

СИБИРСКИЙ ИСПОЛИН. ВРЕМЯ РЕКОНСТРУКЦИИ



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ КОМИТЕТА СОВЕТА ФЕДЕРАЦИИ
ПО ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКЕ
Юрий Васильевич Неёлов

Российская Федерация – один из мировых лидеров в сфере энергетики – производит 10%, а потребляет 5,7% мировой первичной энергии. Западносибирский топливно-энергетический комплекс, «сибирский исполин», вносит основной вклад в данные показатели – около 60% нефти и 88% природного газа, обеспечивая значительную часть потребности в газе стран Европы. В 2012 и 2013 годах нефтегазовый комплекс обеспечил более 50% поступлений в бюджет страны, из которых 70% – на счете Западной Сибири.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция была и остается на длительную перспективу главным национальным источником углеводородного сырья. Здесь сосредоточено примерно 54% извлекаемых ресурсов нефти России, в то время как на шельфе арктических морей – 20%, а в Восточной Сибири – 14%. Существовала надежда, что Западную Сибирь заменит Сибирь Восточная, но геологические изыскания показали, что, к сожалению, равноценной замены нет. Запасы там принципиально иного типа, месторождения совсем другой крупности, более сложные для добычи, и добыча потребует других технологий и форм организации отрасли. При этом в Западной Сибири уже в целом имеется необходимая инфраструктура, квалифицированные кадры – тем меньше затрат и ущерба для окружающей среды.

В прошлом году в регионе было добыто 315,8 млн т нефти и 560 млрд куб. м газа – практически весь газ, добываемый в России. Суммарные ресурсы нефти и конденсата Западной Сибири оцениваются примерно в 60 млрд т, накопленная добыча – 11 млрд т. С газом картина астрономическая – более 150 трлн куб. м, а накопленная добыча – чуть больше 16 трлн куб. м. При этом коэффициент полезного использования попутного нефтяного газа в общем по отрасли составил 90,2% (возрос в 2013 году на 4,4%), а у «Сургутнефтегаза» – 99,2%. Введение в эксплуатацию промышленного комплекса по сжижению газа на Ямале позволит повысить долю России на рынке сжиженного газа с 4 до 10–13%.

Но за 60 лет верной службы Родине у «сибирского исполина» накопилось немало серьезных проблем, требующих незамедлительного разрешения, перехода от «текущего ремонта» к реконструкции. Для значительной части месторождений характерна высокая степень выработанности, и объемы добычи на них постоянно падают. За последние 6 лет в Уральском федеральном округе снижение добычи природного газа превысило 4% к показателям 2007 года, а нефти – 8%. В 2013 году нефти в Западной Сибири добыто на 1,4 млн т меньше, чем годом ранее. При этом разведочное бурение сократилось на 33 тыс. м за год – до 485 тыс. м проходки. В целом состояние минерально-сырьевой базы углеводородного сырья в последние годы характеризуется снижением разведанных запасов и крайне низкими темпами их воспроизводства. Недостаточен объем геолого-разведочных работ, производимых недропользователями, обычным стало неисполнение ими лицензионных обязательств. Стоит отметить, что западные нефтяники и газодобытчики направляют на геологоразведку в три-четыре раза больше средств, чем российские.

В советское время максимальный объем проходки составлял 2,8 млн м, приросты запасов нефти в отдельные годы превышали 1 млрд т, а в среднем достигали 500 млн т. Газ прирастал до 3 трлн куб. м. После смены основ экономической политики проходка резко упала (менее 500 тыс. м в целом по Западной Сибири). Тогда был введен налог на воспроизводство минерально-сырьевой базы, и объемы бурения поднялись до 1 млн м. Отмена этого налога привела к сокращению разведочного бурения до 512 тыс. м проходки, в то время как она должна составить не менее 1 млн м, чтобы обеспечить прирост запасов углеводородов, превосходящий уровень их добычи.

Аналогична ситуация и с сейсморазведкой: с показателя в 30 тыс. км в отдельные годы в 2013 году она снизилась до 5 тыс. км. В результате в нераспределенном фонде находится всего лишь 5% нефтяных участков (газовых – 9%). В Западной Сибири в 2010 году было выставлено 100 участков, а реализовано всего лишь 16. В 2013 году реализовано 33. Мало выставляется, и еще меньше используется.

В последние несколько лет наметились положительные тенденции: увеличивается финансирование геологоразведки за счет средств федерального бюджета, однако предприятия неохотно участвуют в федеральных программах. Региональными властями в рамках имеющихся возможностей принимаются меры по стимулированию нефтегазовых компаний к повышению эффективности их деятельности.

