоянии оборудования в скважине и на поверхности. Причем в рамках сервисного рынка быстрее растут и потребности в инновационных услугах и современном оборудовании, да и подъём отечественного машиностроения – приоритетная задача развития российской экономики в целом.

До 2016 г. в отечественных сервисных предприятиях должна пройти массовая замена буровых установок. Но финансовое состояние нефтесервиса и нынешние условия работы предприятий с нефтяными компаниями не обеспечивают необходимого финансирования для приобретения новых станков. Это ста-

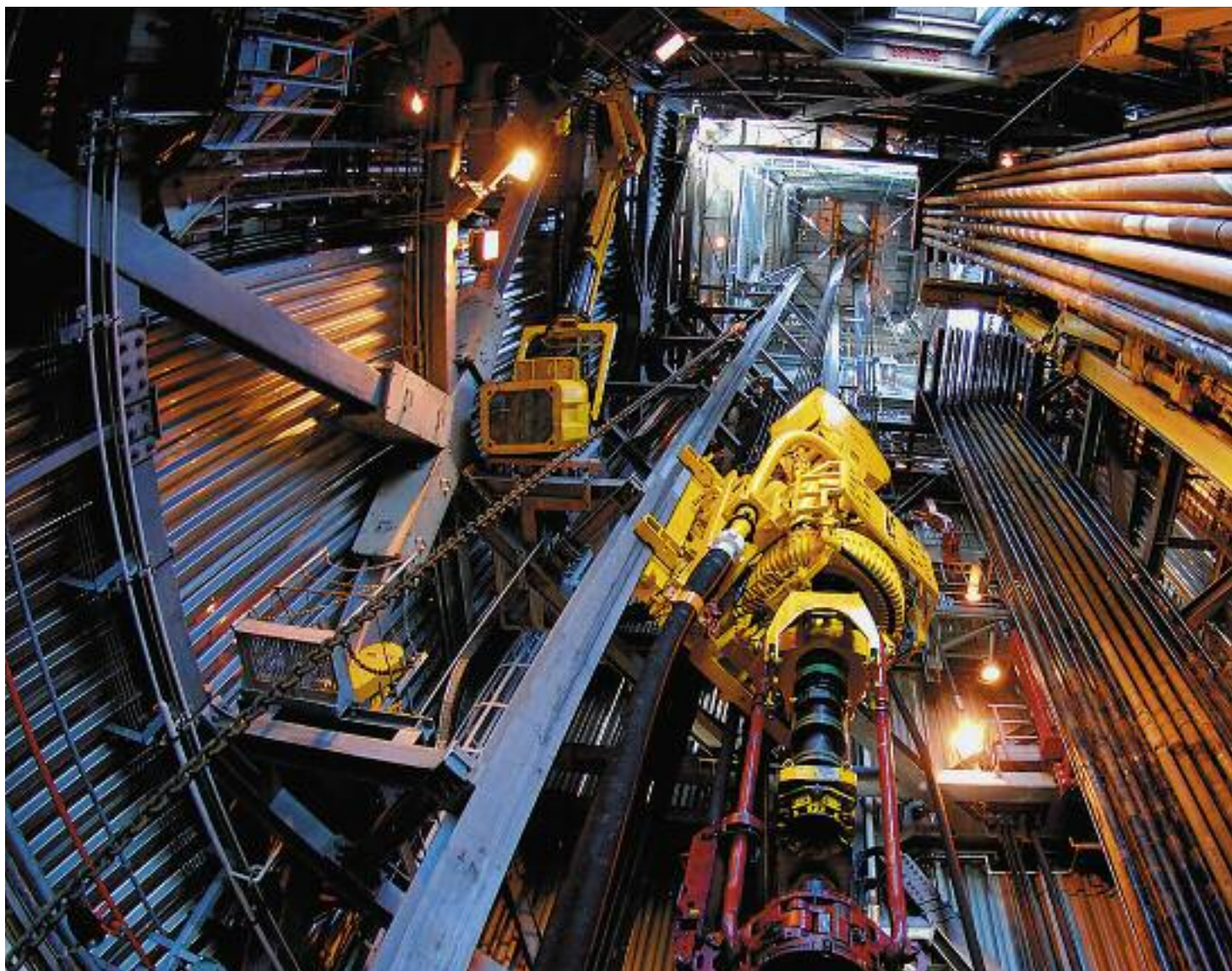
вит под угрозу само существование большинства действующих сервисных предприятий. Выход может быть найден в заключении долгосрочных сервисных контрактов по справедливой цене и принятии государством комплекса мер по изменению «правил игры» на рынке нефтесервиса.

Тревогу вызывает тот факт, что по оценке некоторых специалистов, 65% рынка нефтегазового сервиса России принадлежит иностранным компаниям, а крупнейшие госкомпании-монополисты нефтегазовой отрасли – «Газпром» и «Роснефть» – предпочитают зарубежных подрядчиков. В результате за последние 10 лет доля западных компаний, таких, как, например, Schlumberger, Halliburton и других, на отечественном нефтегазовом сервисном рынке увеличилась в 6 раз, объёмы российских компаний упали в 2,5 раза.

Эти вопросы обсуждались и на прошедшем в конце мая в Южно-Сахалинске заседании коллегии министерства по развитию Дальнего Востока.

Научный руководитель института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. Трофимука, академик РАН Алексей Конторович считает, что на Дальнем Востоке должно быть сформировано несколько взаимосвязанных региональных кластеров добычи и глубокой переработки нефти и газа: в Западной Якутии, Амурской области, Хабаровском и Приморском краях и на Сахалине. Уже на их базе должно быть создано единое уникальное мегаобъединение – Большой Дальневосточный кластер (БДК).

Предлагаемый проект БДК – огромная программа на многие десятилетия, которая даст уникальный толчок развитию всего Востока и Дальнего Востока России. Но это потребует огромных инвестиций и сырьевого обеспечения. Без государственной поддержки здесь не обойтись. Алексей Эмильевич полагает, что главная миссия Минвостокразвития заключается как раз в лоббировании и реализации государственной поддержки бизнеса в регулировании проекта. Его нужно осуществлять быстро, в противном случае он потеряет актуальность. *«Без кадров, без большой науки проблему, стоящую перед Дальним Востоком не решить. Нам нужны не привозные, а свои учёные. Не привозные, а свои технологии, не привозные, а своё оборудование. Российская наука и высшая школа готовы содействовать решению задач, стоящих перед Россией на Дальнем Востоке»,* – заключает Алексей Конторович. ■



Лидеры выходят в новые регионы

Благодаря инновационным технологиям крупнейшие нефтесервисные компании будут доминировать в российских проектах на шельфе, Ямале и в Восточной Сибири

Мария КУТУЗОВА

Ближайшее десятилетие будет весьма перспективным для нефтесервисной отрасли в России. Согласно прогнозам, с каждым годом всё большее внимание уделяется разведке и разработке новых месторождений, имеющих сложное геологическое строение и значительно удалённых от развитой инфраструктуры. Учитывая более высокую стоимость этих проектов по сравнению с уже разведанными месторождениями Западной Сибири, нефтесервисные компании ведут поиск путей для эффективного применения как

уже существующих, так и новых технологий для сдерживания роста себестоимости добываемой продукции. Согласно прогнозам, российский рынок нефтегазового сервиса вырастет в 1,5 раза к 2015 г.

Ставка на новые технологии

Компания RPI в своём последнем обзоре «Российский рынок нефтепромышленного сервиса» отмечает переломное состояние нефтегазового рынка: истощение запасов легкодоступных углеводородных ре-



сурсов и необходимость освоения трудноизвлекаемых запасов требуют применения инновационных технологий и современного оборудования. *«Меняется структура рынка, компании, не способные соответствовать новым требованиям, уходят с него, уступая место тем, кто больше способен к инновационному развитию. Продолжается намечившаяся в прошлый период тенденция изменения конкурентной среды – наблюдается дальнейшая консолидация рынка, как результат волны поглощений и продаж активов, слияний и альянсов во всех его сегментах»,* – отмечают эксперты компании. Согласно оценкам RPI, благодаря росту объёмов эксплуатационного бурения, проведения гидроразрыва пласта и капитального ремонта скважин российский рынок в стоимостном выражении вырос до 516,2 млрд рублей.

Другие цифры приводит председатель совета Союза нефтегазопромышленников Юрий Шафраник. Согласно его данным, в 2012 г. расходы нефтяных компаний на нефтесервисные услуги выросли до 700

млрд рублей, без учёта стоимости поставок оборудования. Более половины этих средств приходится на долю сервисных подразделений вертикально-интегрированных нефтяных компаний, либо их выведенные в свободное плавание дочерние структуры. Около четверти получают отечественные независимые сервисные игроки. Доля западных компаний сегодня оценивается примерно в 23%. Сегодня в России международные нефтесервисные корпорации в подавляющем большинстве случаев активно развивают направление по созданию предприятий, производящих оборудование, подразделений, оказывающих широкий спектр сервисных услуг, а также научно-технических центров.

В июне этого года в Уфе открылся построенный Schlumberger Центр сопровождения бурения скважин, который будет обеспечивать оперативную экспертную и информационную поддержку буровых бригад, работающих на удалённых месторождениях нефти и газа компании «Башнефть». Главная задача введённого в строй центра – повышение эффективности бурения путём использования современных технологий мониторинга бурения скважин, которые обеспечат информационную и аналитическую поддержку проектов, включающую в себя обновление геологических моделей, геонавигацию, управление геологическими рисками, мониторинг и оптимизацию бурения, контроль над устойчивостью стенок ствола скважин и использование накопленных знаний.

Baker Hughes остаётся одним из крупнейших нефтесервисных подрядчиков на российском рынке. Сегодня компания реализует в Тюмени масштабный проект по строительству завода по производству нефтепогружного кабеля, инвестируя в его

Меняется структура рынка, компании, не способные соответствовать новым требованиям, уходят с него, уступая место тем, кто больше способен к инновационному развитию

реализацию 1,5 млрд рублей. Baker Hughes активно развивает открытый в новосибирском Академгородке исследовательский центр, в котором специально для российского рынка ведётся разработка новых технических средств и год от года расширяется диапазон выполняемых научно-исследовательских работ.

Один из крупнейших мировых производителей продукции и услуг в энергетическом секторе – компания Halliburton – в мае прошлого года подписала соглашение о стратегическом сотрудничестве с компанией Gazprom International в области разработки и внедрения новых нефтегазовых технологий для мировых проектов по разведке и добыче. Соглашение устанавливает общие принципы постоянного обмена информацией, относящейся к нефтегазовым технологиям, а также технического обучения, предоставляемого Halliburton российской компании, и широкого использования технологий американской корпорации при реализации проектов компании Gazprom International. Технологии относятся к та-



ким областям, как добыча газа из плотных пород, глубоководная добыча, передовое программное обеспечение и комплексные технологические процессы. «Компания Halliburton вложила значительные средства в научные исследования и разработки, связанные с новыми технологиями, которые призваны поддерживать работу наших заказчиков. Это соглашение даёт возможность компаниям Gazprom International и Halliburton ощутить взаимную выгоду от внедрения этих технологий и позволит построить более тесные стратегические рабочие взаимоотношения», – отмечает Брэди Мерфи, первый вице-президент подразделения развития бизнеса в Восточном полушарии. Руководство российской компании, рассчитывает, что сотрудничество с Halliburton расширит технические возможности и откроет перед Gazprom International новые перспективы в области разведки и добычи углеводородного сырья.

Новый тренд – морские проекты

Компания Schlumberger принимает участие практически во всех значительных морских нефтегазовых проектах в мире. Компания является крупнейшим поставщиком технологий для проектов по разведке и разработке нефтегазовых месторождений Дальнего Востока России. По состоянию на сентябрь 2012 г. компания приняла участие в строительстве более 130 скважин; было поставлено более 30 мировых отраслевых рекордов и внедрено более 40 инновационных для российской нефтегазовой промышленности технологических решений. В сентябре прошлого года компания открыла новую Северную производственную базу в Южно-Сахалинске на Дальнем Востоке, обслуживающую строительство скважин для шельфовых проектов Сахалина и Камчатки, а также для наземных проектов севера Сахалинской области и Восточной Сибири.

В феврале этого года «ЛУКОЙЛ» выбрал Schlumberger подрядчиком для ведения шельфового проекта в северной части Каспийского моря. Договор включает в себя проектное задание по нефтяному месторождению им. Владимира Филановского и предусматривает выполнение работ по проектированию строительства скважин. Задание поручено группе Well Engineering компании Schlumberger. Нефтяное месторождение им. В. Филановского – второй по счёту шельфовый проект «ЛУКОЙЛа» в российском секторе Каспийского моря. Компания открыла месторождение в 2005 г. Промышленные запасы нефти и газа категории C_1+C_2 составляют соответственно 153,1 млн т и 32,2 млрд m^3 .

В 2009 г. компании «ЛУКОЙЛ» и Schlumberger укрепили своё партнёрство в области технологий и производства, проведя работы на месторождении им. Ю. Корчагина, результатом которых стало значительное повышение эффективности эксплуатации скважин. В ходе совместной работы над проектом построены скважины мирового класса с большими отходами от вертикали, которые были пробурены и закончены при помощи новейших технологий компании Schlumberger. В прошлом году компания «ЛУКОЙЛ» добыла первый миллион тонн сы-

рой нефти с нефтяного месторождения им. Ю. Корчагина.

В дополнение к этому, в 2012 г. компании открыли объединённый «Центр геологоразведочных технологий ЛУКОЙЛ-Инжиниринг-Шлюмберже» для предоставления консультационных услуг и комплексного анализа перспективных активов на принадлежащих компании «ЛУКОЙЛ» лицензионных участках с использованием передовых геологоразведочных технологий и оборудования. «Центр геологоразведочных технологий ЛУКОЙЛ-Инжиниринг-Шлюмберже» предоставляет услуги для принадлежащих компаниям «ЛУКОЙЛ» и «ЛУКОЙЛ Оверсис Холдинг Лтд» лицензионных участков. В этом году ОАО «Газпром нефть» – оператор разработки Приразломного нефтяного месторождения – привлекла Schlumberger к участию в реализации освоения этого арктического проекта в Печорском море.

В мае этого года другой лидер мирового нефтесервисного рынка – компания Weatherford по заказу «ЛУКОЙЛа» в рекордные сроки выполнила операции по спуску обсадных колонн на месторождении имени Юрия Корчагина. На скважине № 117 в рекордные сроки были произведены операции по спуску обсадных колонн диаметром 406 мм и 273 мм на плановую глубину 1426 м и 3130 м, соответственно.

Сибирские приоритеты Weatherford

За последние несколько лет Weatherford активно расширила число проектов и географию предоставляемых услуг в Западной и Восточной Сибири. В данный момент офисы и базы компании работают практически во всех стратегически важных регионах – от Коми до Нового Уренгоя. В 2012 г. Weatherford открыла представительство в Красноярске, организовала производственный участок в Новом Уренгое, начала строительство базы на Верхнечонском месторождении в Восточной Сибири. В прошлом году компания поглотила крупного нефтесервисного игрока в этом регионе «Белорусское УПНП и КРС», выиграла несколько долгосрочных тендеров на оказание услуг по наклонно-направленному бурению для «Верхнечонскнефтегаза», «Самотлорнефтегаза», проведению ГРП и технологии ZoneSelect для «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», опробовала и внедрила несколько инноваций (микросейсмический мониторинг, бурение с управляемым давлением), расширила линейку предоставляемых услуг для «Газпром нефти» и «Таас-Юрях Нефтегазодобыча».

