



Влияние антироссийских санкций на освоение нефтегазового потенциала российского Арктического шельфа - и развилики энергетической политики России

© Конопляник, Бузовский, Попова, Трошина



Влияние антироссийских санкций на освоение нефтегазового потенциала российского Арктического шельфа - и развилики энергетической политики России

А.А.Конопляник, д.э.н., проф.

(Советник Генерального директора ООО «Газпром экспорт»,
Профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес»
РГУ нефти и газа им.Губкина),

**В.В.Бузовский,
Ю.А.Попова,
Н.В.Трошина**

(магистры кафедры МНГБ РГУ нефти и газа им.Губкина)

Содержание:

Введение -----	4
Современное состояние освоения Арктического шельфа в России -----	7
Пять этапов санкций -----	13
Цены на нефть (такие разные нефтяные кризисы) -----	16
Освоение шельфа: эволюционный и революционный НТП -----	20
Технические решения при освоении шельфа в странах близких по природным условиям к российским - и в России -----	23
Географический эффект санкций для лицензионных участков на шельфе -----	25
Ускорение освоения Арктического шельфа до санкций: цель или средство -----	27
Позитивный прецедент Штокмана -----	31
Арктический шельф: различный санкционный эффект для глубоко- и мелководных районов -----	32
Западные санкции против Российского НГК или против самих западных компаний? -----	33
Перспективы импортозамещения и роль государства -----	34
Опыт сланцевой революции США для освоения российского Арктического шельфа -----	36
Газпром и Роснефть: разная политика освоения шельфа - и разные последствия санкций -----	38
Инвестиционный режим недропользования: два подхода -----	40
Освоение Арктического шельфа: влияние институциональных режимов -----	46
Санкции и развитие лицензионной политики для шельфа -----	54
Санкции и развики энергетической политики: выбор 1 -----	59
Санкции и развики энергетической политики: выбор 2 -----	65
Что после санкций? -----	66

Введение

Проблемам освоения нефтегазового потенциала российской Арктики посвящено множество исследований. Не будем повторять описание его характеристик и значения для будущей нефтегазодобычи страны. Говоря об основных рекомендациях в отношении темпов и масштабов освоения нефти и газа Арктики, в существующих работах можно найти весь спектр предложений: от работы «на опережение», с максимальным ускорением, до рекомендаций «поспешать не торопясь».

В середине апреля 2015 г. агентство «Прайм» разместило статью «Российская Арктика: отказаться нельзя осваивать»¹, само название которой характеризует продолжающийся характер дискуссии об оптимальных темпах и масштабах освоения ее нефтегазового потенциала. Причем эта дискуссия не является результатом введения санкций – она началась до них. Санкции лишь актуализировали эту дискуссию, придали ей новый импульс, внесли в нее новый важный компонент, имеющий целью оценить (и если необходимо – переоценить) оптимальность складывавшихся в «досанкционный» период темпов и масштабов освоения российского Арктического шельфа.

До введения санкций роли государства–собственника недр и его агентов по освоению ресурсов недр – компаний недропользователей, по мнению Министерства природных ресурсов и экологии, в освоении Арктики должны были распределяться так:

- государство выдает компаниям лицензии на разработку месторождений (к концу 2013 г., до введения санкций, их уже действовало 130, в том числе в 2013 г. было залицензировано 30 участков арктических и дальневосточных морей общей площадью более 1 млн кв. км)², обеспечивает компании налоговыми льготами, чтобы повысить рентабельность работ, создает инфраструктуру общего пользования, запускает мощные морские суда, обеспечивает мониторинг и поддержание экологической безопасности;

¹ "РИА Новости/Прайм", 17.04.2015, <http://ria.ru/economy/20150417/1059215750.html>

² А.Терехова. Арктические амбиции уперлись в инфраструктуру. - "Независимая газета", 26.12.2013.

- бизнес, а это на сегодня – в соответствии с законами «О континентальном шельфе» и «О недрах», две крупнейшие государственные нефтегазовые корпорации страны, Газпром и Роснефть, берет на себя обязательства выполнять запланированные объемы геологоразведки и другие обязательные условия лицензионных соглашений. При этом привлечение иностранных компаний возможно только на условиях их миноритарного участия в соответствующих проектных консорциумах при сохранении лицензии у мажоритарного участника - российской госкомпании.

Программа освоения Арктического шельфа России представляется весьма амбициозной. Если исходить из того, с какой скоростью осуществлялась в последние годы на практике программа лицензирования пользования недрами Арктического шельфа, то напрашивается вывод, что Россия стремится к форсированному освоению Арктики. Такое форсированное освоение строилось в значительной степени на кооперации с ведущими западными нефтегазовыми компаниями, имеющими опыт освоения северных морей и арктического шельфа. И антироссийские западные санкции такому форсированному освоению российского Арктического шельфа, очевидно, препятствуют (воспрепятствовали), ибо введенные технологические и финансовые ограничения на сотрудничество с российскими компаниями замедляют темпы его освоения и требуют перестройки всех финансовых и технологических цепочек и производственных взаимосвязей, направленных на реализацию нефтегазовых проектов в Арктике в рамках предыдущих консорциальных схем с ведущими иностранными корпорациями, преимущественно из англо-саксонского мира.

Как известно (в том числе из нашего собственного исторического опыта), перестраиваться и ускоряться одновременно весьма затруднительно, если не невозможно. Поэтому неизбежная адаптация к введенным и постоянно пока расширяющимся санкционным ограничениям требует ответа на первый главный вопрос: что должно быть целью такой перестройки в государственной политике освоения нефтегазового потенциала российского Арктического шельфа – перестройка с целью сохранения досанкционных темпов и масштабов (по крайней мере, если не формализованных, то осуществляемых на практике) или перестройка с разумным замедлением темпов и уменьшением масштабов его освоения, исходя из системы новых, скорректированных приоритетов («эффект матрицы»).

Отсюда вытекает «крамольный» вопрос, насколько изначально реалистичными (при отсутствии санкций) были планы госкомпаний (и/или государства) по освоению Арктики? Насколько они были готовы к такому форсированному ее освое-

нию на практике? Насколько темпы выдачи недропользовательских лицензий на Арктическом шельфе были подкреплены наличием у госкомпаний соответствующих собственных (и привлеченных в рамках консорциальных схем) технических и финансовых ресурсов или доступа к ним? Насколько выполнение программ обязательных работ в рамках выданных лицензий не создавало бы избыточных рисков, прямых угроз и неопределенностей для Арктики, в первую очередь для ее экологии? Или форсированное освоение российской Арктики в последние годы преследует в первую очередь иные, не нефтегазовые цели?

Быть может, санкции в этом смысле сыграли свою позитивную роль, приведя (за счет искусственно введенных извне по политическим соображениям ограничений) изначально, быть может, завышенные и не вполне реалистичные заявленные темпы освоения нефтегазового потенциала российской Арктики к более умеренным и более реалистичным темпам, чреватым меньшими рисками и возможными ущербами?

Сразу заявим, что авторы относятся к кругу сторонников более сдержанных темпов и масштабов освоения нефтегазового потенциала российской Арктики. Основными контраргументами сторонникам форсированного ее освоения, на наш взгляд, являются:

1. низкая изученность большей части нефтегазового потенциала ее акватории (так, на Арктическом шельфе России не разведано более 90% акватории, в то время как на суше – около 53% ее территорий, говорится в материалах Министерства природных ресурсов и экологии),³
2. высокие экологические риски (низкая до сих пор изученность последствий возможных разливов нефти в Арктике),
3. фактическое отсутствие где-либо в мире коммерчески отработанных технологий освоения Арктического шельфа за пределами прибрежного мелководья,
4. снизившиеся мировые цены на нефть (падение которых носит, на наш взгляд, не конъюнктурный, но системный характер и в корне отличается от предыдущего их снижения в 2008-2009 гг.)

³ "РИА Новости/Прайм", 17.04.2015, <http://ria.ru/economy/20150417/1059215750.html>

Западные антироссийские санкции в этой дискуссии стали, на наш взгляд, лишь дополнительным серьезным аргументом – но не истинной причиной – в пользу более сдержанного подхода к освоению Арктики. Более того, если санкции станут фактором дополнительной рационализации освоения ресурсов нефти и газа российского Арктического шельфа (чем они в потенциале реально являются), то в этом может оказаться и их позитивная роль для России, ибо дает возможность стране лучше подготовиться к переходу на новый, более высокий технологический уклад освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа по сравнению в предпринятыми попытками их освоения на базе располагаемых (преимущественно западных) технологий.

Современное состояние освоения арктического шельфа в России

Морская нефтедобыча в Советском Союзе, как известно, началась на бакинских нефтепромыслах «Нефтяные камни» примерно в 50 км к востоку от Апшеронского полуострова вокруг т. н. Черных Камней — каменной гряды (банки), едва выступающей на поверхности моря. Строительство промыслов началось в 1949 г., первая нефть добыта в 1951 г. Нефтяные Камни в тот период являлись крупнейшим в мире морским нефтяным месторождением, как по мощности залежи, так и по объему добываемой нефти. Нефтяные Камни числятся в списке Книги рекордов Гиннесса, как старейшая морская нефтяная платформа.⁴ После распада СССР «Нефтяные камни» остались в Азербайджане. Поэтому в рамках нынешней Российской Федерации морская добыча ведется с 1971 г. на прибрежной акватории Азовского моря.

Основные этапы изучения российского шельфа (по Ампилову)⁵ представлены на *рисунке 1*.

Сегодня добыча углеводородов в России ведется на 13 месторождениях на шельфе 6 морей. В *таблице 1* представлена общая картина и основные технологические характеристики освоения российских шельфовых месторождений.

На *рисунке 2* представлена динамика добычи нефти на шельфе четырех морей России. В 2014 г. морская добыча (16 млн. т) составила 3% общей добычи нефти в стране (526 млн.т).

⁴ <http://www.guinnessworldrecords.com/world-records/oldest-offshore-oil-platform-/>

⁵ Ю.Ампилов. Освоение шельфа Арктики и Дальнего Востока: проблемы и перспективы. – “[Russia] Offshore”, №4(6), Nov.2014, p.8-15 (9).

На рисунке 3 представлена структура шельфовой добычи по четырем морям (без учета Азовского моря и Тазовской губы Карского моря). Из данных рисунка видно, что 87% шельфовой добычи обеспечивают месторождения Охотского моря, прежде всего – два проекта, разрабатываемых на условиях соглашений о разделе продукции (СРП) – «Сахалин-1» и «Сахалин-2», см. таблицу 1.

Как следует из годового отчета Всемирного нефтяного совета (World Petroleum Council, WPC), России достались два из трех самых перспективных арктических шельфов. Наиболее перспективен арктический шельф Карского моря, его потенциальные запасы более 90 млрд баррелей нефтяного эквивалента (н.э.), из них разведано всего 18 млрд. На втором месте – также российские шельфы Баренцева и Печорского морей (общие запасы - 55 млрд баррелей, из них разведано 30 млрд). Далее следуют американская Аляска (38 млрд баррелей запасов, разведано 3 млрд), российское Восточно-Сибирское море (20 млрд баррелей), разделенное между Россией и Норвегией Баренцево море (20 млрд баррелей, разведано 5 млрд), шельф Северной Канады (18 млрд баррелей, разведано 4 млрд), шельф Гренландии (16 млрд баррелей) и канадский регион Ньюфаундленда и Лабрадора (9 млрд баррелей запасов, разведано всего 4 млрд). По данным доклада WPC, неразведанными остается порядка 80% всех запасов Арктики.

Пока разведенность начальных ресурсов углеводородов континентального шельфа России незначительна и составляет около 10%, из них в Охотском море разведано лишь 19% нефтяных и 20% газовых запасов, в Баренцевом эти показатели близки к 4% и 16% соответственно, в Карском - 0,02% и 8% соответственно, указано в проекте Минэнерго РФ «Энергетической стратегии России до 2035 года».

По оценке Роснедр, сейчас перспективная площадь шельфа составляет 4,4 млн кв. км, из них не распределено между компаниями около 60%. Всего, по оценке Минэнерго, суммарные извлекаемые ресурсы российской Арктики - 100 млрд т н.э. (13 млрд т нефти и 87 трлн куб. м газа).⁶

Статья 7 «Предоставление пользователям недр участков континентального шельфа» Федерального закона от 30 ноября

⁶ А.Погосян. Россия будет добывать больше половины Арктических углеводородов. – «Известия», 03.07.2015, <http://izvestia.ru/news/588397>

1995 г. N 187-ФЗ "О континентальном шельфе Российской Федерации" (с изменениями и дополнениями, внесенными Федеральным законом от 27 декабря 2009 г. N 364-ФЗ в главу II настоящего Федерального закона) гласит, что: «Участки континентального шельфа, к которым относятся участки недр континентального шельфа (далее - участки), могут представляться лицам, соответствующим требованиям, предусмотренным частью третьей статьи 9 Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 года N 2395-1 "О недрах" (далее - Закон Российской Федерации "О недрах")».⁷ Которая, в свою очередь, гласит, что: «Пользователями недр на участках недр федерального значения континентального шельфа Российской Федерации, а также на участках недр федерального значения, расположенных на территории Российской Федерации и простирающихся на ее континентальный шельф, могут быть юридические лица, которые созданы в соответствии с законодательством Российской Федерации, имеют опыт освоения участков недр континентального шельфа Российской Федерации не менее чем пять лет, в которых доля (вклад) Российской Федерации в уставных капиталах составляет более чем пятьдесят процентов и (или) в отношении которых Российская Федерация имеет право прямо или косвенно распоряжаться более чем пятьдесятью процентами общего количества голосов, приходящихся на голосующие акции (доли), составляющие уставные капиталы таких юридических лиц».

Пользователями недр на условиях соглашений о разделе продукции могут быть юридические лица и созданные на основе договоров о совместной деятельности (договоров простого товарищества) и не имеющие статуса юридического лица объединения юридических лиц при условии, что участники таких объединений несут солидарную ответственность по обязательствам, вытекающим из соглашений о разделе продукции».⁸

Первому и третьему критериям соответствуют только компании Роснефть и Газпром. Уполномоченные государственные органы считают, что эти две компании формально соответствуют и второму критерию, хотя, как известно, значительную часть работ они проводят с помощью зарубежных подрядчиков и субподрядчиков, а операторами двух ныне действующих совместных сахалинских проектов с участием двух российских госкомпаний, *см. таблицу 1*, являются их зарубежные партнеры. Ю.Ампилов пишет, что «объяснить это решение (об ограничении доступа на шельф только для двух госком-

⁷ Система ГАРАНТ: http://base.garant.ru/10108686/2/#block_7#ixzz3pKfYZud4

⁸ Система ГАРАНТ: http://base.garant.ru/10104313/#block_9003#ixzz3pKdfIYfY

паний – авт.) трудно» и мотивирует свою позицию сходными с нашими, а также дополнительными аргументами,⁹ которые разделяют многие другие специалисты. Далее мы попробуем дать этому свое объяснение.

Предоставляя доступ к ресурсам недр шельфа только для двух государственных компаний, государство, тем самым, выстраивает систему правоотношений недропользования «суверен - агент», которая подразумевает прямое участие государства (как основного акционера) через напрямую подконтрольные ему компании в реализации задачи по получению максимальной монетизируемой в долгосрочном плане ресурсной ренты. При этом оценка должна вестись в терминах дисконтируемых финансовых потоков (в идеале – по прямым, косвенным и мультипликативным для государства эффектам, при этом мультипликативные и косвенные эффекты могут многократно превышать прямые, в том числе фискальные (налоговые) эффекты для государства) за полный срок предполагаемой разработки шельфовых месторождений с учетом альтернативных – для государства – вариантов.

Таковыми для государства - в терминах сравнительной экономической эффективности, то есть в качестве возможных альтернатив ускоренному освоению шельфа, в том числе в Арктике, - могут выступать иные (помимо наращивания шельфовой добычи) варианты повышения (или поддержания, или плавного снижения) уровня добычи, например за счет ввода новых или повышения эффективности разработки (повышение нефтегазоотдачи) разрабатываемых месторождений на суше, в освоенных районах. Или за счет повышения эффективности использования добытых энергоресурсов (уменьшение потерь, повышение энергоэффективности) по всей энергетической цепочке от добычи до конечного использования, что будет вести к уменьшению потребности в добыче первичной энергии, в том числе к первоочередному сокращению спроса на самые дорогие источники поставок и на инвестиции в них, к каковым, безусловно, относятся шельфовые проекты. Или, наконец, за счет повышения эффективности использования финансовых ресурсов, получаемых (сегодня – преимущественно) за счет нефтегазового комплекса, то есть за счет налогообложения нефтяников и газовиков (как в рамках федерального, так и консолидированного бюджета). Что также, в конечном итоге, уменьшает спрос на самые дорогие (замыкающие баланс энергопоставок) источники производства первичной энергии, к которым, безуслов-

⁹ Ю.Ампилов. Освоение шельфа Арктики и Дальнего Востока: проблемы и перспективы. – “[Russia] Offshore”, №4(6), ноябрь 2014, с. 8-15 (10).

