

A man with grey hair and a mustache, wearing a blue suit jacket, a light blue striped shirt, and a red patterned tie, is seated at a table. He is looking slightly to the right of the camera with a serious expression. A microphone is positioned in front of him. On his lapel, there is a small badge with the Russian flag and the word 'ФЕДЕРАЦИЯ' (FEDERATION). In the background, another man in a dark suit is partially visible but out of focus. The overall setting appears to be a formal meeting or press conference.

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС СТРАНЫ
ДОЛЖЕН РАБОТАТЬ НАДЕЖНО**

Юрий Васильевич, каковы причины сложившейся тенденции к снижению добычи нефти в Западной Сибири? Есть ли в регионе потенциал для исправления негативной ситуации?

Тенденция к сокращению добычи нефти характерна не для всех регионов Западной Сибири. Например, на юге Тюменской области, севере Красноярского края, а также в Ямало-Ненецком автономном округе добыча нефти в перспективе будет увеличиваться. Будут вводиться в разработку новые объекты, активно реализуются трубопроводные проекты.

Тенденцию к снижению добычи нефти в Западной Сибири формирует главный нефтедобывающий регион России – Ханты-Мансийский автономный округ-Югра.

Перечислю главные, на мой взгляд, причины падения добычи нефти в Югре:

- естественное истощение запасов на разрабатываемых месторождениях;
- высокая доля обводненности извлекаемой продукции;
- сокращение высокорентабельных запасов и одновременное увеличение доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ);
- отсутствие подготовленных к разработке крупных и уникальных месторождений в районах с развитой инфраструктурой, способных компенсировать выпадающие объемы добычи на эксплуатируемых месторождениях;
- низкие объемы геологоразведочных работ (ГРП), прежде всего, поискового бурения;
- низкий утвержденный коэффициент извлечения нефти (КИН) по ряду месторождений, недостаточное применение методов увеличения нефтеотдачи;
- тактика недропользователей в отношении региональной диверсификации нефтедобычи, когда компании отрабатывают активные запасы («снимают сливки»), оставляя в недрах трудноизвлекаемые и менее рентабельные, и переходят в другие регионы.

Безусловно, недра ХМАО-Югры обладают значительным потенциалом для исправления этой негативной ситуации, конкретные предложения в этом направлении были выработаны на выездном апрельском заседании нашего Комитета в Тюмени.

Во-первых, в регионе необходимо двукратно увеличить объемы поисково-разведочного бурения. Это позволит подготовить новые объекты, которые будут компенсировать падение добычи на старых месторождениях.

Во-вторых, необходимо приступить к промышленной разработке трудноизвлекаемой нефти, прежде всего, запасов баженновской сви-

ты, ресурсы которой исчисляются миллиардами тонн.

В-третьих, необходимо развивать отечественные технологии, увеличивающие коэффициент нефтеотдачи, что позволит заметно расширить ресурсную базу нефтяного сырья на территории.

Как показало апрельское выездное заседание нашего Комитета в Тюмени, руководители крупнейших нефтегазовых предприятий России и ведущие отраслевые эксперты единодушны в том, что Западная Сибирь располагает огромным потенциалом для стабилизации нефтедобычи.

Согласны ли Вы с предложением руководителя ОАО Сургутнефтегаз об обнулении ставки налога на добычу полезных ископаемых для трудноизвлекаемой нефти?

На мой взгляд, освобождение от уплаты НДС для трудноизвлекаемой нефти необходимо, с учетом следующих положений:

- льготирование должно осуществляться только до выхода проекта на уровень безубыточности, а в дальнейшем налогообложение должно осуществляться на общих основаниях;
- необходимо четко определить, что относится к ТРИЗ нефти, а что нет, составить конечный перечень и порядок их классификации.

В вопросах стимулирования разработки ТРИЗ за последнее время государство значительно продвинулось: так, были приняты соответствующие изменения в налоговый кодекс и закон о таможенном тарифе, обеспечившие значительное снижение налоговой нагрузки нефтяных компаний при разработке ТРИЗ. Это был первый и один из важнейших шагов, продемонстрировавших бизнесу готовность государства двигаться в направлении оптимизации налогообложения добычи ТРИЗ. Со своей стороны, бизнес активно откликнулся в форме активизации соответствующих инвестиционных проектов и подготовки предложений по расширению и конкретизации параметров льготирования разработки ТРИЗ – таким образом, начался диалог бизнеса и власти в этом направлении.

