

Компромисс на конце трубы

Является ли отказ от «Южного потока» «эмоциональной реакцией» на санкции или частью долгосрочной стратегии развития российского НГК?



В первой части интервью* с доктором экономических наук, профессором Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина, советником генерального директора ООО «Газпром экспорт» Андреем КОНОПЛЯНИКОМ были рассмотрены вопросы, связанные с отказом России от реализации проекта «Южный поток» и новыми планами руководства страны и «Газпрома» по сооружению газовой магистрали через территорию Турции. Подчёркнуто, что 47 млрд м³ «голубого топлива», которые планируется перекачивать по трубе «Турецкого потока», в любом случае должны быть достав-

лены на существующие пункты сдачи-приёмки газа в Центральной и Южной Европе. А значит, Россия и ЕС просто вынуждены продолжать сотрудничество с целью нахождения оптимального маршрута транспортировки и снятия юридических барьеров на пути сооружения новых магистралей.

В то же время Россия активно развивает «восточный вектор» своей энергетической политики. Насколько это обусловлено ухудшением отношений с Европой? И каким образом подписание газовых соглашений с Китаем может повлиять на стратегию РФ на европейском направлении?

– Андрей Александрович, на фоне обострения отношений с Западом Россия подписала газовый контракт с Китаем. Но что в действительности стоит за этим шагом – стремление любыми способами ответить на санкции или реальные перспективы взаимовыгодного энергетического сотрудничества с КНР?

– На мой взгляд, китайский контракт надо рассматривать независимо от санкций. Если какие-то события хронологически связаны, то это не означает, что одно из них произошло вследствие другого, то есть хронологическое совпадение не обязательно свидетельствует о наличии причинно-следственных связей. Возможно, санкции несколько ускорили подписание соглашения, но, с моей точки зрения, решающую роль сыграл другой фактор.

Обычно, говоря о данном контракте, обращают внимание на его количественные, объёмные параметры – поставки 38 млрд м³ в год в течение 30 лет, итого свыше 1 трлн м³ на сумму 400 млрд долларов. Конечно, «размер имеет значение». Но, по-моему, в этом соглашении содержится один важный момент, недооценённый экспертами и общественностью, – привязка стоимости газа к мировой цене на нефть и то, как это было достигнуто.

* Первую часть интервью см.: «Нефть России» № 3/2014, с. 4–8.

Напомню, в течение долгого времени (пока шли переговоры) наши китайские партнёры настаивали на «угольной привязке» газовой цены. И это выглядело вполне логично, поскольку Китай – в основном «угольная» страна (особенно его северо-восточные регионы, на которые нацелены российские поставки). И на уровне конечного потребителя российский газ будет конкурировать там именно с углём, замещая его в первую очередь в промышленности и электроэнергетике, а также в коммунально-бытовом секторе. И по логике наших китайских партнёров именно к стоимости (цене) «замещаемого» газом энергоресурса (то есть угля) и должна была бы быть привязана цена газа в этом контракте.

Ведь в основе российских экспортных газовых поставок лежит так называемая Гронингенская модель стандартного долгосрочного контракта, ценовой механизм которой построен на привязке газа к стоимости замещаемого в конечном потреблении энергоресурса. Поэтому китайские друзья ратовали за угольную индексацию: она обеспечивала бы им – в рамках сложившейся ценовой конъюнктуры между рынками отдельных энергоресурсов (уголь, нефть, газ) – более низкую контрактную цену импортируемого из России газа, чем при нефтяной индексации.

Начиная с 1962 г.¹ формулы привязки цены газа в Гронингенской модели индексируют её в зависимости от цен нефтепродуктов, ибо в то время в Европе газ конкурировал в различных секторах конечного потребления именно с нефтепродуктами. Поэтому советская (а ныне российская) модель газовых поставок в Старый Свет начиная с апреля 1968 г., когда первый газ из СССР пришёл в тогдашнюю Западную Европу (в Австрию, в Баумгартен), построена именно на основе стандартной Гронингенской модели. После роста нефтяных цен в 1970 годах эта модель стала обеспечивать странам-экспортёрам в том числе и получение более высокой ресурсной ренты при поставках газа.

Нефтепродуктовая индексация на рынке газа в Европе сохраняется до сих пор. Правда, после 2009 г. уже в существенно меньшем объёме, сократившись в целом по ЕС примерно до 50%, в связи с расширением продаж на рынке разовых сделок, хотя потребители постепенно отходят от использования жидкого топлива там, где это возможно, в первую очередь в промышленности и электроэнергетике.