¹⁰ Сейчас в среднем по России коэффициент нефтеотдачи составляет 30% (хотя имеются и более низкие оценки – авт.), в Советском Союзе он был равен 45% (Рекомендации Круглого стола «Ресурсы Российского континентального шельфа: технологические вызовы, проблемы инвестиций, импортозамещение. Роль ТРИЗ в системе нефтегазодобычи в условиях секторальных санкций». – «Экологический вестник России», №10/2015, с.12-17 (15)).

но, относится Арктический шельф, и на капиталовложения в них.

В 2008 г. Президентом РФ были утверждены Основы государственной политики РФ в Арктике на период до 2020 г. и дальнейшую перспективу, в целях реализации которых была принята Стратегия развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 г. К числу основных мероприятий, предусмотренных указанной Стратегией, относятся разработка и реализация системы мер государственной поддержки и стимулирования хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность в Арктической зоне РФ, прежде всего в области освоения углеводородных ресурсов¹¹. После этого началась резкая активизация лицензирования Арктического шельфа в пользу двух госкомпаний.

Если по состоянию на 01.07.2012 в российской части Арктики действовали 42 лицензии на УВС, которые принадлежали 14 недропользователям¹², в том числе половина – двум госкомпаниям, причем Газпром до 2013 г. получил 13 лицензий, а Роснефть до 2012 г. – пять, то в последние два года произошел «вертикальный взлет» числа выданных двум госкомпаниям лицензий, причем опережающий – в пользу Роснефти.

Роснефть получила пять лицензий в 2012 г. и 15 – в 2013 г., рисунок 4, на акваториях Баренцева, Карского, Печорского морей, моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей.

Газпром получил 17 лицензий в 2013-2014 гг. на акваториях Баренцева, Карского и Восточно-Сибирского морей, в Обской и Тазовской губе, рисунок 5. То есть лицензионная география Газпрома существенно уже, чем у Роснефти.

Пик выдачи лицензий Газпрому на шельфе Арктики пришелся на 2013-2014 гг. При этом площадь лицензионных участков у Газпрома возрастила довольно монотонно и превысила 300 тыс. км², составив накопленным итогом около 6.5% общей площади российского Арктического шельфа, рисунок 6.

¹¹ Сейчас в среднем по России коэффициент нефтеотдачи составляет 30% (хотя имеются и более низкие оценки – авт.), в Советском Союзе он был равен 45% (Рекомендации Круглого стола «Ресурсы Российского континентального шельфа: технологические вызовы, проблемы инвестиций, импортозамещение. Роль ТРИЗ в системе нефтегазодобычи в условиях секторальных санкций». – «Экологический вестник России», №10/2015, с.12-17 (15)).

¹² Там же, с. 14

Роснефть получила большую часть своих Арктических шельфовых лицензий в «пиковом» для нее 2013 г., в котором она получила 3/4 своих лицензионных площадей на шельфе Арктики. Общая площадь ее лицензий здесь достигла накопленным итогом 1200 тыс. км², то есть почти 19% общей площади российского Арктического шельфа, рисунок 7.

В итоге, суммарная площадь полученных лицензионных участков на Арктическом шельфе у Роснефти в 3.5 раза превышает общую площадь лицензионных участков у Газпрома.

По словам курирующего Вице-Премьера А.Хлопонина, «у нас 180 лицензий по шельфу, из которых 80 лицензий относятся к Газпрому и Роснефти».¹³ Пока все лицензии на Арктический шельф России распределены между двумя госкомпаниями - "Роснефтью" (всего 51 лицензия, из них 26 на шельфе Арктики) и "Газпромом" (68 шельфовых лицензий).¹⁴ Поэтому, несмотря на то, что приведенные данные несколько разнятся (не вполне ясно, о какой конкретно номенклатуре лицензий идет речь), ясно, что Роснефть и Газпром остаются основными (а с 2008 г. – единственными новыми) недропользователями на шельфе России, в том числе Арктическом.

Всего на российском шельфе сейчас пробурено 287 скважин, из них 89 – в Арктике.¹⁵ Однако изученность Арктического шельфа остается крайне низкой, она примерно в 20 раз ниже изученности шельфа Норвегии и в 10 раз – американской части Чукотского моря.¹⁶ Изученность западных участков российского Арктического шельфа (в Карском море средняя плотность сейсморазведки - 0,21 пог. км/км², в Баренцевом и Печорском морях - 0,5 пог. км/км²) много выше, чем восточных (в морях Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском – 0,08, 0,03 и 0,06 пог. км/км² соответственно), но существенно ниже, чем в сходных соседних зарубежных районах (норвежская часть Баренцева моря – 1,01 пог. км/км²).¹⁷ При этом даже достижение уровня изученности акваторий, уже достигнутых нашими соседями, в российских водах будет существенно затруднено из-за более сложной, по сравнению с соседями, ледовой обстановки на Арктическом шельфе России. Так, только западная часть Баренцева моря характеризуется круглогодичным периодом чистой воды (среднегодовая

¹³ «Александр Хлопонин — РБК: “Я за то, чтобы запреты остались” (интервью Вице-премьера РФ Александра Хлопонина)». РБКdaily, 7.06.2015, <http://www.rbc.ru/interview/economics/17/06/2015/55814e749a79476a9b392848>

¹⁴ А.Погосян. Россия будет добывать больше половины Арктических углеводородов. – «Известия», 03.07.2015, <http://izvestia.ru/news/588397>

¹⁵ М.Серов, Г.Старинская. Шельф на потом. – «Ведомости», 30.09.2015, №3928, <http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2015/09/29/610791-shelf-potom>

¹⁶ Ю.Ампилов. Освоение шельфа Арктики и Дальнего Востока: проблемы и перспективы. – [Russia] Offshore”, №4(6), ноябрь 2014, с. 8-15 (9).

¹⁷ И.Альков, Т.Яковлева-Устинова. Шельф России: амбиции, проблемы и снова амбиции. - Offshore Russia, ноябрь 2014, №4[6], с. 18-24(20).

граница ледового покрова проходит на уровне Штокмановского месторождения - *рисунок 8*, оставляя большую часть Баренцева моря и всю остальную часть Арктического шельфа в зоне многократно более сложной ледовой обстановки, чем в норвежской части Баренцева моря.

С одной стороны, более сложные и менее изученные природные условия требуют (законы экономики – «эффект масштаба», плата за риск) предоставления для поисков, разведки и (если повезет) добычи больших по площади лицензионных участков. Так было, например, в начале XX века, на заре формирования экономико-правовых отношений в нефтяной сфере между иностранными компаниями и принимающими странами.¹⁸ С другой стороны, такие огромные (по площади) лицензионные участки, при такой низкой (а в ряде случаев – в восточных районах Арктики – близкой к нулевой) степени их изученности, при таком большом накопленном объеме выданных лицензий на одну компанию, приводят к высокой абсолютной ежегодной потребности в инвестициях этих компаний для проведения ГРР. Недостаточный (для быстрейшего повышения изученности лицензионных территорий) объем ГРР вследствие недостаточности инвестиционных ресурсов дополнительного свидетельствует в пользу такого аргумента происходившего ускоренного лицензирования шельфа в пользу двух госкомпаний, как «застолбить участки», с соответствующими развиликами для пересмотра/адаптации/корректировки лицензионной политики в результате санкций (см. далее).

Пять этапов санкций

В 2014 г. США, страны Евросоюза и ряд других государств ввели экономические санкции против России. Поводом для их введения послужил добровольный возврат Крыма в состав Российской Федерации и вспыхнувшая после антиконституционного захвата власти в Киеве гражданская война на востоке Украины – события, которые по-иному интерпретируются на Западе и в которых он обвинял и обвиняет Россию. География государств, которые ввели санкции против России, представлена на *рисунке 10*.

¹⁸ Григорьев Г.А., Новиков Ю.Н. Арктический шельф России: состояние недропользования и перспективы освоения. – «Нефть и капитал», №3 (219), март 2015, с.32 (30-33)

¹⁹ Аналогичная практика существовала на заре формирования международной нефтяной промышленности, когда международные нефтяные компании получали в концессию в развивающихся странах территории – как правило, абсолютно неизученные на предмет их нефтегазоносности, размеры которых были сопоставимы с размерами принимающей страны (до 1948 г., когда существовали только т.к. «традиционные концессии»). Так, первая коммерчески успешная нефтяная концессия на Ближнем Востоке – английская «концессия Д.Арси» (1901 г.), покрывала 60% территории тогдашней Персии (кроме приграничных с Российской империей районов).

Можно выделить пять основных этапов санкций – три этапа в 2014 г. и два этапа – в 2015 г., таблица 2.

Санкции первого-второго этапа носили информационно-предупредительный характер.

На первом этапе (март 2014 г.) были введены санкционные ограничения передвижения по миру (в зоне англо-саксонского визового влияния) для отдельных российских физических лиц, причастных, по мнению Запада, к событиям в Крыму и на Украине, а также заморожены преимущественно те сферы сотрудничества, которые фактически существовали только на бумаге.

На втором этапе (март-июль 2014 г.) происходит расширение «персональных» списков, начинается «огонь по штабам» - расширение запрета на въезд для российских чиновников, некоторых бизнесменов, заморозка их активов. В санкционные списки начинают вноситься первые лица госкомпаний (например, Президент Роснефти И.Сечин), что создает для них (за пределами страны) негативные репутационные издержки и ведет к повышению транзакционных издержек для возглавляемых ими компаний. Со стороны США - отмена поставок продукции двойного назначения.

На третьем этапе (июль-сентябрь 2014 г.) в ход пошла «тяжелая артиллерия» - были введены технологические и финансовые санкции. США и ЕС ввели запрет на поставку технологий для работы с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов (ТРИЗ), сланцевыми нефтью и газом, в Арктике и на глубоководном шельфе (глубже 500 футов/152 м), в том числе через посредников. Были введены запреты США на кредитование и размещение облигаций для «Роснефти» и «Новатэка» на срок более 30 дней, для «Газпром нефти» и «Транснефти» - более 90 дней; запреты ЕС – на кредитование и размещение облигаций для «Роснефти», «Транснефти» и «Газпром нефти» на срок более 30 дней. Однако при этом санкции ЕС (страны которого в значительной степени зависят от импорта российского газа) специально оговаривали, что их санкции не затрагивают добычу природного газа.

«Газпром» не попал на том этапе в санкционные списки – компания попала под действие прямых санкций лишь на пятом этапе. Однако, фактически, компания уже тогда оказалась под действием «непрямых» санкций. Начальник финансово-экономического департамента ОАО "Газпром" Александр Иванников сообщил, что европейские банки задерживают платежи "Газпрома" на 10-15 дней. По его словам, компания страдает от санкций по финансированию, хотя не подпадает

под санкции. "В условиях текущей санкционной активности многие европейские банки ведут себя неадекватно", - указал Иванников.²⁰

На четвертом этапе (июль 2015 г.) США расширили список юридических и физических лиц, на которых распространены санкционные ограничения – в них попали те, кого на Западе относят к «друзьям В.Путина». Тем самым расширился перечень физлиц и возглавляемых ими компаний, несущих репутационные (на Западе) и транзакционные издержки.

На пятом этапе (август 2015 г.) сфера применения «точечных» санкций была расширена с физических и юридических лиц (компаний) на отдельные инвестиционные проекты – США ввели запрет на поставки технологического оборудования для Южно-Киринского газоконденсатного месторождения в Охотском море, которое разрабатывается «Газпромом» с применением подводных добычных комплексов (ПДК), не производимых в России (см. ниже). Впервые в Entity List, которым заведует Бюро промышленности и безопасности (BIS) при Министерстве торговли США, внесен иной объект, нежели юридическое или физическое лицо, а именно проект разработки конкретного месторождения. Можно сказать (пользуясь военной терминологией), что введение точечных санкций по наиболее технологически уязвимым местам знаменует своего рода переход в дополнение от «ковровых бомбардировок» к «точечному бомбометанию» (применению «высокоточного оружия»).

Наибольший негативный эффект по своим последствиям для страны имеют третий и пятый этапы - санкции секторальные и проектные. Особенно третий этап, который является самым серьезным по своим негативным последствиям. Закрытие доступа к англо-саксонскому заемному финансированию мешает рефинансированию долгов крупных компаний, а также проектному финансированию, в первую очередь наиболее капиталоемких и долгосрочных (по протяженности инвестиционного цикла) Арктических шельфовых (а иных шельфовых проектов в России практически и нет) инвестиционных проектов. Закрытие доступа к определенным технологиям сильно тормозит развитие Арктического шельфа, освоение ТРИЗ, сланцевой нефти и газа, так как у российских компаний не хватает или полностью отсутствуют собственные коммерческие технологии их освоения. При этом финансовые санкции бьют по освоению российского Арктического шельфа намного сильнее, чем технологические, поскольку, как будет показано далее, не только в России, но и в мире отсутствуют

²⁰ Европейские банки задерживают платежи "Газпрома" на 10-15 дней – компания. ИТАР-ТАСС, 22.10.2015

сегодня коммерчески освоенные и – главное – экологические безопасные технологии освоения глубоководного Арктического шельфа.

Поэтому далее будем вести речь только о последствиях третьего и пятого этапов санкций.

Итак, последствия трехуровневых санкций:

- финансовые - закрыли для нас рынок англо-саксонского финансирования – самый обильный и дешевый сегмент глобального рынка заемного капитала;
- технологические – закрыли нам доступ к критическим технологиям на считающихся (считавшихся?) перспективными направлениях будущего развития нефтегазовой отрасли: освоение глубоководного – глубже 152 метров – шельфа, Арктики, сланцевых месторождений и т.п.;
- персональные - существенно повысили общие транзакционные издержки осуществления бизнеса.

Безусловно, на негативное действие санкций наложилось одновременное падение мировых цен на нефть, которое лишь усугубило санкционные эффекты, ибо и без (помимо) санкций сделало нерентабельными разработку многих считающихся (считавшихся) перспективными направлений развития нефтегазовой отрасли, попавших под санкции. На наш взгляд, период относительно низких мировых цен на нефть не будет краткосрочным.

Цены на нефть (такие разные нефтяные кризисы)

Природа падений нефтяных цен в рамках организованного мирового рынка нефти (1985, 1998, 2008 и 2014 гг.) различается, таблица 3.

Падения цен 1998 г. (после/вследствие Азиатского финансового кризиса) и 2008 гг. (после/вследствие кризиса недвижимости США) имеют финансовую природу, они пришли на рынок «физической нефти» с рынка «нефти бумажной». В обоих случаях за кризисами последовал быстрый отскок цен на докризисные, пусть и не пиковые, уровни. Падения цен 1985 г. и 2014 г. имеют иную природу, ибо образовались на рынке физической нефти. В середине 1980-х гг. отскока цен на докризисные уровни не последовало. Не случится этого, скорее всего, и в нынешнем случае²¹ – рынок физической нефти

²¹ А.Конопляник. К повестке дня Президентской комиссии по ТЭК. – «Нефтегазовая Вертикаль», №20/2015, с. 52-55.

много более инерционный, чем бумажной нефти, то есть чем рынок финансовый. То есть период низких цен на нефть (запретительных для рентабельной добычи углеводородов в Арктике на новых проектах в рамках нынешних технологий ее освоения) может продлиться относительно долго.

Кризис 1985-86 гг. – это третий этап развития мирового рынка нефти (период доминирования ОПЕК). Падение цен произошло в результате возврата Саудовской Аравии к своей квоте добычи нефти в рамках Организации и перехода к системе ценообразования «нет-бэк от биржевых котировок нефтепродуктов на NYMEX», причем в условиях, когда в мире была уже создана диверсифицированная (а не заточенная только под поставки из стран ОПЕК, как в 1960-е/1970-е гг.) система нефтеснабжения, разветвленная инфраструктура которой обеспечивала бесперебойные поставки по всем направлениям.²²

Кризис 1998 г. – это четвертый этап развития организованного мирового рынка нефти, в ходе которого произошло зарождение и становление рынка «бумажной нефти», но он играл в то время подчиненную роль к рынку «физической нефти». Этот кризис завершал десятилетний этап относительно низких и с весьма неустойчивой динамикой мировых цен на нефть, поведение которых определялось становлением двухсегментной («физической» и «бумажной нефти») модели нефтяного рынка. Период десятилетнего недоинвестирования мировой нефтяной отрасли вызвал сначала рост издержек, который затем был подхвачен нефтяными (главное – ненефтяными), спекулянтами, что привело к ускоренному росту цен до исторического максимума 147 долл./барр. в июле 2008г., а потом к их обвалу.²³

21 А.Конопляник. К повестке дня Президентской комиссии по ТЭК. – «Нефтегазовая Вертикаль», №20/2015, с. 52-55.