Одним из таких предложений является обнуление ставки НДС для трудноизвлекаемой нефти, это предложение озвучивают многие крупные нефтяные компании, и государство готово идти в этом направлении, но, безусловно, с учетом государственных интересов, основой которых являются рациональное использование природных ресурсов и адекватная доля государства от доходов нефтяной отрасли.

Вместе с тем, понимая широкое многообразие ТРИЗ нефти в России, сложно будет придум-

мать универсальные льготы, которые были бы оптимальными для каждого их вида, в долгосрочной перспективе необходимо переходить на налогообложение финансового результата нефтедобычи, а не процесса разработки месторождений. Это позволит в каждом конкретном случае реализации инвестиционного проекта в нефтедобыче получить приемлемый доход инвестору и государству. Конечно, при этом необходимо выстроить четкую систему администрирования контроля понесенных затрат и полученной выручки нефтяными компаниями в целях недопущения неоправданного завышения затрат и занижения выручки (путем применения трансфертного ценообразования, например).

Руководители крупнейших нефтегазовых предприятий России и ведущие отраслевые эксперты единодушны в том, что Западная Сибирь располагает огромным потенциалом для стабилизации нефтедобычи

Как Вы относитесь к обеспокоенности академика А.Э. Конторовича по поводу проблем с освоением запасов конденсата из-за отсутствия транспортной инфраструктуры и перерабатывающих мощностей?

Я разделяю опасения Алексея Эмильевича. В Надым-Пур-Тазовском междуречье меняется состав добываемого природного газа. На фоне сокращения добычи из сеномана возрастает доля добычи из нижнемеловых залежей. А это «жирный» конденсатный газ. К 2020 г. объемы его добычи могут составить до 160 млрд м³/год. Соответственно, резко вырастут объемы производства газового конденсата, этана и пропан-бутановой фракции.

Необходимо отметить, что на территориях ЯНАО и ХМАО-Югры уже имеются мощности по переработке газового конденсата. Это предприятия «Газпром переработки» – Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту и связанный с ним продуктопроводом Сургутский завод стабилизации конденсата (ЗСК). НОВА-ТЭК довел мощность своего Пуровского завода по переработке конденсата (ЗПК) до 11 млн т/год. В перспективе Газпром предполагает построить установку по стабилизации ачимовского конденсата (УСК), а Роснефть на Восточно-Уренгойском участке РОСПАНА уже строит УСК.

Вместе с тем этих перерабатывающих мощностей не хватит на переработку всего объема «жирного» газа, значит нужно строить новые предприятия как в ЯНАО, так и на юге Тюменской области.

Самым сложным вопросом в решении проблемы освоения запасов конденсата является отсутствие системы продуктопроводов. Имеющиеся трубопроводы, а один из них заканчивается в Сургуте, второй – в Тобольске, не смогут обеспечить транспортировку углеводородов. Значит, основной объем будет транспортироваться по железной дороге Новый Уренгой–Сургут–Тюмень.

Собственно, так уже и происходит: продукция Сургутского ЗСК и стабильный газовый конденсат Пуровского ЗПК транспортируется в цистернах далеко за пределы Западной Сибири. На наш взгляд, необходимо развивать систему трубопроводной транспортировки углеводородов – этана, широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и конденсата – на юг Тюменской области, на нефтехимические предприятия Урало-Поволжья.

Однако самим компаниям реализацию этих предложений не потянуть. Это государственная задача. На выездном заседании Комитета, состоявшемся в Тюмени 23 апреля, принято решение предложить Правительству РФ разработать и принять на федеральном уровне «*Государственную программу развития нефтегазового комплекса Западной Сибири и прилегающего арктического шельфа на период до 2050 г.*», включающую в себя, в том числе, подпрограммы развития нефтегазохимии и транспортировки углеводородов.

Какие меры могли бы повысить эффективность ГПП, чтобы обеспечить расширенное воспроизводство углеводородов?

Как я уже заметил, нефтегазовый комплекс страны столкнулся с серьезным стратегическим вызовом, обусловленным истощением традиционной ресурсной базы и, как следствие, падением уровня добычи в основных нефтегазодобывающих регионах – в ХМАО и ЯНАО. Для дальнейшего перспективного развития ТЭК необходимо изменить рамки действующих механизмов и инструментов экономической государственной политики в ТЭК по отношению к воспроизводству МСБ.