Поэтому, на мой взгляд, получение более высокой ресурсной ренты в силу продолжения исторической традиции сегодня является более важным для экспортёра и суверенной страны-собственника ресурсов газа аргументом в пользу сохранения нефтяной (нефтепродуктовой) индексации в газовых контрактах, нежели фактор собственно стоимости замещения.

Гронингенская модель с нефтепродуктовой индексацией остаётся традиционной для российских экспортных газовых поставок в Европу. И естественным желанием «Газпрома» было распространить её и на формируемые восточные поставки российского газа.

Китайские друзья, выступающие в контракте в качестве покупателя, естественно, ратовали за более низкие цены. Но Россия (как суверенное государство – собственник невозобновляемых энергоресурсов, в данном случае природного газа) и «Газпром» (как экономический агент суверена, ибо государство является его основным контролирующим акционером) были заинтересованы в том, чтобы привязать газовые цены китайского контракта к стоимости не угля, а нефти. Ведь нефтяные цены пока что выше угольных. И поэтому Россия заинтересована получить максимальную долгосрочную ресурсную ренту, то есть в перспективе на долгие годы (за полный срок освоения месторождения) максимальную газовую цену. Естественно, такую, по которой она сможет реализовать (монетизировать) данный невозобновляемый энергоресурс (то есть газ).

Этот объективный экономический интерес суверенного государства защищён различными многосторонними актами в системе международного права. Начиная с Резолюции Генеральной Ассамблеи ООН № 1803 от декабря 1962 г. о постоянном суверенитете государств над своими природными ресурсами и продолжая аналогичной по смыслу статьёй 18 о суверенитете государств над своими энергетическим ресурсами Договора к Энергетической Хартии, вступившего в силу в 1998 г.

– И какие контраргументы были представлены китайской стороне?

– В этом-то и заключалась основная, на мой взгляд, проблема. Как мы уже говорили, на западном направлении Россия реализует стратегию «один рынок – две трубы». По моему мнению, такая стратегия применима (и де-факто начала реализовываться) и на Востоке, но в модифицированном виде. Не «один рынок – две трубы», а «один рынок – два способа до-

ставки», а именно – транспортировка российского «голубого топлива» в Азию в виде сетевого газа и СПГ (см. рис.).

Строительство (пусть даже в теории) второй трубы в Китай не давало бы возможности обосновать в трубопроводном контракте нефтяную привязку с целью максимизации ресурсной ренты для поставщика. «Традиции» европейских поставок здесь не сработали бы (разные рынки – разные замещающие энергоресурсы при заключении контракта). Стоимость замещения у конечного потребителя (экономическая логика) всё равно определялась бы по замещаемому здесь газом энергоресурсу – углю.

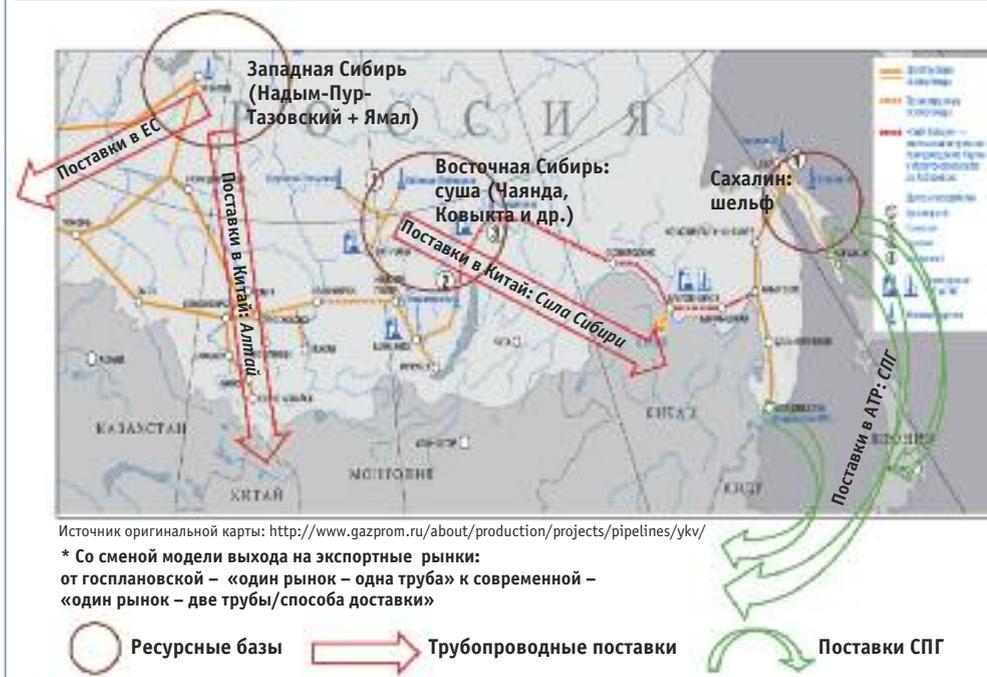
Зато возможность ценовой индексации по нефти даёт рынок СПГ, на котором в АТР исторически принята именно нефтяная привязка, то есть привязка к так называемому японскому нефтяному коктейлю (Japan Crude Cocktail – JCC). Если бы появился альтернативный способ доставки российского газа на китайский рынок в виде СПГ, это дало бы весомый материальный аргумент российским переговорщикам в пользу нефтяной индексации (помимо виртуальной для китайского потребителя аргументации – «необходимо обеспечить равнодоходность поставок в Европу и Азию», «исторические традиции контрактной структуры поставок в Европу» и т. п.).