В Югре предоставляются льготы на прибыль и имущество предприятиям ТЭК, осуществляющим инновационную деятельность. Это позволило нефтяным компаниям увеличить расходы на геологоразведку за последние 3 года почти в два раза и обеспечить прирост запасов нефти. Однако эксперты отмечают декларативность официального прироста запасов нефти, перерасчет запасов и перевод нефти из одной категории в другую, а также крайне низкое число новых месторождений. На Ямале предусмотрены налоговые льготы организациям, осуществляющим добычу горючего природного газа, направляемого на сжижение. В округе действует ряд программ государственной поддержки.

На территории Западно-Сибирской нефтегазовой провинции имеется более 45% сложных, трудноизвлекаемых запасов по глубине, вязкости, параметрам пористости и проницаемости горных пород. На глубине более 2 км располагается баженовская свита, потенциал которой, по оценкам «Роснефти», достигает 22 млрд т. Иностранные компании очень внимательно следят за этими вопросами и оценивают извлекаемые ресурсы баженовки в объеме более 20 млрд т. Максимально же из трудноизвлекаемых запасов можно дополнительно получить до 80 млрд т нефти.

С необходимостью новых инновационных подходов сталкивается и газодобывающая отрасль в связи с изменением структуры сырьевой базы, ростом количества жирного газа, в то время как ранее работа велась преимущественно с однокомпонентным сухим газом. По некоторым оценкам, к 2020 году Россия сможет добывать до 175 млрд куб. м жирного газа в год. Столь значительные запасы создают благоприятные условия для развития в регионе нефтегазохимических кластеров.

Нефтепереработка и нефтехимия – перспективное направление развития экономики Западной Сибири, тем более что глубина переработки нефти в России низка. По оценкам экспертов, увеличение глубины переработки нефти с 0,70 до 0,85–0,90 позволит сэкономить в период до 2030 года 750–800 млн т нефти. Да и объем нефтехимической продукции в России оценивается всего лишь в 56 млрд долларов, в то время как, например, в США он составляет более 500 млрд долларов, в Китае – уже почти 1 трлн долларов. В этой связи целесообразно разработать программу комплексно-



го освоения месторождений Западной Сибири и прилегающего арктического шельфа на период до 2035 года с перспективой до 2050 года. Такая программа конкретизирует основные направления долгосрочной энергетической политики государства с учетом складывающейся внутренней и внешней ситуации. Понимая важность Западной Сибири, Госплан в советское время создал межведомственную комиссию, обеспечивавшую увязку межведомственных проблем на уровне всего региона. Этот опыт должен быть творчески применен в текущих условиях. Такой подход стимулирует развитие нефтегазоперерабатывающей и нефтегазохимической промышленности не только Западной Сибири, но и Среднего Поволжья и Северо-Запада России, позволит повысить долю продукции высокого передела, подстегнет ряд смежных отраслей. С учетом изложенного можно сделать вывод, что необходимо обновить генеральную схему развития отраслей ТЭК России, которая уже не соответствует реалиям мировых рынков и прогнозу социально-экономического развития России.

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года №1715-р) предусматривает добычу в 2030 году в Западной Сибири 300 млн т нефти (в проекте новой редакции стратегии – до 2035 года – 305 млн т нефти в 2035 году), и потенциальные ресурсы для этого существуют, но значительная их часть в категории С, а для ее перевода в категорию D₁ (промышленную) необходимо минимум вдвое увеличить разведочное бурение.

Сохранение и дальнейшее наращивание добычи углеводородного сырья требует решения широкого спектра технических, технологических и управленческих задач. Помимо применения прогрессивных методов увеличения нефтеотдачи и работы с трудной нефтью (что послужит значительному увеличению коэффициента извлечения углеводородов), необходимо стимулировать освоение и мелких, близко расположенных объектов в старых провинциях, что требует перехода к дифференцированной стимулирующей системе налогообложения добычи. В России пока такая системная государственная политика отсутствует, в связи с чем в Западной Сибири эксплуатация скважины с дебитом на уровне 8 т в сутки уже считается нерентабельной.

В минерально-сырьевом комплексе России нарушен баланс интересов государства, бизнеса и регионов. Последние в настоящее время практически отстранены от управления в сфере добычи углеводородного сырья. Решением проблемы может быть перераспределение части полномочий и обеспечивающих их осуществление ресурсов в пользу регионов и муниципалитетов. Из 526 мелких месторождений добывается 18 млн т, и целесообразно передать их управление территориям, которые заинтересованы в разработке этих месторождений и могут при необходимости оказывать помощь недропользователям, более активно привлекать малый и средний бизнес к работе с бездействующим фондом скважин.