Руководство российского подразделения компании особо отмечает проект по применению технологии ZoneSelect в условиях Самотлорского месторождения, которое находится в поздней стадии разработки, и сложнейшие геолого-технические условия, которого стали настоящим «крепким орешком» для специалистов Weatherford. Также в компании создано новое подразделение Petroleum Consulting, успешно реализующее пилотный проект по моделированию разработки месторождения для компании «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».



На рынке существует дефицит мобильных БУ, что обусловлено активным применением технологии бурения вторых стволов в Западной Сибири

Weatherford стремится к лидерству на рынке буровых услуг в регионе, что требует от неё постоянных усилий, направленных на поддержание парка буровых установок. В компании принята долгосрочная инвестиционная программа, нацеленная на обновление буровых установок. На рынке существует дефицит мобильных БУ, что обусловлено активным применением технологии бурения вторых стволов в Западной Сибири, в связи с чем Weatherford планирует до конца года закупить пять новых буровых станков мобильного бурения. Компания собирается расширять парк оборудования за счёт приобретения современных буровых станков большой грузоподъёмности с целью наращивания своей активности в регионах Восточной Сибири, Ямала и Коми. ■



«Пятый элемент»

Международная конкуренция и расхождения в трактовке энергетической безопасности в сфере ресурсной базы усиливаются

«Надо относиться к другим так, как тебе хотелось бы, чтобы они относились к тебе...»

Франсуа де Ларошфуко

НЕСМОТЯ НА ПО-ПРЕЖНЕМУ ИСПЫТЫВАЕМЫЕ мировой экономикой трудности, глобальное потребление энергии имеет устойчивую тенденцию к росту. Причем, наряду с ее традиционными видами, в частности, газом, все более важную роль в мировом «энергетическом оркестре» приобретает сланцевая «скрипка», обещающая в самой скорой перспективе сыграть свою партию и по нефтяной партитуре. Пока же, по прогнозам Международного энергетического агентства, благодаря разработке сланцевых месторождений на своей территории те же США уже скоро могут стать не

только крупнейшим потребителем углеводородов в мире, но и одним из главных их экспортеров. Тем временем Германия взяла на себя роль «режиссера» по отработке технологий ускоренного перехода на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и отказа от эксплуатации у себя сети АЭС...

Таким образом, наряду с качественным повышением эффективности мировой энергетики, усиления роли ВИЭ, роста влияния технологического и экологического аспектов, все большее значение начинает приобретать энергетическая безопасность каждого из членов мирового сообщества, становясь как бы своеобразным «пятым элементом» глобальной политики. Сегодня его, этот самый «элемент», пытаются проанализировать с самых разных сторон ведущие отечественные и иностранные эксперты и аналитики.



Вася Лондон

Понятие от лукавого

Константин Симонов, генеральный директор Фонда национальной энергетической безопасности: – Энергетическая безопасность – слишком политизированное и лукавое понятие. Каждый трактует его по-своему. Возьмите роль России на европейском рынке. РФ занимает примерно 25% газового рынка Европы, и выходит, что ее вклад в обеспечение европейской энергетической безопасности огромен. То есть она и есть стержень энергетической безопасности ЕС. Однако многие европейцы считают по-другому: они видят в России угрозу, хотя мы и не обладаем монопольным положением на газовом рынке ЕС.

Похожая ситуация и на нефтяном рынке, хотя там конкуренция продавцов еще выше. В итоге наблюдается довольно грустная картина. Есть продавец газа – Россия. Есть его покупатель – Европа. Все адекватные люди понимают, что РФ и ЕС друг без друга не выжить. Между покупателем и продавцом вообще не может быть конкурентных отношений – могут быть лишь споры о равновесной цене на товар. Но наши дискуссии выходят за эти рамки. Европа активно пугает Россию диверсификацией поставщиков. Россия

обиженно отвечает Европе идеей диверсификации рынков сбыта. Европа молится на Nabucco, мы же говорим о газовых трубах в Китай и стремительном развитии СПГ-бизнеса с целью выхода на рынки Азии и Северной Америки. При этом понятно, что Nabucco не может заменить Россию – если уж поставить такую странную задачу, то нужно построить хотя бы 4 таких трубы и еще несколько терминалов по приему газозовозов с СПГ. Так же как и России не найти альтернативного рынка объемом в 150 млрд м³ газа. Вот почему и заговорили о необходимости перезагрузки наших энергетических отношений. Между РФ и ЕС не может быть рыночной конкуренции. Нам нужно определить условия нашей кооперации, причем отказавшись от запугивания и шантажирования друг друга. Ведь доходит до того, что любое предложение России воспринимается Европой как опасное. И наоборот. Хотя на самом деле они могут оказаться выгодными контрагенту.

Скажем, Россия предлагает Европе строить отношения на долгосрочной основе – Европа этого боится, хотя это выгодно, прежде всего, ЕС, где падение спроса в начале 2009 г. является временным явлением, а падение собственной добычи – увя, постоянным. Или ЕС в третьем энергопакете настаивает на либерализации доступа производителей газа к газотранспортной инфраструктуре. Конечно, «дьявол в деталях», но его общая философия России на руку – у нас же изобразили его чуть ли не антироссийским творением.

Словом, наши отношения с ЕС сегодня – это, к сожалению, и не рыночная конкуренция, и не решение вопросов энергетической безопасности. Это опасная попытка взаимного давления и ненужные ссоры, которые очень быстро могут стать самоцелью. А этого очень не хотелось бы...

Эта проблемная российская энергетическая безопасность

Анна Анненкова, старший аналитик ИК «Баррель»: – В последнее десятилетие состояние российского нефтегазового комплекса, начиная с геологоразведки и заканчивая сбытом, претерпело достаточно изменений. Причем, большинство подобных «нововведений» носило довольно непродуманный и половинчатый характер, что приводило, если не к ухудшению положения в нефтегазовой отрасли, то, во всяком случае, к отсутствию какого-либо результата. Всё это в конечном итоге привело к разбалансировке энергетического сектора российской экономики, что создало значительные риски для её безопасности. Попробуем проследить в данном контексте состояние всей технологической цепочки: «геологоразведка-добыча-переработка-сбыт».

Итак, основным «слабым звеном» в геологоразведке на настоящий момент является незащищенность прав собственности частной компании на открытое месторождение, а также бюрократизированный процесс выдачи лицензий. Это приводит к тому, что самые интересные активы достаются государственным предприятиям («Роснефть» и «Газпром»), которые не в состоянии их развивать и набирают их скорее «про запас». А это в перспективе мо-

жет привести к падению общего уровня добычи в РФ, что явно не соответствует интересам государства. Также против интересов России играет и заложенный в «Стратегии развития нефтяной отрасли до 2020 г.» уровень локализации оборудования на этапе ГРП до 2016 г. в размере 5-20%, что открывает широкие перспективы для иностранных сервисных компаний.

Не готовы пока в России по большому счету и к освоению Арктики – так, в настоящий момент стране явно не хватает собственных мощностей для выполнения работ на шельфе. К примеру, только для годовых объёмов бурения поисково-разведочных скважин необходимо иметь порядка 15-16 плавучих буровых установок, у России же пока только 8. При этом ее сейсморазведочные суда (их в настоящее время три) не соответствуют требованиям современных геофизических запросов.

Несколько слов о добыче. Здесь основной проблемой является экстенсивный вектор развития отрасли – вместо масштабного использования инновационных МУН и повышения коэффициента нефтеизвлечения налицо неоправданная увлеченность новыми площадями – Восточной Сибирью и особенно арктическим шельфом. Бесспорно, работать над подготовкой новых нефтегазовых провинций, конечно же, необходимо, но при этом не следует забывать и об уже существующих хорошо изученных и имеющих развитую инфраструктуру районах Западной Сибири и Поволжья.

**Состояние рынка
присадок к ДТ в РФ,
апрель 2013 г.**

Присадки	Спрос в РФ	Импорт
Противоизносные	7 тыс. т	78,5%
Антистатические	40-60 т	100%
Депрессорно-диспергирующие	1,5 тыс. т	~75%
Промоторы воспламенения	8 тыс. т	62%
Источник: ВНИИ НП		

О переработке. Здесь первое, что бросается в глаза – отсутствие смещения вектора развития отрасли от добычи к downstream. Ведь, несмотря на то, что с высоких трибун постоянно говорится о повышении значимости перерабатывающих отраслей, Генеральная схема развития ТЭК России до 2020 г. фактически усиливает его сырьевое направление.

Есть проблемы и с модернизацией НПЗ – в первую очередь из-за высоких издержек, связанных с «российскими особенностями» (многочисленные бюрократические барьеры, коррупция), стоимость модернизации перерабатывающих мощностей существенно повышается, иногда в 2-3 раза. А это значит, что при прочих равных условиях российские нефтепереработчики остаются неконкурентоспособными с передовыми западными фирмами. Большие вопросы и с глубиной переработки, которая за последние десять лет так и не увеличилась, оставаясь в районе 70-72%, и сейчас по этому показателю Россия отстает не только от развитых стран, но даже от своих соседей по Таможенному союзу, в частности, от Белоруссии. В настоящее время ВИНК внедряют в первую очередь технологические процессы, обеспечиваю-



щие качество нефтепродуктов в соответствии с требованиями Технического регламента ТС. Это связано с тем, что объекты глубокой переработки нефти капиталоемкие, и инвестировать в них в текущих налоговых условиях просто невыгодно.

Все еще велика проблема и в сфере присадок и катализаторов, рынок которых в РФ по большей части занят импортной продукцией. Так, на 80% российских установок каталитического крекинга используются импортные катализаторы.

Повышенные риски в переработке создает и отсутствие резервных мощностей НПЗ. При этом если выпуск бензина происходит на пределе возможного, то дизтоплива производится в избыточных количествах – в настоящее время технология российских НПЗ позволяют выпускать 1 тонну бензина и 2 тонны ДТ, при этом потребность отечественного рынка 1 тонна автобензина и 1 тонна ДТ. В результате такого дисбаланса ДТ экспортируется в Европу, но по демпинговым ценам (вследствие своего низкого качества). Соответственно, неплохо бы определиться по перспективе развития автомобильного транспорта в РФ – бензин или дизель – и либо пересматривать



технологии на НПЗ, либо принять программу дизелизации автопарка. Кстати, по прогнозам некоторых экспертов, к 2020 году российские нефтепродукты (прежде всего ДТ) будут вытеснены с рынков Европы и АТР, в связи с этим некоторая дизелизация автопарка РФ просто необходима. И в связи с этим вызывает опасения факт того, что с 1 июля 2014 года национальные стандарты по дизтопливу утрачивают силу

– и что будет с нормативной базой после этого, пока остаётся под вопросом. К этому прибавляется и проблема контрафактной продукции, порожденная прекращением госконтроля за качеством ДТ.

Наконец, большую сумятицу вносит и Техрегламент по топливам, о котором уже упоминалось выше. Больше всего от его «нововведений» страдает авиационное топливо, в частности, реактивное. Отечественные эксперты полагают, что данный важный документ был написан не под российское топливо ТС-1 и РТ, а под американское Джет А1. При этом в сравнении требований спецификации авиакеросинов зарубежное топливо значительно уступает в

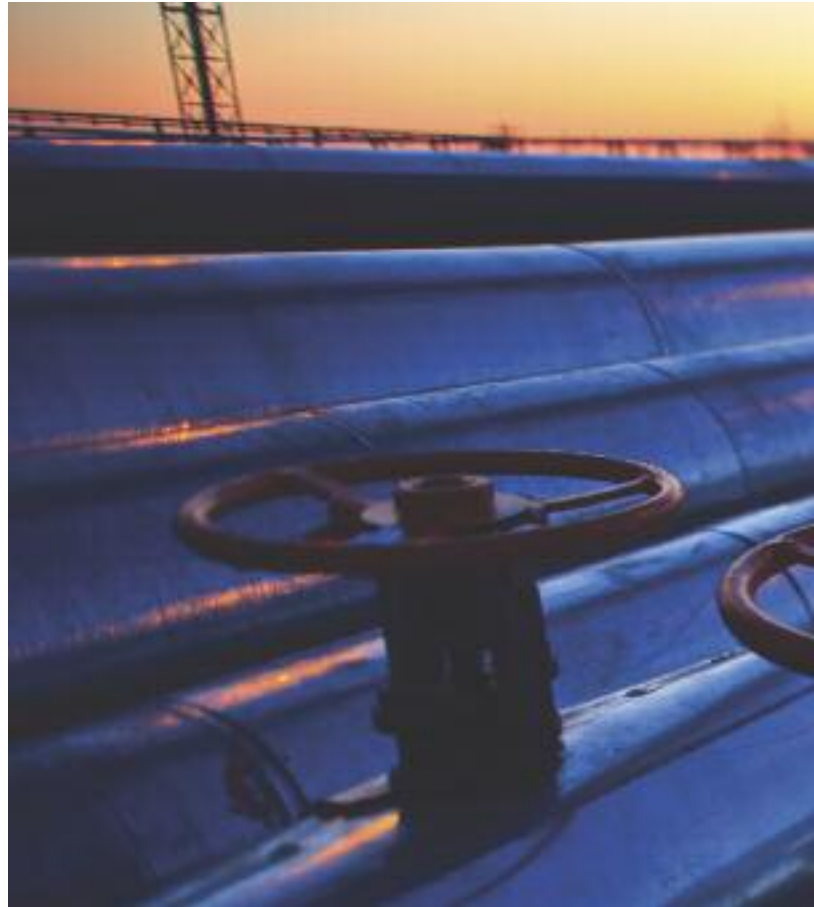
качестве российскому: по температуре вспышки, температуре начала кристаллизации, содержанию ароматических углеводородов, содержанию общей серы. Таким образом, Техрегламент, задачей которого было улучшение экологии, по авиатопливам способствует обратному. Но самое главное, что он продвигает иностранное топливо с более низкими пока-

зателями качества. В результате получается, что топливо РТ, являющееся лучшим массовым авиатопливом в мире, вынуждено «втискиваться» в рамки Джет А1. Это что касается дозвуковой авиации. Что же касается сверхзвуковой авиации, то здесь ситуация ещё хуже. Так, требования Техрегламента вообще не соотносятся к какой-либо марке российского топлива (РТ, Т-8В, Т-6), но зато практически полностью соответствуют топливу Джет А1 и зарубежным топливам военного назначения JP-8 и JP-5, используемым ВВС США и других стран НАТО. При этом последние два года показали, что топливо Джет А1 не пользуется спросом ни у отечественных, ни у зарубежных авиаперевозчиков.

Ещё один существенный минус Техрегламента по топливам в том, что он применяется на всей территории России одинаково. Между тем, если повышенные экологические нормы уместны в крупных городах, то в региональной «глубинке» обязательное введение, к примеру, евро-5 вызывает вопросы. Кстати, в США требования к топливам дифференцируются в зависимости от типа территории (густонаселенный город/малозаселенные территории). Получается, что, оглядываясь на Европу, вводим у себя навязываемые западными консультантами экологические нормы по топливам, которые не всегда оправданы и к тому же достаточно дороги. К тому же ускоренная модернизация нефтепереработки вынуждает российские НПЗ закупать иностранное оборудование. А оно, в свою очередь, требует иностранных же технологий, что в результате привязывает отечественные НПЗ к импорту западных присадок и катализаторов.

Таким образом, главная угроза энергетической безопасности РФ в том, что в последние пару десятков лет российская нефтегазовая отрасль играет роль догоняющего. Вместо разработки своих прорывных технологий нефтепереработки мы покупаем западные, зачастую уже устаревшие идеи и оборудование. Вместо разработки своих, адекватных текущей ситуации, экологических нормативов по топливу мы слушаем западных консультантов, которые очевидно работают не в интересах РФ. Вместо уделения должного внимания интенсивному пути развития нефтедобычи (повышение КИН в Западной Сибири) в России делается ставка на экстенсивное развитие и смотрим на Арктику, одна техногенная авария в которой будет дорого стоить всей планете.