Это, на мой взгляд, и произошло, когда возник и стал материализовываться проект по строительству завода СПГ в районе Владивостока. Оттуда «новый» сжиженный газ (поставки с единственного действующего российского завода СПГ в рамках проекта «Сахалин-2» надолго законтрактованы, в основном в Японию) может доставляться не только в восточные провинции Китая через терминалы в прибрежных районах страны (альтернатива трубопроводным поставкам по «Силе Сибири»), но и в Японию и другие государства АТР. А значит, с одной стороны, есть возможность его ценовой привязки к нефтяным котировкам в данном регионе, с другой – появляется спектр потенциальных потребителей-конкурентов.

И как только было объявлено о принятии окончательного инвестиционного решения по Владивостокскому СПГ, переговорная позиция китайской стороны в отношении ценовой формулы сразу стала более податливой. В результате в упомянутом контракте удалось обеспечить «нефтяную привязку». То есть в случае с проектом Владивостокский СПГ и заключением китайского контракта я вижу не столько хронологическое совпадение, сколько причинно-следственную связь.

¹ Тогда контракт Гронингенского типа был запущен в обиход Нидерландами и на его основе – как инвестиционного инструмента – начал формироваться европейский рынок газа.

Рынки для российского газа: европейский и внутрисибирский (в прошлом/настоящем), те же плюс азиатский (в будущем)*



Таким образом, роль катализатора данной сделки сыграл, по-моему, именно Владивостокский СПГ, а не западные санкции.

– Но ведь сейчас некоторые эксперты сомневаются в том, что проект Владивостокского СПГ будет реализован в обозримой перспективе и что производимый им сжиженный газ окажется конкурентоспособным на рынке АТР...

– Я думаю, что независимо от того, будет ли реализован данный проект или нет, свою историческую миссию (скажем так – первую миссию) он уже выполнил. Благодаря ему в российско-китайском трубопроводном контракте была принята формула нефтяной привязки. Она зафиксировала механизм определения цены, по крайней мере, на ближайшие три года (по истечении данного срока возможен пересмотр/адаптация этой формулы – это стандартная контрактная практика).

– То есть это своеобразный блеф...

– Я бы не стал использовать именно это слово. Оно имеет негативную коннотацию. Это – нормальная практика ведения международных переговоров, где используются аргументы в логике «если – то». Эта логика предполагает, что, если нас не устроит цена на газ в рамках трубопроводных поставок, мы будем рассматривать возможность перехода на поставки СПГ с более приемлемым для нас механизмом

ценообразования. Это один из компонентов понятия «диверсификация» для поставщика – диверсификация по способам поставки (сетевой газ и СПГ), дающая ему большую свободу выбора, чем при безальтернативных по способу поставки вариантах (только сетевой газ).