22 По классификации А.Конопляника. См., например: А.Конопляник. Эволюция контрактной структуры на мировом рынке нефти (с.80-190) – глава 2 в кн.: Бушуев В.В., Конопляник А.А., Миркин Я.М. и др. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. – М.: ИД «Энергия», 2013, 344 стр., а также: А.Конопляник. «Мировой рынок нефти: возврат эпохи низких цен? (последствия для России)». – ИНП РАН, Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», Второе заседание 26 мая 1999 года. – Москва, Изд-во ИНП РАН, 2000 г., 124 с.; Эволюция структуры нефтяного рынка (от сделок с реальным сырьем – к сделкам с «бумажным» товаром). – «Нефть России», 2000, № 4, с. 76-81; Куда исчезли справочные цены? (эволюция механизма ценообразования на нефтяном рынке). – «Нефть России», 2000, № 7, с. 76-80; От прямого счета к обратному (эволюция формулы ценообразования). – «Нефть России», 2000, № 8, с. 78-81; И при низких ценах можно остаться с прибылью (уровни издержек при нефтедобыче, динамика и факторы их изменения). – «Нефть России», 2000, № 9, с. 84-87; Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «черного золота». – «Нефть России», 2009, № 3, с. 7-12; № 4, с. 7-11; Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. – Секретариат Энергетической Хартии, Брюссель, 2007, 277 с. (в соавторстве с Р.Дикелем, Г.Гунулом, Т.Гулдом, Дж.Дженсеном, М.Канай и Ю.Селивановой).

23 А.Конопляник. Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «черного золота». – «Нефть России», 2009, № 3, с. 7-12; № 4, с. 7-11.

Кризис 2008 г. – это пятый этап развития организованного рынка нефти. На этом этапе рынок «бумажной нефти» - ключевой для ценообразования. Цены формируются на рынке нефтяных финансовых деривативов. Падение цен произошло из-за нарушения баланса спроса-предложения на нефтяные финансовые деривативы при отсутствии избытка предложения на рынке «физической нефти». Финансовые вложения в инструменты рынка «бумажной нефти» использовались на этом этапе для компенсации снижения курса доллара. Поэтому рынок бумажной нефти оказался сильно перегрет и надутый на нем финансовый пузырь лопнул. Недостаток финансовых ресурсов на рынке «бумажной нефти» после кризиса был быстро преодолен тремя программами «количественного смягчения» США, поэтому высокие цены на нефть восстановились, продолжая компенсировать ослабление американского доллара.

Нынешний кризис 2014-2015 гг. – это шестой (?) или поздний пятый (?) этап развития мирового рынка нефти. Рынок «бумажной нефти» продолжает оставаться ключевым для ценообразования, но отражает реалии рынка «физической нефти», на котором сформировался избыток предложения. Однако изменилась природа прироста предложения – замыкающими на мировом рынке становятся не месторождения ОПЕК (монетизирующие ренту от «эффекта масштаба»), а сланцевые месторождения США (монетизирующие «технологическую ренту»). Инвестиционно-инновационный цикл замыкающих месторождений поэтому стал короче - «кривая обучения» (learning curve) для сланцев более короткая и более крутопадающая, ибо у сланцевой скважины короче жизнь из-за более быстрого падения добычи по сравнению с традиционными скважинами на традиционных месторождениях. Поэтому происходит более быстро, чем на традиционных месторождениях (mega-проектах, реализующих «эффект масштаба») внедрение инноваций в сланцах в рамках более короткой «кривой обучения». Это приводит к интенсивному снижению издержек добычи сланцевой нефти, дает возможность конкурировать значительной части сланцевой добычи (20% сланцевых проектов дают 80% ее добычи – закон Парето применительно к нефтяной отрасли) с Саудовской Аравией по цене. Замыкающие производители (Саудовская Аравия и США) борются за долю на рынке (рента масштаба против технологической ренты), но и те, и другие обязаны продолжать разработку/добычу при любых ценах. При этом в Саудовской Аравии капиталовложения давно окупились, теперь окупаются эксплуатационные расходы. Производителям сланцевой нефти и газа США надо продолжать бурить/ добывать и продавать по любой цене, чтобы окупать ранее сделанные (преимущественно за счет долгового/проектного финансирования) инвестиции или хотя бы не наращивать задолженность, чтобы финансовый пузырь такой задолженности мягко сдувался, но не лопнул.

Поэтому период низких нефтяных цен может оказаться относительно длинным (не коротким)²⁴. Как может оказаться и период санкций.

Отсюда вывод о необходимости (или по крайней мере, публичной дискуссии об этом) смены/адаптации приоритетов в энергетической политике страны: вместо стремления переждать «текущие неурядицы» в рамках сложившейся парадигмы развития и закрывать временно «выпавшие» (выпадающие) бюджетные доходы столь же «временным» (которое на практике редко оказывается таковым) повышением налогового бремени на основных налогоплательщиков концентрироваться на менее капиталоемких, нацеленных, в первую очередь, на интенсивное развитие экономики, энергетики (ТЭК) и ее добывающих отраслей (повышение эффективности использования добываемых энергоресурсов и доходов от их реализации, в том числе налоговых сборов/бюджетных доходов), а не на экстенсивное развитие (наращивание объемов) нефтегазодобычи за счет опережающего развития наиболее капиталоемких проектов, обеспечивающих (в условиях низких цен и санкций) дополнительную инвестиционную нагрузку на экономику страны.²⁵²⁶

Предположение о продолжительном (не коротком) периоде низких нефтяных цен и/или санкций должно сделать невозможным на сей раз избегать смены приоритетов в развитии экономики и энергетики страны с экстенсивного на интенсивный путь их развития. Даже если нельзя точно предсказать будущий уровень цен и длительность санкционного периода, лучше ошибиться, ориентируясь на сохранение низких цен и/или санкций надолго, чем ориентироваться на короткий период низких цен и/или санкций, рассчитывая после его завершения вернуться на существовавшую траекторию развития.

²⁴ Аналогичные выводы с убедительной аргументацией представлены, например, в недавних публикациях В.Ермакова (Ключи от рая: как изменяются правила игры на глобальном нефтяном рынке. - 09.06.2015; <http://www.forbes.ru/mneniya-column/konkurentsiya/290799-klyuchi-ot-rayu-kak-izmenyatsya-ravila-igry-na-globalnom-neftyu>), Г.Выгона (Перелом в мировой энергетике: чего ждать и что делать России? – 18.06.2015; <http://www.rbcdaily.ru/economy/562949995661918>), М.Крутихина (Почему нефть не будет дорожать еще несколько лет. - 26.08.2015; <http://www.rbcdaily.ru/economy/562949996795672>); презентации В.Дребенцова (Oil Market Update, October 2015, IMEMO Workshop, 21.10.2015. http://imemo.ru/files/File/ru/conf/2015/21102015/21102015_PRZ_DRE.pdf).

²⁵ То есть на тех же нефтяников и газовиков – компании-недропользователи, которые генерируют рентный доход и должны были бы уплачивать рентные (то есть дифференцированные по природе своей) платежи, вместо которых они платят с 2001 г. НДПИ с плоской шкалой.

²⁶ А.Конопляник. К повестке дня Президентской комиссии по ТЭК. – «Нефтегазовая Вертикаль», №20/2015, с. 52-55.

Освоение шельфа: эволюционный и революционный НТП

Прежде чем говорить о последствиях введения технологических санкций, необходимо понять, на каком уровне технологического освоения Арктического шельфа находится Россия и мир в рамках существующих сегодня технологий освоения шельфа. Исходим из общераспространенной/общепринятой концепции о двух составных элементах научно-технического прогресса (НТП): эволюционном и революционном НТП. В рамках эволюционного НТП происходит совершенствование существующих технологий и снижение удельных затрат по линии «кривой обучения» (*learning curve*) для этой технологии. По мере совершенствования существующих технологий, свойственная ей «кривая обучения» начинает выполаживаться и с какого то момента дальнейшие эволюционные усовершенствования перестают приносить должный экономический эффект (затраты на его получение превышают полученный результат). Это вызывает объективно обусловленную потребность в технологических прорывах – достижениях революционного НТП. Революционный НТП, предлагая новые технологические решения, «сбрасывает вниз» всю кривую обучения, формируя тем самым, новую *learning curve*. По ней также продолжается замедляющееся с течением времени движение в сторону уменьшения издержек в рамках этой, ставшей традиционной, технологии. Соподчиненность эволюционного и революционного НТП применительно к морской нефтегазодобыче представлена на рисунке 11.

Каждое новое достижение революционного НТП делает более пологой зависимость между изменением удельных затрат на освоение и глубиной воды над залежью, рисунок 11.

Эволюционное развитие технологий освоения шельфа шло поначалу по пути переноса на мелководные прибрежные акваториальные участки сухопутных технологий добычи (эстакады, искусственные острова, наклонно-направленное, затем горизонтальное бурение с берега). Освоение более глубоководного шельфа потребовало иных технологических решений.

Сначала это были стационарные платформы – свайные (Великобритания) и гравитационные (Норвегия). Однако уже к

²⁷ Массовое освоение шельфа в сложных природных условиях фактически началось с освоения нефти Северного моря в 1970-е гг. Различие доминирующих типов платформ при освоении месторождений Северного моря – пионерной провинции по освоению глубоководных морских месторождений

концу 1970-х гг., с достижением Великобритании глубины воды над залежью 180-200 метров, стало ясно, что, несмотря на 20-кратный рост цен на нефть в течение этого десятилетия, рост глубин осваиваемых акваторий достиг критических – по экономическим параметрам – значений для данных технических решений (свайных стационарных платформ)²⁸. Рост глубин вел практически к линейному росту материоемкости стационарных платформ, и к опережающему росту их стоимости, *рисунок 12*.

Как видно из данных *рисунка 13*, порог рентабельности для стационарных гравитационных платформ в 2.5 раза превышает (по глубине воды над залежью) аналогичный порог для стационарных свайных платформ.

Следует еще раз подчеркнуть, что достигнутый предел глубины освоения акватории с помощью стационарных свайных оснований (глубина воды над залежью порядка 180-200 метров) является не техническим, а именно экономическим, ибо сверх этих глубин вод освоение месторождений становилось нерентабельным даже в условиях тогдашнего (в начале 1980-х гг.) пика цен: материоемкость освоения с помощью этой технологии росла опережающими темпами – как натуральная, так и стоимостная (быстрый рост цен на нефть вел к быстрой инфляции издержек) и делала экономически запретительным разработку месторождений за пределами 200-метровых глубин вод. Последующая инфляция издержек не поменяла с тех пор эту картину даже с учетом движения по «кривой обучения», которая лишь сдерживала рост удельных затрат для данной технологии. Более того, свайные металлические стационарные платформы, широко применяемые в суровых природно-климатических условиях, но без ледовой обстановки (например, в центральной и северной части Северного моря), неприменимы в ледовых условиях.

Значит, для сохранения рентабельности освоения все более глубоководных месторождений требовались радикальные решения (технологические прорывы, то есть достижения именно революционного НТП), а именно – устранение наиболее капиталоемкого элемента затрат на освоение, то есть самой стационарной платформы, основная функция которой

в сложных условиях - определялось различием природных характеристик прибрежных районов этих стран (пологие берега в Великобритании, глубоководные фьорды в Норвегии), что предопределило выбор экономически целесообразных технологий изготовления и применения того или иного типа стационарных платформ.

²⁸ Например, в Северном море для стационарных свайных платформ – 180 метров (месторождение «Магнус» в английском секторе)

– поддерживать палубу с оборудованием и жилыми модулями над водой и удерживать ее над устьем скважины.

Эта же экономическая логика, но с более высокого порогового уровня (с больших глубин воды над залежью) действует в направлении отказа от использования стационарных гравитационных платформ как наиболее капиталоемкого элемента затратной сметы (при второй разновидности схемы освоения морских месторождений с применением стационарных платформ), доля которого только растет с ростом глубин и усложнением природных условий.

Поэтому именно в этом направлении произошел следующий революционный технологический прорыв - переход на менее капиталоемкие «бесплатформенные», то есть без стационарного основания, технологии: к полупогружным платформам и судам, сначала заякоренным, затем (с развитием вычислительных технологий, систем космического определения координат, для чего потребовалось накапливание в космосе достаточного числа навигационных спутников и космических систем, автоматизированных систем управления, обеспечивающими возможность удерживать надводный объект над устьем скважины без жесткой фиксации его с морским дном) – с системами динамического позиционирования.

Следующие этапы революционного НТП в морской нефтегазодобыче были связаны с устранением из затратной сметы других крупных элементов затрат в рамках предыдущих технологических схем освоения морских месторождений – подводных трубопроводов для доставки на берег нефти или газа (в последнем случае - там где использовалась схема его сжижения на заводе СПГ на берегу и дальнейшей отгрузки потребителю в виде СПГ с берегового терминала) и самой (теперь уже полупогружной, а не стационарной) платформы.

Первое направление революционного НТП привело к созданию для нефти – плавучих установок для добычи, хранения и отгрузки нефти (FPSO), для газа - автономных заводов СПГ морского базирования (floating LNG), когда добыча газа, его сжижение и отгрузка «собраны» в одном месте на одной полупогружной платформе.²⁹ Второе – к созданию подводных добывающих комплексов (ПДК). Дальнейшее развитие морских технологий пойдет, очевидно, в направлении дальнейшей

²⁹ Первый такой плавающий завод СПГ – проект «Прелюд» (Prelude) компании Шелл.

автоматизации и роботизации морской нефтегазодобычи с целью устранения (по рациональному максимуму) человеческого фактора из технологических процессов.

Технические решения при освоении шельфа в странах близких по природным условиям к российским – и в России

Специалисты Энергетического центра Московской школы управления Сколково также классифицировали типовые технологические решения для добычи на Арктическом шельфе. По их мнению, при выборе способов освоения шельфовых месторождений возможны четыре кардинально отличающихся технических решения:

1. Разработка с берега (наклонно-направленное и горизонтальное бурение)
2. Искусственные острова (при глубинах моря до 10-15 м, могут работать и до 40 метров)
3. Подводные добывочные комплексы с привязкой:
 - 3.1. к берегу (при относительной близости месторождения к берегу)
 - 3.2. к плавающей (при отсутствии пакового льда) или стационарной платформе
4. Стационарные платформы – обычно гравитационные с основанием кессонного типа (при глубинах моря до 100 м). При этом возможна различная комбинация технических решений (3) и (4).

Однако, нам несколько ближе позиция других специалистов, например, Ю.Новикова и Г.Григорьева или Ч.Гусейнова, которые считают, что сегодня в арктических условиях объекты уже в пределах глубин 40-50 м (при глубинах моря свыше 40-50 м, предельных для установки гравитационных платформенных оснований³² даже в условиях высоких цен на углево-

³⁰ С января 2015 г. ставшие, большей своей частью, компанией Vygon Consulting.

³¹ «Арктический шельф: насколько оптимальна система регулирования в России?» – Энергетический центр Московской школы управления Сколково, сентябрь 2012 г., с.40-44.

³² Григорьев Г.А., Новиков Ю.Н. Арктический шельф России: состояние недропользования и перспективы освоения. – «Нефть и капитал», март 2015, №3, с. 30-33 (31).

