

תאג

1'20001

Основными целями развития нефтяной промышленности с позиции государства являются стабильное, бесперебойное и экономически эффективное обеспечение внутреннего и внешнего платежеспособного спроса на нефть и продукты ее переработки, стабильных поступлений налогов в бюджет, а также генерирование устойчивого платежеспособного спроса на продукцию сопряженных отраслей российской экономики (обрабатывающей промышленности, сферы услуг и т. п.).

В ближайшие 10–15 лет насущной задачей развития нефтяной отрасли является наращивание обеспеченных платежеспособным спросом объемов производства углеводородов, по крайней мере — до тех пор, пока экономия энергии не станет конкурентоспособной альтернативой их производству. В течение этого периода именно нефтегазовый комплекс должен будет запустить маховик экономического роста, используя мультипликативный эффект от инвестиций в него. В конце этого периода, продолжительность которого будет не меньше продолжительности полного инвестиционного цикла в нефтегазовых отраслях (инвестиции в нефть и газ, запуска-

ющие экономический рост в других отраслях, должны будут успеть окупиться), может наступить этап постепенной стабилизации или даже снижения абсолютных масштабов спроса на углеводороды на внутреннем рынке. Рост масштабов экономики, ведущий к росту потребностей в углеводородах, будет компенсироваться снижением потребностей в них за счет повышения эффективности использования нефти и газа.

Максимальный уровень добычи нефти в стране был достигнут в 1988 г. Впоследствии произошло его снижение, носившее поначалу обвальный характер. К 2000 г. добыча стабилизировалась на уровне чуть более 300 млн. т/год, а в 2000 г. в силу благоприятной ценовой конъюнктуры может вырасти до 320 млн. т. Прогнозируемое социально-экономическое развитие страны обуславливает необходимость добычи нефти для удовлетворения внутренних потребностей и экспортных поставок к 2020 г. в объеме до 360 млн. т/год, то есть с ростом на 12–15% против сегодняшних уровней. Хватит ли у России добывающих мощностей для обеспечения необходимого объема добычи?

А. А. КОНОПЛЯНИК

д.э.н., Президент Фонда развития энергетической и инвестиционной политики и проектного финансирования (ЭНИПиПФ), советник Минэнерго РФ и Минэкономразвития РФ

НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИИ

НЕИЗБЕЖЕН ЛИ КРИЗИС НЕФТЕДОБЫЧИ?

ДОБЫЧА НЕФТИ В 90-Е ГОДЫ — ОБЪЕКТИВНЫЙ ХАРАКТЕР СПАДА? По разведанным запасам нефти Россия входит в число ведущих нефтедобывающих стран. В ее недрах сосредоточено 12–13% мировых запасов нефти. Большая часть разведанных запасов сосредоточена в недрах Западной Сибири, Урало-Поволжья и на Европейском Севере.

Замедление развития нефтедобычи в 90-е гг. отчасти связано с объективными причинами — качественным ухудшением сырьевой базы отрасли. Степень выработки запасов категорий АВС1 на разрабатываемых месторождениях страны достигла 54%, в том числе в главном нефтедобывающем регионе — Западной Сибири — превысила 43%. Основные нефтегазовые провинции вышли на поздние стадии разработки с падающей добычей. Начальный ресурсный потенциал (накопленная добыча + запасы категорий АВС1+С2) «новых» нефтегазоносных провинций кратно меньше, чем «старых» (рис. 1).

Время открытия гигантских месторождений, за счет которых обеспечивались приросты запасов, а издержки разведки и добычи снижались, прошло. Сегодня эффективность геологоразведочных работ (ГРП) невысока, открываются в основном мелкие и средние месторождения (запасы каждого из открытых в последние годы месторождений в среднем составляют 1,5 млн. т против десятков и сотен млн. т на месторождение в прошлые годы), расположенные вдали от существующей производственной инфраструктуры. Доля трудноизвлекаемых запасов достигла 55–60% и продолжает расти и, по прогнозам, к 2010 г. может достичь 70%. При этом резко сократились объемы геологоразведочных работ (за 90-е годы в 3,5 раза) и масштабы их финансирования, почти повсеместно продолжается сокращение фронта поисковых

работ. В результате приросты разведанных запасов в последние годы даже не компенсируют текущую добычу нефти (в последние год-два — только на 2/3).