Со своей стороны, Китай ведь тоже «пугал» Россию перспективами собственной сланцевой революции. Мол, КНР вслед за США зальют мир сланцевым газом. Считалось, что именно Китай располагает самыми большими в мире ресурсами (не запасами, а именно ресурсами, что есть более умозрительная категория) сланцевого газа. Однако, как мне довелось узнать недавно на одной из конференций от коллег из шотландского Университета Данди, вроде бы Правительство Китая в феврале этого года чуть ли не вдвое сократило официальные оценки сланцевых ресурсов в стране. Не знаю, насколько эта информация соответствует действительности, но она вписывается в общую экономическую логику, описываемую известной специалистам там называемой диаграммой Арпса о динамике оценок ресурсов/запасов с течением времени. И я не расцениваю это информацию как хронологическое совпадение, а прослеживаю здесь причинно-следственную связь (с естественным лагом запаздывания) с завершившимися ранее переговорами по китайскому контракту и согласованием формулы цены, когда фактор китайского слан-

цевого газа перестал иметь переговорное значение.

Более того, ратуя за угольную индексацию, китайская сторона поначалу активно настаивала на том, чтобы продавать ей не очищенный, а жирный газ (газ Восточной Сибири богат фракциями выше C_4 и высоким содержанием гелия, чем отличается от фактически сухого западносибирского сеноманского газа), то есть хотела покупать по цене энергетического угля ценное химическое сырьё, которое потом могла бы с большим удовольствием перерабатывать на построенных на своей территории предприятиях нефтегазохимии и продавать продукты переработки российского газа на экспорт, в том числе обратно в нашу страну. Но уже по совершенно другим ценам. Однако стараниями российской стороны эта бизнес-логика наших китайских друзей была опровергнута приня-

тием народнохозяйственной программы развития отечественной нефтегазохимии на базе месторождений Восточной Сибири (насколько мне известно, в этом особенно велика заслуга акад. А. Э. Конторовича).

Иными словами, каждая из сторон использовала в ходе переговоров те аргументы, которые позволяли ей добиться оптимальных для неё механизмов ценообразования, определяющих результирующие цены. С моей точки зрения, аргумент Владивостокского СПГ перевесил аргументы (изначально сомнительные для меня в силу множества факторов) якобы неизбежной «китайской сланцевой революции»...

– Так что же в отношении конкурентоспособности Владивостокского СПГ?

– Чтобы быть конкурентоспособным и эффективным (то есть иметь долгосрочную положительную рентабельность), любому проекту необходимо уложиться в ценовой диапазон между минимальной («нижней») и максимальной («верхней») инвестиционной ценой.

«Нижняя инвестиционная цена» – это цена самофинансирования (так называемая «кост-плюс»), покрывающая капитальные и эксплуатационные расходы и обеспечивающая оператору-инвестору приемлемую норму прибыли с учётом всех рисков, в том числе рисков проектного финансирования, то есть невозврата заёмных средств (доля

которых обычно достигает 70% от величины капложений). Чем выше риски (и ниже кредитные рейтинги) «триады» – страны, на территории которой реализуется проект; компаний консорциума, реализующего проект, и самого проекта, – тем выше стоимость заёмных средств (величина ставки кредитования диктуется финансовым сообществом, предоставляющим заёмное финансирование). Соответственно, тем выше требования к приемлемой норме прибыли инвестора, то есть тем больше минимальная («нижняя») инвестиционная цена.

«Верхняя инвестиционная цена» – это монетизируемая стоимость замещения. Иными словами, цена, по которой потребитель в принципе готов приобретать газ. При её превышении он может уйти на рынок другого энергетического (заменить газ другими видами энергии) или производственного ресурса (заменить газ трудом, хотя это маловероятно в нынешних условиях, или капиталом, что есть нормальная практика, например мерами по экономии и/или повышению эффективности использования энергии). Эта цена – в силу выбранной сторонами формулы привязки – зависит от конъюнктуры рынка того или иного энерго-ресурса и динамики цен на нём.

Конкурентоспособность в условиях дефицита предложения обусловлена тем, может ли покупатель платить высокую «верхнюю» цену. «Нижняя» цена при этом имеет меньшее значение – она лишь определяет разницу в положительной величине приемлемой нормы прибыли у разных проектов СПГ.

– Но ведь сегодня цены на нефть, а за нами и на СПГ посыпались, что свидетельствует скорее об избытке предложения?

– Верно, сегодня, в условиях сформировавшегося на мировом рынке нефти избытка предложения (на мой взгляд – в результате второй «американской сланцевой революции», на сей раз нефтяной, тогда как первая была газовой²) цены на нефть пошли вниз и потащили за собой цены на рынке СПГ в АТР, привязанные к ЖСС. Поэтому в настоящее время, когда запущено или стоит в очереди на запуск больше проектов СПГ, чем требуется для удовлетворения спроса на него, их конкурентоспособность определяется сравнительными уровнями «нижней» инвестиционной цены у разных производителей.