³³ дороды) практически недоступны для освоения.³⁴

Мы проанализировали (по данным официальных отчетов компании BP и официального веб-сайта Норвежского Нефтяного Директората) выбранные за рубежом технологии шельфовой добычи в зависимости от глубины моря в условиях хотя бы отчасти «близких» условиям российской Арктики (*рисунок 13*). У Норвегии (в т.ч. в Баренцевом море), Великобритании, Канады условия не такие суровые и не сопоставимы с Арктическим шельфом РФ. Сходные условия с российским Арктическим шельфом есть только у 5 проектов США в море Бофорта. Все пять проектов осваивались на основе технологии насыпного искусственного острова³⁵ - основной из сегодняшних работающих технологий на прибрежном мелководье в сложных (Арктических или близких к ним) условиях.³⁶ Этими проектами исчерпывается практический мировой опыт добычи на Арктическом шельфе за пределами России.³⁷

В *таблице 1* представлена общая картина и основные технологические характеристики освоения российских шельфовых месторождений (6 морей, 13 месторождений). На них используются, на наш взгляд, все четыре вышеупомянутых технологических решения, применяемые за рубежом при освоении морских месторождений, близких по природным условиям к российским:

- добыча с берега, в том числе горизонтальное (на трех месторождениях в проектах с участием компании «Роснефть») и наклонно-направленное бурение (на двух месторождениях – компаний «Роснефть» и «Новатэк»),
- искусственные острова. На наш взгляд, три стационарные платформы – Приразломная (на одноименном месторождении), Моликпак (на Пильтун-Астохском месторождении, проект «Сахалин-2») и Орлан (на месторождении Аркутун-Даги, проект «Сахалин-1») – это де-факто искусственные металлические острова, то есть

³³ Ч.Гусейнов. О необходимости создания новых технических средств и технологий для освоения Северного Ледовитого океана. – Neftegaz.RU [11-12], с. 26-29 (27).

³⁴ Новиков Ю.Н. Некоторые проблемы изучения и освоения углеводородного потенциала морской периферии России. – «Нефтегазовая геология. Теория и практика», 2012, Т.7, №4, http://www.ngtp.ru/rub/5/68_2012.pdf

³⁵ Технологии «искусственных островов» (насыпных, намывных, намороженных) для освоения нефтегазовых месторождений на Арктическом шельфе были подробно описаны еще в 1980-е гг. Н.М.Байковым (ИМЭМО АН СССР), преимущественно на базе данных "Oil and Gas Journal".

³⁶ Описание проектов см., например, в работе «Арктический шельф: насколько оптимальна система регулирования в России?», с. 27-44.

³⁷ Так же считают и авторы работы «Арктический шельф: насколько оптимальна система регулирования в России?» (с. 27).

платформы (палубы), взятые со вторичного рынка, модернизированные и поставленные на металлическое основание (кессон),

- один ПДК на Киринском месторождении, проект «Сахалин-3» Газпрома, одно из месторождений которого (Южно-Киринское) попало под «точечные» санкции пятого этапа, см. таблицу 2,
- четыре гравитационные платформы (две – в рамках проекта «Сахалин-2» с участием Газпрома, одна в проекте «Сахалин-1» с участием Роснефти, одна в проекте Лукойла на месторождении им. Корчагина на Каспии) и две стационарные платформы свайного типа (в Балтийском и Каспийском море на разрабатываемых Лукойлом месторождениях).

Однако санкционными технологическими ограничениями третьего этапа санкций (таблица 2) прекращается использование не этих, уже применяемых на разрабатываемых месторождениях технологий, на которых в ряде случаев применяется бывшее в употреблении западное оборудование, сколько затормаживается дальнейшее развитие лицензионных участков на шельфе Арктики, добыча на которых еще не началась.

Географический эффект санкций для лицензионных участков на шельфе

На карте на *рисунке 14* показано распределение полученных лицензионных участков на Арктическом шельфе между двумя госкомпаниями - «Роснефтью» и «Газпромом», линия батиметрической отметки 152 метра, за которой вступают в действие технологические санкции, площадь континентального шельфа РФ, а также граница двухсотмильной зоны РФ.

Прохождение запретительной «санкционной» линии по акваториям лицензионных участков необходимо рассматривать, принимая во внимание разную степень изученности этих акваторий.

По карте на *рисунке 14* хорошо видно, что в западной части Арктического шельфа, изученность которого более высокая, большая часть лицензионных участков двух госкомпаний оказывается на глубинах выше 152 метров и подпадает, таким образом, под действие технологических санкций. В восточной части Арктики шельф более мелководный, чем в западной Арктике, и большая часть лицензионных участков здесь оказывается вне пределов действия технологических санкций.

Однако в восточной Арктике гораздо меньше изученность, а соответственно, необходимы большие инвестиции в поис-

ково-разведочные работы, чтобы перевести ресурсы в запасы. А с учетом огромных размеров лицензионных участков, объемы таких инвестиций колоссальны, и вряд ли они были подъемны даже до санкций. Таким образом, основным сдерживающим фактором в восточной части Арктики оказываются финансовые санкции. При этом основная запретительная финансовая нагрузка в этих районах приходится на компанию Роснефть, участки которой занимают около 80% территории (акватории) распределенных участков в Арктике.³⁸

Огромные единичные размеры лицензионных участков и их суммарный объем в портфеле каждой из двух госкомпаний в суровых условиях Арктики, при низком уровне накопленной информации и активности ГРР обуславливают потребность в сверхвысоких капиталовложениях, в доступе к технологиям и капиталу (особенно для Роснефти). Фактически, это - самая дорогая, долгосрочная и высокорискованная альтернатива при выборе приоритетных направлений развития энергетики и ее добывающего сегмента.³⁹ Капиталоемкое, а тем более ускоренное освоение Арктического шельфа, то есть поиск, разведка и разработка Greenfields в неизученных и неосвоенных районах на море, при огромных коммерческих и экологических рисках, неизбежно связано с созданием практически с нуля не менее капиталоемкой инфраструктуры – как нефтяной, так и общеэкономической – освоения прибрежного Севера, что дополнительно удорожает здесь добычу нефти (общеэкономические издержки, безусловно, полностью или частично, лягут на добывающие проекты).

При всей огромности лицензионных шельфовых участков, их изученность в России намного меньше, чем у других стран, владеющих участками на Арктическом шельфе, а природные (ледовая обстановка) и экономические условия (близость/ наличие баз снабжения) этих участков много хуже, чем у соседей. При этом в России они приходятся на меньшее количество компаний (две). Это означает, что экономическая нагрузка на каждую госкомпанию (на одну в большей степени, на другую в меньшей) возрастает кратно. Поэтому ожидать ускоренного освоения лицензионных участков и получения промышленной добычи вряд ли было оправдано даже и без санкций.

Это предполагает неизбежную постановку вопроса: являлось (является) ли истинной целью ускоренного лицензирования и существующих амбициозных планов освоения Арктического шельфа действительно наращивание добычи нефти и

³⁸ И.Альков, Т.Яковлева-Устинова. Шельф России: амбиции, проблемы и снова амбиции. - Offshore Russia, ноябрь 2014, №4[6], с. 18-24(20).

³⁹ На наш взгляд, надо менять приоритеты в направлении, в первую очередь, повышения нефтегазоотдачи на Brownfields на суше, в районах со сложившейся нефтяной и общеэкономической инфраструктурой. При этом, вне зависимости от санкций. Но об этом далее.

газа в Арктике или эта задача является (являлась) по преимуществу «виртуальной», поскольку была (могла быть) лишь одной из «маскировочных» целей, наряду с другими, которые, наоборот, и являлись реальными задачами, например: «застолбить участки», «доказать присутствие»? И если так, то, быть может, санкции дают возможность заново оценить степень текущего выполнения этих иных (не связанных с добычей углеводородов) задач и скорректировать амбициозные задачи преимущественно/первоочередного нефтегазового освоения Арктического шельфа?

Ускоренное освоение Арктического шельфа до санкций: цель или средство

Ускоренное лицензирование Арктического шельфа, на наш взгляд, преследовало несколько разных (и не всегда обосновываемых исключительно экономикой) амбициозных целей, которые на сегодня могут считаться (полностью или отчасти) достигнутыми, поэтому нефтегазовый вектор ее освоения может быть существенно сокращен, замедлен без ущерба для государства. Скорее, наоборот, - в его интересах.

Понятно, что активность по получению лицензий двух госкомпаний, которые (пока?) имеют монополию на освоение шельфа, была направлена в первую очередь на то, чтобы «застолбить» за собой участки на будущее, с целью (в случае коммерческих открытий) нарастить капитализацию и не допустить (опередить) конкурентов в случае либерализации доступа к ресурсам шельфа, о чем уже было сказано ранее. То есть это – конкурентная борьба между субъектами предпринимательской деятельности (коммерческими компаниями) за право опережающего доступа к ресурсам Арктического шельфа с использованием двумя из них – компаниями Роснефть и Газпром – своего «административного ресурса» (в виде их статуса госкомпаний в рамках сформированного в стране в их пользу законодательства о континентальном шельфе), создающего им конкурентное преимущество по доступу к ресурсам шельфа (отсекающее от этой конкурентной борьбы других претендентов).

Но отчасти ускоренная раздача Роснефти и Газпрому лицензий должна была продемонстрировать нашим суверенным соседям и/или всем иным странам, претендующим на участки континентального шельфа за пределами 200-мильных зон прибрежных Арктических государств, что после 20-летнего периода спада хозяйственной активности в российской Арктике мы начинаем вести здесь активную хозяйственную жизнь, что Арктика для нас не «забытая» территория/акватория. Все это – в дополнение к обоснованию наших суверенных прав на хребет Ломоносова и иные геологические аргу-

менты в пользу подтверждения наших притязаний на значительную часть акватории Арктического шельфа за пределами 200-мильной прибрежной зоны.⁴⁰

И вот именно для этого, видимо, и потребовалось вовлечение в процесс «демонстрации присутствия» в Арктике и наличие подконтрольных государству госкомпаний и выстроенного в их пользу законодательства о континентальном шельфе, ибо с помощью этих двух взаимосвязанных инструментов (законодательного и госкорпоративного) можно было быстро (ускоренное лицензирование в пользу госкорпораций на основе составленного в их пользу законодательства) и относительно безболезненно (без риска утраты контроля со стороны государства за освоением Арктических акваторий) продемонстрировать всем заинтересованным сторонам и странам наличие присутствия России на своем Арктическом шельфе.

В 1982 г. была принята Конвенция ООН по морскому праву (Далее – Конвенция), которая вступила в силу в 1994 г. и которую Россияratифицировала 12.03.1997.⁴¹ В статье 76 Конвенции дается определение континентального шельфа прибрежного государства, согласно которому внешняя граница шельфа находится на расстоянии 200 морских миль от исходных линий, от которых отмеряется ширина территориального моря, когда внешняя граница подводной окраины материка не простирается на такое расстояние (рисунок 15). Для того, чтобы претендовать на шельф, простирающийся за установленным пределом в 200 морских миль, необходимо в течение 10 лет со времени вступления в силу для этого государства Конвенции подать представление в Комиссию ООН по границам континентального шельфа (далее - Комиссия) с указанием конкретных данных такой границы наряду с дополнительными научно-техническими данными.

20.12.2001 Секретариат ООН зарегистрировал соответствующее Представление Российской Федерации с доказательствами, что район хребта Ломоносова является продолжением Сибирской континентальной платформы и соответственно именно Россия имеет исключительные права в отношении имеющихся там запасов полезных ископаемых. Совокупная площадь морского дна, на которое распространяется Представление, составляет 1,2 млн. кв. км с потенциальными запа-

⁴⁰ «Наша страна заплатила 100 миллиардов рублей за право вернуться в Арктику» (Интервью с Александром Пилисовым, директором Центра экономики Севера и Арктики Совета по изучению производительных сил Минэкономразвития). – «Комсомольская правда», 29.09.2015.

⁴¹ http://www.un.org/Depts/los/reference_files/chronological_lists_of_ratifications.htm#The%20United%20Nations%20Convention%20on%20the%20Law%20of%20the%20Sea.htm

сами углеводородов в 5 млрд тонн условного топлива.⁴² Но Комиссии потребовались дополнительные научные доказательства в подтверждение требований России, поэтому рассмотрение Представления РФ было отложено. Российской Федерации понадобились дополнительные исследования в Арктике, в рамках которых государственное научно-исследовательское судно «Академик Федоров» летом 2007 года совершило плавание в высоколатитную Арктику, в ходе которой 02.08.2007 российский флаг был установлен на Северном полюсе, на дне Северного Ледовитого океана. «Флаг на дне океана - символический жест российской экспедиции, подтверждающий выполнение обязательств перед Комиссией ООН по границам континентального шельфа о поиске дополнительных доказательств в подкрепление своих притязаний».⁴³

Научные исследования проводились вплоть до 2014 г. В начале августа 2015 г. представители России направили в Комиссию ООН по границам континентального шельфа обновленную заявку (Представление) на расширение границ континентального шельфа в Арктике.⁴⁴ Daily Mail пишет, что Россия претендует на территорию, где, по оценкам экспертов, находится около четверти неразведанных запасов нефти и газа.⁴⁵

В ряду таких «символических» жестов можно рассматривать (но, видимо, все-таки, в качестве «побочного продукта») и резкое усиление лицензионной активности (выдачи недропользовательских лицензий госкомпаниям, в первую очередь - Роснефти) в Арктике именно в этот период, непосредственно перед подачей в Комиссию ООН по границам континентального шельфа обновленного Представления Российской Федерации. Или же все-таки демонстрационный эффект от предыдущего «символического жеста» (установки флага Российской Федерации на Северном полюсе, на дне Северного Ледовитого океана) был использован как прецедент для наращивания совокупности «демонстрационных эффектов», в организации которых совпадали государственные интересы России и коммерческие интересы двух государственных компаний, в первую очередь - компании Роснефть, в преддверие подачи обновленной заявки (представления в Комиссию ООН по границам континентального шельфа) на расширение границ континентального шельфа в Арктике?

⁴² Рекомендации Круглого стола «Ресурсы Российского континентального шельфа: технологические вызовы, проблемы инвестиций, импортозамещение. Роль ТРИЗ в системе нефтегазодобычи в условиях секторальных санкций». – «Экологический вестник России», №10/2015, с.12-17 (12).

⁴³ А.Л.Колодкин. Континентальный шельф России в Арктике: перспективы расширения. http://www.sea-law.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=113&Itemid=76

⁴⁴ <https://russian.rt.com/article/107130>

⁴⁵ <https://russian.rt.com/inov/2015-08-05/Daily-Mail-Rossiya-sdelala-eshhe>

Ускоренной выдачей лицензий на разведку и добычу в неосвоенных и неразведенных районах Арктического шельфа государство демонстрировало наращивание своего присутствия в Арктике. Основным бенефициаром стала компания Роснефть – 60% всех имеющихся у нее лицензий на шельфе Арктики были получены ей в 2013 г., см. рисунок 4, что обеспечило ей почти шестикратный за этот год прирост площадей ее лицензионных участков на Арктическом шельфе – практически на один миллион кв. км, см. рисунок 7. У Газпрома прирост числа лицензий составил в 2013 г. лишь четверть, 50% за 2013-2014 гг., см. рисунок 5, прирост лицензионных площадей хоть и вырос пятикратно за два года, но лишь на 200 тыс. кв. км, см. рисунок 6, то есть в десять раз меньше, чем у Роснефти за тот же период.

Понятно, что начало реализации лицензионных обязательств потребует опережающего общехозяйственного освоения Арктики (формирование береговой инфраструктуры, баз снабжения и т.п.). Но эти задачи с не меньшим успехом (но с меньшими затратами и рисками) решают иные государственные программы, например, развертывание в этих районах наших воинских подразделений (Арктической группировки) с созданием соответствующей инфраструктуры, освоение прибрежного Севера для развития Северного морского пути, но без стремления быстрейшего начала добычи углеводородов в Арктике, а уж тем более за пределами ее прибрежных мелководных акваторий.

Мы сегодня, очевидно, не готовы к ускоренному освоению Арктики ни в рамках обязательных программ работ (ОПР) по выданным лицензиям (что будет показано далее), ни в более щадящем режиме. Ни до, ни тем более после санкций, у наших госкомпаний просто нет средств и технологий (собственных, покупных, арендованных), чтобы поднять уровень изученности акваторий в рамках ОПР полученных лицензий (особенно в наименее изученной восточной части Арктики, где большая часть лицензий получена Ронефтью) хотя бы до уровня наших Арктических соседей – Норвегии, США. А главное, здесь неизвестно велики экологические риски добычи углеводородов с последствиями (например, от вмораживания в лед нефтяных разливов), которые гораздо менее изучены в Арктике по сравнению с более теплыми морями.

Политика активного освоения Арктического шельфа изначально требовала сверхвысоких капиталовложений. Возникает вопрос, оправдана ли такая политика в нынешних условиях? Какие могут быть источники технологий и финансовых ресурсов? Санкции в данном контексте выступают как положительное явление, как повод для переосмысления энергетической политики страны, в том числе по освоению Арктики.

Позитивный прецедент Штокмана

Полагаем, что история со Штокмановским проектом может сыграть роль позитивного прецедента для переосмысления отношения к освоению (темпам освоения) Арктического шельфа.