Довольно важными в этом свете являются и вопросы конкурентоспособности России на мировых углеводородных рынках. Не секрет, что в настоящее время крупнейший импортер нефти – США – всю работу над уменьшением своей зависимости от нефти Венесуэлы и стран Персидского залива. Идёт перестройка технологических цепочек для перера-



ботки тяжелых нефтей Канады на американских НПЗ. Окончание модернизации планируется на 2015 г., после чего можно ожидать заметного перераспределения нефтяных экспортных потоков на мировом рынке. Может произойти примерно то же, что и с газовым рынком Европы в 2012 г., когда собственный сланцевый газ позволил США отказаться от импорта голубого топлива, вследствие чего экспортные потоки были перенаправлены на европейские рынки и «отъели» долю «Газпрома». Каковы будут потенциальные потери РФ от уменьшения доли российской нефти на мировом рынке, говорить пока рано, ведь существуют Китай и Индия с растущим спросом. И, тем не менее, учитывая весомый вклад в бюджет РФ именно нефтяного экспорта по сравнению с газовым, стоит все же иметь в виду, что последствия для России от непредвиденного сокращения экспорта «черного золота» могут быть весьма печальными.

Каждому свои слезы дороже...

Франк Умбах, профессор, эксперт Центра европейских стратегий безопасности (CESS); вице-президент Европейского центра энергетической и ресурсной безопасности King's College (Лондон): – Все еще тлеющие пока угольки «арабской весны» в зоне так называемого энерго-стратегического треугольника (Тунис, Ливия, Египет) еще более обострили проблемы глобальной энергобезопасности. Столкнувшись с ними задолго до указанного момента, Евросоюз, чтобы еще более укрепить конкурентоспособность сво-



Валерий



их членов, начал активно проводить либерализацию ценовой политики на собственном сырьевом рынке. Со своей стороны, Россия – крупнейший источник энергосырья для ЕС – решила извлечь пользу из проливаемых европейцами «слез». В частности, возжелав расширить свои поставки углеводородов для стран Евросоюза, но делать это на основе традиционных, уже явно устаревших принципов, «упуская из виду» или просто не желая признавать произошедшие в европейской энергетической политике изменения.

На первом месте из них, конечно же, много обсуждаемый и по-разному оцениваемый Третий энергетический пакет. Вернее – новые, введенные им правила общеевропейского внутреннего рынка (к примеру, выделение из единого целого «адресности поставок» и транспортной составляющей). Вместо реализации его положений, России удалось настоять на том, что данный «пакет» не охватит ее трубопроводы и некоторые другие элементы энергоструктуры. Более того, сохранив контроль над важнейшими ее трубопроводными активами, Москва взамен так и не предоставила Брюсселю тех же возможностей в собственной сети магистралей...

В то же время быстро расширяющееся производство сланцевого газа в США породило – вместе с фактором СПГ – «газовое перенасыщение» рынка менее дорогим сырьем (по сравнению с трубопроводным), что вызвало «редактирование» зависимости цены на него от нефтяной. В дальнейшем это может стать тен-

денцией на глобальном энергетическом рынке, хотя бы из-за того, что нетрадиционных газовых ресурсов в мире куда больше, чем обычных. Все это со временем может привести «Газпром», пока еще активно выступающий против внесения каких-либо изменений в свои газовые контракты (хотя и здесь уже отмечен целый ряд уступок западным потребителям) к окончательной потере не только своего влияния на рынках других стран, но и доверия к нему, как экспортеру энергосырья.

Есть и еще несколько поводов для «слез»... Отъездом из Москвы в 2009 г. своей подписи к Соглашению об Энергетической хартии открыл Брюсселю глаза на то, что она пока не хочет играть по принятым им правилам. В частности, требования России по льготам в процессе установления «газовой цены от нефтяной» (что сохранит за «Газпромом» целый ряд преимуществ) вряд ли теперь смогут удовлетворить ЕС – этот путь там считается «уже пройденным».

С другой стороны, обе продекларированные сторонами стратегии – будь то «Взаимопонимание в деле подготовки «дорожной карты» энергетического сотрудничества между Россией и ЕС на период до 2050 г.» или «Энергетическая стратегия России до 2030 г.» – пока содержат целый ряд явных просчетов хотя бы в своем видении сосуществования традиционных и возобновляемых источников энергии. Наконец – и это можно однозначно рассматривать как объективную данность, – для обеих сторон уже давно не осталось какой-либо иной альтернативы,

кроме еще более тесного сотрудничества в деле становления общего энергетического рынка.

И снова о наследии «Третьего пакета»

Эндрю Рачко, эксперт Международного валютного фонда: – Когда в декабре 2010 г. Европарламент одобрил Третий энергопакет, то многие эксперты и аналитики тогда посчитали, что его реализация в конечном итоге, как отмечалось в прессе, положит конец «вольготному положению ряда монопольных экспортеров на европейском энергетическом рынке».

В «пакете», в частности, отмечается, что власти каждой из европейских стран могут отказать компании в праве вхождения на ее внутренний рынок в двух случаях: если компания не отвечает требованием разделения добычи и транспорта, или если ее появление на рынке может угрожать энергобезопасности членов ЕС. Таким образом, вновь принятые правила окончательно рушат давнюю идею «газпромовского» руководства о проникновении на внутренний рынок Европы. Ведь даже в третьем, самом мягком варианте либерализации, содержится запрет на то, чтобы руководящие должности в компаниях-операторах занимали менеджеры из вертикально интегрированных холдингов. Кстати, во всех этих нововведениях ЕС не усматривает каких-либо «несоответственностей» интересов производителей и потребителей. В конце концов, каждая из сторон вправе жить лучше...

В то же время Еврокомиссия – и не только с помощью упоминавшегося выше «Третьего пакета» – хочет исключительно самостоятельно определять будущее энергетической инфраструктуры ЕС. И у нее на сей счет даже есть своя программа. Называется она – «Детальный план интегрированной европейской энергосети», содержащий стратегическое видение развития энергетической инфраструктуры на ближайшие 10 лет.

В нем, в частности, предлагается отказаться от практики придания статуса трансъевропейской сети (TEN) для значимых проектов, выходящих за пределы национальных границ, и принять короткий список приоритетных задач и проектов, «представляющих общеевропейский интерес». И уже им предоставить режим максимального благоприятствования, начиная от режима «одного окна» в сфере выдачи разрешений и координации проектов и заканчивая возможностями для предоставления финансирования на льготных условиях.

В то же время в указанном документе ничего не говорится о том, что недостаток инвестиций со стороны бизнеса – это прямое следствие политики Брюсселя последних лет, направленной против участия производителей и поставщиков энергоресурсов в строительстве инфраструктуры. Все крупные транспортные проекты, которые сейчас реализуют компании в континентальной Европе, получили исключение из действующего регулирования (то есть инвесторы имеют эксклюзивные права на использование как минимум половины строящихся мощностей).

Логическим завершением этой линии с станет уже упоминавшийся Третий энергетический пакет. Он вступит в силу в марте 2011 г. Зачистив, таким об-



разом, инвестиционное поле, Еврокомиссия намерена лично встать во главе процесса принятия решений и обзавестись соответствующими полномочиями. Если наличие статуса TEN было важным, но не решающим фактором для реализации проекта, то в новой концепции попадание в список приоритетов делает вложения в провода или трубы фактически неизбежным. И наоборот, непопадание в шорт-лист закроет все двери для инвестора, готового вкладывать собственные деньги.

Набор приоритетов в опубликованном документе также обозначен. Это четыре больших коридора в электроэнергетике, три – в газовой отрасли, а также перспективные разработки в сфере «умных сетей» (хранилища, заправочные станции для электромобилей), транспортировка электричества на большие расстояния и строительство трубопроводов и хранилищ для CO₂. О нефтяной отрасли в документе говорится лишь вскользь, что неудивительно – ЕС собирается снижать потребление «черного золота».

В газовой сфере Европы, которая является предметом особого интереса для российской стороны, Брюссель выделяет три приоритета: «Южный коридор» по доставке 45–90 млрд м³ газа из каспийского региона в обход России и с Ближнего Востока; сеть газопроводов, которые соединят рынки Центральной и Юго-Восточной Европы от Балтийского до Черного и Адриатического морей (здесь выделяется два под проекта – газовая часть ВЕМIP и коридор Север-Юг в



бывших странах Варшавского договора); расшивка узких мест требуется и в Западной Европе, что должно позволить эффективнее перебрасывать газ, поступающий из Африки и терминалов по приему СПГ.

Энергобезопасность по-венгерски

Арпад Секей, бывший Чрезвычайный и Полномочный посол Венгерской Республики в Российской Федерации: – Что касается единой энергетической политики ЕС, то уточню: Еврокомиссия не имеет обязывающего права принимать «общие» решения по энергетическим вопросам.

Правда, иногда антимонопольная служба ЕС «прописывает» какие-то правила, но они в основном касаются «дробления» монополистов, или разделения собственности. Но не более. А потому говорить о том, что принимаемые в национальных рамках, национальными законодательными органами решения по энергетическим вопросам – это и есть единая европейская энергетическая политика, пока не приходится. Это – во-первых.

Во-вторых, сегодня налицо целый ряд объективных причин, которые не позволяют пока даже говорить о такой политике. Это, хотя бы та из них, как отсутствие единых общеевропейских сетей энергоснабжения. В той же электроэнергетике, к примеру, те же прибалтийские страны все еще находятся в единой с Россией, созданной еще в границах СССР, энергосистеме.

Примерно то же самое наблюдается сегодня и в газовой сфере. Словом, можно смело констатировать, что и электроэнергетическая, и газовая составляющие экономики объединенной Европы пока что развиваются в сугубо национальных рамках. А потому и правовой приоритет в решении связанных с ними вопросов пока сохраняется за национальными законодательными органами и принимаемыми ими решениями.

Что касается конкретно венгерской энергетической политики, то здесь позволил бы себе акцентировать внимание на двух ее главных направлениях – электроэнергетике и природном газе. В этой связи могу однозначно сказать: у нас есть желание максимально либерализовать оба этих энергетических рынка. Но пока этот процесс идет слишком медленно, и объяснением тому целый ряд объективных причин.

...Еще в 1996 г. Еврокомиссия приняла директиву № 92, содержащую основы такой либерализации. Там, в частности, говорилось о том, что этот процесс – только средство к снижению затрат. Ибо поскольку все еще существует некоторый монополизм в этой отрасли и что если начать его «дробить», то это может лишь повысить «соревновательность» в ней и привести в результате к закономерному снижению цен. Но это была лишь теория. Практика же показала иное: либерализация «больших» рынков Европы пока так и не состоялась. А если и наблюдалась, то в очень ограниченном масштабе, а порой и вовсе формально.

В результате получилось, что вокруг Венгрии на континентальной Европе пока нет либерализованного рынка энергоресурсов. У нас же нет конкурентоспособных достаточных генерирующих мощностей. Те же, которые существуют, достаточны лишь, так сказать, для внутреннего пользования, но совершенно не конкурентоспособны по сравнению с соседними странами.

Во-вторых, в Европе нет единого рынка на электроэнергию. Ибо если мы говорим именно о таком рынке, то это означает, что в случае, если, например, наступило ее перепроизводство в Германии, а на Балканах (в Болгарии, Румынии или где-то еще) – ее нехватка, то этот рынок должен быть в состоянии перенаправлять «лишнюю» энергию тем, кому ее не хватает. Мы же это пока делать не в состоянии – налицо недостаток приграничных электропередающих мощностей. О какой же тогда либерализации электроэнергетического рынка может идти речь?!

Теперь – о природном газе. Тут складывается иная картина. Как известно, электроэнергию можно производить из разного начального сырья: воды, газа, угля, ядерного топлива. Так вот на сегодняшний день Европа не имеет достаточного количества его источников, необходимых для удовлетворения совокупного спроса. А потому огромные его количества в первозданном виде она импортирует из России,

Норвегии, Алжира и Ливии, плюс к этому стоит еще добавить и сжиженный газ.

В то же время либерализация требует большого рынка предложений, а не спроса. По-иному просто нельзя. И в электроэнергетике, и в газе. Но, на мой взгляд, либерализовать рынок природного газа сегодня в Европе почти невозможно, если он снабжается по большей мере через импорт. И этот фактор в значительной мере от нас, стран-потребителей, объективно уже не зависит...

Вернемся, однако, к венгерским делам. Как известно, каждая страна ныне озабочена о долгосрочности своего снабжения энергетическим сырьем. Для нее очень важно, откуда это топливо пойдет, в каких количествах, кто будет поставщиком. В частности и для выработки той же электроэнергии. Отсюда и обоснованный поиск разумного mix этих источников.

Отвечая на него в стратегическом плане, мы, безусловно, будем учитывать весьма удачное географическое положение Венгрии – в центре Европы, недалеко от доступных нам четырех газовых источников. В Норвегии, России, Алжире и Ливии.

Но у каждого из них, если можно так сказать, – своя специфика. У Норвегии источники газа постепенно истощаются, и в долгосрочном плане на нее будет рассчитывать все труднее и труднее. Не говоря уж о постоянно растущих ценах на норвежский газ. Ибо в Венгрию он транспортируется по трубам трансъевропейских магистралей, и пока до нас доходит, вырастает в цене процентов на 50 больше, чем российский. То же самое можно отнести и к североафриканскому топливу. И даже дороже, ибо его уже по трубе не доставишь – придется возить в сжиженном виде через Италию или Хорватию, что, безусловно, еще более скажется на его цене.

Поэтому для нас наиболее перспективным вариантом остается импорт российского природного газа. Что, впрочем, не исключает вполне реалистических стремлений нашего правительства рассматривать в долгосрочной перспективе и другие возможные альтернативные источники. Воплощая, таким образом, основную черту венгерской политики – в умеренности планов и устремлений и выдержанности принимаемых шагов...

Наука пока в стороне

Владимир Тетельмин, доктор технических наук, профессор Московского государственного открытого университета: – Альберт Эйнштейн сказал как-то, что число ученых, обладающих чувством социальной ответственности, незначительно. С того времени прошло уже более полувека. Многое изменилось, но обозначенная великим физиком проблема еще более обострилась.

Структура запасов углеводородов во всем мире ухудшается. Нефть приходится добывать из морских глубин или на территориях с экстремальными природными условиями и высокой экологической восприимчивостью, не от хорошей жизни канадцы осваивают тяжелую и битумную нефть, а американцы – сланцевый газ. Все эти направления требуют разработки и научного обоснования новых добывающих технологий.



Общеизвестно, что разведанных запасов углеводородов России хватит лет на сто. В то же время относительно недавно Госдума РФ ратифицировала российско-норвежский договор о разделе Баренцева моря. В нашей зоне расположен один из самых перспективных его участков – Свод Федьинского, потенциал которого превышает запасы Штокмановского газоконденсатного месторождения. К сожалению, на фоне дипломатического успеха отечественная «нефтянка» не может пока похвастать серьезными успехами в разработке и использовании морских технологий разведки и добычи углеводородов.

Как-то неожиданно конкурентом российскому природному газу стал сланцевый газ. Его залежи встречаются почти везде: в мире разведано около 200 трлн м³ этого вида топлива. В то же время причины, по которым Россия не добывает собственный сланцевый газ – до боли знакомы. В частности, опять же отсутствие апробированной экологически безопасной технологии.

Достаточно сложную научную проблему представляет собой сегодня и постоянный мониторинг разрабатываемых залежей – определение газового фактора (ГФ) добываемой нефти и компонентного состава природного газа. Ведь по мере выработки залежей происходят качественные изменения газосодержания единицы объема нефти. Существующие

технологии и средства в России сегодня не отвечают современным экономическим и технологическим требованиям. Это затрудняет прогнозирование объема добычи попутного нефтяного газа на долгосрочный период.

