

A middle-aged 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 his right with a serious expression. A black microphone with a red light is positioned in front of him. A small badge with the Russian flag and the word 'ФЕДЕРАЦИЯ' is pinned to his lapel. 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 м<sup>3</sup>/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 недропользователей 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*