



Алексей ГРОМОВ,  
кандидат географических наук,  
заместитель директора по науке;  
Николай КУРИЧЕВ,  
ведущий эксперт-аналитик  
(Институт энергетической стратегии)

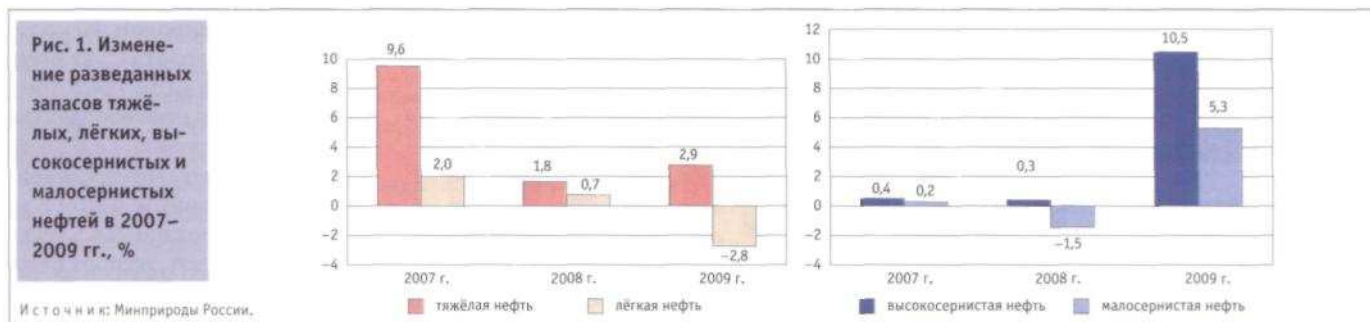
Согласно предварительным оценкам, по итогам 2011 г. добыча нефти в России может достигнуть рекордной величины - 509 млн т. Это почти сопоставимо с лучшими за всю историю СССР показателями 1990-го года - 516 млн т. Однако, по-видимому, это тот максимум развития отечественной нефтяной отрасли, после которого весьма вероятен её затяжной спад как в силу объективных причин - ухудшения ресурсной базы отрасли и истощения действующих месторождений, - так и из-за накопленных и нерешённых структурных противоречий. Фактически отрасль стоит на распутье: или продолжать инерционное развитие с неизбежным спадом

всех производственных показателей уже в самом ближайшем будущем, или выбрать болезненный путь реформ, которые позволили бы устранить накопленные дисбалансы.

**ПРИРОСТ ВМЕСТО КАЧЕСТВА?**

В предкризисный период (2005 г.) доказанные запасы нефти в России по международной классификации достигли своего максимума - 10,4 млрд т, - после чего на протяжении последних лет они находятся примерно на одном и том же уровне. По состоянию на начало 2011 г. они составили 10,6 млрд т. Таким образом, можно говорить, что их прирост в целом компенсирует добычу «чёрного золота», однако главным образом увеличиваются запасы тяжёлой и высокосернистой нефти, а извлекается преимущественно высококачественное и малосернистое сырьё (см. рис. 1).

По официальным данным, с 2006 по 2011 гг. обеспечивается прямое воспроизводство запасов нефти, но это происходит в значительной степени за счёт их переоценки, причём часто не в связи с реальным изменением технологических возмож-



ностей, а «на бумаге». Собственно, новые геологические открытия покрывали примерно 20-25% добычи.

Основная часть балансовых запасов нефти в России сконцентрирована на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, в рамках которого безусловным лидером является Ханты-Мансийский автономный округ, где сосредоточена большая часть крупных и уникальных месторождений нефти. Как известно, эксплуатация нефтяных ресурсов ХМАО ведётся давно. На данный момент разведанные запасы выработаны здесь в среднем почти на 40%, а отдельные, давно разрабатываемые месторождения - на 70% и более.

В настоящее время рентабельно могут осваиваться не более 29% разведанных запасов нефти из-за отсутствия, прежде всего, транспортной инфраструктуры во многих отдалённых районах и медленного внедрения современных методов добычи.

Кроме того, остаточные запасы действующих промыслов трудноизвлекаемые, а новые месторождения имеют более сложную геологическую структуру. Поэтому компании отбирают преимущественно наиболее качественное сырьё, что приводит к сокращению доли «лёгкой» нефти в структуре запасов.