Основными районами разведки и добычи нефтяного сырья остаются традиционные нефтяные регионы страны, характеризующиеся высокой степенью разведанности и выработанности запасов — Западная Сибирь, Урало-Поволжье, Европейский Север (соответственно, 68%, 27% и 4% текущей добычи нефти в стране). Эти районы останутся основой российской нефтедобычи и в обозримой перспективе на их долю в 2020 г. придется 62%, 14% и 8% прогнозной добычи по распределенному фонду месторождений.

ХВАТИТ ЛИ У НЕФТЯНИКОВ ДОБЫВАЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ? Итак, сегодня налицо явные признаки поздней стадии развития для главной нефтедобывающей провинции страны — Западной Сибири и приближения к ней России в целом. Тимано-Печорская, Восточно-Сибирская и другие провинции ни по объему предполагаемых запасов, ни по условиям освоения не смогут переломить ситуацию в старении сырьевой базы нефтяного комплекса России в силу фундаментальных геологических и природно-климатических причин. Таким образом, дальнейшее развитие нефтяной промышленности России будет происходить в рамках завершающих стадий «естественной динамики» с падающей долей горной ренты в цене добываемого сырья (рис. 1).

Расчеты показали, что уже в районе 2015 г. уровень добычи, необходимый для обеспечения балансовых потребностей страны в нефти по сценарию ускоренного развития экономики, может превысить верхние предельные уровни добычи нефти из разведанных месторождений (как распределенного, так и нераспределенного фонда), технологически достижимые даже

при наиболее благоприятных для их разработки допущениях (начало действия с 2000 г. гибкой системы налогообложения; перевод на условия СРП в этом же году всех проектов, включенных в соответствующие законы «О перечнях участков недр...»; снижение к 2005 г. до норматива фонда бездействующих эксплуатационных скважин), то есть располагаемые производственные мощности по добыче (таблица 1). С учетом того, что совпадения всех отмеченных благоприятных факторов наращивания добычи ожидать не приходится, разрыв между потребностью в добыче (по энергетическому балансу) и возможностью ее удовлетворения за счет разработки открытых на сегодня месторождений может наступить много раньше 2015 г.

Таким образом, **единственной возможностью для страны избежать в перспективе кризиса недопроизводства собственной нефти является резкая интенсификация геолого-разведочных работ**, дабы обеспечить необходимый прирост добычи из неоткрытых пока месторождений, с одной стороны, и повышение коэффициентов нефтеотдачи, что ведет к увеличению извлекаемого потенциала и уровня текущей добычи (по сравнению с проектными) разрабатываемых месторождений, с другой стороны. Единственным средством для этого является резкое повышение инвестиционной привлекательности экономико-правовой среды российской экономики вообще и ее нефтяной промышленности в частности, в первую очередь — стимулирующих инвесторов вкладывать деньги в разведку и разработку месторождений, в том числе на новой (как правило более дорогой, но окупаемой за счет более высокой эффективности применения) **технической базе**.