Существующая система налогообложения нефтегазового комплекса не стимулирует наращивание обеспеченности добычи промышленными запасами. И хотя предпринимаемые в последнее время изменения налогового-тарифного регулирования ТЭК частично учитывают особенности разработки природных ресурсов и экономико-географические условия недропользования, внедряемые механизмы мало поддерживают ГПП. Рационализация государствен-

ного регулирования недропользования требует наличия эффективных механизмов и институциональных условий, устанавливающих прозрачные и исполнимые в обязательном порядке правила, в том числе в части снятия излишних административных барьеров при проведении ГРР и освоении месторождений.

Для того чтобы заинтересовать недропользователей в эффективном использовании имеющихся углеводородных ресурсов, предлагаются следующие меры поддержки воспроизводства МСБ:

- формирование фонда восполнения запасов за счет отчислений от НДПИ и проработка вопроса о вычете из НДПИ расходов недропользователей на выполнение ГРР;

- передача на региональный уровень полномочий по управлению недропользованием малых месторождений (с запасами до 10 млн т);

- снижение барьеров и облегчение доступа к поисковым работам небольших высокотехнологичных геологоразведочных компаний;

- совершенствование экономических мер стимулирования ГРР, включая создание и развитие механизмов венчурного финансирования геологоразведки;

- разработка механизмов и условий предоставления инвесторам-недропользователям гарантий на право промышленного освоения участков недр, в случае их отнесения к участкам недр федерального значения.

Значимость нефтегазового комплекса для страны такова, что необходимо комплексно подходить к повышению его эффективности, в том числе учитывая вопросы воспроизводства МСБ.

По мнению Председателя Совета Федерации ФС РФ В.И. Матвиенко, Энергетическая Стратегия России до 2030 г. уже не соответствует современным вызовам. Какой документ предполагается разработать взамен действующей стратегии?

Со времени подготовки Энергетической стратегии России на период до 2030 г. (ЭС-2030), утвержденной в 2009 г., российской энергетике пришлось пройти ряд серьезных испытаний, связанных с внешними и внутренними экономическими потрясениями. И хотя большинство утверждений ЭС-2030 было подтверждено, новые экономические вызовы предопределили отклонения от ее количественных и качественных параметров.

В первую очередь это касается проблемы обеспечения энергетической безопасности. Усиление технологической отсталости отечественного энергетического комплекса в ре-

зультате инвестиционной инертности комплекса на фоне ухудшения качества вовлекаемых в оборот ресурсов, а также роста доли ТРИЗ до сих пор создает огромную угрозу энергетической безопасности России.

Необходимо развивать систему трубопроводной транспортировки углеводородов на юг Тюменской области, на нефтехимические предприятия Урало-Поволжья

Открытым вопросом остается энергетическая эффективность экономики. Несмотря на то, что в ЭС-2030 на первый план выдвигалась технологическая экономия энергии, эффект от внедрения новых технологий нивелировался деградацией и падением эффективности устаревших основных фондов. Снижение энергоемкости ВРП происходило лишь за счет структурных сдвигов в экономике, потенциал которых сегодня уже исчерпан. Следовательно, по этому вопросу цели первого этапа ЭС-2030 не будут достигнуты.

До сих пор остро стоит проблема бюджетной эффективности энергетики. Согласно ЭС-2030, к 2015 г. планируется, что вклад ТЭК в доходы федерального бюджета составит 30%, но с 2008 по 2012 гг. его доля выросла до 50%, что говорит об увеличении зависимости российской экономики от ТЭК и нереальности выполнения поставленного плана.

В результате создания принципиально иных экономических условий, формирования другой нормативно-правовой базы налогового и таможенного регулирования прогноз структуры и масштабов производства энергоресурсов по многим аспектам был значительно превышен. Фактические показатели добычи нефти уже сейчас существенно превышают целевые (на 4,8%), заложенные в ЭС-2030. В связи с быстрым ростом автопарка в стране по душевому потреблению моторного топлива целевое значение первого этапа реализации Стратегии уже превышено. Вместе с тем, если количественные индикаторы развития энергетического сектора укладываются в прогнозное поле ЭС-2030, то качественные показатели работы отраслей ТЭК улучшаются недостаточно быстро. По КИН по-прежнему отмечается значительное отставание от Норвегии и США.