В результате за последние годы так и не удалось переломить наметившийся ещё в начале 2000-х годов тренд постоянного снижения коэффициента извлечения нефти (КИН). И если в начале 1990-х годов в среднем по отрасли он составлял 40-42%, то в 2010 г. его уровень упал до 30-31%. За то же время в США, где ресурсная база по нефти была изначально хуже российской, КИН, напротив, вырос с 35 до 43-15%.

Таким образом, сегодня ресурсная база нефтяной промышленности отличается низким качеством, что в перспективе приведёт к существенному росту издержек по добыче и переработке углеводородов.

### ПИК ДОБЫЧИ ПРОЙДЕН?

В 2000-2010 гг. добыча нефти в России неуклонно повышалась, за исключением кризисного 2008 г. Всего же за рассматриваемый период её объём увеличился на 56% (см. рис. 2.). Од-



Лукойл Оверсиз ЛТД.

нако с 2005 г. темпы прироста производства показывают, что в текущих экономических условиях отрасль постепенно выходит на «пик» добычи. Как известно, главным «мотором» её наращивания в начале 2000-х годов была благоприятная динамика мировых цен на нефть. Но во второй половине 2000-х годов, особенно в период экономического кризиса 2008-2009 гг., этого фактора уже было недостаточно и власти пошли на прямое стимулирование отрасли путём осуществления целого комплекса антикризисных мер.

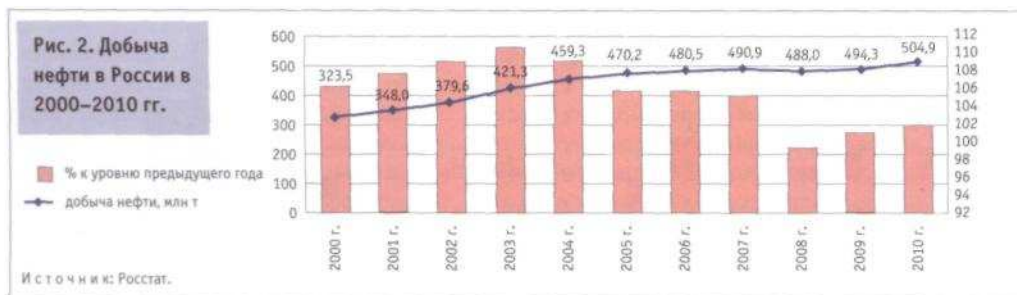
Вместе с тем очевидно, что предпринятые шаги носят скорее поддерживающий характер и не способны кардинально изменить ситуацию в «нефтянке», которая находится на грани резкого снижения валовых показателей.

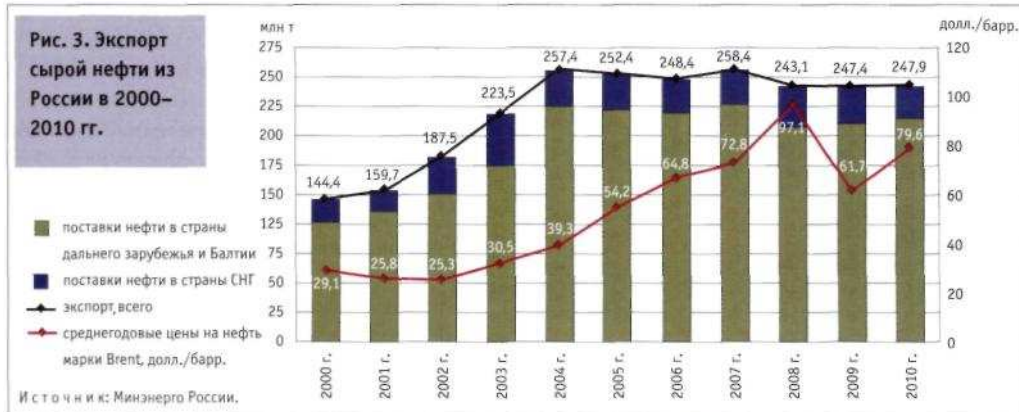
Так, по оценкам российских компаний, совокупный объём добычи нефти при сохранении текущих условий работы отрасли к 2015 г. может сократиться до 450 млн т, а к 2020 г. - до 390 млн т. Тем временем прогнозы развития отрасли, заложенные в Энергетическую стратегию России,

предусматривают стабильный уровень производства - 500 млн т до 2015 г. - и даже его рост до 520 млн т к 2020 г.