Налоговым кодексом Российской Федерации предусмотрена дифференциация ставки НДС в зависимости от степени выработанности участка недр, а также льготная ставка НДС для новых и малых месторождений. Необходимо разработать классификацию трудноизвлекаемых запасов, дифференцировать налоги на добычу в зависимости от природных факторов того или иного пласта, минимизировать или обнулить ставку НДС на работы по добыче трудноизвлекаемой нефти вне зависимости от того, насколько выработаны конкретные месторождения. Такого рода льготы должны быть распространены и на другие категории трудноизвлекаемых запасов. Минэнерго России подсчитало, что такое налоговое стимулирование обеспечит ежегодный прирост добычи нефти в России в объеме 15–20 млн т.

Необходимо понимать, что налоговая база от нефтедобычи будет падать. Вопрос в том, как она будет падать. Либо это будет регулируемый процесс, как результат дифференциации налогов и вовлечения дополнительных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в разработку, что обеспечит сохранение уровня добычи, как в Западной Сибири, так и в других регионах, либо это будет неуправляемое падение налогов вследствие уменьшения добычи в Российской Федерации, так как часть месторождений окажется нерентабельной.

Сдерживает развитие энергетического комплекса Западной Сибири и недостаточная развитость ее транспортной системы. Из Тюмени через Югру в настоящее время идет одна железнодорожная ветка и одна автомобильная дорога. Естественно, ни та, ни другая не справляются с транспортными потоками уже сейчас, а дополнительная нагрузка в связи с началом новых проектов в Арктике может оказаться для них неподъемной. Запланированы масштабные проекты по строи-



тельству двух мостов через р. Обь в комплексе с «Северным широтным ходом» и железной дорогой Полуночное – Обская. Рассматривается вопрос соединения Северной железной дороги со Свердловской. Но и этого явно недостаточно.

В этой связи целесообразно вспомнить на экспертном и межведомственном уровне о речных магистралях Западной Сибири и частично реализованной программе формирования в Обь-Иртышском бассейне единой транспортно-энергетической водной системы (далее – ТЭВС), разработанной еще в 50–60-е годы прошлого века.

Обь-Иртышская ТЭВС (общая для России, Казахстана и Китая) состоит из следующих основных элементов:

- рр. Иртыш, Обь как основная часть глубоководной магистрали от Китая (р. Черный Иртыш) до Северного морского пути (далее – СМП);
- р. Тобол: до устья р. Исети – водная магистраль 2-го класса, далее – часть Средне-Российской магистрали (р. Тобол: от устья р. Исети – часть Трансуральского водного пути);
- р. Ишим (магистраль 2-го класса, дающая выход в р. Иртыш);
- р. Урал и канал Волга – Урал (магистраль 2-го класса).

Проект предполагал строительство ряда низконапорных гидросооружений, обеспечивающих подъем уровня воды в пределах ее сезонных колебаний.

Поскольку от Семипалатинска до Омска водность р. Иртыш практически не меняется (28–29 куб. км/год), при развитии каскада на этом участке регулирующие водохранилища не понадобятся, достаточно низконапорных¹ гидроузлов. Судходные глубины будут обеспечиваться не специальным навигационным попуском, а поддержанием определенной отметки подпора. Аналогично и затопление пойм может осуществляться не специальным обводнительным попуском, а поддержанием на определенное время определенной отметки подпора, обеспечивающей желательное затопление поймы.

На р. Оби ниже впадения р. Иртыш транзитная глубина 3 м в настоящее время обеспечивается путевыми работами. Однако для достижения транзитного единообразия глубин по всей трассе Иртышско-Обской магистрали (предположительно 5 м) подпор должен быть и на этом участке.

Создание Иртышско-Обской глубоководной магистрали обеспечит возможность движения грузов из Китая, России и Казахстана до СМП и далее в Западную Европу и страны Азиатско-Тихоокеанского региона. При этом возможность бесперегрузочного сообщения судами «река – море» потребует строительства Нижне-Обского гидроузла с выходом в Обскую губу, минуя устьевой бар р. Оби – по затопленной долине р. Полуй и каналу с соответствующими судопропускными сооружениями. Экономическую целесообразность и экологическую безопасность такого решения нужно дополнительно изучить.

Развитие магистральных путей ТЭВС откроет и иные коммуникативные возможности, включая Трансуральский водный путь, соединяющий Иртышско-Обскую магистраль с действующей ТЭВС европейской территории России, и обеспечит возможность прямых (бесперегрузочных) водных перевозок между Китаем, Казахстаном, Центральной и Северо-Западной Россией с выходом в Балтийское, Черное и Белое моря.

Формирование Обь-Иртышской ТЭВС послужит также аккумуляции объемов воды, которые могут быть поставлены по трубопроводной системе в Среднюю Азию. Современные технологии позволяют создавать недорогие трубопроводные системы, обеспечивающие транспортировку воды без потерь и сопутствующих экологических издержек.

¹ Низконапорными принято называть плотины (гидроузлы), подпирающие воду в пределах меженного русла, без затоп-

ления поймы. Средненапорные затапливают пойму. Высоконапорные – надпойменные террасы.