Чтобы определить конкурентную нишу для новых российских проектов СПГ, придётся отсеять несколько групп производителей сжиженного газа, де-факто находящихся вне конкуренции (что сделает конкуренцию среди оставшихся проектов более жёсткой).

Во-первых, это действующие производители СПГ, которые прошли инвестиционную стадию. Тем более те, кто уже окупил капиталовложения. Ибо для них «нижняя» инвестиционная цена является более низкой, чем для новых проектов, поскольку определяется только уровнем эксплуатационных затрат.

Во-вторых, это производители СПГ, которые добывают не только сухой газ, но и газ с большим содержанием жидких фракций, что обеспечивает им возможность ценового манёвра. Они могут демпинговать ниже уровня «нижней инвестиционной цены» конкурентов, вплоть до временной продажи газа по отрицательной цене (чтобы хотя бы частично компенсировать временные потери по газу за счёт реализации жидких фракций).

В-третьих, это те мощности, строительство которых уже нельзя остановить (проядена «точка невозврата») и которые при любых обстоятельствах будут введены в эксплуатацию (так как необходимо возвращать/окупать вложенные в строительство заёмные средства).

Понятно, что в таких условиях круг реальных конкурентов российских проектов СПГ существенно сужается. Но обсуждать конкретные цифры сравнительной экономической эффективности различных проектов в рамках интервью, то есть фактически вынуждать читателя «брать на веру» те или иные итоговые цифры, на мой взгляд, некорректно. Дьявол, как известно, в деталях. Для меня мало смысла имеют обсуждения без возможности предъявить конкретные выкладки, полученные, что важно, по единой методике на единой исходной базе, дабы понять, кто, что и как считал... Как быть? Тогда нужно переходить от количественного к качественному анализу.

Приходится слышать в разных аудиториях, что-де новые российские проекты (особенно госкомпаний и без иностранного участия) будут неконкурентоспособными. Доминирующая логика этих утверждений зачастую следующая: движущей силой реализации крупномасштабных инвестиционных (особенно инфраструктурных) проектов является-де стремление к элементарному «распилу бабок» или принцип «назло бабушке отморожу уши» (по-

следнее относят к мотивации создания зарубежных проектов). Но я всё же с большим уважением отношусь к своей стране и её людям, верю в человеческий разум и полагаюсь на профессионализм участников реализации проектов, в том числе СПГ (как газпромовских, так и не газпромовских), исходя, в частности, из следующего знакового газпромовского примера.

Речь идёт о Штокмане. Когда примерно в 2007 г. североамериканский рынок газа закрылся для долгосрочного импорта (в результате первой «американской сланцевой революции» – газовой), этот проект был переориентирован на рынок ЕС. Но и данный рынок после 2009 г. фактически закрылся для крупномасштабного нового газового импорта (в результате экономического кризиса, успехов ЕС в сфере повышения энергоэффективности, «эффектов домино» первой «американской сланцевой революции», ценовой конкуренции в ЕС между грязным, но дешёвым импортным углём, обязательной для потребления субсидированной электроэнергией ВИЭ и дорогим из-за нефтепродуктовой индексации контрактным газом). Стало невозможным заключение нового долгосрочного импортного контракта, без которого освоение Штокмана неосуществимо в логике проектного финансирования. Поэтому освоения месторождения было отложено до лучших времён.

Если после перерасчётов сравнительной экономики проектов, которые будут реально конкурировать с российскими за место на региональных рынках газа, отечественные окажутся менее конкурентоспособными, то их, полагаю, придётся отложить, как в своё время Штокмановский. А то, что у российских проектов СПГ есть как конкурентные преимущества, так и недостатки, вполне очевидно. Как очевидно и то, что одним из ключевых преимуществ Владивостокского СПГ, о котором и шёл поначалу разговор, является его близость к растущему рынку АТР, хотя он сидит на концах двух довольно длинных (пусть и с «эффектом масштаба») газопроводов (см. рис.).

– Но приходилось слышать и мнения о том, что стоимость газа в «китайском контракте», несмотря на нефтяную привязку, всё же занижена...