Как известно, в силу благоприятной внешнеэкономической конъюнктуры в 2000-е годы произошёл сдвиг от удовлетворения внутренних потребностей экономики к ориентации на внешний рынок, главным образом на поставки в дальнее зарубежье. Так, в 1990 г. из добытых в России 516 млн т нефти на переработку в пределах РСФСР было направлено 300 млн т, 82 млн т поставлено в другие республики СССР, 60 млн т - в страны СЭВ и только 80 млн т - в другие государства. К 2010 г. уровень производства почти вернулся к уровню 1990 г. (505 млн т), но при этом на российские НПЗ было направлено 249 млн т, а 248 млн т пошло за рубеж. С 2000 по 2010 гг. доля

России в мировом экспорте «чёрного золота» увеличилась с 7,5% до 12,7%. К тому же экспорт нефтепродуктов вырос в два раза - с 62,6 до 130,5 млн т. По предварительным данным, в 2011 г. за границу продано 244,5 млн т нефти, то есть экспорт находится примерно на уровне трёх последних лет.





В целом статистика показывает, что с 2004 г. поставки нефти за рубеж стабилизировались в диапазоне 245-258 млн т, причём за этот же период мировые цены на «чёрное золото» колебались более чем в 2,5 раза - с 39 до 97 долларов за баррель (см. рис. 3). Таким образом, вполне очевидно, что в течение последних шести-семи лет рост мировых цен достаточно слабо влиял на экспорт российского сырья. Более того, отечественные нефтяники прямо говорят, что дальнейшее повышение котировок им невыгодно. Ведь действующая система налогообложения и таможенных пошлин приводит к тому, что львиную долю доходов забирает государство, при этом доля чистой прибыли компаний в валовой выручке от экспорта нефти сокращается (см. рис. 4). И эта ситуация вполне объяснима, так как данная система была в целом сформирована в конце 1990-х годов, то есть в период минимальных цен на нефть на мировом рынке. И её разработчики просто не могли себе представить, что уровень этих цен выйдет за пределы 30-35 долларов за баррель, которые прогнозировались на долгосрочную перспективу - до 2020-2030 гг. Для такого диапазона российская система налогообложения была достаточно адекватной, что и подтверждалось резким ростом экспорта в 2000-2004 гг. Однако при дальнейшем повышении котировок она стала работать исключительно на государство, всё более сужая доходность нефтяного экспорта для самих производителей сырья. Фактически экспорт достиг пределов своей эффективности в текущих условиях регулирования нефтяной отрасли.

**ЭКСПОРТ: НЕ НАДО ГНАТЬСЯ ЗА ОБЪЁМОМ**

Как известно, сложившаяся в СССР структура нефтеперерабатывающих мощностей была ориентирована на внутренний рынок, а главной задачей отрасли являлось обеспечение мазутом транспорта и электроэнергетики. Как следствие, средний выход светлых нефтепродуктов на многих российских НПЗ до сих пор не превышает 55-57% (в США и Западной Европе - более 70%). Доля углубляющих процессов в среднем по РФ составляет 20,3%, что в 3,6 раза ниже, чем в США, и в два раза, чем в Западной Европе.

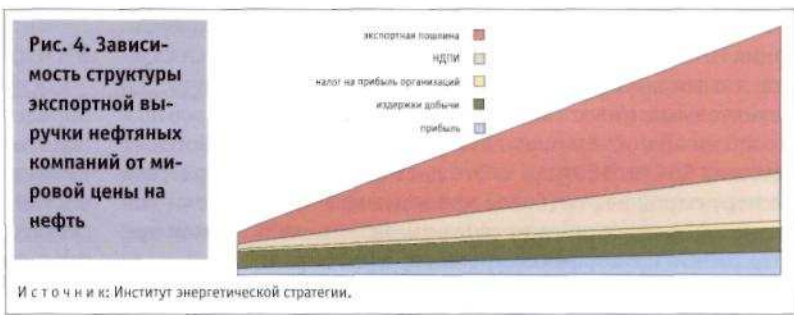
За прошедшие 20 лет структура внутреннего спроса кардинально изменилась и вступила в противоречие с технологическим уровнем и географией мощностей НПЗ. Резкий спад спроса на их продукцию в 1990-е годы был обусловлен снижением потребления мазута в электроэнергетике и низкокачественных видов в армии, сельском хозяйстве и на железнодоро-

жном транспорте. Рост парка новых иностранных автомобилей стимулировал нефтяные компании к модернизации заводов для наращивания выпуска высокооктановых бензинов. Вместе с тем сложилась практика экспорта значительных объёмов нефтепродуктов, в первую очередь мазута<sup>1</sup>.