Переход на более поздние стадии развития нефтегазодобычи является неиз-

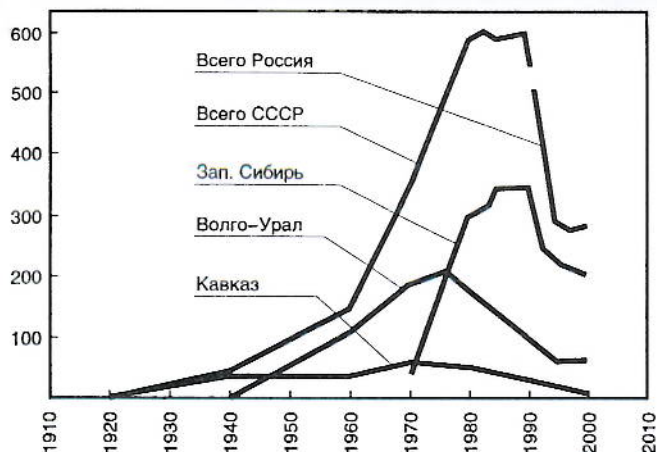


Рисунок 1-1. Динамика нефтедобычи СССР и России

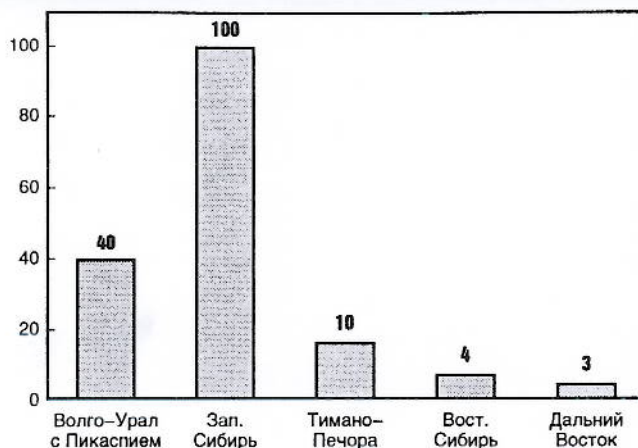


Рисунок 1-2. Кумулятивный потенциал нефтегазоносных провинций (накопленная добыча + запасы A + B + C1 + C2)

бежным для каждой страны и означает необходимость изменения модели нефтегазообеспечения. Основной упор на этих стадиях должен делаться не на усиление фискального давления на производителей, что может быть оправдано на ранних стадиях развития нефтяной отрасли (по мере роста доли ренты в цене добываемого сырья), а на расширение налогооблагаемой базы, за счет приведения в соответствие динамики налоговой нагрузки (в широком смысле слова) на нефтяной комплекс и «естественной динамики» воспроизводства минерально-сырьевой базы комплекса на поздних ее стадиях. **Соответствующей модернизации требует модель государственной политики, которая учитывала бы особенности поздней стадии «естественной динамики» в отношении инвестиционной, налоговой, ценовой политики, институционального устройства нефтяного комплекса и т. п.**

ГОСУДАРСТВО: ДВА ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ. Для того, чтобы обеспеченность добычи разведанными запасами в стране поддерживалась на экономически и политически обоснованном уровне, нефтяные компании должны быть заинтересованы в

достижении максимального прироста запасов в расчете на единицу затрат на их пополнение за счет всех соответствующих видов хозяйственной деятельности (ГРП, повышение извлекаемого потенциала разрабатываемых месторождений, механизмы фондового рынка обеспечивают не абсолютные приросты имеющейся ресурсной базы в рамках страны, но лишь ее перераспределение между отдельными компаниями за счет их слияний и поглощений. Поэтому для государства важнейшими направлениями удержания ресурсной обеспеченности в экономически обоснованных пределах являются первые два из вышеуказанных трех (ГРП и повышение нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях).

Исходя из мирового опыта, **основным направлением повышения обеспеченности запасами остаются ГРП.** Административным путем заставить компании наращивать объемы ГРП невозможно. Их можно в этом только заинтересовать, понимая при этом, что омертвлять на необоснованно длительный срок крупномасштабные и высокорискованные инвестиции в поиски и разведку нефтяные компании не будут. Альтернативная цена капи-

тала всегда будет для них критерием привлекательности или непривлекательности вложений в ГРП в рамках выбранной той или иной компанией долгосрочной инвестиционной стратегии.

Поэтому действующую законодательную базу в области недропользования следует развивать, во-первых, в направлении создания стимулов для эффективного выполнения геологоразведочных работ за счет собственных средств недропользователя. Во-вторых, нормы и правила использования отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) следует трансформировать в направлении максимального расширения свободы их использования вне зависимости от региональной принадлежности источников их формирования, но в целевых рамках увеличения ресурсного потенциала по обоим вышеуказанным направлениям. Необходимо оставить за компаниями решение вопроса о том, по какому из этих двух направлений целевого использования и какую часть остающегося в их распоряжении ВМСБ они имеют право тратить. Исключение может (должна) составлять фиксированная часть средств ВМСБ для финансирования фундаментальной и прикладной геологической науки и региональных исследований.

Итак, **должны быть в предельно короткие сроки созданы дополнительные экономические стимулы как для интенсификации геологоразведочных работ, так и для применения методов повышения нефтеотдачи.** Это означает, в первую очередь, создание более гибкого и либерального налогообложения на начальных и завершающих стадиях инвестиционного цикла по разведке и разработке месторождений.