Наконец, последнее. На сегодняшний день Россия и США располагают 65% мировых запасов гелия. Правда, первая производит пока лишь 5% от всего мирового объема. И если отечественная нефтехимия в качестве сырья в основном использует продукты нефтепереработки – нефть и широкие фракции легких углеводородов (ШФЛУ), то в мире на эти цели (26%) идут более дешевые компоненты природного газа. В то же время вовлечение в хозяйственный оборот Ковьктинского, Чаюдинского и других месторождений должно быть комплексным с обязательным извлечением широкой фракции легких углеводородов и гелия. Реализовывая же природный газ – скажем, в Китае – без извлечения из него ценных для газохимии компонентов, мы можем очень скоро получить в его лице сильнейшего конкурента... по базовым полимерам. Ведь не делая это сами, мы как бы «задаром» отдаем гелий китайцам. А те уж своего не упустят!

Сюжет для небольшого мультфильма

Олег Попель, доктор технических наук, председатель Научного совета по нетрадиционным возобновляемым источникам энергии РАН, заведующий лабораторией возобновляемых источников энергии и энергосбережения Объединенного института высоких температур РАН: – Мы всегда гордились да и сегодня – будь то по поводу или спонтанно – продолжаем заниматься тем же по отношению к достижениям нашего топливно-энергетического комплекса. Приводя в качестве фактов миллионы тонн добытой нефти, миллиарды кубометров газа, киловатт-часы электроэнергии, десятки сотен километров проложенных нефтегазомагистралей и электролиний. А еще восхищаясь огромными денежными средствами, вложенными, с одной стороны, в развитие ТЭК, а с другой, поступающими в государственный бюджет...

Помнится, в одном, еще советском мультфильме, хозяйка чукотской урэнги для согревания своего жилища бросала в разложенный посередине жилища костер... вяленые рыбы туши. Вместо дров. Правда, давно это было. Тем не менее – и это уже не мультфильм – еще и сегодня централизованная энергетика охватывает лишь 1/3 территории страны, а 2/3 ее все еще находится вне ее систем. Более того, благосостояние этих районов в основном базируется на привозном топливе, объемы и цены на которое ограничены сроками северного судоходства и затратами на его транспортировку.

Напрашивается вывод: чтобы устранить такие «диспропорции» необходимы не только разработка обоснованной политики с использованием современных научно-технических достижений (хотя бы в области применения местных топлив – торфа, древесных отходов и пр.) и возобновляемых источников энергии (ВИЭ), но и – что самое важное – последовательное претворение ее в жизнь.

Известно, что возобновляемые источники энергии быстро развиваются за рубежом. Прежде всего, в

странах, сильно зависящих от импорта энергоресурсов и уже сегодня заботящихся о своей энергетической безопасности на перспективу. В то же время в России консенсуса по этому вопросу пока не выработано. Специалисты из крупной энергетики снисходительно смотрят «на какие-то там ВИЭ», считая, что они не нужны, поскольку стране пока хватает относительно дешевых органических энергоресурсов. Однако о необходимости разумного развития и в России этого направления говорят следующие факты.

Во-первых, энергетика является крайне инерционной сферой экономики, новые технологии завоевывают свое место на этом рынке десятилетиями. А потому при столь интенсивном расходовании запасов нефти и природного газа, которое имеет место сегодня, ситуация с обеспечением относительно дешевыми энергоресурсами может быстро измениться в худшую сторону.

Во-вторых, современные технологии использования ВИЭ являются высоко наукоемкими, и если их разработкой не заняться сейчас, то есть риск в будущем оказаться в полной зависимости от зарубежных аналогов.

В-третьих, уже сегодня имеются значительные ниши для эффективного применения ВИЭ и в России. Речь идет, например, о создании гибридных ветродизельных энергоустановок в районах со значительными ветровыми ресурсами или солнечно-дизельных установок. В свою очередь, их гибридизация – использование нескольких первичных источников энергии – позволит существенно сократить объемы потребления дорогого привозного топлива.

В-четвертых, интенсивные разработки непрерывно ведут к улучшению технико-экономических показателей и конкурентоспособности энергоустановок на ВИЭ.

Отдельный разговор – использование энергии биомассы. Разнообразие ее источников, равно как и технологий физико-механической, термохимической и биохимической переработки открывает широкие возможности для использования получаемых биотоплив в энергетике. На сегодняшний день, благодаря инициативе частного бизнеса, Россия вырвалась в мировые лидеры по производству пеллет из отходов деревоперерабатывающей промышленности. Однако пока они вывозятся в другие страны. Лишь в последнее время стали предприниматься усилия по использованию древесных топливных брикетов или гранулированных отходов растениеводства в местной энергетике.

В отличие от органических топлив возобновляемые источники энергии более равномерно распределены по территории земного шара и, в принципе, в любой точке имеется тот или иной из них (ветер, солнце, биомасса, малые водотоки, подземное тепло и т.п.). Вопрос лишь в том, какой из них выбрать, какую технологию использовать и насколько приемлемы будут затраты на получение столь необходимой энергии. Хотя бы во благо наших детей и внуков. Ибо при всей «неисчерпаемости исчерпаемых» углеводородов, в конце концов, может наступить момент, когда как бы ни пришлось обратиться к «опыту» с... вяленой рыбой... ■

Ernst & Young: находчивость и гибкость – ключи к успеху

Сегмент нефтегазового сервиса демонстрирует высокий уровень активности на рынке слияний и поглощений



Мария КУТУЗОВА

Согласно оценке экспертов компании ERNST & YOUNG, итоги 2012 г. свидетельствуют о том, что сегмент нефтегазового сервиса поддержал динамику на рынке слияний и поглощений, продемонстрировав значительный рост стоимости заключённых сделок. Чтобы повысить свою прибыльность и воспользоваться новыми возможностями на рынках глубоководных работ и в сегменте нетрадиционных ресурсов, сервисные и буровые компании стремились к созданию партнёрств и СП с известными фирмами.

Причины роста

Наличие новых технологий, в частности используемых для работ на глубоководных месторождениях, позволило сервисным компаниям выйти на труднодоступные динамично развивающиеся рынки, что также способствовало увеличению количества сделок M&A в сегменте нефтегазового сервиса. При этом их совокупная стоимость снизилась на одну треть и составила 26 млрд долларов США. Данное снижение было обусловлено отсутствием крупных сделок, сопоставимых по размерам с заключённой в 2011 г. сделкой по слиянию компаний EnSCO и Pride стоимостью 8,7 млрд долларов США. Если не принимать в расчёт подобные крупные соглашения, то, по мнению большинства участников рынка, в 2012 г. наблюдалась тенденция к поступательному росту активности и увеличению стоимости сделок, которая стала наиболее заметной ближе к концу года. Сервисные компании увеличивают свои портфели, чтобы извлечь выгоду из новых возможностей.

По данным IHS Herold, в минувшем году в сегменте нефтегазового сервиса было объявлено о 212 сделках – почти на 10% больше, чем в 2011 г. При этом средняя стоимость сделок снизилась с 424 млн долларов США до 233 млн долларов. Эксперты отмечают три ключевые тенденции:

- покупка американскими компаниями активов за рубежом;
- концентрация внимания игроков на приобретении новых технологий, особенно для проведения работ на глубоководных месторождениях;
- сохранение интереса к активам, дающим возможность быстрого выхода на труднодоступные динамично развивающиеся рынки.

Год начался с объявления о покупке Flexibles I/S (NKT) компанией National Oilwell Varco. Стоимость сделки составила около 670 млн долларов США, выплаченных в денежной форме. В целом 2012 г. был

отмечен целым рядом сделок, заключённых по цене выше номинала. Одной из них является покупка геофизической компанией CGGVeritas профильного подразделения нидерландской компании Fugro. Стоимость бизнеса приобретённой компании превысила 1,5 млрд долларов США, и указанная сделка стала одной из крупнейших в минувшем году. Благодаря заключённой сделке CGG Veritas получила интегрированный геофизический бизнес (с показателем EBITDA в размере 1 млрд долларов США), который будет обеспечивать покупателю поступательный рост прибыли на акцию начиная с 2013 г. Для продавцов данная сделка стала ещё одним подтверждением возможности реализации стратегических активов по выгодной цене.

Участие фондов прямых инвестиций в трёх из 10 крупнейших сделок является подтверждением растущего интереса к сегменту нефтегазового сервиса со стороны финансовых фондов. Рост оценочной стоимости активов в 2012 г. был обусловлен стабильно высокими ценами на нефть, хорошими результатами деятельности и перспективами расширения бизнеса нефтесервисных компаний, а также облегчением доступа к источникам финансирования. Три крупнейших сделки года были заключены с участием фондов прямых инвестиций, при этом стоит отметить, что в последние годы эта категория инвесторов не проявляла активности в данном сегменте.

В течение прошлого года консорциум фондов прямых инвестиций во главе с Castle Harlan, SHAMP Private Equity и Lime Rock Partners предоставил финансовую поддержку компании Shelf Drilling в рамках сделки по приобретению 38 установок для бурения на мелководье у Transocean за 1,05 млрд долларов США. Дубайская компания Shelf Drilling ведёт деятельность в Азии, Африке и на Ближнем Востоке. Shelf Drilling была образована в результате сделки по передаче активов и занимается оказанием услуг по бурению на небольших глубинах. Решение Transocean о продаже указанных активов было продиктовано стремлением сосредоточить внимание на работе с буровыми судами и самоподъёмными буровыми платформами. С точки зрения схемы финансирования, данную сделку можно отнести к категории многокомпонентных, поскольку она предполагала предоставление займа со стороны поставщика на сумму 195 млн долларов (в виде привилегированных акций и обязательств по обслуживанию в переходный период), а также перевод 3500 сотрудников компании Transocean в штат Shelf Drilling.

В США в сегменте нефтегазового сервиса стоимость сделок упала на 21%, а их количество возросло на 13%, что стало результатом заключения в 2012 г. большего числа менее крупных сделок, чем в 2011 г. Ожидаемого возобновления активности в области сделок в европейском сегменте нефтегазового сервиса в 2012 г. не произошло. Многим потенциальным продавцам понадобилось больше, чем предполагалось, времени, чтобы выйти на прежние уровни по показателям объёма портфеля заказов и прибыли, которые позволили бы им выставить активы на продажу по ценам, соответствующим ожиданиям их теку-

зон потенциальных объектов приобретения во всех сегментах рынка.

Ситуация в сфере банковского кредитования продолжала стабилизироваться. В Европе в минувшем году всё больше банков проявляли готовность предоставлять кредиты корпоративным заёмщикам, и всё больше компаний пользовались подобными услугами. По информации участников рынка, им не представляло особого труда договориться с банками о привлечении финансирования для осуществления сделок стоимостью около 300 млн долларов США. Наиболее распространённая схема предполагала

**ТАБЛ.
10 КРУПНЕЙШИХ
СДЕЛОК В 2012 Г.**

Дата объявления о сделке	Покупатель	Объект сделки	Продавец сделки	Описание объекта	Стоимость сделки (млн долларов США)
5 ноября 2012 года	SapuraKensana Petroleum Berhad	Подразделения обеих компаний, занимающиеся бурением с использованием установок тендерного типа	Seadrill Limited	Стороны подписали меморандум о взаимопонимании, касающийся объединения своих подразделений, занимающихся бурением с использованием установок тендерного типа	2900
9 августа 2012 года	National Oilwell Varco, Inc.	Robbins & Myers Energy Systems, L.P.	Зарегистрированная на бирже компания	Поставщик специального оборудования	2330
26 ноября 2012 года	Royal Boskalis Westminster N.V.	Dockwise Ltd.	Зарегистрированная на бирже компания	Поставщик услуг по материально-техническому обеспечению и управлению крупногабаритным технологическим оборудованием для работ на шельфе (сделка не завершена; раскрыта стоимость первоначальной оферты)	1594
24 сентября 2012 года	Compagnie Generale de Geophysique-Veritas	Fugro Geoscience Division	Fugro N.V.	Геофизическое подразделение компании Fugro (за исключением клиентской базы данных и бизнеса, связанного с эксплуатацией опорной сети)	1557
18 сентября 2012 года	Waste Connections Inc.	R360 Environmental Solutions, Inc.	Blue Sage Capital	Американский поставщик передовых решений в области защиты окружающей среды при производстве работ по добыче углеводородного сырья	1300
10 сентября 2012 года	Shelf Drilling International Holding Ltd.	38 установок для бурения на мелководье	Transocean Ltd.	38 установок для бурения на мелководье	–
Источник: Ernst & Young					

щих владельцев. Однако эксперты прогнозируют повышение уровня активности, так как во многих случаях процесс продажи ряда сервисных предприятий на европейских рынках уже запущен в прошлом году или запланирован на текущий. В 2012 г. интерес к таким активам продолжали проявлять отраслевые компании, располагающие достаточным капиталом. Кроме того, было заметно возвращение на рынок фондов прямых инвестиций как широкого профиля, так и специализирующихся на энергетической отрасли.

Возобновление интереса фондов прямых инвестиций к нефтегазовым проектам на развитых рынках в основном связано с хорошими прогнозами роста, которыми не отличаются проекты в других отраслях. Интерес инвесторов к нефтегазовой промышленности также подкрепляется уверенностью в её устойчивом развитии как в средне-, так и в долгосрочной перспективе.

Кроме того, многие фонды прямых инвестиций пересмотрели требования к минимальному размеру сделок. Теперь они готовы участвовать даже в небольших сделках, если подобное участие является перспективным с точки зрения наращивания объёмов инвестиций. Такая стратегия расширяет диапа-

привлечение покупателем кредитных средств в размере 50% от стоимости сделки у четырёх кредитных организаций, каждая из которых предоставляла кредит на сумму не более 40 млн долларов. Проведение сделок стоимостью свыше 300 млн долларов предполагало участие значительно большего числа банков и необходимость дробления кредитных ресурсов. Для заключения крупных сделок зачастую требовалась кредитная поддержка со стороны более чем 10 банков, что повышало уровень риска по сделке.

Высокотехнологичный сегмент

Стремление получить доступ к новейшим технологиям было ключевым фактором, обеспечившим рост количества и совокупной стоимости сделок в 2012 г. Основной причиной заключения сделок приобретения в сегменте нефтегазового сервиса всё чаще становится поиск новых технологий, позволяющих сервисным предприятиям совершенствовать свою производственную деятельность, наращивать эффективность методов повышения нефтеотдачи, а также укреплять свои позиции на рынке, предлагая новые продукты и услуги заказчикам (международным и особенно национальным нефтяным компаниям).



Сделки по приобретению высокотехнологичных активов заключались игроками самого разного размера и уровня капитализации, причём их стоимость намного превышала среднестатистические показатели по нефтегазовой промышленности.

Так, в сегменте компаний со средним уровнем капитализации поставщик технологических решений в области энергетики KVC Advanced Technologies за покупку Infochem Computer Services, австралийского поставщика программного обеспечения и услуг для сегмента разведки и добычи, выплатил сумму, более чем в девять раз превышающую годовую выручку приобретённой компании. Интерес покупателя к данному активу продиктован стремлением к синергии, которая позволит объединить усилия в области разработки программного обеспечения и увеличить объём продаж. Кроме того, передовые наработки и запатентованные технологии Infochem в области исследования пластовых флюидов обеспечат более

точное моделирование коллекторов с целью достижения максимально высокого уровня добычи.