– Всё зависит от того, кто, что и с чем сравнивает. Я не знаю конкретной формулы цены, то есть не имею всей полноты картины. Но надо помнить, что Китай – долгосрочный оптовый покупатель. Поэтому в формуле может быть заложен пони-

² «Эффекты домино» «американской сланцевой революции» в газе я описал недавно в одной из своих статей. См.: Конопляник А. Американская сланцевая революция: последствия неотвратимы // ЭКО. – 2014. – № 5. – С. 111–126.

жающий коэффициент для базовой цены, это тоже стандартная контрактная практика. При прочих равных условиях, чем больше объём сделки, тем выше понижающий поправочный коэффициент для покупателя (нормальный стандартный «эффект масштаба»). И вполне закономерно, что цены для китайского контракта могут быть ниже, чем при поставках отдельных (спотовых) партий газа (в виде СПГ) в Южную Корею, Японию и другие страны АТР. Однако некорректно «в лоб» сопоставлять уровни цен в контрактных поставках и разовых сделках на рынке сетевого газа и СПГ и т. п.

К тому же когда речь идёт о таких крупных инфраструктурных проектах, как освоение восточносибирских месторождений и сооружение газопровода «Сила Сибири», нельзя считать только чисто коммерческую их эффективность, тем более отдельно по освоению месторождений, отдельно по трубе... Их основная задача (ещё раз хочу подчеркнуть, что «Газпром» – это не просто коммерческая компания, а корпорация, основным акционером которой является государство) – обеспечивать развитие территории, создавать комплексные мультипликативные социально-экономические эффекты. Это не только отраслевые, но и надотраслевые проекты (как говорили в советское время, «имеющие важное народнохозяйственное значение»).

Несомненно, перед российскими переговорщиками стояла задача долгосрочной максимизации ресурсной ренты. И я полагаю, что в итоге они с ней справились (благодаря проекту Владивостокского СПГ). Для того чтобы оценить общую пользу данного проекта для России, надо прибавить к упомянутой ресурсной ренте и генерируемые этим проектом мультипликативные эффекты, которые хорошо умел и любил считать мой (увы, покойный) старший товарищ и один из постоянных авторов Вашего журнала профессор А. А. Арбатов.

– А как в логику поставок на китайский рынок вписывается трубопровод «Алтай», который то появлялся, то вновь уходил с повестки дня? Тем более в описанную Вами логику работы в Азии «один рынок – два способа доставки»?

– На мой взгляд, экономическая мотивация трубопровода «Алтай» (см. рис.) является иной, нежели у «Силы Сибири», хотя оба ориентированы на китайский рынок. Освоение месторождений на суше Восточной Сибири нацелено исключительно (если доставка идёт по трубе) или на шельф о-ва Сахалин преимущественно (доставка в виде СПГ) на рынок АТР. Ресурсной же ба-

зой для «Алтая» являются действующие и новые месторождения Западной Сибири, которые исторически служат ресурсной базой для поставок в Европу. Поэтому «Алтай», на мой взгляд, будет играть роль своеобразного первого инфраструктурного моста, технического регулятора, связывающего воедино три ключевых для России газовых рынка (эту идею, насколько мне известно, давно продвигает и обосновывает академик А. А. Макаров из ИНЭИ РАН).

Первый из этих рынков – медленно растущий внутренний российский.

Второй – стагнирующий по уровню общего спроса, но в силу падения добычи в Северном море предвещающий дополнительные объёмы импортного спроса на газ европейский рынок.

Наконец, третий – быстро расширяющийся и гораздо более ёмкий по объёмам перспективного спроса рынок АТР.

На европейском рынке мы прошли пик законтрагованных объёмов поставок газа, которые снижаются с нынешних 180 млрд м³ до 50 млрд м³ к 2035 г. Поэтому перед Россией и «Газпромом» стоит стратегический выбор: какую часть его объёмов, высвобождаемых по истечении контрактных обязательств на европейском направлении, вновь отправлять на рынки ЕС в той или иной форме (по модифицируемым срочным контрактам или в виде спотовых поставок), а какую перенаправить на китайский рынок. Для реализации этой цели (в её второй части) и служит трубопровод «Алтай».

– Помимо восточносибирской эпопеи, сегодня всё большее внимание в России уделяется освоению нетрадиционных ресурсов нефти и газа. Как Вы оцениваете перспективы данной деятельности?

– Прежде всего, надо отметить, что в настоящее время нет единого понимания того, что же считать «нетрадиционными ресурсами углеводородов». В «Нефти России» недавно была опубликована интересная статья, в которой автор предприняла попытку свести эти многообразные понятия воедино³. Но насколько я могу судить, основной принцип классификации сегодня – геологический. А я предлагаю взглянуть на эту проблему с экономической точки зрения.