При необходимости одновременного развертывания работ по обоим направлениям, в краткосрочном плане более эффективным может оказаться стимулирование НТП по повышению нефтеотдачи и снижению издержек добычи на разрабатываемых месторождениях. Это придает дополнительную актуальность созданию экономико-правовых стимулов для развития мелких и средних неинтегрированных (специализированных) нефтяных компаний, наиболее приспособленных для эффективного наращивания (точнее, замедления падения) добычи на поздних стадиях разработки конкретных месторождений. Стимулирование ГРП может дать эффект в более

Таблица 1. Соотношение между потребностями в добыче по энергетическому балансу страны и возможностями ее обеспечения за счет разведанных месторождений, млн. тонн/год (по состоянию на 1 января 1999 г.)

	2000	2005	2010	2015	2020
Потребность в добыче, необходимая по энергетическому балансу, соответствующему повышенному варианту экономического развития страны	315	327	335	345	360
Предельные производственные возможности по добыче из разведанных месторождений ^{(1) (2)}	320	360	358	347	335
Избыток (+) / недостаток (-) располагаемых мощностей по добыче из разведанных месторождений ^{(1) (2)}	+5	+33	+23	+2	-25

(1) Верхние предельные прогнозные уровни добычи нефти на базе данных ЦКР Минтопэнерго, технологически достижимые при следующих условиях:

а) с 2000 г. вводится гибкая система налогообложения недропользователей, позволяющая рентабельно осуществлять разработку каждого месторождения в соответствии с утвержденным на ЦКР вариантом проектного документа;

б) все месторождения, включенные в законы «О перечнях участков недр, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях раздела продукции», уже в 2000 году будут переведены на условия СРП;

в) действующий фонд эксплуатационных скважин к 2005 г. будет доведен до норматива, предусмотренного технологическим проектным документом.

(2) Включая месторождения распределенного фонда, разрабатываемые, и месторождения нераспределенного фонда.

поздние сроки из-за большей капиталоемкости и инерционности этого вида работ.

КАК ПРЕОДОЛЕТЬ КРИЗИС ИНВЕСТИЦИЙ В РАЗВЕДКУ И ДОБЫЧУ? Наряду с Западной Сибирью, наиболее перспективными для поисков и разведки новых месторождений являются нефтегазовые провинции Тимано-Печорского региона, Восточной Сибири и Дальнего Востока, прибрежные акватории России (в первую очередь шельф острова Сахалин, Баренцево и Охотское моря). Однако освоение новых добывающих районов является весьма высокозатратным.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции почти все разрабатываемые месторождения находятся в Республике Коми, а 60% подготовленных и разведываемых месторождений — в Ненецком АО, где сдерживающим фактором вовлечения в разработку запасов нефти является значительный разброс месторождений на большой территории, что создает трудности для компактного обустройства нефтедобывающих предприятий, а также отсутствие развитой инфраструктуры. Освоение месторождений на шельфе Баренцева моря будет еще более дорогостоящим как вследствие сложной ледовой и экологической обстановки, так и из-за необходимости формирования инфраструктуры для сбора и вывоза нефти морским путем. На издержки добычи шельфовой нефти в этом районе будет по сути перенесена стоимость создания новой российской отрасли по созданию на базе мощностей атомного судостроения в Северодвинске производства морских платформ для разведки и добычи нефти и газа.

В Восточной Сибири развитие нефтедобычи в Красноярском крае и Республике Саха связано с освоением новых регионов с неразвитой производственной и социальной инфраструктурой и большой удаленностью от магистральных трубопроводов и от рынков сбыта, что существенно удорожает издержки их добычи и доставки как на внутренних, так и на внешний рынок (Китай, Корея и др.). На Дальнем Востоке основные перспективы добычи нефти связаны с освоением сахалинского шельфа со сложными природными (особенно ледовыми) условиями, что требует применения дорогостоящих технологий разработки.

Осуществление такой крупной программы освоения новых высокозатратных месторождений требует, с одной стороны, резкого увеличения объема поисково-разведочных работ на нефть и газ и ежегодных инвестиций в разведку и добычу нефти (почти в три раза к концу прогнозного периода по сравнению с уровнем 1998 г.), следовательно, создания благоприятных условий для таких специфических высокорискованных инвестиций, с другой стороны, — интенсификации работ в области НТП с целью повышения извлекаемого потенциала разведываемых и разрабатываемых месторождений и резкого снижения издержек разведки и добычи нефти. Носителями достижений НТП также являются инвестиции в основной капитал.