К числу крупнейших сделок года можно отнести совместное приобретение британской инвестиционной компанией Arah Partners и американским фондом прямых инвестиций JMI Equity компании Paradigm, занимающейся разработкой программного обеспечения для нефтегазодобычи, за 1 млрд долларов США. Данная сделка стала свидетельством возобновления активности фондов прямых инвестиций в сегменте нефтегазового сервиса. Стоимость сделки в 10 раз превысила сумму, которую заплатил инвестиционный фонд Paine & Partners за данный актив в 2002 г. В качестве основной причины сделки британская Arah назвала лидирующие позиции Paradigm в области технических инноваций, а также наличие у приобретённой компании высококвалифицированных научных и инженерно-технических кадров.



Глобализация бизнеса

В стремлении расширить своё присутствие на международной арене покупатели продолжали вкладывать средства в приобретение зарубежных компаний. По данным IHS Herold, 35% сделок M&A в нефтесервисном сегменте носили международных характер. Лидером по уровню активности в данной сфере стала National Oilwell Varco, выступившая в качестве покупателя в рамках трёх из 10 крупнейших по стоимости таких сделок. Покупка датского совместного предприятия NKT Flexibles, учредителями которого являются Subsea7 и NKT Holding, стало одним из примеров проявления тенденции к стиранию географических границ при осуществлении сделок приобретения. Покупатели из развитых стран проявляли большой интерес к покупке компаний, имеющих внушительное присутствие на быстрорастущих рынках. NKT Flexibles занимается проектированием и производством гибких труб и технологического оборудо-

вания для работ на шельфе (в частности, плавучих комплексов для добычи, хранения и отгрузки нефти). Данное предприятие недавно подписало рамочный договор поставок с Petrobras и приняло решение о строительстве нового объекта на территории Бразилии. Документ также содержит подробные положения, касающиеся расширения обеими сторонами своей деятельности в этой стране благодаря ряду выигранных контрактов в 2011 г. Это также является одним из проявлений тенденций, характерных для нефтегазовой промышленности в целом.

Как и прогнозировали некоторые аналитики, в 2012 г. первое место по стоимости отдельно взятой сделки занял регион АТР, причём с довольно большим отрывом. В ноябре прошлого года было объявлено о крупнейшей сделке года стоимостью 2,9 млрд долларов США. Малайзийская компания SarukaKencana Petroleum Berhad и норвежская Seadrill (акции которой торгуются на фондовых биржах Нью-Йорка и Осло), ак-



тивно сотрудничающие с 1991 г., договорились объединить свои подразделения, занимающиеся бурением с использованием установок тендерного типа, подписав соответствующий меморандум о взаимопонимании. В собственность объединённой компании будет передано 16 действующих и 5 строящихся буровых установок. Целью сделки является передача в собственность SarugaKepsana всего парка буровых установок, что делает эту компанию ведущим игроком на дальневосточном рынке нефтегазового сервиса.

Для финансирования сделки используются как долевые, так и долговые инструменты. Seadrill увеличит долю своего участия (которая сейчас составляет 6,4%) в SarugaKepsana благодаря получению дополнительного пакета акций минимальной стоимостью 350 млн долларов США, а малайзийская компания возьмёт на себя обязательства по завершению капитального строительства новых установок и погашению текущей задолженности. Финансирование сделки будет также осуществляться за счёт привлечения новых кредитов, накопленных денежных резервов SarugaKepsana, а также векселя продавца на сумму 187 млн долларов.

Ноябрь 2012 г. – компания Seadrill приобрела у Songa Offshore сверхглубоководную полупогружную буровую установку Songa Eclipse за вознаграждение в размере 590 млн долларов США. В сентябре 2012 г. компания Schlumberger создала в Китае СП с независимой сервисной компанией Anton Oilfield Services (Antonoil). СП будет оказывать услуги интегрированного управления проектами, связанными с разработкой в КНР наземных нефтяных и газовых месторождений (преимущественно ориентированными на нетрадиционные ресурсы). Доля Antonoil в СП составляет 40%, у Schlumberger – остальные 60%.

На Ближнем Востоке в сегменте нефтегазового сервиса активность на рынке сделок определялась стремлением компаний к диверсификации, а также действиями правительств и ННК, призванными привлечь сервисные компании в регион и увеличить цепочку создания стоимости в нефтегазовой промышленности. Сервисные компании продолжают расширять деятельность в ближневосточных странах, повышая уровень локализации и всё больше привлекая местную рабочую силу, что обусловило рост как ко-

личества, так и стоимости сделок. По сравнению с низким уровнем 2010 г., когда сделки отсутствовали, стоимость сделок на уровне 627 млн долларов в 2012 г. обеспечила 2,8% от их общей стоимости в мире и 2,3% от их общего числа.

Укрепление позиций ННК, особенно в странах с динамично развивающейся экономикой, будет оказывать положительное влияние на уровень активности на рынке слияний и поглощений в 2013 г. Пройдя этап становления, сервисные компании, работающие на быстрорастущих рынках, в стремлении расширить свои технические возможности переходят к стратегии приобретения конкурентов из Европы и США. С другой стороны, компании из развитых стран, не стеснённые в денежных средствах, будут продолжать активную инвестиционную деятельность на быстрорастущих рынках с целью укрепления связей с местными ННК и выполнения требований, касающихся обязательной доли «местного содержания» при закупке товаров, заказе работ и услуг.

Согласно прогнозам Ernst & Young, текущий 2013 г., скорее всего, не будет ознаменован серьёзными переменами на рынке слияний и поглощений в нефтегазовой промышленности. Количество сделок на этом рынке по-прежнему определяется динамикой мирового спроса на энергоносители и потребностями ННК в капиталовложениях. Оптимистичный взгляд на 2013 г. подкрепляется целым рядом факторов. Относительная стабильность цен на нефть, возобновление банковского кредитования и большие объёмы заказов позволяют прогнозировать высокую активность в сегменте нефтегазового сервиса как со стороны продавцов, так и со стороны покупателей, стремящихся вкладывать средства в приобретение новейших технологий и выходить на новые географические рынки. *«Процветать в условиях экономической нестабильности непросто. Компании, которым это, тем не менее, удаётся, имеют ряд общих черт. Для них характерна большая интернационализация и рыночно-ориентированный подход, они находчиво и быстро реагируют на изменения, они понимают, какие факторы влияют на затраты и стоимость, и они тесно взаимодействуют со всеми заинтересованными сторонами. Несмотря на неизбежное снижение доходности в ряде областей, взвешенный взгляд в будущее показывает, что как открывающиеся возможности, так и упомянутые риски играют ключевую роль для достижения успеха в будущем»,* – отмечает Андреа Палиани, руководитель глобальной практики Ernst & Young по оказанию консультационных услуг по сделкам компаниям ТЭК и электроэнергетики.

Изменение структуры спроса в сегменте нефтегазового сервиса, в том числе обусловленное стремлением сотрудничать с ННК из стран с динамично развивающейся экономикой или желанием приобрести новейшие технологии для обслуживания всё большего числа проектов в области разработки нетрадиционных углеводородов, указывает на то, что в ближайшие годы амбициозные игроки данного сегмента будут по-прежнему уделять повышенное внимание вопросам слияния, поглощения и организации совместной деятельности. ■



Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



12 сентября 2013 г. **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Модернизация переработки нефти и газа

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



8 октября 2013 г. **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



5 декабря 2013 г. **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ**
Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе



18 марта 2014 г. **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



22 мая 2014 г. **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Строительство в нефтегазовом комплексе

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

Телефоны: (495) 514-44-58, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru

РИТЭК подбирает ключи к сланцевой нефти

Генеральный директор ОАО «РИТЭК» Николай Николаев рассказал в интервью «Нефтяному Сервису» о работе над поиском технологий для освоения уникальной Баженовской свиты



Мировые тенденции в нефтяной отрасли таковы, что легкодоступные месторождения истощаются. Месторождений со сложной структурой запасов становится все больше, а для их эффективной разработки требуется применение современных продвинутых технологий. Российским лидером в области внедрения таких инноваций по праву является компания «РИТЭК», чьи технологии реализуются не только на собственных месторождениях, но и получают все большее распространение на основе лицензионных соглашений в других нефтегазодобывающих компаниях. Разработка эффективных технологий освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и нетрадиционных ресурсов, в особенности Баженовской свиты – колоссальных залежей сланцевой нефти в Западной Сибири – становится одной из приоритетных задач компании.

– Какие направления инновационной деятельности сегодня являются приоритетными для «РИТЭКа»?

– Сегодня мы активно занимаемся газовыми и водогазовыми методами повышения нефтеотдачи. Эти технологии были апробированы в «РИТЭКе», они успешно тиражируются, и мы видим их реальную отдачу.

К примеру, специалисты РИТЭКа разработали уникальную методику парогазового воздействия на пласт, выиграв в 2007 году конкурс Федерального агентства по науке и инновациям. По итогам трех-

летней программы был разработан и прошел государственные приемочные испытания забойный парогазогенераторный комплекс на монотопливе. В течение 2010 года проведена модернизация оборудования. Полученные результаты являются на сегодня беспрецедентными в мировой практике и высоко оценены Федеральным агентством по науке и инновациям.

Еще одна интересная инновация ученых «РИТЭКа» – технология термогазового воздействия, созданная на стыке тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи, и предполагающая закачку в пласт воздуха и воды.

В «РИТЭКе» также разработана и освоена защищенная патентом РФ технология повышения нефтеотдачи пласта путем попеременной закачки в пласт воды и газа – такое технологическое решение позволяет повысить нефтеотдачу пластов с 15 до 30% и более.

Мы также уделяем большое внимание развитию энергосберегающих технологий. Один из примеров тому – уникальная разработка нашей дочерней компании «РИТЭК-ИТЦ», а именно – высокоэффективные вентильные двигатели для погружных электронасосов. Экономия электроэнергии при использовании этих двигателей в зависимости от способа добычи и свойств нефти составляет от 20-25% (в установках с погружными нефтяными насосами) до 60% (в установках с погружными винтовыми насосами). На сегодняшний день большое количество насосов с вентильными двигателями, производимых на заводе «РИТЭК-ИТЦ, успешно внедрено в производство в «Лукойловских» структурах». Среди потенциальных покупателей оборудования будет «Татнефть», «Башнефть», а также пермские и западносибирские нефтедобывающие предприятия.

Не могу не упомянуть и о химических методах нефтеотдачи пластов. В «РИТЭКе» разработан специальный реагент РИТИН – его применение в среднем дает дополнительную добычу в 1000 тонн на скважино-операцию, а в отдельных случаях достигает и 10,000 тонн. Причем, как показала практика, срок окупаемости затрат применения этой полимер-гелевой системы в Западной Сибири находится в пределах 1-3 месяцев.

Считаю, что в перспективе по-настоящему прорывной технологией станет термогазовое воздействие на Баженовскую свиту – колоссальных залежей сланцевой нефти с чрезвычайно низкой проницаемостью пластов.



Разработка эффективных технологий освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и нетрадиционных ресурсов углеводородов является одним из приоритетных направлений деятельности компании ОАО «РИТЭК». В частности, в рамках государственного контракта с Минобрнауки России в 2007-2009 гг. выполнен большой объем исследовательских работ в области разработки нетрадиционных ресурсов баженовской свиты. Одновременно, с августа 2007 года ОАО «РИТЭК» стало владельцем лицензии на геологическое изучение недр, поиск и добычу нефти и газа в пределах Средне-Назымского лицензионного участка.

На Средне-Назымском месторождении в Ханты-Мансийском автономном округе нами уже проделана большая опытная работа в этом направлении. Сейчас идет оформление разрешительных документов для работы по этой новой технологии. Думаю, в 2012-2013 гг. мы наработаем достаточную научно-практическую базу для будущего промышленного вовлечения Баженовской свиты в разработку с использованием термогазового метода. Освоение и масштабное применение данной технологии, по предварительным оценкам, позволит увеличить степень извлечения углеводородов с 3-5% (при использовании традиционных методов разработки) до 30-40%.

Естественно, снижение налоговой нагрузки, учитывая высокую стоимость научно-изыскательных работ, придало бы новый импульс развитию технологии. Очень рассчитываем на позитивное решение Правительства по этому вопросу.

– Итак, «РИТЭК» активно изучает возможности разработки баженовской свиты. А какова история открытия этой уникальной формации? Что можно сказать о принципиальных отличиях баженовской свиты от классических залежей нефти?

– В начале 60-х годов открытие промышленной залежи в отложениях баженовской свиты на Салымском месторождении обусловило интерес к этому объекту. Продолжительная эксплуатация месторож-





дений баженовской свиты проводилась на Салымском, Ем-Еговском, Правдинском и Маслиховском месторождениях.

В ОАО «РИТЭК» разработка месторождений баженовской свиты ведётся на Средне-Назымском и Гаяновском лицензионных участках.

Залежи баженовской свиты характеризуются сложным характером геологического строения, фильтрационно-емкостными свойствами и другими особенностями. Промысловый опыт свидетельствует, что традиционные способы разработки являются неэффективными для месторождений баженовской свиты. Они не учитывают специфику залежей и не решают проблему извлечения нефти из дренируемых пород и вовлечения в разработку недренируемой матрицы.

Отложения баженовской свиты являются аналогом нефтеносных сланцев, но отличительной особенностью является то, что процесс преобразования органического вещества в нефть еще не завершен. Поэтому в коллекторе наряду с легкой нефтью содержатся углеводороды непосредственно в составной пороодообразующей части породы, называемой керогеном.

Отложения баженовской свиты распространены в центральной части Западно-Сибирской низменности на площади более 1 млн. км². Месторождения с залежами баженовской свиты характеризуются высоким пластовым давлением более 300 атм и температурой свыше 80°C.

Фильтрационно-емкостные характеристики пород баженовской свиты в значительной мере определяются уровнем температуры. С увеличением температуры для всех литотипов нефтекерогеносодержащих пород отмечается увеличение общей пустотности, проницаемости, начального дебита и накопленной добычи нефти.

– Каковы примерные запасы нефти баженовской свиты в Западной Сибири?

– По различным оценкам ресурсы месторождений баженовской свиты составляют от 50 до 150 млрд тонн углеводородного сырья. Например, потенциальные геологические ресурсы нефти в баженовской свите в целом по западно-сибирской нефтегазоносной провинции определены Мировым энергетическим агентством (WEO-2011 г.) – 140 млрд. тонн.

– На какой коэффициент извлечения нефти из баженовской свиты могут рассчитывать нефтяники?

– Согласно оценке ведущих специалистов нефтеотдача залежей баженовской свиты при использовании традиционных способов разработки составляет не более 5-7%. Попытки применить заводнение не дали значительных результатов.

Согласно проведенным ОАО «РИТЭК» экспериментальным исследованиям из 1 м³ породы баженовской свиты при T=350 °C и давлении 200 атм. возможно получить до 80 литров нефти. При широкомасштаб-



ном внедрении соответствующей технологии разработки баженовской свиты нефтеотдача может составить до 35-40%.

– На какую технологию при разработке баженовской свиты делает ставку ОАО «РИТЭК»? В чем особенности этой технологии?

– В целях освоения месторождений баженовской свиты ОАО «РИТЭК» ведет разработку технологии термогазового воздействия. Технология создана на основе интеграции тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи и предполагает закачку в пласт широко доступных рабочих агентов – воздуха и воды.

В результате закачки воздуха в пласте инициируются окислительные процессы, которые приводят к образованию высокоэффективного вытесняющего агента, состоящего в основном из азота, диоксида углерода и легких фракций нефти. Такой состав вытесняющего агента обеспечивает смешивающееся вытеснение легкой нефти.

Закачиваемые воздух и вода с определенным водовоздушным отношением переходят в насыщенный пар с температурой до 300–350 °С, что приводит к увеличению трещиноватости и зоны дренирования легкой нефти из матрицы.