Вопрос должен стоять так: рентабельно или нерентабельно при нынешнем уровне развития технологий разрабатывать те или иные ресурсы (независимо от того, как они называются и классифицируются «по геологии»)? Таким образом, в эту категорию, в моём понимании, попадают

все неосваиваемые по причине дороговизны (нерентабельности) энергоресурсы. И те, которые попали под санкции (глубоководный, в том числе арктический, шельф, сланцевые углеводороды), и те, которые под них не попали, но не эксплуатируются, например, в силу запретительной для инвестиционной деятельности отечественной налоговой политики или забюрократизированных административно-разрешительных процедур.

Есть два пути перевода ресурсов из категории нерентабельных (а потому «нетрадиционных») в рентабельные (а потому «традиционные»). Первый – совершенствование уже имеющихся «традиционных» технологий с целью постепенного снижения издержек (эволюционный НТП); движение по «кривой обучения», соответствующей этим технологиям; наработка практики более эффективного их использования. Второй – создание (или, в случае отдельной страны, импорт) новых прорывных технологий. Это так называемый революционный научно-технический прогресс, который «сбрасывает вниз» всю кривую обучения, движение по которой будет продолжено в рамках совершенствования новой, ставшей «традиционной» прорывной технологии. Именно импорт некоторых прорывных для нашей страны западных технологий был закрыт антироссийскими санкциями.

Наглядный свежий пример второго пути – «американская сланцевая революция». Этот тип ресурсов давно и хорошо известен во всём мире, в том числе и в нашей стране. В Ленинградской области существует город Сланцы, где велась добыча данных полезных ископаемых, а журнал «Нефтяное хозяйство», который недавно отметил 85-летие, в 1920 годы назывался «Нефтяное и сланцевое хозяйство». Но получить из сланцев рентабельный сухой газ не выходило до тех пор, пока не удалось сложить вместе три известные технологии, каждая из которых также являлась революционной, – горизонтальное бурение, гидроразрыв и трёхмерную сейсмику. В совокупности они позволили значительно снизить издержки извлечения сланцевого газа. А дальше сработал комплекс факторов, о которых я написал в своей упомянутой статье в «ЭКО».

Но прежде чем бизнесу удалось сделать этот «простой» шаг, американское правительство 30 лет (после обнародования в 1977 г. национальной программы «Энер-

³ Горячева А. Что такое нетрадиционная нефть? // Нефть России. – 2014. – № 10. – С. 28–32.

гетическая независимость») вкладывало серьёзные финансовые средства в фундаментальные исследования по широкому спектру возможных направлений снижения импортной энергозависимости. Большую роль сыграло («эффект триггера» – первой костяшки «эффекта домино») упорство идеолога «сланцевой революции» – миллиардера Джорджа Фидеаса Митчелла, который потратил огромные суммы и 15 лет своей жизни на достижение данной цели.

– Есть ли у России возможность пойти по этому «революционному пути»?

– Возможность есть всегда – вспомним все технологические достижения времён СССР, особенно в области ядерной энергии, освоения космоса, ВПК. Проблема, на мой взгляд, в «цене вопроса», то есть в соотношении затрат и результата.

Если речь идёт о сланцевых углеводородах (которые сегодня чаще всего относят к «нетрадиционным» энергоресурсам), то их освоение – не самоцель. Я не убеждён, что нам надо быстрее выходить в данной сфере за пределы стадии НИОКР. Причём не оттого, что мы не можем сами этого сделать, а оттого, что сейчас, на мой взгляд, нет широкомасштабной коммерческой необходимости (экономической целесообразности) в системе «затраты – результат». Не думаю, что нужно стремиться выходить на широкомасштабное освоение сланцевых углеводородов только потому, что это сделали энергодефицитные в то время США и их опыт пытаются повторить некоторые другие страны, которые не располагают такой ресурсной базой традиционных углеводородов, какая есть у нас. Вспоминается разорительный опыт противодействия СССР «угрозе СОИ» (стратегическая оборонная инициатива) со стороны США – во многом виртуальной и успешно срежиссированной самим Вашингтоном для экономического изматывания СССР.