Итак, большая часть проблем отрасли связана с кризисом инвестиций. Будут необходимые стимулы для инвесторов — будут и инвестиции, будет и необходимый прирост запасов (как на новых участках, так и на разрабатываемых месторождениях).

Инвестиции в новые проекты будут в основном осуществляться на условиях проектного финансирования, то есть под обеспечение финансовых потоков, генерируемых самим проектом. Формирование приемлемого для целей проектного финансирования законодательства должно исходить из понимания, что в стране одновременно действуют два параллельных и равноправных инвестиционных режима в недропользовании, конкурирующие между собой за инвестора, один из которых (лицензионный режим) является сегодня гораздо менее привлекательным для инвесторов, чем другой (режим СРП). Необходимо совершенствовать оба указанных режима.

За счет реализации 20-ти проектов СРП, включенных в Федеральные законы «Об участках недр, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях раздела продукции», прирост добычи нефти может составить к 2010 году около 100 млн. т/год, обеспечив более четверти добычи нефти в стране. В целях повышения эффективности применения механизма СРП и расширения притока инвестиций в проекты СРП необходимо внести поправки в закон «О СРП», устраняющие препятствия, нарушающие гарантии стабильности и повышающие риск осуществления таких проектов (к указанным препятствиям относятся: разрешительные перечни участков недр, ресурсная квота для проектов СРП, административное квотирование использования отечественного оборудования вне зависимости от его конкурентоспособности, необходимость ратификации заключенных соглашений парламентом и др.). Необходимо также завершить разработку и принять эффективной нормативной базы по вопросам СРП.

Государству необходимо выработать единый порядок формирования программы освоения месторождений как на условиях действующей лицензионной системы, так и СРП. При сохранении разрешительного порядка недропользования (определения программы освоения месторождений) необходимо:

♦ либо сохранить (только фактически и существующий сегодня) заявительный порядок определения будущих объектов недропользования их потенциальными инвесторами как в индивидуальном порядке, так и/или совместно с местными органами государственной власти,

♦ либо в рамках намечающейся тенденции усиления властной вертикали и концентрации дополнительных рычагов управления в руках федеральной власти дополнить его составлением индикативного открытого перечня приоритетных объектов недропользования с точки зрения федеральных и местных органов государственной власти, предлагаемых потенциальным инвесторам. При этом включение того или иного объекта в такие индикативные перечни должно изначально сопровождаться четким указанием (безусловно соблюдаемых впоследствии) как экономических обязательств, так и преференций, которые получат инвесторы, ставшие победителями конкурсов/аукционов за право освоения этих приоритетных для государства объектов.

Масштабы освоения месторождений на основе соглашений о разделе продукции должны будут в конечном счете опреде-

ляться конкурентными преимуществами СРП по сравнению с лицензионным режимом недропользования. Или — наоборот, если когда-нибудь в перспективе законодатель так усовершенствует лицензионную систему, что работа в ее рамках будет обеспечивать инвестору конкурентные преимущества по сравнению с работой на условиях СРП. Экономические механизмы повышения инвестиционной привлекательности лицензионного режима недропользования, по сравнению с режимом СРП, заключаются в повышении его правовой стабильности — через механизмы лицензионного соглашения — и налоговой благоприятности — путем установления более гибкого, учитывающего специфику отрасли режима налогообложения для нефтяной отрасли в Налоговом Кодексе.

Однако основной зоной применения СРП, скорее всего, будут оставаться очень крупные (одно месторождение = один проект) и очень мелкие (несколько месторождений = один проект) месторождения (рис. 2). Середина ресурсного диапазона, вероятно всего, останется зоной преимущественного применения лицензионной системы недропользования и, в случае отсутствия прогресса в ее инвестиционной привлекательности — зоной исключительного применения отечественного (или репатрированного отечественного) капитала, поскольку стратегические иностранные инвесторы будут и впредь отказываться вкладывать капитал в освоение российских месторождений на отличных от СРП условиях.