Общее увеличение производства основных нефтепродуктов в России за 2000 -2010 гг. составило 41,5%, причём выпуск автомобильных бензинов возрос

на 33%, дизельного топлива - на 43%, топочного мазута - на 45% (см. рис. 5). При этом доля автомобильного бензина в совокупном производстве трёх данных нефтепродуктов снизилась за 10 лет с 22% до 20%, а дизельного топлива и мазута, напротив, возросла. По итогам 2011 г. тренды прошлых лет, видимо, сохраняются.

В 2005-2010 гг. в развитие российской нефтепереработки было вложено около 25 млрд долларов, что более чем в три ра-

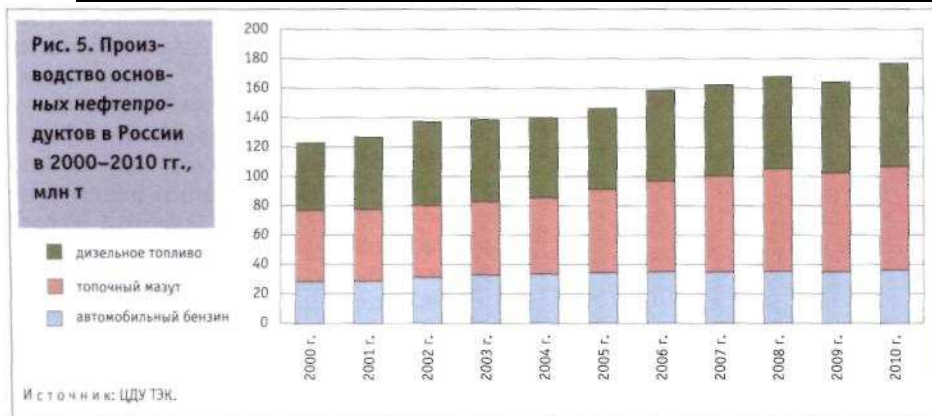


за превышает объём инвестиций в 2000-2004 гг. (7 млрд долларов). Основная доля этих финансов была направлена на строительство отдельных установок для выпуска некоторых наиболее востребованных видов продукции. Только к концу 2000-х годов начали реализовываться первые проекты сооружения новых крупных НПЗ («Татнефть» в Нижнекамске и др.).

В целом реконструкция НПЗ сдерживается двумя основными факторами. Во-первых, до недавнего времени строительство примитивного НПЗ было значительно рентабельнее, чем возведение современного завода или модернизация старого. Во-вторых, долгое время отсутствовали жёсткие требования к качеству продуктов со стороны органов власти и потребителей. Утверждение технических регламентов произошло только в 2008 г., при этом введение их в действие неоднократно откладывалось.

Государство официально ставит задачу наращивания экспорта качественных нефтепродуктов и строительства вблизи морских терминалов новых НПЗ для производства продукции высокого передела. Но экономическая оправданность такой стратегии вызывает сомнения. Оценки показывают, что по-

<sup>1</sup> В целях изменения сложившейся ситуации и ограничения экспорта тёмных нефтепродуктов, который может вызвать дефицит топлива внутри страны, Минэнерго России разработало формулу выравнивания пошлин на светлые и тёмные нефтепродукты (так называемая формула «60-66»), которая была утверждена специальным постановлением правительства РФ от 26 августа 2011 г. № 716.



ставки нефтепродуктов из России в большинстве случаев менее эффективны, чем продажа сырой нефти. Если же говорить о развитии высоких переделов с большей добавленной стоимостью, то нужно не останавливаться на нефтепродуктах, а развивать нефтехимию. Но решению этой проблемы препятствуют как недостаточный внутренний спрос, так и постоянный рост внутренних цен на энергоносители, что ухудшает конкурентное положение отрасли на мировом рынке, особенно по сравнению с производителями из стран Персидского залива. Более перспективным представляется иной путь - модернизация НПЗ с расчётом на насыщение внутреннего рынка качественными нефтепродуктами и отказ от экспорта мазута. Дополнительные инвестиции в размере 12-16 млрд долларов позволят снизить объём первичной нефтепереработки в России с текущих 250 до 180 млн т. Это даст возможность нарастить экспорт сырой нефти (более эффективный, чем поставки мазута) или смягчить последствия возможного спада добычи при сохранении приемлемого уровня продаж сырья.

#### ПРОБЛЕМА С ПРИРОДНОЙ РЕНТОЙ

Сегодня фундаментальной проблемой регулирования российской нефтяной отрасли является природная рента. В СССР подобный вопрос не существовало: добывающие предприятия продавали сырьё на входе в трубопроводную систему по установленным государством достаточно низким ценам, получая от него же инвестиционные ресурсы. Вся природная рента таким образом оказывалась в руках государства.