На мой взгляд, не нужно ставить в качестве приоритетной задачи развития российского НГК (шире – российской энергетики) реализацию высокочрезвычайных и крупномасштабных добычных проектов, нацеленных на введение в коммерческое использование новых классов/категорий «нетрадиционных» энергоресурсов, чтобы в первую очередь увеличить поставки энергии. В системе «затраты – результат» приоритизация целей должна выстраиваться по принципу «лучше меньше, да лучше». То есть надо в первую очередь более эффективно использовать уже произведённую энергию.

Вот именно в этой сфере необходимо генерировать прорывные разработки.

– А какова здесь роль санкций?

– Против России введены западные санкции – технологические и финансовые. По моему мнению, они являются не конъюнктурным, а долгоиграющим фактором. Ограничение доступа к передовым технологиям станет для нас препятствием на пути осуществления высокотехнологичных проектов по освоению нетрадиционных ресурсов в области добычи, а закрытие англосаксонских рынков долгосрочного и даже среднесрочного финансирования приведёт к существенному удорожанию и сокращению возможностей для инвестирования в такие проекты. Возможность замещения англосаксонских финансовых рынков азиатскими и другими рынками, в том числе средствами Фонда национального благосостояния (ФНБ), за которыми выстроилась очередь, с моей точки зрения, довольно ограничена.

Но, как говорят китайцы, кризис всегда открывает новые возможности. Мне представляется, что ныне создаются благоприятные условия, например, для более активной разработки и использования технологий повышения нефтеотдачи («интенсификации добычи»). Во-первых, они менее капиталоемкие, чем те передовые технологии «экстенсификации добычи», которые попали под санкции. Во-вторых, они применяются на действующих месторождениях, то есть не требуют создания новой общеэкономической инфраструктуры (линий электропередачи, дорог и т. д.). В-третьих, их использование связано с меньшими экологическими рисками, чем разработка новых месторождений в Восточной Сибири и тем более в Арктике, для которой до сих пор не создано безопасных технологий глубоководной добычи.

Методы повышения нефтеотдачи в данной ситуации получают новую конкурентную нишу, обретают дополнительную конкурентоспособность. Поэтому, с моей точки зрения, неизбежен пересмотр инвестиционных стратегий компаний с целью их адаптации к новым вызовам за счёт более широкого применения технологий увеличения ресурсного потенциала (остаточных доказанных извлекаемых запасов) действующих месторождений.

– Но ведь выбор той или иной модели технического прогресса зависит не только от самих компаний, но и от внешних экономических условий, от политики государства...

– Безусловно. В любой экономической системе структура выручки (цены) вклю-

чает три компонента – издержки, налоги и прибыль. И если издержками компании можно в той или иной степени управлять, то налоги и соответственно прибыль (через механизм переноса рисков инвестиционной деятельности на приемлемую для бизнеса норму прибыли) полностью зависят от государства.

Поэтому первоочередная задача государства-собственника недр, по моему, заключается не в том, чтобы экономически стимулировать отечественный НГК к наращиванию всё более дорогостоящей добычи (тем более за счёт средств ФНБ), а в том, чтобы, во-первых, стимулировать повышение эффективности использования уже добытых углеводородов/энергоресурсов во всех звеньях соответствующих энергетических цепочек, а во-вторых, стимулировать повышение нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях.

В случае с трудноизвлекаемыми запасами можно, конечно, идти по пути предоставления точечных льгот недропользователям. Но, признаться, я сильно не люблю слово «льготы» и считаю такой путь повышения инвестиционной привлекательности российской экономики (создание индивидуальных временных преференций в ручном режиме управления ими) тупиковым. Нужно создать нормальный, инвестиционно-ориентированный, законодательно закреплённый режим дифференцированного (а лучше – индивидуализированного) налогообложения, стимулирующий снижение издержек для тех категорий ресурсов, которые мы относим к нетрадиционным, то есть для нерентабельных в настоящее время.

Моя позиция достаточно широко известна: я выступаю за «инвестиционное меню» – законодательно закреплённый набор (матрица) различных инвестиционных режимов в недропользовании: стандартный лицензионный, лицензионный с дифференцированными изъятиями, концессионный, СРП. Общее понижение налоговой нагрузки в результате оптимального выбора инвестиционных режимов недропользования позволит расширить базу налогообложения и тем самым увеличить поступления в бюджет.

Снижение уровня коммерческих рисков, в частности связанных с издержками государственного администрирования, дало бы компаниям возможность работать с меньшей приемлемой нормой рентабельности, а значит, опять-таки вовлекать в разработку больший объём нетрадиционных (то есть нерентабельных сегодня) энергоресурсов. ■