Нам, как и в случае со Штокманом, не следует бояться переоценки принятых ранее решений и отказываться от амбициозных капиталоемких инвестиционных программ (или делать их более сдержанными), опережающих свое время (в терминах «дисконтированные затраты-риски-выгоды» для государства) и предъявляющих огромный спрос на рискованные и нефинансируемые «с рынка» инвестиции. За такими программами зачастую просматривается желание главным образом «освоить капиталовложения», чаще государственные.

Способность адаптироваться к меняющимся условиям – это грамотный, правильный подход. И Штокмановский проект тому пример. Ведь первоначально освоение Штокмана было нацелено на поставки его газа (СПГ) на рынок США, но американская сланцевая революция закрыла этот рынок для импортного газа. Тогда освоение Штокмана было отложено в первый раз. Проект переориентировали на рынок ЕС, но события 2009 г., трансформировавшие рынок газа ЕС из «рынка продавца» в «рынок покупателя», сделали неокупаемым освоение этого проекта и для европейского рынка. И снова проект был отложен – до лучших времен, когда либо газовые цены и спрос на газ вырастут и сделают проект рентабельным в рамках существующих технических решений, либо когда станут доступны технические решения (в рамках революционного или эволюционного НТП), которые снизят издержки ниже цены его самофинансирования при достаточном уровне перспективного спроса на газ с этого проекта, который можно будет законтрактовать на период не меньше срока его окупаемости.

Поэтому не надо бояться отложить на время освоение углеводородов Арктики. Но надо использовать образовавшееся «окно возможностей» для создания максимально привлекательного для науки и бизнеса инвестиционно-инновационного климата в сопряженных отраслях, начиная со стадии фундаментальных НИОКР, нацеливаясь при этом не на «импортозамещение» в буквальном смысле этого слова (то есть на создание отечественных аналогов существующему западному оборудованию для освоения Арктики в рамках предыдущей парадигмы ее освоения), а на формирование нового технологического уклада для освоения шельфа, на революционные достижения НТП в этой сфере. Это и будет

диверсификацией – развитием научноемкого потенциала сопряженных с нефтегазовой отраслей. Но об этом позже.

Арктический шельф: различный санкционный эффект для глубоко- и мелководных районов

Технологические санкции по-разному сработали на мелководном и глубоководном шельфе.

На мелководных участках доступны достижения эволюционного НТП, обеспечивающие снижение издержек в рамках «кривой обучения». Это, как отмечалось выше, – в основном, наличные западные технологии и опыт их применения: освоение с суши (наклонно-направленное и горизонтальное бурение) искусственные острова (насыпные, намывные, намороженные, кессонные), гравитационные платформы (только для слабой ледовой обстановки), ПДК. Принципиальную разницу в сравнительной экономике для сходных технических решений обеспечивают институциональные режимы освоения (институциональные «кривые обучения» в России – аналог технологическим «кривым обучения»), которые могут существенно улучшить или ухудшить (в терминах дисконтированных потоков финансовых средств) сравнительную экономику проектов, сопоставимую по эффекту влияния с действием или низких цен на нефть. В качестве примера мы рассмотрим далее сравнительную динамику освоения проектов Приразломное и Сахалин-2 (1-я фаза). Санкции отложили/отодвинули возможность продолжения сегодняшнего освоения мелководных участков российского арктического шельфа с помощью наличных западных технологий. Но тем самым отложили возможные экологические риски/ущербы (в первую очередь, из-за применения адаптированного к новым условиям бывшего ранее в употреблении западного оборудования) и перерасходы средств (из-за потребности в его модернизации, иногда кратной).

На глубоководных участках существующие технологии для арктического мелководья неприменимы. Они также неадаптируемы для освоения глубоководных участков – необходимы технологические прорывы для выхода на арктическое глубоководье. Нигде в мире нет сегодня технологий для безопасного освоения глубоководного Арктического шельфа (см. рисунок 13). Поэтому санкции перекрыли не возможность использования наличных коммерческих западных технологий (как в случае с мелководным прибрежным Арктическим шельфом) для освоения глубоководной Арктики – их нет, сколько перекрыли возможность международного сотрудничества, нацеленного на обеспечение совместных технологических прорывов.

Необходимость революционного НТП для освоения глубоководной Арктики предъявляет объективный запрос на пост-санкционное международное сотрудничество по этому направлению, начиная с совместных, в т.ч. межгосударственных фундаментальных НИР/НИОКР. Санкции (тем более в сочетании с низкими ценами на нефть) замедляют темпы, сокращают масштабы, сдвигают начало освоения глубоководных шельфовых проектов. Однако, тем самым, они снизили экологические риски и предоставили «окно возможностей» для адаптации долгосрочной государственной энергетической политики с целью переосмысления риска неокупаемости капиталоемких инвестиционных решений и возможной смены приоритетных направлений развития энергетики. В частности, в добывающих отраслях - с наиболее капиталоемких, наименее изученных, наиболее высокорискованных районов потенциальной добычи (глубоководный Арктический шельф) на менее капиталоемкие, более освоенные, менее рискованные районы (повышение нефтегазоотдачи на действующих месторождениях в традиционных добывающих районах). Или сместить приоритеты энергетической политики за пределы добывающих отраслей – на вопросы повышения энергоэффективности во всех сферах хозяйствования. Или даже за пределы энергетики – на вопросы повышения эффективности использования финансовых средств, обращающихся в народном хозяйстве страны.

Западные санкции против российского НГК – или против самих западных компаний?

Технологические санкции действуют не только против российского НГК, но и против самих западных компаний. Как отмечалось, сегодня все освоение российского Арктического шельфа сконцентрировано в зонах прибрежного мелководья. Оно базируется на технологических достижениях эволюционного НТП, которые адаптируют к этим условиям наземные арктические (искусственные острова) или северные морские (стационарные платформы) технологии. Существующие западные технологические решения адаптируются для морской нефтегазодобычи в условиях российской Арктики, в том числе путем вторичного использования стационарного оборудования (двойная выгода для западных производителей/поставщиков). Например, все три искусственных острова при освоении российских шельфовых месторождений (см. таблицу 1) обеспечили получение второй жизни (в качестве верхнего основания, после глубокой модернизации) для бывших в употреблении и прошедших полный эксплуатационный цикл западных платформ:

- платформы Хаттон («первая жизнь» в Северном море) - для проекта Приразломное (modернизация на 90%, поскольку платформа для своей «первой жизни» была спроектирована для не ледовых условий, в которых и эксплуатировалась,

поэтому потребовала столь глубокой модернизации),

- платформы Моликпак («первая жизнь» в море Бофорта) - для проекта Сахалин-2 (ПА-1) (находились в море Бофорта в ледовой обстановке, поэтому модернизация была меньше и потребовала меньших затрат),

- платформы Гломар Бофорт Си 1 («первая жизнь» в море Бофорта) - для проекта Сахалин-1 (ныне называется Орлан).

Но такой «модернизационный» путь неприемлем для освоения глубоководной Арктики.

Поэтому западные санкции - это своеобразный «выстрел себе в ногу»: они закрыли перспективный для Запада российский рынок мелководных прибрежных Арктических проектов, являющийся целевым (сегодня и в будущем) для существующих западных технологий (включая их вторичное использование), в том числе в рамках совместного освоения российской Арктики (приоритет Роснефти).

Перспективы импортозамещения и роль государства

В таблице 4 представлен план мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения РФ в соответствии с Приказом Минпромторга РФ от 31.03.2015 № 645.

Из данных этой таблицы видно, что зависимость от импорта при реализации шельфовых проектов (при этом, подчеркнем, для наиболее «легких» таких проектов – реализуемых сегодня во внутренних морях и прибрежных мелководных районах Арктического шельфа России) составляет 80-90%. Это самая высокая доля импорта в среднем по отдельным технологическим направлениям в отрасли нефтегазового машиностроения. Значит, сегодня отечественная промышленность не готова (не может) обеспечить конкурентоспособным оборудованием шельфовые проекты.

Более того, существуют ключевые (прорывные) технологии для морской нефтегазодобычи, на рынке которых Россия попросту отсутствует, рынок которых фактически монополизирован и поделен между немногими его участниками и войти на него, а тем более закрепиться на нем в условиях ограниченной номенклатуры существующих и будущих шельфовых Арктических проектов чрезвычайно сложно. Например, мировой рынок производства основного оборудования для под-

водного освоения месторождений разделен между 4-5 компаниями, рисунок 16.

Тем не менее, ставится задача к 2020 г., то есть в течение шести лет (в срок, меньший, чем продолжительность инвестиционного цикла в тяжелом машиностроении), сократить зависимость от импорта на 20 процентных пунктов – задача, на наш взгляд, нереализуемая, поскольку для получения указанного эффекта в 2020 г. инвестиции в новые технологии должны были быть осуществлены еще вчера!!! При этом, такое «синхронное» снижение зависимости (примерно на 20 процентных пунктов) предусмотрено по каждому технологическому направлению нефтегазового машиностроения, что также вызывает вопросы о, возможно, заданных сверху целевых установках по уменьшению зависимости от импорта за период.

Механизм реализации «Плана...» – это отбор предприятий, участвующих в его реализации, информирование их о возможных мерах господдержки реализации плана, в частности – о предоставлении субсидий из госбюджета «в целях внедрения наилучших доступных (выделено нами – авт.) технологий и импортозамещения» и т.п. меры, которые, на наш взгляд, с одной стороны, свидетельствуют о понимании в органах власти необходимости господдержки для новых производств⁴⁶ и готовности идти на определенные меры такого рода. Но, во-первых, «доступные» технологии – это, в лучшем случае, последние достижения эволюционного НТП, которые только-только «вступили» на свои «кривые обучения», вследствие чего по ним можно ожидать дальнейшего – но, увы, сильно растянутого во времени - снижения издержек по мере накапливания опыта их эксплуатации. Чаще, однако, «доступные» технологии – это те, по которым резервы дальнейшего снижения издержек в рамках соответствующих им «кривых обучения» уже в значительной степени исчерпаны. Если под «доступными технологиями» понимать воспроизведение западных аналогов (концентрацию усилий на «копирование» уже морально устаревшего оборудования), то это – путь по закреплению технологического отставания от Запада.

22 сентября 2015 г. курирующий природопользование вице-премьер А.Хлопонин заявил, что Россия в ближайшем времени не сможет обеспечить импортозамещение на шельфовых разработках. То есть таким образом А.Хлопонин заявил об отставании импортозамещения в России от намеченных властями графиков.⁴⁷

⁴⁷ «Минприроды перенесло сроки бурения на шельфе России на 2-3 года», 29.09.2015, <http://neftegaz.ru/news/view/141919>

⁴⁶ Хороший аналог – меры господдержки по ускоренному внедрению в энергобалансы стран ЕС возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – см. рисунок 18.

Реализация целей «импортозамещения» должна быть направлена на формирование технологических прорывов на ключевых направлениях. А это зависит от уровня благоприятности инвестиционного климата в машиностроении и других отраслях, связанных с производством конкурентоспособного оборудования для морской нефтегазодобычи по всему инновационно-инвестиционному технологическому воспроизводственному циклу, начиная с самой ранней его стадии – зарождения идеи, то есть с образования, академической науки. То есть эффективное «импортозамещение» будет результатом формирования нового инновационно-инвестиционного цикла в машиностроении и сопряженных с морской нефтегазодобычей отраслях, на базе нового технологического уклада (достижений революционного НТП), начиная с фундаментальных НИОКР. А это – длительный цикл, гораздо более длительный, чем отведенные на получение первых заметных результатов «импортозамещения» шесть лет. Например, такой инновационно-инвестиционный цикл, обеспечивший сланцевую революцию США, занял 30 лет, *рисунок 17*.

Опыт сланцевой революции США для освоения российского Арктического шельфа

Сланцевая революция в США есть результат стимулирования, генерирования и внедрения достижений революционного НТП. Ее предпосылки были заложены в принятой в 1977 г. госпрограмме США «Энергетическая независимость» (Energy Independence). Она предусматривала мощные объемы госфинансирования НИОКР по разным направлениям, последующие инвестиционные стимулы (налоговые кредиты) и многие иные меры господдержки, когда сланцевая добыча стала обретать черты реальности⁴⁸. В итоге, прорывной инновационный эффект революционных технологий в разработке сланцев был достигнут в результате комбинации «всего лишь» двух из них: множественного гидроразрыва пласта и горизонтального бурения (множественный гидроразрыв пласта на горизонтальных скважинах).

В “Докладе Президента США Конгрессу о положении в стране” 24.01.2012, Президент Обама заявил: «...инновации – это то, чем Америка всегда занималась... Инновации требуют теоретических (фундаментальных) исследований... Нигде перспективы от инноваций не велики так, как в производстве энергии в США... и именно государственное финансирова-

⁴⁸ А.Конопляник. Американская сланцевая революция: последствия неотвратимы. - «ЭКО», 2014, №5, с. 111-126.

ние исследований, в течение более 30 лет, позволило разработать технологии извлечения природного газа из сланцевых пород – напоминая нам, что государственная поддержка является ключевым элементом помощи бизнесу в успешном запуске новых энергетических идей⁴⁹. И это в стране, экономика которой считается наиболее либеральной, где, как ошибочно считается, роль государства в экономике сведена к минимуму!

На госраскрутку инновационно-инвестиционного сланцевого цикла наложилась деятельность энтузиастов типа «пионера сланцевой революции» миллиардера Дж.Митчелла, которому после многолетних экспериментов удалось коммерциализировать множественный гидроразрыв пласта на горизонтальных скважинах. Плюс рост цен на нефть и газ в 2000-е годы и сам характер американской экономики добавили дополнительной синергии. Тем не менее, потребовалось 30 лет, прежде чем все эти меры дали результат – взрывной рост добычи сланцевого газа в США и последующие множественные «эффекты домино» американской сланцевой революции.⁵⁰

Государственное финансирование фундаментальных НИОКР приводит к появлению новой, более низкорасположенной (в системе координат на *рисунке 18*) «кривой обучения», соответствующей новому материализованному революционному достижению НТП. Последующее экономическое стимулирование внедрения инноваций сдвигает влево «кривые обучения» (*learning curves*) для новых революционных достижений НТП. Последующие инвестиционные стимулы на стадии коммерциализации этих достижений сдвинут «кривую обучения» нового технологического уклада вниз (*рисунок 18*). Такие инвестиционные стимулы, нацеленные на повышение конкурентоспособности инвестпроектов, реализуемых на основе революционных достижений НТП, впоследствии принесут государству не только прямые налоговые эффекты (повышение конкурентоспособности означает расширение продаж, рыночной доли, расширение налогооблагаемой базы), но и рост совокупности прямых, косвенных и мультиплекативных эффектов для государства. При этом сама «кривая обучения» для сланцев является более короткой и крутопадающей, что ускоряет множественные циклы применения достижений эволюционного НТП при их разработке по сравнению с традиционными месторождениями (проектами, реализующими «эффект масштаба»), к числу которых относятся и шельфовые проекты, а тем более Арктические.

⁴⁹ <https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2012/01/24/remarks-president-state-union-address>

⁵⁰ А.Конопляник. Американская сланцевая революция: последствия неотвратимы. - «ЭКО», 2014, №5, с. 111-126; он же. «Эффекты домино» американской сланцевой революции. – «Вестник аналитики», 2014, № 1(55), с. 87-94.

Поэтому появление расширявшегося во времени (из-за санкций и падения цен на нефть) «окна возможностей» в освоении Арктического шельфа не следует рассматривать как временный вынужденный отход от ранее выбранной траектории политики недропользования на шельфе, на которую необходимо было бы вернуться, как только цены поднимутся, а санкции отменят. Это «окно» нужно использовать для эффективного запуска объективно длительного, много более долгого, чем шесть лет, см. таблицу 4, нового инвестиционно-инновационного цикла в развитии нефтегазового (и не только машиностроения, которое должно будет вывести затем (за счет «эффектов домино» от применения инновационных достижений в машиностроении) на новый технологический уклад и морскую нефтегазодобычу в районах Арктического шельфа, будь то на прибрежном мелководье, или в более глубоководных его районах – после того как вновь поднимутся цены (законы экономики и инвестиционно-ценовой цикл пока никто не отменял) и даже отменятся санкции. Это «временное окно» поэтому следует рассматривать как неожиданное санкционное благо, как возможность для эффективного, плавного перехода на новую траекторию - интенсивного - развития российской экономики, одной из составляющих какового перехода будет являться своего рода «шельфовая пауза».