Не в полной мере достигнута цель развития внутренних энергетических рынков. До сих пор открыт вопрос о формировании целостной и апробированной нормативно-законодательной базы ТЭК. В системе налогообложения нефтяной отрасли открытым остается вопрос о налоге

на дополнительный доход (НДД). Кроме того, необходимо принять целый комплекс мер, которые способствовали бы более быстрому улучшению качественных показателей работы нефтегазового комплекса и стимулировали бы производство продукции с высокой добавленной стоимостью.

Среди мер стимулирования малого бизнеса в сфере нефтесервиса определяющими должны быть защитные механизмы, поддерживающие отечественный малый нефтесервис в конкурентной борьбе с крупными международными нефтесервисными компаниями

В результате инерционности технологической структуры энергетики срывается реализация целей первого этапа ЭС-2030, касающихся снижения выбросов загрязняющих веществ. Сегодня предпринимаемые меры по решению этой проблемы связаны в основном с ужесточением норм регулирования, которые явно недостаточны в сложившейся ситуации. Для решения проблем в данной области, помимо дальнейшего ужесточения экологического законодательства, необходимо развивать систему государственной экологической экспертизы инвестиционных проектов.

Результаты проводимой внешней энергетической политики в целом адекватны задачам ЭС-2030. Но активное освоение за рубежом нетрадиционных ресурсов, появление новых крупных экспортеров топливно-энергетических ресурсов открыло для стран-потребителей возможности диверсификации направлений импорта энергоресурсов, что в определенной степени негативно повлияло на положение России на внешних энергетических рынках.

Мониторинг хода реализации ЭС-2030 показывает, что она не способна противостоять современным вызовам и не сможет твердо гарантировать надежную работу энергетического комплекса страны. В условиях появления внутренних и внешних угроз целесообразно принятое решение об обновлении действующей редакции Энергетической Стратегии и уточнение представленных в ней количественных и качественных параметров развития ТЭК (ЭС-2035), а также актуализация Генеральной схемы развития нефтяной отрасли Российской Федерации до 2020 г. (Генсхемы).

Какие меры необходимо принять для стимулирования развития малого бизнеса в области ТЭК?

В первую очередь необходимо разделить малый бизнес в области ТЭК на две части, каждая из которых требует особого подхода при разработке мер государственной поддержки. К первой группе можно отнести независимые нефтяные компании (не относящиеся к крупным вертикально интегрированным нефтяным компаниям – ВИНК), они действуют в особых институциональных и инфраструктурных условиях, которые зачастую не дают им развиваться. Ко второй группе предприятий относятся небольшие компании, работающие в сфере нефтесервиса и обслуживающие крупные и малые нефтедобывающие компании.

Основными мерами поддержки независимых нефтяных компаний должны стать:

– ускоренный переход сектора независимых нефтепользователей на более мягкий налоговый режим, основанный на налогообложении финансового результата. Возможно, – в качестве пилотного проекта с последующим переносом опыта на весь нефтяной сектор страны, поскольку независимые нефтяные компании проще в налоговом администрировании в плане учета затрат и у них меньше возможностей применения трансфертного ценообразования;

– совершенствование механизмов по снижению и отсрочке разового платежа за пользование недрами и при открытии месторождения. Для небольших компаний в большинстве случаев размер и сроки уплаты разовых платежей являются определяющими при принятии инвестиционных решений, поскольку у них намного меньше возможностей привлечения необходимого капитала на начальных этапах реализации проектов в сравнении с крупными нефтяными компаниями.

Среди мер стимулирования малого бизнеса в сфере нефтесервиса определяющими должны быть защитные механизмы, поддерживающие отечественный малый нефтесервис в конкурентной борьбе с крупными международными нефтесервисными компаниями, с одной стороны, и со сложившейся ситуацией на рынке, когда небольшое количество заказчиков (ВИНК) диктует условия большому числу поставщиков (т.н. олигопсония), с другой. В этом направлении должны быть проработаны и реализованы механизмы антимонопольного законодательства, дающие широкие возможности государству регулировать этот рынок. 

Интервью подготовил С.Е. Матвейчук