КОМУ ПОЙДУТ ДЕНЬГИ ОТ НЕФТЯНЫХ ПРОЕКТОВ (к вопросу о путях решения проблем отечественного машиностроения)? Государство стоит перед необходимостью стратегического выбора долгосрочной политики в отношении СРП:

♦ либо под лозунгами обеспечения энергетической безопасности и поставок на внутренний рынок, защиты любого отечественного (в первую очередь — неконкурентоспособного) товаропроизводителя ввести количественные (административные) ограничения (на долю разрабатываемых на условиях СРП запасов, экспортных поставок в рамках отдельных проектов СРП, отечественного оборудования и рабочей силы) и существенно ограничить тем самым объем

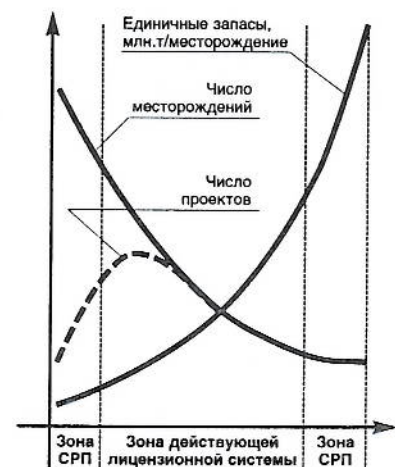


Рисунок 2. Предполагаемая зона фактического применения законодательства «О СРП»

инвестиционного предложения по линии СРП. Следует понимать, что такой подход, с одной стороны, сократит объем прямых и косвенных доходов, связанных с этими инвестициями, а, с другой стороны, отказ от принципа конкурентных преимуществ может поддержать на время на плаву отечественное машиностроение, но привести к невосполнимым утратам нефти в недрах;

✧ либо обеспечить развитие СРП на базе принципа конкурентных преимуществ как во взаимоотношениях между лицензионным режимом недропользования и режимом СРП (отказавшись от административных ограничений применения СРП как более конкурентоспособного, чем лицензионный режим недропользования, инвестиционного режима), так и при определении ключевых законодательных параметров самого режима СРП, а также параметров отдельных проектов СРП. Тем самым будет интенсифицирован приток инвестиций по линии СРП в Россию со всеми последующими прямыми и косвенными, в том числе мультипликативными эффектами. При этом большая часть совокупного (прямого и косвенного) эффекта от СРП будет получена через косвенные (не нефтяные) доходы по линии федерального бюджета и бюджетов «машиностроительных» регионов, то есть в более ранние сроки и в большем объеме, чем нефтяные доходы, поступающие в бюджет «добывающего» региона (таблица 2). Для этого нужно всемерно повышать конкурентоспособность смежных с нефтяниками отраслей.

В настоящее время российскими предприятиями освоено около 90% номенклатуры необходимого нефтяной отрасли оборудования. Однако его технический уровень и качество (в координатах «цена-качество») в большинстве случаев уступают лучшим мировым образцам. Только 14% машин и оборудования отвечает мировому уровню, около 70% парка буровых установок и 30% агрегатов для ремонта скважин морально устарели.

Приоритетами НТП, получающими государственную поддержку, должны стать технологии и технические средства высокой степени готовности, обеспечивающие кратное (а не на 5–10%) повышение экономической эффективности их применения. Поэтому перспективы научно-технического развития отрасли связаны с применением современных информационных наукоемких и энергоэкономных технологий, обеспечивающих снижение издержек разведки и добычи нефти. Потенциальные возможности НТП, например в нефтедобывающей отрасли, могут быть оценены в 20–30% сокра-

щения капитальных затрат при фиксированном уровне добычи нефти.

Перспективы повышения научно-технического уровня нефтедобычи зависят от возможностей российской обрабатывающей промышленности производить соответствующее конкурентоспособное оборудование и технологии. На мой взгляд, простым повышением загрузки существующих производственных мощностей машиностроительных предприятий и/или финансированием их расходов на пополнение оборотного капитала эту задачу не решить.

Необходимо обеспечить принцип конкурентных преимуществ поставляемых для нефтегазовой отрасли товаров и услуг как единственному критерию конкурсного выбора того или иного поставщика, подрядчика, перевозчика вне зависимости от его национальности. Закупкам у российских поставщиков нефтегазового оборудования должен отдаваться приоритет только при обеспечении ими цены и качества поставляемых товаров и услуг не хуже, чем у конкурентов. Государство должно обеспечивать рынок сбыта для отечественных производителей товаров и услуг для нефтегазового комплекса не за счет административных ограничений более конкурентоспособных, в том числе иностранных, хозяйствующих субъектов (необходимо отказаться от административной поддержки слабого, неэффективного отечественного бизнеса), а за счет создания условий для повышения конкурентоспособности российских производителей, например, путем эффективной (срочной и возмездной) господдержки мероприятий по реконструкции и модернизации соответствующих производств в сопряженных с нефтегазовым комплексом отраслях.