Газпром и Роснефть: разная политика освоения шельфа – и разные последствия санкций

Если посмотреть на сравнительную характеристику санкционных факторов, влияющих на освоение Арктического шельфа России компаниями Газпром и Роснефть, и оценить сравнительную чувствительность (уязвимость) этих компаний к санкциям в рамках выбранной ими политики недропользования - стратегии освоения шельфа, то компания Роснефть оказывается более чувствительной к санкциям, чем Газпром, по трем рассмотренным нами параметрам уязвимости (таблица 5).

Фактор изученности и площади участков: компания Роснефть владеет 80% площади распределенных участков на Арктическом шельфе, из которых 70% (по площади акватории) – в наименее изученной восточной, 30% - в более-менее изученной западной части шельфа, в то время как на лицензионные участки Газпрома приходится менее 20% площади распределенных участков на шельфе, большинство - в более изученной западной части Арктического шельфа.

Фактор технологический: у компании Роснефть нет опыта действующих проектов на шельфе «с моря» (кроме мелковод-

ного «Сахалин-1» в консорциуме с Экссон и Содеко), а в самой изученной западной части Арктического шельфа более половины ее лицензионных участков попадает за батиметрическую линию 152м, за которой действуют санкции на передачу технологий. У компании Газпром есть три действующих проекта (Приразломное в Печорском море, «Сахалин-2», в консорциуме с Шелл, Мицуй и Мицубиси, и Киринское на Сахалине), планы на ввод Долгинского месторождения в Печорском море. Компания старается брать небольшие изученные участки рядом с действующими проектами.

Фактор финансовый: у компании Роснефть большой чистый долг (2.5 трлн. руб. на конец 1-го кв.2015 г. – *рисунок 19*), показатель «средства на счетах к долгу» = 23% на ту же дату, возможности для заемного финансирования существенно ограничены. Шельфовые Арктические проекты Роснефти требуют наибольших капиталовложений, поскольку у нее большая площадь лицензионных участков, меньшая их изученность, следовательно, повышенная потребность в финансировании ГРР. У компании Газпром чистый долг также велик в абсолютных цифрах (1,3 трлн. руб. на конец 1-го кв. 2015 г., но составляет лишь половину от долга Роснефти – *рисунок 19*), и возможности для заемного финансирования ограничены, но в меньшей степени, но показатель «средства на счетах к долгу» = 40% на ту же дату (вдвое выше/лучше, чем у Роснефти), капиталовложения в проекты Газпрома на шельфе требуют много меньше средств, чем у Роснефти (меньшая площадь лицензионных участков, большая их изученность).

За год под санкциями финансовое положение обеих компаний ухудшилось. Но если у Роснефти оно ухудшилось существенно, то у Газпрома - примерно до прошлогоднего уровня Роснефти. За 9 месяцев разрыв между общим долгом и средством на счетах у Газпрома вырос с 895 до 1253 млрд. руб. (на 40%), а у Роснефти - с 1495 до 2529 млрд. руб. (на 70%). Но величина увеличившегося кассового разрыва (долг минус средства на счетах) у Роснефти втрое выше, чем у Газпрома - 1034 против 358 млрд. руб., *см. рисунок 19*.

В целом распределение лицензионных участков на Арктическом шельфе оказывается в нынешних санкционных условиях весьма уязвимым для компании Роснефть (их площадь и объемы работ по лицензионным соглашениям огромны и сильно выходят за рамки располагаемых/доступных технологических и финансовых ресурсов даже без санкций) и не столь сильно обременяет компанию Газпром (у нее есть три действующих Арктических шельфовых проекта, один планируется вводить, большая часть затрат произведена, технологических и финансовых ресурсов на разработку этих проектов должно хватить).

Инвестиционный режим недропользования: два подхода

Еще одним существенным фактором, оказывающим влияние на разработку шельфовых проектов, оказываются, помимо низких цен на нефть, технологических и финансовых санкций, институциональный режим их освоения, иначе говоря, инвестиционный режим недропользования, в рамках которого осуществляется разработка нефтегазовых проектов на шельфе, в том числе Арктическом.

Освоение Арктики является весьма капиталоемким и высоко рискованным предприятием. Поэтому в трехзвенной структуре цены (издержки, налоги, прибыль) величина первого и третьего компонента у Арктических проектов, по определению (в рамках экономической, но не фискальной логики), будет выше по сравнению с другими нефтегазодобывающими проектами. Издержки – поскольку именно Арктические (особенно глубоководные) проекты находились бы на правом краю восходящей ветви «кривой предложения», ибо именно они замыкают (по уровню издержек) прогнозный баланс нефтеснабжения. Прибыль – поскольку повышенная норма прибыли в рамках нормального инвестиционного климата и нормальной налоговой системы должна соответствовать (компенсировать) более высокий уровень коммерческих и некоммерческих рисков, связанных с реализацией инвестиционных проектов этой категории.

Налоговый компонент, поэтому, может оказаться как определяющим, так и замыкающим элементом в такой трехзвенной структуре цены.

Налоговый компонент может оказаться определяющим элементом в структуре цены, если, как сегодня в России, в стране выстроена негибкая унифицированная система налогообложения, которая, после покрытия издержек и уплаты налогов, может не оставить инвестору-недропользователю достаточной (приемлемой с учетом рисков) нормы прибыли на вложенный капитал, или вообще оставить его без прибыли. Такая система выстроена в идеологии фискальной, краткосрочной бухгалтерской логики, описывается термином *short-termism*, препятствует экономическому развитию. А так как инвесторы-недропользователи в прямом смысле слова «закапывают деньги в землю» на длительный срок (из-за высокой капиталоемкости недропользовательских проектов сроки их окупаемости высоки, а требование эффективного освоения залежей требует соблюдения максимально эффективного темпа отбора (*MERR*), что является обоснованием длительных – в несколько десятилетий – периодов разработки и, значит, жизненных циклов инвестиционных проектов традицион-

ных (не сланцевых) месторождений), то они являются наиболее уязвимыми к разнообразным коммерческим, но особенно некоммерческим рискам, поскольку за период инвестиционного цикла одного крупного недропользовательского проекта может смениться несколько избирательных циклов. При таком подходе, возможности экономического стимулирования заключаются преимущественно (исключительно) в индивидуальных (групповых) изъятиях из общего инвестиционно-запретительного режима налогообложения. При этом, доминирующим в оценке целесообразности изъятий служит бухгалтерская величина «выпадающих доходов», то есть недополучение налоговых поступлений против посчитанных на бумаге «виртуальных» доходов бюджета за счет налоговых отчислений) вне зависимости от того, будут ли привлекательными для освоения те или иные инвестиционные проекты (в рамках «мотивационной экономики»), будущие налоговые поступления от которых уже посчитаны фискальными ведомствами и заложены в бюджет. Поэтому стимулирование освоения инвестиционных проектов рассматривается через призму первоочередных «потерь» бюджета при создании такого рода стимулов, без которых не произойдет расширение налоговой базы.

Налоговый компонент может оказаться замыкающим элементом в структуре цены, если в рамках инвестиционно-привлекательного режима недропользования (о котором ниже) будет построена дифференцированная налоговая система, причем с двойной дифференциацией: (а) межпроектной, учитывающей разные горно-геологические и природно-климатические условия разных недропользовательских проектов, и (б) внутрипроектной, учитывающая не только характер кривой добычи при разработке любого месторождения, но и динамику кривой движения финансовых средств (DCF/NPV) при его разработке. В этом случае налогообложение будет выстроено по финансовому результату, то есть с учетом экономической динамики проекта, а не по сегодняшнему изъятию фиксированного объема платежей с каждой тонны нефти, вне зависимости от того, на какой фазе добычи и из какого именно проекта добыта эта тонна. При таком подходе инвестиционный режим недропользования (и его налоговая компонента) будет изначально выстроен как инвестиционно-привлекательный, не требующий ни односторонних, ни каких-либо иных изъятий, ибо его механизм будет изначально нацелен на достижение оптимального распределения ресурсной ренты между государством-собственником недр и недропользователем по каждому инвестиционному недропользовательскому проекту.

Статья 12 закона «О недрах» в его первой версии (от 21.02.1992 г.), которым в России было введено срочное и возмездное пользование принадлежащими государству недрами, закрепила положение о множественности инвестиционных режимов недропользования в России. Она устанавливала возможность правоотношений между государством-собствен-

ником недр и инвестором-недропользователем на основе:

- лицензии - административное право плюс унифицированная система налогообложения,
- концессии - гражданское право плюс унифицированная система налогообложения,
- соглашений о разделе продукции (СРП) - гражданское право плюс индивидуализированная – от проекта к проекту и внутри каждого проекта в рамках его жизненного цикла – система налогообложения.

Конкуренция между недропользовательскими инвестрежимами давала бы возможность российским и иностранным компаниям выбирать, голосуя своими деньгами, наиболее эффективный из них (в терминах «дисконтированные затраты-риски-выгоды»), а государству понимать, какой из режимов требует дальнейшего совершенствования для повышения его привлекательности в целях поощрения и защиты инвестиций и расширения, тем самым, базы налогообложения в стране со всеми вытекающими положительными прямыми, косвенными и мультиплекативными эффектами.

Однако налоговая реформа для нефтяной отрасли образца 2001-2003 г. - принятие Законов 126-ФЗ 2001 г. (о введении НДПИ) и 65-ФЗ 2003 г. (о внесении дополнения в часть вторую Налогового кодекса РФ..., а де facto - об «убиении» режима СРП и множественности режимов недропользования в стране) фактически положила конец (но хочется верить, что лишь прервала на время) развитию концепции множественности инвестиционных режимов недропользования в России и дифференциации нефтегазового налогообложения.⁵¹ Закон 65-ФЗ был направлен на отказ от множественности инвестиционных режимов в российском недропользовании и нефтегазовой отрасли путем фактического запрета на применение в стране легализованного к тому времени законом «О соглашениях о разделе продукции» (1996 г.) инвестиционно-привлекательного режима СРП – альтернативного лицензионному.

Когда Комитет по недропользованию Госдумы в 1997 г., в период разработки подзаконных актов к закону «О СРП», провел опрос нефтегазовых компаний с целью выяснить, какое количество инвестиционных проектов в сфере недропользования (действующих или потенциальных) они хотели бы разрабатывать на условиях СРП, общий список таких проектов достиг (превысил?) 250, включая желание компаний перевести значительную часть действующих лицензионных согла-

⁵¹ А.А. Конопляник. Реформы в нефтяной отрасли России (налоги, СРП, концессии) и их последствия для инвесторов. – М.: «Олита», 2002, 217 с.

⁵² Е.А. Дьячкова. Экономическое регулирование нефтегазовой отрасли в постсоветской России. М.: ООО «ГеоИнформМарк», 2011, 238 с.

шений на СРП. Ужаснулись сначала налоговые ведомства, а затем и тогдашнее Минэкономразвития, которому в 2000 г. были переданы функции уполномоченного государственного органа по СРП. Где взять такое количество высококвалифицированных государственных специалистов для проведения переговоров с компаниями-потенциальными недропользователями по определению и закреплению в СРП пропорций распределения монетизируемой ресурсной ренты? Ведь пропорции должны быть оптимальны для компаний-недропользователей и государства-собственника недр, а значит индивидуальны для каждого недропользовательского инвестиционного проекта...

Поэтому в выборе между эффективностью распределения монетизируемой ресурсной ренты (что обеспечивается только индивидуализированной системой налогообложения) и простотой налогового администрирования был выбран второй путь. Был введен НДПИ с плоской шкалой со всеми его плюсами для налогового ведомства (простота расчета и удобство для мытаря) и минусами для страны, ибо режим НДПИ - это инвестиционно-запретительный налоговый режим, ведущий к форсированной отработке лучших, и к отказу от разработки и средних и мелких месторождений, экономика которых хуже из-за анти-«эффекта масштаба», к более раннему прекращению рентабельной разработки разрабатываемых месторождений. Опять возобладали не долгосрочные интересы государства, для реализации которых надо было, помимо прочего, начать заниматься подготовкой специалистов, в том числе грамотных переговорщиков, а краткосрочные интересы отдельных ведомств.

Унифицированная система, в основе которой лежит НДПИ с плоской шкалой, устанавливает единую планку оборотного (то есть с валовой выручки) налога вне зависимости от:

1. индивидуальных характеристик отдельных инвестиционных проектов в сфере добычи с различными горно-геологическим и природно-климатическими условиями (то есть с разными количественными параметрами дифференциальной ренты 1 и 2 – по «плодородию» и «по местоположению», если вспомнить старину Маркса) и
2. динамики движения финансовых средств (дисконтированных денежных потоков – затрат и выручки) в ходе разработки месторождения, то есть без учета разнонаправленной динамики и масштабов, расположения пиков, протяженности криевых затрат и выручки при освоении любого нефтегазового месторождения или проекта, состоящего из группы месторождений. НДПИ - это бухгалтерская арифметика, чисто бухгалтерский подход, при котором облагается налогом валовый доход корпорации (точка отсчета – средняя температура по больнице).

Один из авторов является длительным убежденным противником унифицированной системы налогообложения в нефтегазовой отрасли, построенной, как сегодня в России, на НДПИ с плоской шкалой и таможенной пошлине,⁵³ так как считает, что такой режим не создает спектра возможностей для нахождения государству-собственнику недр и инвестору-недропользователю оптимального распределения ресурсной ренты, индивидуального для разных недропользовательских проектов с разными природно-климатическими и горно-геологическими условиями. По этой причине он давно ратует за множественность инвестиционных режимов недропользования в России, которая была изначально предусмотрена законом «О недрах» в его первой редакции от 21.02.1992 (ст. 12). По его мнению, матрица инвестиционных режимов недропользования в России (своего рода «инвестиционное меню») может включать:⁵⁴

1. Стандартный лицензионный режим, включающий (а) административное право, при котором государство всегда «выше» по своему правовому статусу в рамках недропользовательского проекта в системе отношений «суверен - агент», чем инвестор, поэтому диктует ему свои условия, и (б) унифицированная система налогообложения, не учитывающая дифференциацию по природным, а значит и по экономическим, условиям различных недропользовательских инвестиционных проектов;
2. Лицензионный режим с изъятиями по отдельным проектам, территориям. Этот режим лучше, чем предыдущий, ибо дает возможность методами «ручного управления» (путем односторонних временных индивидуальных льгот, например времененным понижением налоговых ставок или сокращением номенклатуры налоговых платежей, вплоть до полного отказа от них на период) предоставить возможность отдельным инвестиционным проектам преодолеть порог рентабельности. Плох он тем, что льготы, выделяемые государством в одностороннем порядке в рамках такого административно-правового режима недропользования, оно же (государство-собственник недр) может с легкостью и забрать, имея отличное от компании-недропользователя представление о «приемлемой» для последнего экономике проекта;

⁵³ См., например: А.Конопляник. Реформы в нефтяной отрасли России (налоги, СРП, концессии) и их последствия для инвесторов. – М.: «Олита», 2002, 217 с., и другие публикации автора на эту тему на его сайте www.konoplyanik.ru

⁵⁴ См., например: А.Конопляник. Множественность инвестиционных режимов в российском недропользовании: миф или отложенная реальность? – в кн.: «Влияние изменений налоговой политики на развитие нефтяной отрасли (Круглый стол)», (с.5-44, 63-64). - ИНП РАН. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А.С.Некрасова), 135-е заседание от 27.11.2012. – Изд-во ИНП РАН, М.: 2013, 64 с.; “Multiple Investment Regimes for Russian Subsoil Resources: Work in Progress or Utopia?” (Chapter 2, pp.29-60). – in: Foreign Investment in the Energy Sector: Balancing Private and Public Interests. Edited by Eric De Brabandere, Leiden University, and Tarcisio Gazzini, VU University Amsterdam. – Brill-Nijhoff, Nijhoff International Investment Law Series, June 2014, xxvi+286 pp., и другие публикации автора на эту тему на его сайте www.konoplyanik.ru

3. Режим соглашений о разделе продукции (СРП), сочетающий (а) гражданско-правовой режим недропользования и (б) индивидуализированную систему оптимального распределения монетизируемой ресурсной ренты за полный срок разработки месторождения между государством-собственником недр (сувереном) и компанией-недропользователем (агентом). Именно гражданско-правовая система недропользования (равные права и встречная ответственность сторон по соглашению в рамках системы правоотношений «суверен - агент») обеспечивает возможность переговорного, то есть доказательно-соревновательного, установления сторонами механизма обеспечения максимизации извлечения и оптимального распределения монетизируемой ресурсной ренты за полный срок разработки месторождения.
4. Концессионный режим (гражданское право и унифицированная или с изъятиями, как в двух типах лицензионного режима, налоговая система). Привлекательность для инвестора такой схемы заключается в неизменных налоговых условиях в течение срока реализации всего проекта, что позволяет просчитать экономику проекта и снижает ее неопределенность.