Существенным отличием внутрипластовых окислительных процессов в породах баженовской свиты является то, что в качестве топлива при реализации этих процессов преимущественно используется кероген.

– Какие работы в рамках освоения запасов баженовской свиты выполнены в настоящее время?

– В рамках создания технологии освоения баженовской свиты выполнен комплекс работ, включающий фундаментальные, лабораторные и промысловые исследования, что позволило создать задел для разработки технологии термогазового воздействия, обеспечивающей эффективное воздействие на залежи баженовской свиты.

Для исследований технологии термогазового воздействия обустроен опытный участок на Средне-Назымском месторождении, состоящий из пяти скважин и комплекса наземного оборудования.

При проведении испытания оборудования, в результате закачки рабочих агентов в нагнетательную скважину №219 Средне-Назымского месторождения получены положительные результаты: наблюдается значительное увеличение в добываемых газах доли азота и углекислого газа, наблюдается снижение плотности и вязкости нефти, при этом в добываемых газах отсутствует кислород, что свидетельствует о протекании активных внутрипластовых окислительных процессов.

В настоящее время ведется подготовка второго участка термогазового воздействия в районе скважины №210 Средне-Назымского месторождения. Планируемый срок ввода в эксплуатацию участка – 2013 год. ■

Измерение и сигнализация уровня при экстремальных условиях процесса

VEGAFLEX 86 и VEGASWING 66 – уровнемер и сигнализатор уровня для жидкостей при экстремально низких и экстремально высоких температурах и давлениях процесса

ДЕСЯТЬ ЛЕТ НАЗАД ФИРМА VEGA ВНЕДРИЛА В ПРОИЗВОДСТВО ДАТЧИКОВ УРОВНЯ И ДАВЛЕНИЯ МОДУЛЬНЫЙ ПРИНЦИП PLICS®, ЧТОБЫ ЗА СЧЕТ ЕДИНООБРАЗНОЙ КОНСТРУКЦИИ, ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ПРОСТОТЫ И ВЫСОКОЙ ГОТОВНОСТИ СОЗДАВАЕМОЙ ТЕХНИКИ ОБЕСПЕЧИВАТЬ НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОМЫШЛЕННОГО ИЗМЕРЕНИЯ УРОВНЯ И ДАВЛЕНИЯ, И НА ЭТОЙ ОСНОВЕ ПРОДОЛЖАЕТ УСПЕШНО РАЗВИВАТЬ ФУНКЦИОНАЛЬНОСТЬ И РАСШИРЯТЬ ДИАПАЗОН ПРИМЕНЕНИЯ СВОИХ ПРИБОРОВ.

Новое поколение уровнемеров VEGA

Доказательством успехов в этом направлении стали новые поколения радарных уровнемеров VEGAPULS 60 и VEGAFLEX 80. Датчики с новым аппаратным и программным обеспечением могут измерять уровень с точностью до ± 2 мм и, благодаря значительному повышению чувствительности и разрешающей способности, а также быстрому процессору обработки сигналов, надёжно работают даже на слабо отражающих средах. Точность измерения обеспечивается благодаря улучшенному анализу и динамической памяти помех на основе распознавания перемещения сигнала уровня и ложных эхосигналов.

Эксплуатационная надёжность и безопасность поддерживаются благодаря электронным компонентам с малым энергопотреблением, простоте электрического подключения через новые съёмные блоки пружинных контактов и простоте начальной установки с расширенными функциями интеллектуальной самонастройки прибора. Датчики имеют усовершенствованные диагностические функции на основе интегрированной памяти измеренных значений, памяти событий с отметкой времени по встроенным часам, сохранению эхо-кривой начальной установки и памяти эхо-кривых. Диагностическая функциональность датчиков с направленными микроволнами также включает интегрированный контроль состояния измерительного зонда, автоматическое определение длины зонда и определение диэлектрической проницаемости измеряемой среды. Расширенные и улучшенные диагностические возможности гарантируют длительную надёжную эксплуатацию без обслуживания.

Для надёжного и экономичного решения задач измерения уровня и раздела фаз

различных технологических процессах нефтедобычи и нефтепереработки целым рядом конструктивных преимуществ и модернизированных функций обладают уровнемеры VEGAFLEX 80.

В производственной цепочке нефтедобычи датчики с направленными микроволнами находят своё применение преимущественно там, где требуется измерять уровень и раздел фаз нефти и воды – при подготовке нефти и хранении сырья в резервуарах. С новым VEGAFLEX 80 измерение уровня и раздела фаз осуществляется одним датчиком: переключение между режимами измерения выполняется через меню настройки, а при необходимости передачи обоих измеренных значений в виде аналогового сигнала, прибор оснащается дополнительным электронным модулем второго токового выхода. Благодаря новой интеллектуальной обработке сигнала и кратчайшему времени цикла, VEGAFLEX 80 точно измеряет раздел фаз с углеводородным слоем уже от 50 мм. Ещё надёжнее стало измерение при наличии слоя эмульсии от малой до средней мощности. Возможность применения единой измерительной техники для уровня и межфазы на разных этапах производственного процесса упрощает проектирование и повышает эксплуатационную безопасность мест измерения.

VEGAFLEX 86 для высокотемпературных применений

Наибольший потенциал для применения датчики с направленными микроволнами имеют в технологических процессах нефтепереработки. Новые уровнемеры VEGAFLEX 80 обеспечивают надёжное измерение, в том числе в тех условиях, в которых ранее измерение посредством направленных микроволн было нереализуемым или недостаточно надёжным, например: при вторичном обессоливании нефти, на генераторах насыщенного пара для подогрева нефти, в выносных уровнемерных колонках на различных ректификационных колонках.

Для перегонки нефть должна подогреваться до 430 °С. Теплоносителем в поточном подогревателе служит насыщенный пар. В паровом котле он находится над беспокойной, частично пенящейся, кипящей водяной поверхностью. Для обеспечения эффективной работы парового котла нужно измерять уровень водяной поверхности. По мере повышения температуры и давления в котле паровая фаза сжимается, вследствие этого возрастает её относительная диэлектрическая проницаемость. Для датчика с направленными микроволнами это означает замедление распространения микроволнового импульса вдоль измерительного зонда в паровой фазе, и в ре-

VEGAFLEX 86



зультате датчик показывает слишком низкий уровень. Данная проблема эффективно решается установленным в выносной или опускной трубе новым датчиком VEGAFLEX 86 с автоматической коррекцией времени распространения сигнала. Одновременно с эхосигналом уровня датчик регистрирует эхосигнал от специального реперного отрезка сверху зонда и использует смещение реперного эхосигнала для коррекции измеренного значения уровня. Тем самым обеспечиваются необходимые точность и надёжность измерения уровня в паровом котле.

Нагретая нефть помещается в ректификационную колонну, где необходимо измерять уровень на разных стадиях нефтеперегонки. Это измерение осуществляется в выносных уровнемерных колонках, где до сих пор применялись буйковые измерительные системы. Существенные недостатки буйковых уровнемеров: зависимость точности измерения от плотности и температуры и возможность опасных ошибок из-за налипания и накапливающейся в колонке остаточной воды, — уже привели к активной замене буйковых уровнемеров микроволновыми датчиками с измерительными зондами, легко монтирующимися в имеющихся колонках. Микроволновый датчик VEGAFLEX 86, установленный в уровнемерной колонке на ректификационной колонне, обеспечивает все преимущества точного и надёжного измерения уровня и раздела фаз при температурах продукта, превышающих здесь 400 °С. При этом, благодаря новым функциям распознавания перемещения эхосигнала уровня и динамической селекции эхосигналов помех, VEGAFLEX 86 с высокой надёжностью исключает оценку внезапных сильных эхосигналов, например от поверхности воды, выпадающей вниз уровнемерной колонки, как сигналов уровня. Датчик регистрирует такой сигнал как помеху и продолжает показывать истинный уровень углеводорода в колонке. Надёжны датчики и при возможном заполнении колонки до присоединительного фланца: прибор регистрирует переполнение, при этом удерживая измеренное значение на 100% и выдавая соответствующий статус неисправности, тем самым аварийное переполнение исключается. Если датчик должен измерять межфазный уровень при постоянном заполнении колонки до присоединительного фланца, в параметрах применения просто выбирается функция измерения без газовой фазы — и далее VEGAFLEX 86 безошибочно определяет раздел жидких фаз.

Для измерения в выносной трубе при высоких температурах, VEGAFLEX 86 имеет новые возможности центрирования измерительного зонда с помощью пружинящей металлической звёздочки для стержня или плоского груза для троса. Датчики также могут поставляться с соответствующей заводской настройкой в комплекте с выносной камерой.

VEGASWING 66 для экстремальных условий процесса

VEGASWING 66 — первый в мире вибрационный сигнализатор предельного уровня для применения на жидкостях при температурах процесса от -196 °С до +450 °С и давлении процесса от -1 до 160 бар.

Датчик обладает усовершенствованной полной функциональностью вибрационных сигнализаторов

VEGASWING, включая пуск в эксплуатацию посредством электрического подключения, самоконтроль состояния вибрирующего элемента и электроники, функциональную проверку одним нажатием специальной тестовой кнопки, квалификацию SIL 2 (SIL 3 при однородно избыточной установке), и сочетает преимущества вибрационной технологии сигнализации уровня с самым широким диапазоном применения. VEGASWING 66 имеет новый патентованный индуктивный привод, обеспечивающий надёжную работу вибрирующей вилки датчика, в том числе с удлинением до 3 м, при экстремальных условиях процесса. Корпус с электроникой удален от присоединения и чувствительного элемента посредством температурной вставки. VEGASWING 66 может оснащаться керамической газонепроницаемой втулкой, т.н. второй линией защиты, что полностью исключает диффузию измеряемого продукта через датчик.

Насыщенный пар, используемый в качестве теплоносителя в высокотемпературных процессах нефтепереработки и нефтехимии, производится в паровых котлах, где максимальное давление достигает 160 бар при температуре до 345 °С. Вибрационный сигнализатор VEGASWING 66 может применяться для ограничения низкого или высокого уровня воды в паровых котлах. При таких условиях процесса, с точки зрения обеспечения безопасности, сигнализация предельного уровня с помощью VEGASWING 66 идеально дополняет непрерывное измерение уровнемерами VEGAFLEX 86.

VEGASWING 66 надёжно и с миллиметровой точностью сигнализирует уровень также при экстремальных отрицательных температурах процесса. Усовершенствованная конструкция датчика обеспечивает его чувствительность к плотности измеряемой среды от 0,47 г/см³. Благодаря этому расширяется диапазон применения вибрационного принципа сигнализации, и датчик может успешно работать на криогенных газах и сжиженных углеводородных газах с малой плотностью.

Фирма VEGA создала новое поколение своих уровнемеров и вибрационных сигнализаторов уровня, чтобы обеспечить потребителям высочайшую эксплуатационную надёжность, точность и безопасность измерения, одновременно упростив работу с прибором и сделав её максимально экономичной. VEGAFLEX 86 с его прочной механикой, мощным аппаратным и интеллектуальным программным обеспечением и VEGASWING 66 с его специальной конструкцией и функциональностью — это простое и надёжное решение для точного и безопасного контроля процесса в самых критических условиях применения. ■



VEGASWING 66

Николай ТОКАРЕВ: «Единственный вариант - самим засучив рукава работать»



Строительство линейной части
магистрального нефтепровода
Заполярье – Пура

Завершив реализацию таких грандиозных проектов, как «ТС ВСТО» и «БТС-2», «Транснефть» без пауз приступила к строительству нефтепровода Заполярье – Пурпе, до конца года подрядчики выйдут на трассу Куюмба – Тайшет. О текущих задачах и ближайших планах компании рассказывает президент ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» Николай ТОКАРЕВ.

– «Заполярье – Пурпе» – проект уникальный, реализуемый в аномально сложных условиях. Каково его значение для страны?

– Это нефтепровод, который позволит нефтяникам освоить новую и очень интересную нефтеносную провинцию. Сырье из этого региона позволит компенсировать выпадающие объемы добычи в Западной Сибири. Там месторождения эксплуатируются уже много лет и, конечно, истощаются. Падение добычи в Западной Сибири составляет примерно 5-8 млн. т нефти в год. Они будут замещены после того, как нефтяники введут в эксплуатацию новые северные месторождения. Наша труба им очень нужна. Но проект этот непростой. Работы ведутся в тяжелейших условиях и весьма затратны. Тем не менее надеюсь, что уже в 2015-2016 годах, исходя из тех гарантий, которые давали нам нефтяники, эта провинция обеспечит прирост добычи порядка 45-50 млн. т.

– Нефтепровод Куюмба – Тайшет также должен способствовать освоению новых месторождений. На какой стадии находится этот проект?

– Нефтепровод Куюмба – Тайшет протяженностью 700 км реализуется в Восточной Сибири и тоже в очень непростых условиях. Он позволит нефтяникам начать активную разработку Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского месторождений, что тоже даст весомую прибавку к общему объему добычи нефти в России. Мы уже закончили проектно-изыскательские работы. Сданы материалы под проектирование, то есть работа идет полным ходом. И в конце текущего года подрядчики будут мобилизовывать людей и технику для выхода на трассу.

– Помимо строительства новых нефтяных магистралей, на повестке дня развитие нефтепродуктопроводной системы...

– Это тема болезненная. Долгие годы на данном направлении практически ничего не делалось. Тариф на транспортировку по нефтепродуктопроводам составляет 70% от железнодорожного. Это соотношение было установлено, чтобы железнодорожные перевозки не получили в этой сфере полного преобладания.



Фото из архива ОАО «Транспресс»

Но в то же время невысокий тариф на поставку по нефтепродуктопроводной системе привел к тому, что развивать ее очень сложно. На это попросту не хватает средств. Кроме того, несколько лет назад был реализован проект «Север» – маршрут на Балтику. Для этого «Транснефтепродукт» взял серьезные кредиты. Отдавать деньги удастся с большим трудом.



Падение добычи в Западной Сибири составляет примерно 5–8 млн. т нефти в год. Они будут замещены после того, как нефтяники введут в эксплуатацию новые северные месторождения. Наша труба им очень нужна

Пять лет назад было принято решение о передаче ТНП в состав «Транснефти», но, к сожалению, требования бухгалтерского учета таковы, что доходы от одного вида деятельности нельзя использовать для развития других. В частности, доходы от транспортировки нефти нельзя пустить на капитальный ремонт нефтепродуктопроводной сети. Это закреплено специальным постановлением Правительства России. Мы, в свою очередь, вышли с инициативой в Минэнерго и Правительство с просьбой рассмотреть создавшуюся ситуацию и разрешить «Транснефти» использовать свои финансовые ресурсы для осуществления капитального ремонта трубопроводов «Транснефтепродукта». К сожалению, они находятся в удручающем состоянии – им много лет, они в



Фото из архива ООО «Транспресс»

ПЕРЕВАЛОЧНЫЙ КОМПЛЕКС «ШЕКСАРИС»

большинстве своем исчерпали свой технический ресурс. И там нужно срочно менять старые трубы, насосные парки, резервуары.

Но помимо этого сегодня на повестке дня стоит вопрос реализации проекта «Юг» – нефтепродуктопровод от Волгограда через группу краснодарских заводов на терминал в Новороссийске. Требуется также расширение трубопровода «Север», которое позволит в два раза увеличить объем перевалки нефтепродуктов через терминал в Приморске. Есть также предложение ЛУКОЙЛа по расширению мощностей для подачи нефтепродуктов с их НПЗ на Москву. Все эти проекты интенсивно прорабатываются.

Проблем и задач много, и их нужно решать безотлагательно, иначе они будут нарастать как снежный ком.

Сегодня крупные нефтяные компании практически все заинтересованы в том, чтобы выходить со своим продуктом как на внутренний рынок, так и на экспорт.