Необходимо решение проблемы организации финансирования технического перевооружения отраслей обрабатывающей промышленности в интересах нефтяной отрасли. Возможно — в рамках производственной кооперации этих отраслей. Ликвидная продукция нефтяной отрасли или (доказанные извлекаемые) запасы нефти в недрах подготовленных к разработке месторождений могли бы выступать обеспечением под заемные средства, привлекаемые на условиях проектного финансирования на модернизацию и реконструкцию конкретных машиностроительных производств в интересах конкретных отраслей или проектов ТЭК. В рамках работ, нацеленных на повышение извлекаемого потенциала разрабатываемых месторождений, источником обеспечения указанного финансирования могла

быть часть будущей дополнительной добычи нефти, полученной с применением новых технологий (такого рода механизмы, разрабатываемые специалистами Фонда ЭНИПиПФ, были представлены, например, на прошедшей 2–3 сентября 2000 г. в Южно-Сахалинске Первой международной практической конференции «СРП–2000»).

В связи с прогнозируемым ростом добычи нефти (и газа) на шельфе окраинных морей России важнейшим направлением научно-технического прогресса является совершенствование существующих и создание новых технологий морской нефте(газо)добычи, формирование на базе судостроительных и смежных с ними отраслей российского ВПК новой отрасли российской экономики — промышленности по производству оборудования для морской добычи нефти и газа (главным образом — в арктических районах). Необходима серьезная государственная поддержка созданию такой отрасли, исходя из понимания, что ее конкурентоспособное развитие принесет государству положительные прямые и косвенные эффекты. Следует иметь в виду, что большая часть снижения издержек в мировой добыче углеводородов в 80–90-х годах была достигнута именно за счет применения новых, революционных технологий добычи на глубоководных и расположенных в суровых климатических условиях морских акваториях (отказ от применения стационарных платформ за счет перехода к полупогружным платформам на натяжных тросах (ТЛП) и подводному заканчиванию скважин, применение горизонтальных скважин, широкая компьютеризация производственных процессов и миниатюризация оборудования и т. п.).

Повышение конкурентоспособности российских поставщиков и подрядчиков, перевозчиков и др. является важнейшей государственной задачей, решение которой обеспечит возможность снижения издержек и повышения эффективности функционирования нефтяной отрасли, даже в условиях неизбежного снижения цен на мировом рынке нефти. При этом, как отмечалось выше (см. таблицу 1), конкурентоспособные предприятия обрабатывающих отраслей получают эффект от инвестиций в нефтяную отрасль раньше, чем сами нефтяники. Государство же, создав условия для инвестиций в нефтяную отрасль, получит налоговые доходы в бюджеты всех уровней в большем объеме и в более ранние сроки именно через машиностроительные регионы, по сравнению с нефтяными налоговыми поступлениями из добывающих регионов. Чем выше будет конкурентоспособность отечественного машиностроения — тем больший косвенный эффект будут генерировать инвестиции в нефтяную отрасль. Тем более эффективно нефтяная отрасль сможет не только избежать угрозы кризиса недропроизводства нефти, но и сыграть свою историческую роль локомотива экономического роста России. ■

Таблица 2. Распределение совокупного (прямого + косвенного) эффекта от реализации нефтегазовых проектов СРП в России между бюджетами разных уровней, % к итогу

	Федеральный бюджет	Бюджеты регионов	
		Добывающего	Машиностроительного
1. ПРИ УЧЕТЕ ОДНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПЕРЕДЕЛА			
На суше: мелкие	20	50	30
крупные	20	30	50
На море	40	20	40
2. ПРИ УЧЕТЕ ПЯТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПЕРЕДЕЛОВ			
На суше: мелкие	30	50	20
крупные	30	30	40
На море	50	20	30

При подготовке статьи автор использовал материалы «Основных концептуальных положений развития нефтегазового комплекса России» (М., Минтопэнерго РФ, 2000), а также проекта «Энергетической стратегии России на перспективу до 2020 года» (М., Минэнерго РФ, 2000), одним из руководителей подготовки которых он являлся.