Однако, сегодня для освоения Арктического шельфа государство выбрало путь индивидуальных изъятий (таблица 6) в рамках общего запретительного инвестиционного режима недропользования в стране, построенного на основе унифицированной системы налогообложения. О том, что этот режим запретительный, свидетельствует хотя бы тот факт, что на долю «новых» месторождений, введенных в эксплуатацию в России в течение последних пяти лет, приходится лишь 8% добычи нефти в стране в 2014 г.⁵⁵ Разнообразные льготы вводятся индивидуальными Правительственными решениями, начиная с 2006 г., и, по меткому выражению Е.Дьячковой, имеют характер «хаотичной дифференциации»⁵⁶.

При освоении Арктического шельфа, на наш взгляд, мы неизбежно вернемся к необходимости реанимации режима СРП, поскольку этот инвестиционный режим дает возможность государству-собственнику недр и инвестору-недропользователю в рамках переговоров между собой договориться (в рамках состязательно-доказательной процедуры, и закрепить затем достигнутые договоренности в юридически-обязывающем СРП) о том оптимальном распределении монетизируемой ресурсной ренты, при котором государство получает максимальную ее часть за вычетом доли инвестора, которая обеспечивает приемлемую для последнего норму рентабельности с учетом всех его рисков. Именно в результате доказательного состязания сторон может быть обеспечен баланс их интересов. Понятно, что для этого по обе стороны перего-

⁵⁵ К.Симонов. Не наступить на нефтяные грабли. – «Российская газета», 08.10.2015

⁵⁶ Е.А. Дьячкова. Экономическое регулирование нефтегазовой отрасли в постсоветской России. М.: ООО «ГеоИнформМарк», 2011, 238 с.

ворного стола должны находиться квалифицированные специалисты. Если государство считает, что у него нет такого количества квалифицированных специалистов для обеспечения всех соответствующих переговорных процессов, то для этого (чтобы обеспечить недостающее их число) можно использовать приглашенных зарубежных специалистов, заплатив им из будущей доли дополнительной прибыли от реализации проданной нефти (полученной за счет оптимизации распределения монетизируемой ресурсной ренты). Государство в таком случае оказывается в выигрыше, потому что на оплату специалистов пойдет лишь часть дополнительной прибыли, полученной с их помощью (дополнительная прибыль перекрывает затраты).

Сегодня на условиях СРП разрабатываются только два шельфовых проекта («Сахалин-1» и «Сахалин-2» - см. таблицу 1), остальные – на условиях лицензионного режима с изъятиями, см. таблицу 5. Проведенное нами сравнение двух шельфовых проектов с одинаковыми (сходными) природными и технологическими условиями, но разными институциональными режимами освоения (лицензионный и СРП) показало, что рукотворный анти-инвестиционный лицензионный режим недропользования оказывает на освоение соответствующих Арктических шельфовых проектов негативный (тормозящий) эффект не меньший, чем сегодня оказывают санкции. То есть мы и без санкций сами можем затормозить любое развитие...

Освоение Арктического шельфа: влияние институциональных режимов

Мы сравнили два проекта: «Сахалин-2» (первая фаза - освоение Пильтун-Астохского нефтяного месторождения/ПА-1) и Приразломное. Оба проекта демонстрируют сходные природные условия и технологии освоения (в обоих проектах фактически используется технология «искусственного острова», где в качестве последнего применяется металлическая стационарная гравитационная платформа - металлический кессон – рисунок 20) – но разные экономические результаты. Сходные условия, но принципиально разные сроки ввода в эксплуатацию.

Срок ввода Приразломного в эксплуатацию: от выдачи лицензии до первой нефти прошел 21 год, от начала работ - 10 лет. Для первой фазы освоения проекта «Сахалин-2» (для Пильтун-Астохского) сроки много меньше: от подписания соглашения до первой нефти прошло 5 лет, но поскольку СРП было подписано в 1994 г. с отложенной датой вступления в силу (до принятия закона «О СРП», что произошло в 1996 г.), то от вступления соглашения в силу до первой нефти прошло всего 3

года. Разница более чем существенная. На наш взгляд, выбор инвестиционного режима сыграл здесь первостепенную ключевую роль. Второй ключевой фактор – это структура консорциума.

Природные условия обоих проектов сходные. На Приразломном минимальная температура воздуха – минус 48 С°; погодное окно (свободное ото льда Печорское море) - 4 месяца в году; ледовые условия 9-10 баллов. На Пильтун-Астахском месторождении - минимальная температура воздуха – минус 42-44 С°; погодное окно (свободное ото льда Охотское море) - 6 месяцев в году; ледовые условия 9-10 баллов.

Глубины вод и удаленность от берега у обоих проектов не отличаются принципиально: Приразломное - глубина воды 19-20 м, удаленность от берега 60 км, Сахалин-2 (ПА-1) – глубина воды 32 м и 16 км удаленность от берега. То есть большая удаленность от берега в одном случае компенсируется (уравновешивается) меньшими глубинами воды, и наоборот.

Технологические схемы проектов Приразломное и Сахалин-2 (первая фаза освоения) похожи и могут характеризоваться как стационарная гравитационная платформа, выполняющая функцию искусственного острова (палубное основание, поставленное на металлический кессон, который и выполняет функцию искусственного острова - вместо насыпного, намывного, намороженного, используемых на более мелких глубинах вод, например, в море Бофорта).

Размеры искусственных островов (стационарных гравитационных платформ) в обоих случаях близки: Приразломное - металлический кессон 126x126м, Сахалин-2 (ПА-1) - металлический кессон 111x111м. Оба металлических кессона изготовлены в России: для Приразломного – компанией Росшельф в Северодвинске в 1995-2002 гг., для Сахалина-2 (ПА-1) - Комсомольске-на-Амуре.

Палубные основания в обоих случаях импортные, бывшие в употреблении (приобретенные на вторичном рынке и впоследствии модернизированные), прошедшие полный эксплуатационный цикл в своей «предыдущей жизни». В случае Приразломного проекта используется в качестве палубы бывшая в эксплуатации на месторождении Хаттон в английском секторе Северного моря, то есть изначально спроектированная для эксплуатации в НЕледовых условиях, первая в истории полупогружная платформа на натяжных тросах (TLP). В итоге, платформу пришлось подвергнуть глубокой (на 90%) модернизация, отсюда перерасход средств и т.п. При этом, что интересно, идею купить платформу Хаттон из Англии

предложила Роснефть (в период ее короткого пребывания в совместном с Газпромом предприятии ЗАО «Севморнефтегаз), которая вышла из проекта в связи с возникшими проблемами с платформой. Платформа рассчитана на 36 скважинных окон.

В случае проекта «Сахалин-2» (ПА-1) верхнее основание с вторичного рынка – это бывшая в эксплуатации в ледовых условиях (в море Бофорта) платформа Моликпак, модернизированная в Ю.Корее для использования на Сахалине и поэтому подвергшаяся меньшей модернизации. Рассчитана на 32 скважинных окна, таблица 7.

Здесь сходства кончаются. Далее начинаются различия. Главное из них – лицензионная система (Приразломное) против СРП (Сахалин-2) и вызванные этим различием «эффекты домино», таблица 8.

Трех-четырехкратный разрыв в сроках выхода проектов на начало добычи во многом объясняется тем, что механизм СРП (Сахалин-2) обеспечивает гарантированную рентабельность освоения месторождений при разной ценовой конъюнктуре на рынке нефти (напомним: начало реализации проекта «Сахалин-2» пришлось на период низкой ценовой конъюнктуры на мировом рынке нефти в рамках четвертого этапа его формирования), а лицензионная система (Приразломное) требовала длительной борьбы инвесторов-недропользователей за налоговые льготы, без которых проект не мог быть рентабельным, а значит, не мог привлечь иностранного партнера, обладающего технологиями, финансами, управленческими знаниями и умениями. Не зря ведь целых 10 лет, с момента выдачи компании Росшельф лицензии на два месторождения (Приразломное и Штокмановское)⁵⁷, работы по реализации проекта фактически пробуксовывали. Начало добычи на проекте в 2013 г. пришлось на период высоких цен (пятый этап развития мирового рынка нефти), а начало практических работ на нем в 2003 г. – на начало длительного периода их роста, сформировав ожидания положительной рентабельности не за счет улучшения инвестиционного режима и налоговой системы в стране, а за счет того, что рост цен (ценовая рента) компенсирует неэффективность и неблагоприятность и того, и другого.

В итоге, в случае Приразломного проекта попытки формирования консорциума с целью сложения компетенций разных его участников так и не увенчались успехом. Этому, на наш взгляд, препятствовали долгое время неясные экономические

⁵⁷ Оставим в стороне вопрос о правовых основаниях и соответствии законодательной процедуре факта и механизма выдачи лицензий на право пользования недрами этих двух месторождений только что образованной компании Росшельф.

перспективы проекта, не мотивировавшие потенциальных участников консорциума к вхождению и/или к закреплению в его составе. Участником проекта в итоге осталась лишь дочка Газпрома - компания Газпром нефть, таблица 8.

В случае же проекта «Сахалин-2» устойчивая экономическая конструкция проекта, обусловленная механизмом СРП, явилась предпосылкой для быстрого формирования эффективной структуры консорциума – проектной компании «Сахалинская энергия», в рамках которой были объединены различные компетенции ее участников.

Вторая причина различий между проектами Приразломное и Сахалин-2, вызвавшая столь большой разрыв в сроках выхода проектов на начало добычи, – это состав проектных консорциумов. В структуре обоих консорциумов-недропользователей (ЗАО «Росшельф» и «Сахалинская энергия») изначально были заложены конфликты интересов (между производителями оборудования и его потребителями, но в случае Росшельфа еще и между разными компаниями-потенциальными соискателями лицензий на шельфе), но разрешение этих конфликтов (в условиях разной ясности экономических перспектив проектов) потребовало большего времени в случае «Приразломного» (лицензионная схема разработки) по сравнению с «Сахалином-2» (СРП).⁵⁸

В проекте «Приразломное» с участием компании «Росшельф» глубинный конфликт интересов между производителями оборудования и его потребителями был заложен изначально при ее создании. ЗАО "Российская компания по освоению шельфа" (АО "Росшельф") была создана Указом Президента РФ Б.Н.Ельцина в начале 1992 г. Основными направлениями деятельности Компании являются:

- освоение перспективных нефтегазовых месторождений на шельфе арктических морей России, включая поиск, разведку и обустройство месторождений, добычу, транспортировку и переработку углеводородов, продажу сырья и продуктов переработки;
- организация производства ледостойких нефтегазодобывающих платформ, нефтегазового оборудования, судов усиленного ледового класса на конверсируемых предприятиях оборонного судостроительного комплекса Северо-Западного региона России для освоения перспективных морских месторождений нефти и газа;
- разработка новых перспективных технологий для разведки и добычи полезных ископаемых в условиях Арктического

⁵⁸ Подробное описание истории трансформации консорциумов в обоих случаях не является предметом настоящей работы.

шельфа.⁵⁹

Учредителями компаний в соответствии с Распоряжением Правительства РФ (май 1992 г.) являются следующие юридические лица: РАО "Газпром", РНЦ "Курчатовский институт", ПО "Севмашпредприятие", ЦКБ МТ "Рубин", ДОАО "Гипроспецгаз", ЦНИИ им. акад. А.Н.Крылова, АО ВНИИГаз, Фонд имущества Архангельской области, Комитет по управлению госимуществом Мурманской области, ЦКБ "Титан", АО "Северсталь", АО "Архангельскгеологодобыча", ЦНИИ КМ "Прометей", ОАО ВНИПИморнефтегаз, НИИморгеофизики, СПМБМ "Малахит", АО "Ижорские заводы", АО "Кировский завод", АО "Лазурит", *рисунок 21.*⁶⁰

По сути, Компания Росшельф была создана для предоставления возможности потерявшим значительную часть военных заказов в начале 1990-х гг. судостроительным предприятиям Северодвинска (в первую очередь – атомного судостроения) получить новые конверсионные заказы – на сей раз для обустройства нефтегазовых шельфовых месторождений. Ведь в то время бытовала расхожее и упрощенное представление, что технологии производства подводных лодок (чем, как известно, занималось и занимается ПО «Севмашпредприятие» в Северодвинске) и свайных стационарных металлических нефтегазовых платформ⁶¹ во многом, якобы, схожи – в обоих случаях в основе технологических процессов лежит-де производство трубных конструкций большого (платформы) или очень большого (подводные лодки диаметра). У государства не было достаточных средств в тот период, чтобы поддержать потерявший военные заказы Северодвинск (Росшельф) деньгами, поэтому ему передали лицензию на два месторождения⁶², чтобы он под них смог привлечь партнеров (в том числе иностранных) для освоения этих месторождений, заказы на производство оборудования для которых были бы разме-

⁵⁹ <http://neftegaz.ru/catalogue/company/view/1041>

⁶⁰ Описание специализации компаний, организаций и учреждений – учредителей ЗАО «Росшельф» см., например: <http://www.nefte.ru/company/rus/rosshelf.htm>

⁶¹ По инициативе и при активном участии нашего великого ученого-ядерщика акад. Е.П.Велихова, «административный ресурс» которого сыграл в образовании Росшельфа одну из ключевых ролей. Е.П.Велихов – Президент ЗАО «Росшельф», которое зарегистрировано по адресу РНЦ "Курчатовский институт"

⁶² Возможно, в то время еще не было четкого понимания о неприемлемости технологических схем освоения на основе свайных металлических стационарных платформ для освоения Арктического щельфа, либо этот аргумент – о сходстве, похожести двух технологий (производство подводных лодок и свайных металлических нефтегазовых платформ) - мог использоваться для повышения иллюстративности аргументации в непрофессиональной аудитории в системе принятия решений.

⁶³ За пару месяцев до подведения итогов ТЭО проекта освоения этих же двух месторождений в рамках долгое время работавшего над ним на правовых основаниях консорциума иноfirm «Северное сияние»

щены в Северодвинске.⁶⁴

Газпром не сразу вошел в состав учредителей Росшельфа на подготовительном этапе его формирования (хотя на всех сайтах значится в качестве основного акционера Росшельфа). Одной из возможных причин могло быть предвидение потенциального конфликта интересов. Газпром как потребитель оборудования объективно заинтересован в высоком качестве по приемлемой (сопоставимой с зарубежными аналогами) цене, а Росшельф, как производитель оборудования, хотел получать более высокую цену при располагаемом качестве оборудования, которое он готов был производить.

Плюс к этому, компания Росшельф была образована на заре приватизации в постсоветской России. Поэтому на том этапе в нее были включены компании, которые впоследствии вошли в структуру других, конкурирующих с Газпромом, ВИНК. Например, "Архангельскгеологодобыча" вошла в состав Лукойла. Это привело к дополнительному внутреннему конфликту интересов: не только по линии «производители – потребители оборудования», но и между конкурирующими ВИНК, например, Газпром – Лукойл. Лукойл в течение долгого времени (пока безуспешно) пытается получить доступ к работам на шельфе, в частности на Арктическом, несмотря на то, что у него есть больший, чем у двух госкомпаний, опыт работы на шельфе - Балтийского и Каспийского морей, у него у первой российской компании построен и функционирует морской отгрузочный терминал в Варандее. Но по вопросу участия Лукойла в освоении Приразломного месторождения (лицензию на которое получил Росшельф при своем создании) как одного из акционеров Росшельфа мнение основного акционера Росшельфа – Газпрома, - видимо, было иным (что вылилось в корпоративный конфликт),⁶⁵ несмотря на наличие договора о сотрудничестве двух компаний.⁶⁶

⁶⁴ Специализация Росшельфа на производстве свайных платформ из металлоконструкций сохранилась до настоящего времени, при этом основная производственная база переместилась в Астрахань (см. интервью с гендиректором Росшельфа С.Штриковым. «Арктическое импортозамещение», 21.01.2015, <http://www.gazeta.ru/business/2015/01/21/6382437.shtml>)

⁶⁵ «...восемь мест в совете получили представители "Газпрома", а еще четыре достались представителям акционеров, на которых приходится в совокупности менее 15 проц. акций ЗАО. Раньше членами совета тоже были восемь сотрудников "Газпрома", но остальные места занимали представители АГД, "Северстали" и "Севмашпредприятия". Избрание представителей этих компаний в совет заблокировал "Газпром". По уставу "Росшельфа" члены совета избираются простым большинством голосов акционеров. То есть "Газпром", владеющий 51 проц. акций "Росшельфа", полностью контролирует итоги голосования. Акционеры "Росшельфа" недоумевают, почему их не пустили в совет...» («Генеральным директором ЗАО "Росшельф" избран начальник управления "Газпрома" Владимир Вовк», 14.04.2001, <http://www.finmarket.ru/news/130233>)

⁶⁶ См., например: "Газпром" решил вытеснить из ЗАО "Росшельф" других акционеров. <http://www.trusted-systems.ru/2002-02-08/2035>

На разрешение указанных внутрикорпоративных конфликтов интересов потребовалось время, что не способствовало быстрой реализации проекта. Фактически лишь в самом начале 2000-х конфликт внутренней структуры ЗАО «Росшельф» был разрешен путем консолидации управленческих решений в рамках Росшельфа в руках Газпрома.⁶⁷

Привлечь иностранные компании к участию в проекте также не удалось, см. рисунок 21 – оказались указанные две проблемы: внутренний конфликт интересов и то, что рентабельность проекта можно было добиться только при наличии индивидуальных льгот для проекта (за которые пришлось долго бороться) в рамках действующей налоговой системы.