Надо иметь в виду, что через пару лет заканчивается срок действия программы модернизации нефтеперерабатывающих заводов, предусматривающей как увеличение объемов переработки, так и повышение качества. И конечно, эти новые объемы потребуют расширения нефтепродуктопроводных сетей.

– Вы упомянули, что проект «Юг» ориентирован на Новороссийск. А готов ли порт к новым объемам?

– Последние 20 лет в порт не вкладывали ни копейки, но выжимали все что можно по максимуму. Это громадное предприятие, градообразующее. При этом нефтеналивной район находился просто в удручающем состоянии. Построенные еще в советское время гидротехнические объекты, естественно, ветшают и приходят в негодность, если не вкладывать в них деньги.

И решение прийти в порт вместе с нашими партнерами, Группой «Сумма», было связано прежде всего планами модернизации данных объектов. Если этого не делать, то в ближайшие годы можно поставить крест на судьбе нефтеналивных терминалов.

Нужны колоссальные инвестиции, предстоит большой объем работы, и единственный вариант контролировать этот процесс – прийти самим в порт и засучив рукава начать работать.

Конечно, мы понимаем, что «Сумма», крупная частная компания, преследует цель прежде всего получения дохода. И при нормальной организации работы порта он, безусловно, будет.

Другой вопрос, что мы разные. «Транснефть» – государственная компания, «Сумма» – частная. Многие вещи мы по-разному оцениваем, иначе расставляем приоритеты. Поэтому есть немало вопросов, требующих согласований, дискуссий. Это со стороны может порой выглядеть как конфликт. Но на самом деле это рабочий процесс. Часто очень непростой.

Но в целом сейчас, на наш взгляд, нами найдена формула взаимодействия, которая позволит согласовывать наши подходы и интересы, позволит эффективно развивать порт.



НПС «Кропоткинская» –
один из объектов КТК

Фото Александра Колелова



Для «Транснефти» проект «Бургас – Александруполис» хотя и сохраняет несомненный интерес, но вопрос стоит уже не так остро. А вот для наших казахстанских партнеров он крайне актуален. Ведь КТК после расширения трубопровода в недалеком будущем увеличит объем перекачки в два раза

– Из Новороссийска танкеры везут нефть через Черноморские проливы. А там свои проблемы. Что в этой связи можно сказать о шансах «разморозки» проекта «Бургас – Александруполис»?

– Решение о строительстве этого нефтепровода принималось в 2007 году. Тогда была совершенно другая ситуация. В тот период мы были в нем очень заинтересованы как в маршруте в обход Черноморских проливов. Как известно, они эксплуатируются на грани возможного – через них транспортируется примерно 115 млн. т нефти и 40 млн. т нефтепродуктов в год. Когда добавятся еще 10-15 млн. т, будет серьезная проблема, на грани коллапса.

И конечно, Бургас – Александруполис позволил бы эффективно разрядить обстановку. И греческая сторона, и российская заинтересованы в реализации этого проекта. Он полностью готов, можно брать и строить. В этой связи трудно рационально объяснить позицию Болгарии – держать в руках Жар-птицу и не использовать этот шанс...

Ведь, не имея нефти, но при наличии нефтепровода на своей территории, «держат руку на вентиле»,

ты можешь быть уверен, что без сырья не останешься. Владельцы нефти всегда будут твоими заинтересованными партнерами по переговорам.

Сегодня, после ввода в строй БТС-2, для нас проект «Бургас – Александруполис» хотя и сохраняет несомненный интерес, но вопрос стоит уже не так остро. А вот для наших казахстанских партнеров он крайне актуален. Ведь КТК после расширения трубопровода в недалеком будущем увеличит объем перекачки в два раза. И эти дополнительные миллионы тонн опять пойдут в Черноморские проливы.

Возможен, конечно, вариант реализации проекта «Сарматия»: маршрут Одесса – Броды – Гданьск. Звучат предложения о строительстве канала, параллельного проливам. Давно обсуждается проект «Самсун – Джейхан». Но все эти варианты с экономической точки зрения проигрывают проливам и маршруту Бургас – Александруполис. Поэтому, я думаю, у этого проекта есть будущее.

БЕСЕДОВАЛ ДМИТРИЙ ТАРАТОРИН

Статья предоставлена редакцией журнала
«Трубопроводный транспорт нефти»

Проблематика «черноморского вектора»

Несмотря на диверсификацию маршрутов поставки нефти, черноморское экспортное направление остается для России одним из приоритетных. Проблемам и решениям, связанным с использованием этого вектора, посвящена статья вице-президента ОАО «АК «Транснефть» Михаила БАРКОВА.

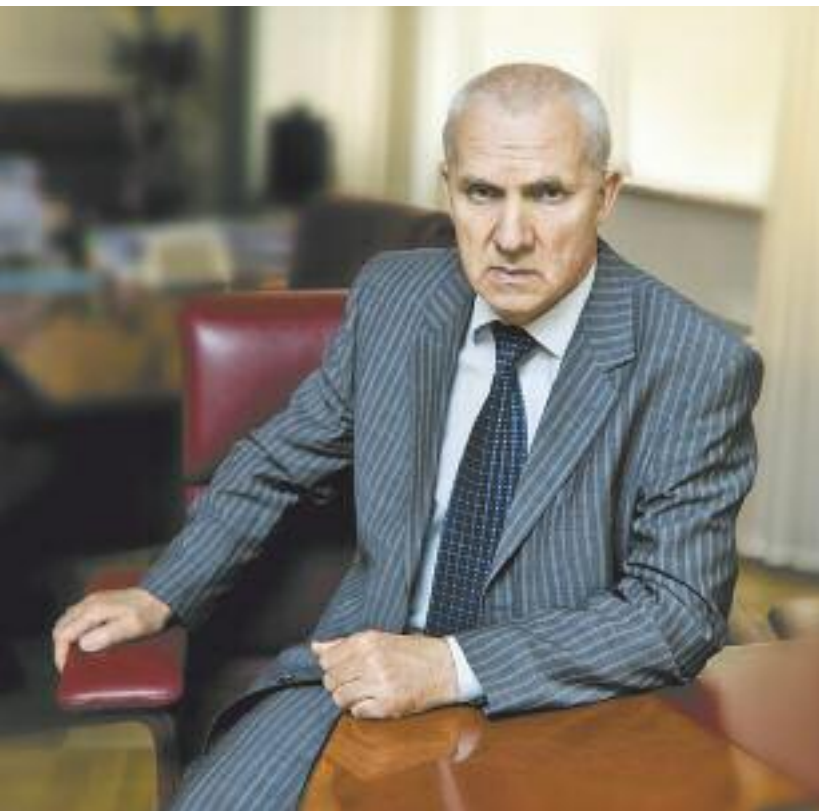


Фото Михаила Зильбера

БЛАГОДАРЯ ОГРОМНОЙ РАБОТЕ, ПРОДЕЛАННОЙ ОАО «АК «Транснефть» за последние годы по реализации проектов строительства новых экспортных нефтепроводов, таких как БТС-1 и 2, ТС ВСТО, сейчас Российская Федерация располагает профицитом экспортных мощностей. Это позволяет грузоотправителям гибко оперировать объемами и направлениями поставок нефти. Черноморский маршрут и в этих условиях остается одним из наиболее привлекательных.

В настоящее время по черноморским проливам проходит около 150 млн. т жидких углеводородов. По экспертным оценкам, годовая пропускная способ-



ность проливов составляет порядка 200 млн. т таких грузов, хотя турецкие власти регулярно заявляют, что этот транспортный коридор работает на пределе своих возможностей. При этом делается обязательная ссылка на густонаселенную местность, возможность тяжелых последствий для экологии региона в случае аварии и прочее, что, в принципе, справедливо.

Проблема транспортировки нефти через пролив Босфор – это во многом проблема размера демереджа в связи с простоем танкеров в проливах. Простой может быть обусловлен не только большим количеством судов, но и, например, погодными условиями или аварией. При возникновении пробок он существ-



Фото из архива ОАО «Черномортранснефть»

венно увеличивается и делает маршрут экономически менее привлекательным по сравнению с альтернативными.

К проблеме простоев в проливах и альтернативных маршрутов постоянно привлекалось внимание экспертов и политиков. За последние 15 лет обсуждалось около восьми вариантов возможных путей обхода проливов. Новейшая навигационная система для наиболее быстрого и безопасного прохода через проливы была установлена при участии компании «Шеврон». В правовом аспекте также создан режим, позволяющий беспрепятственно транспортировать нефть через проливы без значительных транзитных затрат. Конвенцией о режиме черноморских проли-

вов (Монте, 1936 г.) закреплены ограничения возможного вмешательства турецких властей в вопросы транспортировки, хотя сегодня и к самой Конвенции, и к ее применению накопились вопросы.

Говоря о перспективах увеличения загруженности проливов, конечно, следует иметь в виду реализуемый сейчас Проект расширения трубопроводной системы Каспийского трубопроводного консорциума.

Между тем пока задержка реализации первой фазы Проекта расширения КТК составляет, по разным оценкам, примерно один год. При этом наибольшее отставание наблюдается в части модернизации действующих объектов на казахстанском участке.

ПО СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» В ПОРТ НОВОРОССИЙСК В 2012 ГОДУ БЫЛО ПОСТАВЛЕНО 42,5 МЛН. Т НЕФТИ



ОАО «АК «Транснефть» продолжает рассматривать нефтепровод Бургас – Александруполис как вариант, наиболее экономически эффективный и приемлемый для нефтяников. По мнению компании, рано или поздно актуальность этого нефтепровода будет осознана нашими болгарскими партнерами

Акционеры и менеджмент Консорциума принимают активные шаги по недопущению дальнейшего смещения графика строительства. Фактически сейчас одновременно осуществляются работы в рамках всех трех фаз Проекта. Если руководством Проекта расширения будет надлежащим образом проведена работа над ошибками, допущенными на начальной стадии стройки, то к концу 2015 года можно ожидать увеличения пропускной способности нефтепровода Тенгиз – Новороссийск до 67 млн. т в год. Напомню, в 2012 году на морском терминале в Южной Озереевке было отгружено 30,6 млн. т нефти, прокачанной с использованием антифрикционной присадки.

При таком сценарии загрузка черноморских проливов может увеличиться в перспективе на дополнительные 40-45 млн. т нефти в год. С использованием присадок система КТК будет способна прокачать порядка 76 млн. т нефти. Нагрузка на проливы возрастет еще больше. И не исключено, что на этом фоне усилится риторика о введении ограничений на перевозки опасных грузов через проливы Босфор и Дарданеллы. В результате имеющиеся международные наработки с участием «Транснефти» в части прокладки альтернативных маршрутов доставки углеводородов из бассейна Черного моря могут снова стать актуальными для гораздо большего числа заинтересованных сторон.

В связи с этим ОАО «АК «Транснефть» продолжает рассматривать нефтепровод Бургас – Александруполис как вариант, наиболее экономически эффективный и приемлемый для нефтяников. По мнению компании, рано или поздно актуальность этого нефтепровода будет осознана нашими болгарскими партнерами. Пока же мы видим, что основная проблема с реализацией данного проекта – это позиция политического руководства Болгарии. Нарушив положения межправительственного соглашения от 2007 года, наши партнеры предприняли шаги по выходу из него. Ранее заявлялось, что проект экологически опасен. Однако это ни в коей мере не подтверждается ведущими экспертами.

Проектная мощность нефтепровода должна была составить около 35 млн. т нефти в год с возможностью расширения до 50 млн. т. В январе этого года делегация ОАО «АК «Транснефть» на заседании Координационной группы Еврокомиссии по нефти и нефтепродуктам представила доклад и подняла вопрос о целесообразности возобновления работ по реализации проекта «Бургас – Александруполис» в связи с запланированным к 2015 году увеличением загрузки черноморских проливов.



Пролив
Босфор



Фото из архива ЗАО «КПР»

Представители Еврокомиссии отметили важность проблемы, но дальнейших шагов со стороны ЕС не последовало. А ведь реализация данного проекта позволила бы, помимо всего прочего, создать новые рабочие места и производить налоговые отчисления в бюджеты Болгарии и Греции.

Необходимо учитывать, что, несмотря на вышеперечисленные проблемы, транспортировка нефти через черноморские порты обладает очевидной экономической привлекательностью. Нефтяники могут, доставив нефть до порта, реализовать ее на условиях FOB трейдерам, которые впоследствии имеют возможность выбирать направления поставок самостоятельно. Основными направлениями транспортировки через Черное море являются европейские порты Августа, Триест, Омишаль, из которых российская нефть, часто смешиваясь с нефтью из Северной Африки, поставляется на европейские заводы. Европейские партнеры рассматривают такие нефтетранспортные маршруты, как TAT, в качестве альтернативных традиционным российским, забывая, что по ним поставляется значительное количество российской нефти.

Группа «Новороссийский морской торговый порт», объединяющая порты Новороссийск, Приморск и Балтийск, обеспечивает реализацию около 30% всего морского грузооборота России. Это третий крупнейший портовый оператор Европы, при этом более половины грузопотока составляют нефть и нефтепродукты. В 2012 году только в порт Новорос-

сийск по системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» поставлено 42,5 млн. т нефти.

Вместе с тем при транспортировке нефти из Новороссийска существуют серьезные ограничения. В портах Черного моря не используются крупнотоннажные танкеры, такие как VLCC, что отражается на логистике поставок. Несмотря на это, порт является одним из наиболее экономически привлекательных маршрутов для поставок нефти, если оценивать нетбэки российских нефтяников (доступ к которым у ОАО «АК «Транснефть» как транспортной компании имеется только через информационные агентства).

Возвращаясь к перспективам роста нефтеэкспорта через Новороссийск, замечу: в прессе и в экспертной среде звучат мнения, что нефть КТК может пойти не через черноморские проливы, а по маршруту Одесса – Броды – Плоцк.

Конечно, такое развитие событий исключить нельзя. Все будет зависеть от экономики транспортировки и иных условий, включая политическую волю руководства разных стран. Но на текущий момент маршрут Одесса – Броды – Плоцк есть только на бумаге. Участок нефтепровода Броды – Плоцк так и не построен – в связи с отсутствием гарантий загрузки маршрута. Но даже если проект состоится, его рентабельность будет явно ниже возможностей БТС-2 или же упомянутого проекта «Бургас – Александруполис». ■

Статья предоставлена редакцией журнала «Трубопроводный транспорт нефти»

**РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК
ТЕРМИНАЛА КТК
В ЮЖНОЙ ОЗЕРЕЕВКЕ**

«Мы просим устранить административный барьер»

Успех взятого правительством России курса на более глубокую переработку отечественной нефти зависит не только от модернизации нефтеперерабатывающих заводов, но и от пропускной способности системы магистральных продуктопроводов. О первостепенных задачах по расширению системы МНПП и административных барьерах на этом пути рассказал первый вице-президент ОАО «АК «Транснефть» Максим ГРИШАНИН.



Фото из архива ОАО «Транснефть»

– Максим Сергеевич, очевидно, что в последнее время перспективам строительства новых продуктопроводов и повышению пропускной способности действующих магистралей уделяется все больше внимания. С чем это связано?

– Напомню, ОАО «АК «Транснефтепродукт» было присоединено к ОАО «АК «Транснефть» в 2007 году. Мы занялись приведением в порядок системы магистральных нефтепродуктопроводов, процент износа в которой на тот момент был просто катастрофическим, не увеличивая при этом ее пропускную способность. Тогда в этом просто не было необходимости, поскольку бо́льшая часть добываемой в стране сырой нефти отправлялась на экспорт и нашей основ-

ной задачей было обеспечение потребностей нефтяных компаний в ее транспортировке.