В начале 1990-х годов эта система стала распадаться вместе с утратой государством контроля над экономикой. На первом этапе либерализация внутренних цен на сырую нефть и нефтепродукты, а также внешней торговли дала компаниям возможность зарабатывать - в первую очередь на экспортных поставках. В результате уже к середине 1990-х годов нефтяная промышленность стала одной из самых прибыльных в стране. Но в те времена государство из-за непрозрачности финансовых потоков, запутанной структуры собственности, слабости налоговых органов было не в состоянии организовать эффективную систему изъятия сверхприбыли. Её выстраивание пришлось на 2000-е годы. Основными механизмами стали платное недропользование в форме налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортные таможенные пошлины.

Концепция НДПИ, введённого в 2001 г., предусматривала не столько обеспечение воспроизводства минерально-сырьевой базы, сколько изъятие природной ренты. Принятый закон отличался простотой администрирования и трудностью уклонения от уплаты налога, поскольку его ставка была напрямую привя-

зана к валовым производственным показателям нефтяных компаний<sup>2</sup>.

Вместе с тем так называемая плоская шкала НДПИ (по существу, регрессионная относительно доходов компаний) стимулировала разработку месторождений с наименьшими издержками, что в краткосрочном периоде повышало эффективность бизнеса, но в долгосрочном плане негативно сказывалось на производственном потенциале отрасли. В результате дестимулировались добыча на мелких и истощённых месторождениях, а также освоение новых районов. В 2000-е годы постепенно проис-

ходила дифференциация НДПИ. Но отсутствие единого порядка предоставления льгот создало простор для лоббизма и большую неопределённость.

Для поддержания производства сырья необходим переход к дифференцированному налогу в зависимости от прибыльности. Это может быть либо налог на дополнительный доход (НДД), либо дифференциация ставок НДПИ по ясным критериям. Второй подход представляется предпочтительным из-за меньших рисков коррупции и лоббизма.

#### Монополизм - ДВИЖУЩАЯ СИЛА?

Состояние внутреннего рынка нефтепродуктов сегодня определяется тремя основными факторами - технологическим, организационным и регулятивным. С технологической точки зрения диспропорции между структурами спроса и мощностей создают предпосылки для дисбалансов, но они не могут быть устранены быстро - для этого необходимы крупные инвестиции в модернизацию НПЗ. Организационная структура с доминированием нескольких ВИНК не может быть пересмотрена без тяжёлого ущерба для отрасли. Решение проблемы достижимо только путём адекватного государственного регулирования рынка.

Необходимость антимонопольного регулирования в сфере сбыта нефтепродуктов определяется тем, что доминирование нескольких ВИНК в добыче и отсутствие независимой нефтепереработки (между тем в США на независимые компании приходится 50% мощностей) само по себе создаёт предпосылки монопольного поведения. Кроме того, почти во всех регионах оптовая торговля нефтепродуктами по итогам приватизации и до настоящего времени практически полностью контролируется теми же ВИНК, а розничная - в значительной степени. При этом реальный радиус поставок бензина ограничен 500 км, что делает основную часть региональных рынков либо монопольными, либо подчинёнными двум-трём игрокам. В таких условиях стимулы для монопольного или квазимонопольного поведения действительно значительны.

Ключевой проблемой является отсутствие системной государственной таможенной и акцизной политики. Необходимо создать линейку таможенных пошлин и акцизов, которая бы решала различные и частично даже противоречащие друг другу задачи, как то: стимулирование модернизации НПЗ, насыщение внутреннего рынка нефтепродуктами по приемлемым

<sup>2</sup> Для месторождений, выработанных более чем на 80%, на шельфе, за Полярным кругом, для Ямала и Восточной Сибири, а также при добыче тяжёлой и сверхвязкой нефти.

**КЛЮЧЕВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ МЕРЫ ПОДДЕРЖКИ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ, ПРЕДПРИНЯТЫЕ ПРАВИТЕЛЬСТВОМ РФ В 2008-2011 ГГ.**

• *Обнуление ставки таможенной пошлины для группы восточносибирских месторождений. Нулевая пошлина была введена с 1 декабря 2009 г. для 13 месторождений Восточной Сибири. Для этого нефть данного региона, характеризующаяся определёнными физико-химическими свойствами (плотность при 20 °С не менее 694,7 кг/м<sup>3</sup>, но не более 872,4 кг/м<sup>3</sup> и содержание серы не менее 0,1 мас. %, но не более 1 мас. %) была выделена в отдельную субгруппу. В 2010 г. список расширился до 22 месторождений Восточной Сибири и двух принадлежащих «ЛУКОЙЛу» месторождений на Северном Каспии. С 1 июля 2010 г. вследствие роста цен на нефть нулевая экспортная пошлина для данной субгруппы была отменена, однако её уровень остался значительно ниже, чем для сырья с остальных месторождений. По состоянию на ноябрь 2011 г. таможенные сборы на нефть Восточной Сибири составляли 56% от стандартной экспортной пошлины.*

• *Налоговые каникулы по НДС для ряда новых месторождений. Согласно статье 342 Налогового кодекса РФ, налог на добычу полезных ископаемых при соблюдении определённых условий (до достижения некоего накопленного объёма производства, при недолгом сроке разработки запасов) не взимается для нефти, извлекаемой на следующих участках недр: расположенных полностью или частично в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края; находящихся севернее Северного полярного круга полностью или частично в границах внутренних морских вод и территориального моря, на континентальном шельфе; расположенных полностью или частично в Азовском и Каспийском морях; находящихся на территории Ненецкого автономного округа, полуострова Ямал в Ямало-Ненецком автономном округе.*

• *Учащение пересмотра экспортных пошлин. Начиная с сентября 2008 г. таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты пересчитываются ежемесячно, а не раз в два месяца, как это было ранее.*

• *Снижение налога на прибыль с 24% до 20% с 2009 г. в рамках пакета общегосударственных антикризисных мер.*

ценам, расширение экспорта нефтепродуктов с более высокой добавленной стоимостью, изъятие экспортных сверхприбылей в пользу государства (наряду с НДСП).

Для балансирования между этими задачами необходима системная политика, основанная на постоянном мониторинге и моделировании рынка нефтепродуктов. Принимаемые «в ручном» режиме решения при воздействии на сложную систему вызывают неожиданные и часто негативные последствия. Модернизация НПЗ возможна только в том случае, если производство высококачественных нефтепродуктов будет более прибыльным, чем выпуск низкокачественных, а необходимые для этого инвестиционные проекты - рентабельными. Пока это условие не будет соблюдено, иные меры государственной политики не окажутся эффективными.

**БЕЗ РЕФОРМ НЕ ОБОЙТИСЬ**

В перспективе поддержание добычи нефти на достигнутом уровне, тем более её рост, будет всё более проблематичным из-за ухудшения качества запасов, падения производства в старых промысловых районах и высоких затрат в новых. При сохранении нынешней схемы распределения ресурсной ренты добыча может начать падать уже в будущем году, а к 2020 г. сократиться до 400 млн т, или на 20% от её текущих объёмов. Это приведёт к ухудшению показателей экспорта и внутренней переработки, следовательно, к снижению доходов бюджета и ухудшению социально-политической обстановки в стране.

Вместе с тем при условии реализации системной государственной политики, решении проблем монополизма на рынках нефтепродуктов и, самое главное, проведении адекватной налоговой реформы добыча нефти в России может поддерживаться на уровне выше 500 млн т в течение как минимум следующих 20 лет. Для этого необходимо повысить средневзвешенную чистую (после уплаты налогов и таможенных пошлин) выручку нефтяных компаний с нынешних 33% от мировых цен до 40% (при вероятном коридоре котировок в 60-100 долларов за баррель). В данном случае выигрыш государства от увеличения объёма добычи многократно перекроет потери от снижения ставок, а привлекательность инвестиционных вложений для компаний резко возрастёт.

В итоге главный вывод таков: российская нефтяная отрасль уже не может развиваться в рамках инерционных трендов прошлых лет. Они ведут лишь к обострению существующих проблем и появлению новых.

Постсоветский опыт показывает, что главный риск развития России - это кризис способности государства к реализации важнейших проектов и проведению сложных реформ. Критически важная задача - кардинальное повышение качества государственного управления. Она выходит за пределы собственно отрасли, но играет для неё огромную роль, поскольку нефтяной бизнес в России отличается крайней сложностью, высоким (и во многом неизбежным) присутствием государственных компаний, необходимостью принимать долгосрочные, аналитически и научно обоснованные стратегические решения. Либо данная задача будет решена, что откроет дорогу для модернизации и реформ, либо 2012-2020 гг. станут периодом системного кризиса этой жизненно важной отрасли, а значит, и российской экономики в целом. ■