Так продолжалось до тех пор, пока Правительство РФ не сделало два стратегических хода. Первый – введение в 2011 году налогового режима «60-66-90», в рамках которого была повышена экспортная пошлина на мазут. Второй – заключение четырехстороннего соглашения государственных ведомств и нефтяных компаний о модернизации нефтеперерабатывающих заводов. Нефтяники занялись реконструкцией предприятий, стали увеличивать глубину переработки, сокращать производство мазута и начали требовать, чтобы мы подключили к системе заводы, которые до этого обходились услугами железнодорожных перевозок. Сейчас мы подключаем Яйский, Афипский, Краснодарский и целый ряд других НПЗ. К этому стоит добавить расширение действующих мощностей подачи нефти на крупные заводы.

В 2012 году мы впервые перекачали нефти на внутренний рынок больше, чем на экспорт. Эта тенденция продолжает развиваться. Очевидно, что из 200 млн. т нефти, которые мы за год транспортируем на отечественные НПЗ, можно произвести гораздо больше нефтепродуктов, чем требуется нашей стране. Отечественный внутренний рынок потребляет порядка 50 млн. т нефтепродуктов в год, остальное будет отправлено на экспорт.

В принципе это хороший шаг: экспортировать не сырую нефть, а продукт с добавленной стоимостью. Это надо поддерживать. Вот только железнодорожная система страны не вполне готова транспортировать такие объемы нефтепродуктов. И наша система продуктопроводов тоже не справится.

– Но ведь «Транснефть» уже имеет опыт решения подобных проблем применительно к транспортировке нефти...

– Совершенно верно. На рубеже 1980-1990-х годов Советский Союз добывал порядка 600 млн. т нефти в год, а в конце 1990-х – только 300 млн. т. Существовавшей на тот момент системы нефтепроводов хватало для перекачки этого объема. Но именно тогда начали активно разрабатываться новые месторождения, а старые обрели второе дыхание за счет более эффективных методов добычи. В результате в начале 2000-х нефтяники столкнулись с ограничением пропускных возможностей, а также с ограничением направлений, по которым мы могли перекачивать нефть.



Фото из архива ООО «ФрансПресс»

Именно тогда возник проект «БТС-1», стали задумываться о системе ВСТО, которая впоследствии дала большой толчок разведке и освоению месторождений Восточной Сибири. Затем было строительство БТС-2, расширение ВСТО. Сейчас реализуются проекты строительства нефтепроводов Заполярье – Пурпе и Куюмба – Тайшет.

Сегодня наша страна добывает порядка 500 млн. т нефти в год, но при этом ограничен пропускной способности нефтепроводов, за исключением немногих «узких» мест, которые мы «расширяем» в рутинном режиме, не наблюдается. Расширение системы дало нефтяникам возможность оперировать объемами черного золота по своему усмотрению.

Теперь мы хотим подготовиться к увеличению потока нефтепродуктов так же, как в свое время подготовились к увеличению потока нефти.

– Какие участки продуктопроводной системы сейчас являются «горячими точками»?

– Можно выделить три «узких» места. Первое – участок Уфа – Субханкулово, который необходимо расширить на 2 млн. т в год, иначе мы не сможем принимать в полном объеме продукцию Омского НПЗ, Пермского НПЗ и трех НПЗ в Уфе. Второе место – участок Набережные Челны – Альметьевск – Нижний Новгород. Здесь пропускную способность надо увеличить в два раза. И третье – проект «Север» (Кстово – Ярославль – Кириши – Приморск), мощность которого необходимо

ПРИЧАЛЬНЫЕ СООРУЖЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВОГО ТЕРМИНАЛА В ПОРТУ ПРИМОРСК



Чтобы создать комфортные условия для перекачки нефтепродуктов, пропускная способность на трех «узких» участках системы МНПП должна быть увеличена на 10 млн. т в год

повысить на 4 млн. т в год. В общей сложности на трех участках пропускная способность должна быть увеличена на 10 млн. т нефтепродуктов в год. Тогда мы сможем предоставить нефтяникам комфортные условия для перекачки не только нефти, но и нефтепродуктов.

Это что касается «узких» мест. В перспективе, к примеру, необходим нефтепродуктопровод от Нижнего Новгорода до Москвы. Он позволит наладить стабильные поставки продуктов переработки нефти на столичный рынок. В соответствии с планами Правительства РФ по расширению московского авиаузла подача нефтепродуктов в аэропорты города должна быть увеличена в два раза. Без трубопровода этого не сделать: железная дорога уже не справляется.

– Что необходимо для увеличения мощности МНПП? Какую помощь компания хотела бы получить от государства?

– Мы не просим денег. Просим лишь одно – устранить административный барьер, чтобы иметь возможность использовать финансовую мощь «Транснефти» для расширения системы МНПП. Сейчас это невозможно. Постановление Правительства РФ № 707 устанавливает нашу обязанность вести отдельный учет затрат по видам деятельности, а Постановлением Правительства № 980 услуги по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам и услуги по транспортировке нефтепродуктов по магистральным трубопроводам определены как разные виды деятельности. И мы не можем использовать средства, получаемые от транспортировки нефти, для увеличения мощности магистральных нефтепродуктопроводов.

Мы просим дать нам возможность включать затраты на расширение системы МНПП в тариф на перекачку нефти.

Допустим, приходит к нам нефтяная компания с предложением расширить «узкое» место на одном из участков проекта «Север». Мы согласовываем договорный тариф (надбавку к действующему тарифу), чтобы за счет этих средств увеличить пропускную способность. Когда мы работаем по нефтяному тарифу, вопросов не возникает, мы, таким образом, уже успешно реализовали порядка 10 проектов. Когда же речь идет о



РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК НАЛИВНОЙ СТАНЦИИ «СОЛНЕЧНОГОРСКАЯ»

получается по 10 млрд. в год. Для «Транснефтепродукта» это суммы непосильные, а для «Транснефти» они не очень велики.

Если инвестиционную составляющую включить в расчет тарифа по участку продуктопровода, к примеру, проекта «Север», то тариф будет запредельным. Именно поэтому мы предлагаем использовать тариф на перекачку нефти, повышение которого может быть совсем незаметным. Что касается общесистемного нефтяного тарифа, то он может даже и не подняться. Может быть, мы и сами справимся, например заняв необходимые средства.

– Что же тогда удерживает власти от принятия соответствующего решения? Как оценивают позицию «Транснефти» в правительственных кругах?

– Мы ведем диалог со всеми заинтересованными сторонами, и понимание, по нашей оценке, есть, но при этом, к сожалению, пока никакого решения не принято.

Хотя вопрос совершенно очевидный. Мы в первом квартале 2013 года не смогли принять в систему 1 млн. т нефтепродуктов, которые заводы готовы были сдать и отправить по назначению. Они произвели много продукта, его надо экспортировать, а экспорт обеспечивает в основном «Транснефтепродукт». Значит, надо создавать соответствующую инфраструктуру, условия.

Если Минэнерго, Минэкономразвития, другие ведомства хотят изучить нашу инвестиционную программу по расширению системы МНПП – пожалуйста! Мы готовы предоставить ее кому угодно и защитить. Мы уже ведем раздельный учет, отчитываемся в ФСТ по видам деятельности, нас очень легко и просто контролировать.

Узлы учета системы МНПП фиксируют увеличение объемов поставок нефтепродуктов

нефтепродуктовом тарифе, схема в ее нынешнем виде оказалась нерабочей: малые по сравнению с нефтью объемы нефтепродуктов делают с учетом конкуренции с железной дорогой величину такого тарифа неприемлемой для нефтяников. Поэтому нефтяные компании и предлагают производить финансирование конкретного нефтепродуктопровода за счет договорного тарифа (надбавки) к тарифу за транспортировку нефти. Но такой тариф с целью финансирования расширения нефтепродуктопроводов ФСТ сегодня утвердить не может. Хотя уже есть нефтяные компании, готовые финансировать расширение системы по такой схеме.

Существующее положение является классическим административным барьером на пути к инвестициям в инфраструктуру. А такие инвестиции крайне необходимы промышленности, уже перестроившейся на новую глубину и новые объемы переработки.

– Какова примерная сумма необходимых инвестиций в расширение системы МНПП? Может ли это привести к существенному росту тарифов на перекачку нефти?

– На три вышеупомянутых участка требуется инвестиций в сумме порядка 30 млрд. руб. Учитывая, что программа должна быть реализована до 2017 года,



Фото из архива ООО «Транспресс»

Фото из архива ООО «Транспресс»



Насосный зал ГПС
«Кириши»

Фото из архива ООО «Транспресс»



Операционно экономика «Транснефтепродукта» не позволяет вкладывать дополнительные инвестиции в расширение существующей системы или в строительство новых продуктопроводов. Поэтому компания просит законодательного разрешения использовать средства от перекачки нефти

Федеральная антимонопольная служба опасается перекрестного субсидирования, но о нем можно было бы говорить, если бы мы собирались субсидировать содержание существующей системы. Однако операционно экономика «Транснефтепродукта» не требует никаких дополнительных субсидий и позволяет проводить текущие ремонты системы. Чего она не позволяет, так это дополнительных инвестиций в расширение существующей системы или в строительство новых продуктопроводов. Поэтому мы и просим использовать средства от перекачки нефти исключительно на расширение.

А иначе зачем нас объединили с «Транснефтепродуктом»? Ведь одним из аргументов как раз было то, что «Транснефть» может его поддержать, вывести на новый уровень.

– Может быть, есть какие-то альтернативные варианты развития системы МНПП?

– Нам говорят: берите инвестиционный кредит или используйте механизм проектного финансирования. Однако подобные проекты окупаются в течение 15 лет, а «Транснефтепродукт» находится не в том финансовом состоянии, чтобы ему дали 30 млрд. руб. на 15 лет, да еще по ставке ниже 10%!

Нам говорят: предоставьте свое поручительство. Но это невозможно, потому что наличие поручительства может потенциально привести к его исполнению, то есть надо будет закрывать обязательства перед кредиторами за счет средств «Транснефти», чего не позволяет все тот же административный барьер.

В качестве еще одного варианта предлагают использовать инфраструктурные облигации за счет средств Пенсионного фонда РФ. Нам кажется, что деньги ПФР можно было бы потратить на какие-то другие инфраструктурные проекты: дороги построить – железные, автомобильные...

Причина возникновения этого инструмента – нехватка денег. Но, повторюсь, нам не нужно участие государства в финансировании наших проектов. Мы с этим вполне справимся сами.

– Последний вопрос – о ситуации, сложившейся на Украине вокруг трубопровода, принадлежащего «Транснефтепродукту». Что там происходит?

– Все просто. Украинцы хотят провести экспроприацию нашего нефтепродуктопровода, по которому продукт идет через территорию Белоруссии на Украину и далее в Европу.

Труба – собственность нашей компании. Сначала они сказали, что мы должны заплатить налоги – в пересчете более 1,5 млрд. руб., потом – что-то еще. Украинская сторона полагает: если у них будет труба, им будет лучше. Очевидно, они не разобрались, что им нужно – труба или нефтепродукт в трубе. Ведь если они у нас ее отберут, мы, скорее всего, решим за пределы Белоруссии продукт не качать.

Беседавал Михаил Калмацкий

Статья предоставлена редакцией журнала
«Трубопроводный транспорт нефти»



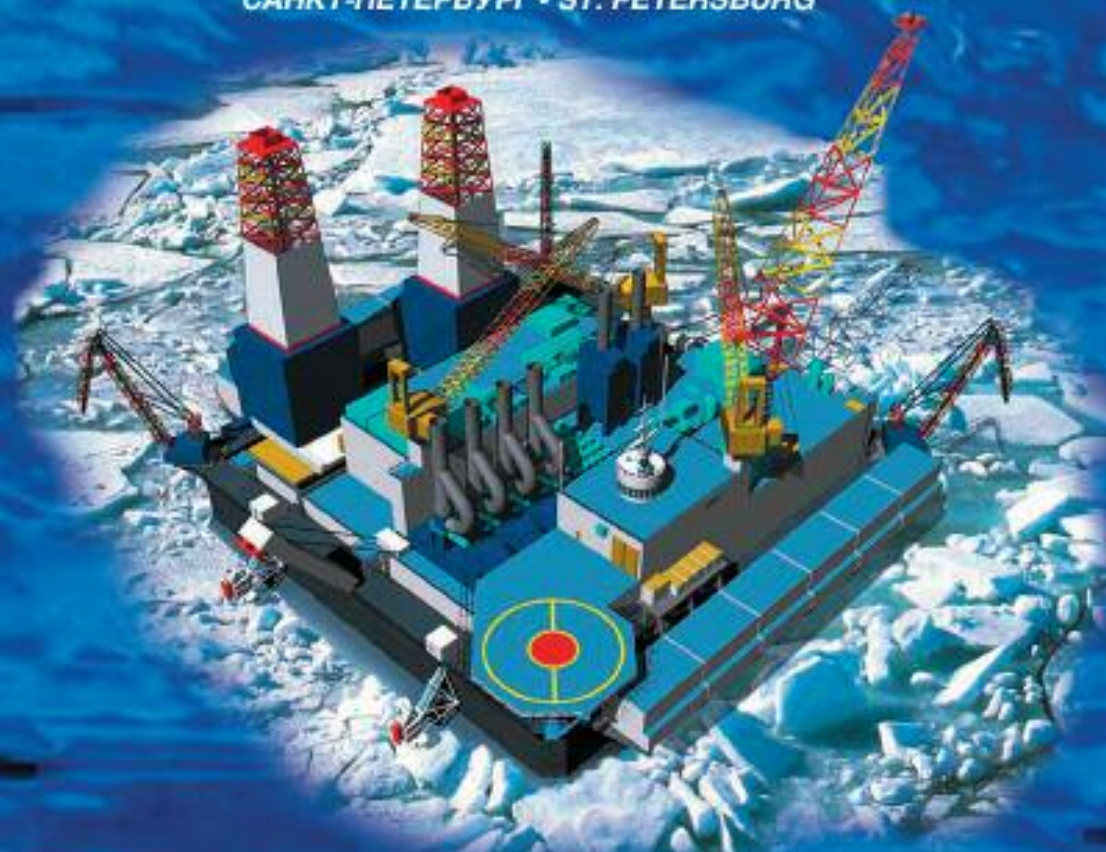
11-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
ПО ОСВОЕНИЮ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ
АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА СТРАН СНГ

RAO/CIS OFFSHORE 2013

11TH INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION FOR OIL AND GAS RESOURCES
DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN ARCTIC AND CIS CONTINENTAL SHELF

SEPTEMBER 10-13 СЕНТЯБРЯ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ • ST. PETERSBURG



ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ ЗАРАНЕЕ!

BOOK NOW! www.rao-offshore.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ СПОНСОРЫ



ОФИЦИАЛЬНЫЕ СПОНСОРЫ



СПОНСОРЫ



СПОНСОРЫ КРУГЛЫХ СТОЛОВ



СЕКРЕТАРИАТ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
РЕСТЭК Тел.: (812) 320 9660, 303 88 63
E-mail: geo@restec.ru, rao2@restec.ru



Новое в мире сигнализации уровня –
датчик, который может все ...

... Температуры от -196 до +450 °С, давление от -1 до +160 бар, любые жидкости.

Новый патентованный привод VEGASWING 66 и примененные в конструкции датчика температуростойкие материалы делают это возможным.

- Сигнализация уровня и защита от перелива
- Емкости с сжиженным газом, паровые котлы и ректификационные колонны
- Клавиша быстрой проверки функции
- Надежнее емкостных зондов и поплавковых переключателей
- Удвоенная безопасность (вторая линия защиты)
- Все разрешения, до SIL3

www.vega-rus.ru

Looking Forward

VEGA