С 1992 года по 2002 год ЗАО «Росшельф» осуществляло функции оператора по Штокмановскому газоконденсатному и Приразломному нефтяному месторождениям. После вхождения в состав основных акционеров компании ОАО «НК «Роснефть», см. рисунок 21 лицензии на разведку и разработку Штокмановского газоконденсатного и Приразломного нефтяного месторождений в 2002 году были переоформлены на дочернюю структуру - ООО «Севморнефтегаз». В связи с этим ЗАО «Росшельф» в 2002-2007 г. г. выполняла функции контроля над этими проектами в рамках Агентского договора, заключенного с ОАО «Газпром».⁶⁸ В настоящее время все внутрикорпоративные конфликты «консорциума» устранены – Газпром (его внучатая структура «Газпромнефть-шельф») осталась единственным участником «консорциума» по освоению Приразломного месторождения, см. рисунок 21.

Аналогичная проблема конфликтов интересов в Сахалине-2 решилась намного быстрее, хотя их там тоже было два и таких же, как в случае с Приразломным. Инициирован проект освоения Пильтун-Астохского и Лунского месторождений был в 1988 г. компаниями МакДermott (производитель оборудования) и Мицуи (маркетинг газа в Японии). В 1991 г. был проведен конкурс инофирм на освоение участков Сахалинского шельфа, победителями которого стал консорциум МММ (Маратон-МакДермот-Мицуи), рисунок 22. Маратон стал оператором проекта, ибо имел в то время опыт эксплуатации первого американского экспортного проекта СПГ в заливе Кука на Аляске (правда, в более «легких», условиях, чем на Сахалине, ибо в заливе Кука льды стационарные, а в зоне проекта «Сахалин-2» – подвижные). Конфликт интересов МакДермот vs Маратон (производитель vs потребитель оборудования) был быстро разрешен уходом МакДермота из

⁶⁷ Там же; «Генеральным директором ЗАО "Росшельф" избран начальник управления "Газпрома" Владимир Вовк», 14.04.2001, <http://www.finmarket.ru/news/130233>

⁶⁸ <http://rosshelf.ru/istoriya-kompanii>

проекта и приходом на его место компаний Шелл и Мицубиси. Но если последняя усилила сбытовую часть консорциума (теперь МММШ), то вхождение Шелл образовало в нем конфликт интересов между двумя операторами: действующим (Маратон, у которого был опыт поставок американского СПГ с Аляски в Японию) и потенциальным (Шелл, которая также была активным участником рынка СПГ и активно разворачивала операции с СПГ в Азии). В итоге Маратон ушел, Шелл остался и стал контролирующим акционером без конфликта интересов с Мицубиси.

Но после глобального скандала 2004 г., когда вскрылось примерно 20%-ное завышение компанией Шелл оценок доказанных извлекаемых запасов на ее балансе, что привело к резкому падению ее котировок, смене корпоративной структуры управления и высшего менеджмента, в стремлении поправить пошатнувшееся финансовое положение, компания попыталась вдвое увеличить затратную смету второй фазы освоения проекта «Сахалин-2», чтобы не переходить в распределении прибыльной нефти проекта на более благоприятные для государства пропорции раздела в рамках скользящей шкалы «раздела продукции» по СРП проекта «Сахалин-2». Это создало объективные предпосылки (хороший повод) для Газпрома к вхождению в проект (к чему компания давно стремилась), который к этому времени уже прошел наиболее рискованную фазу пика капиталовложений и вышел на генерирование положительных финансовых потоков. Одна из причин таких устремлений – гарантированная механизмом СРП положительная экономика проекта. К сожалению, был выбран путь «недружественного» вхождения Газпрома в корпоративную структуру проекта «Сахалин-2» с использованием довольно-таки «притянутых» экологических аргументов. Тем не менее, вхождение состоялось и сейчас Газпром проходит свою «кривую обучения» в рамках этого первого в России проекта СРП/СПГ, хоть и является мажоритарным акционером проекта (его драйвером остается компания Шелл).

На наш взгляд, быстрота и эффективность адаптации и оптимизации внутрикорпоративной структуры проектной компании «Сахалинская энергия» проекта «Сахалин-2» была обусловлена фактом реализации проекта на условиях СРП, гарантирующим его позитивную экономику без долгих и мучительных походов в государственные ведомства за индивидуальными налоговыми льготами, как в случае с Приразломным.

Итак, сопоставление двух Арктических шельфовых проектов - Приразломного (Печорское море) и первой очереди «Сахалин-2» (Охотское море), показало, что при прочих равных условиях множественность инвестиционных режимов дает больший положительный эффект для страны, чем применение единственного лицензионного режима недрополь-

зования с унифицированной налоговой системой, ибо предоставляет возможность при необходимости выбирать/использовать СРП, а не лицензионную систему. Этого требует высокая капиталоемкость и риски проекта на шельфе, что вызывает необходимость индивидуализированного/переговорного распределения монетизируемой ресурсной ренты для обеспечения инвестору-недропользователю приемлемой для него нормы рентабельности с учетом коммерческих и некоммерческих рисков (механизм СРП) вместо долгой, изнурительной и непредсказуемой по итоговому результату борьбы за индивидуальные льготы в рамках запретительного налогового режима. Как пишет Е.Дьячкова в отношении всех таких льгот (указанных в *таблице 6*), «...как показывает опыт сахалинских проектов, все эти льготы могли бы быть успешно заменены режимом СРП, позволяющим эффективно реализовывать даже самые рисковые проекты»⁶⁹. Гарантии позитивной экономики предопределяют более быструю оптимизацию внутрикорпоративной структуры проектной компании-недропользователя в случае консорциальной ее структуры.

Тормозом для разработки Приразломного месторождения являлись институциональные внутрироссийские проблемы. Поэтому использование лицензионной схемы вместо СРП имело в рассмотренном случае эффект (задержка ввода проекта в эксплуатацию), сопоставимый с санкционным.

Поэтому хочется надеяться, что наблюдаемая в настоящее время «хаотичная дифференциация» (по меткому выражению Е.Дьячковой) лицензионного режима с плоской шкалой налогообложения сменится множественностью инвестиционных режимов недропользования, включая СРП. Тогда институциональные режимы освоения шельфа будут факторами нетормозящими (как ныне лицензионный), а ускоряющими реализацию проектов (каковым является режим СРП), в том числе включая те сферы, где мы можем сегодня эффективно обходиться без помощи западных коллег.

Санкции и развики лицензионной политики для шельфа

Развилки в государственной лицензионной политике (политике недропользования) в отношении освоения Арктического шельфа (в результате «эффекта санкций», но также и падения цен на нефть) представляются следующими:

1. Либо государство смягчает требования лицензионных соглашений по освоению Арктики, в ответ на санкции, чтобы сохранить лицензии у Роснефти и Газпрома (господдержка госкомпаний),

⁶⁹ Е.А. Дьячкова. Экономическое регулирование нефтегазовой отрасли в постсоветской России. М.: ООО «ГеоИнформмарк», 2011, 238 с. (с.172).

2. Либо оно сохраняет в неизменности условия действующих лицензионных соглашений по освоению Арктического шельфа, что сделает затруднительным для Газпрома и Роснефти выполнение их обязательных условий в результате/ под действием санкций, с дальнейшей последовательностью действий в соответствии с российским законодательством о недропользовании.

В первом случае (господдержка госкомпаний), чтобы поддержать их финансовое состояние с целью сохранения ими темпов освоения месторождений, иной производственной деятельности, можно было бы облегчить госкомпаниям доступ к средствам Фонда Национального Благосостояния (ФНБ), предоставить им дальнейшие налоговые льготы и т.п. Это первый срез поддержки. В СМИ довольно много примеров, что обе госкомпании (впрочем, не только они) рассчитывали на существенную помощь государства своим проектам по этой линии⁷⁰, но государство здесь заняло довольно жесткую позицию, ограничившись селективной, точечной поддержкой лишь наиболее важных проектов (например, проекта «Ямал СПГ» компании Новатек, получивший доступ к средствам ФНБ).

Второй срез поддержки - отложить даты начала добычи в рамках действующих лицензионных соглашений, смягчить обязательные программы работ (ОПР) по ним, пересмотреть некоторые наиболее жесткие ограничения по работам на шельфе. Здесь налицо движение государства навстречу компаниям. Прошла корректировка ОПР по лицензиям «Роснефти» и «Газпрома» на шельфе – перенос сроков бурения в 2015 г. на 2-3 года: у Газпрома по пяти лицензиям, у Роснефти – по восьми, хотя компания запрашивала перенос сроков ОПР по десяти лицензиям, таблица 9.

Скорректированные планы по бурению представляют своеобразную «компенсационную во времени» корректировку, см. рисунок 23: они существенно уменьшают количество разведочных скважин (на 22), которые необходимо пробурить в 2015-2017 гг., но соответственно увеличивают (на 20) объем бурения разведочных скважин в 2019-2021 гг., а планы на 2023 г. так и вовсе увеличивают на семь дополнительных разведочных скважин. То есть налицо не сдерживание, а предписываемое ускорение освоения Арктического шельфа через 6 лет. Похоже на совпадение сроков с заданными по программе импортозамещения целевыми параметрами снижения зависимости от импорта через шесть лет, см. таблицу 4, реалистичность которых мы поставили под сомнение. Или ожидание отмены санкций и возвращения к прерванному

⁷⁰ См., например: Е.Киселева, К.Мельников. «"Роснефть" восстала против Запада. Компания подготовила программу ответа на санкции». Газета "Коммерсантъ" №197 от 29.10.2014, стр. 1, <http://www.kommersant.ru/doc/2600072>

сотрудничеству с инофирмами к этому времени. Однако, без него скорректированные программы бурения могут привести к дефициту оборудования. Зам. Министра природных ресурсов Д.Храмов 29 сентября 2015 г. на конференции «Нефть и газ Сахалина» сообщил, что Россия своими силами сможет обеспечить только сейсморазведочные работы. А для бурения недостаточно отечественного оборудования. Замдиректора департамента добычи и транспортировки нефти и газа Минэнерго А.Ерков на конференции по шельфу в Санкт-Петербурге 16 сентября 2015 г. заявил, что в России вскоре можно будет наблюдать дефицит шельфового бурового оборудования. Дефицит плавучих буровых установок (ПБУ) при выполнении лицензионных обязательств российских добывающих компаний может составить более 20 единиц в условиях санкций и отсутствии собственного производства.⁷¹

Пересмотр ограничений по доступу к шельфу имеет интересную развику. Общеизвестно длительное стремление компании Лукойл получить доступ к ресурсам Арктического шельфа, но дискуссия о либерализации доступа к этим ресурсам все еще продолжается без видимого вектора ее возможного решения – мнения различных государственных ведомств разделились.

Курирующий вопросы недропользования Вице-Премьер А.Хлопонин, в развернутом интервью в июне 2015г. в ответ на вопрос, что «считается, что госкомпании по-разному смотрят на отмену монополии на шельф и что Газпром не так сопротивляется, как Роснефть», высказался так: в вопросе «о допуске к шельфу частных компаний ... очень много минусов и подводных камней. С чем они сюда придут, с какими технологиями? Чем они в этой части отличаются от «Газпрома» и «Роснефти»? Где они возьмут деньги на освоение шельфа?» Но если компания Лукойл (понятно, что речь в первую очередь идет о ней), по мнению Вице-Премьера, и не лучше двух госкомпаний с точки зрения доступа к технологиям и финансовым ресурсам, то, по-видимому, и не хуже. Зато уменьшение нагрузки на каждую компанию (если число компетентных недропользователей на щельфе разумно увеличится) расширит коридор таких возможностей для каждой из них.

Отвечая дальше на конкретный вопрос об устремлениях на шельф компании Лукойл («Тему доступа к шельфу активно поднимает владелец Лукойла В.Алекперов. Он 5 лет говорит о статусе национальной компании, о доступе к шельфу...»),

⁷¹ «Минприроды перенесло сроки бурения на шельфе России на 2-3 года», 29.09.2015, <http://neftegaz.ru/news/view/141919>

⁷² «Александр Хлопонин — РБК: “Я за то, чтобы запреты остались” (интервью Вице-премьера РФ Александра Хлопонина)». РБКdaily, 7.06.2015, <http://www.rbc.ru/interview/economics/17/06/2015/55814e749a79476a9b392848>

А.Хлопонин дополнительно заметил: «давайте, положа руку на сердце, признаем: одно дело мелкий каспийский шельф, который осваивает Лукойл, а другое – глубоководный шельф. Если, не дай бог, у тебя подо льдом прорвет трубу и нефть пойдет наверх, стоимость страховки будет «мама, не горюй». Он [В.Алекперов] никогда не работал на таких глубоких шельфах», что верно.⁷³ Как верно и то, что не работали на глубоководных Арктических шельфах ни Роснефть с Газпромом, ни какая-либо иная компания в мире, а не только Лукойл. Поэтому если вести речь об высказанных Вице-Премьером соображениях, то они, скорее, являются поводом, а не причиной, отражая пока все еще неустоявшийся калейдоскоп мнений по вопросу о либерализации доступа к ресурсам шельфа, в котором не столько безусловные содержательные аргументы имеют вес, сколько, видимо, «административный ресурс» в Правительстве сторонников той или иной точки зрения, в частности – двух госкомпаний.

Понятно, что два сегодняшних ключевых критерия – госкомпания и 5-летний опыт – неидеальны: один ведет к монополизму с отягчающими для экономики государства последствиями, а второй весьма размыт.⁷⁴ Поэтому А.Хлопонин говорит: «Думаю, правильно сделать так, чтобы сегодня не было абсолютной монополии, чтобы была возможность консорциума, другим компаниям с российским капиталом или с доминирующим российским участием работать на шельфе. А теперь самый сложный вопрос, на который мы пока не можем найти единый ответ: какие должны быть критерии [допуска], какой входной билет? Дискуссии продолжаются до сих пор. ... Окончательное решение будет принято после согласования с В.Путиным с учетом позиций Совета Безопасности и Правительства».⁷⁵

Государство могло бы пойти и по иному пути (впрочем, пойти по нему еще не поздно и на более поздней стадии – не сомневаемся, что компании будут продолжать обращаться за дополнительными послаблениями в части исполнения обязательств по действующим шельфовым лицензиям). В том же развернутом интервью в июне 2015 г. А.Хлопонин говорит: «Президент поставил задачу провести актуализацию лицензионных соглашений. ... Есть базовое правило, которое определил Президент: «пересматривать лицензионные соглашения мы имеем право только с теми компаниями, которые

⁷³ «Александр Хлопонин — РБК: "Я за то, чтобы запреты остались" (интервью Вице-премьера РФ Александра Хлопонина)». РБКdaily, 7.06.2015, <http://www.rbc.ru/interview/economics/17/06/2015/55814e749a79476a9b392848>

⁷⁴ См. ссылку на аргументы Ю.Ампилова в начале доклада (Ю.Ампилов. Освоение шельфа Арктики и Дальнего Востока: проблемы и перспективы. – “[Russia] Offshore”, №4(6), ноябрь 2014, с. 8-15 (10)).

⁷⁵ «Александр Хлопонин — РБК: "Я за то, чтобы запреты остались" (интервью Вице-премьера РФ Александра Хлопонина)». РБКdaily, 7.06.2015, <http://www.rbc.ru/interview/economics/17/06/2015/55814e749a79476a9b392848>

полностью выполняют свои обязательства перед государством и не сорвали лицензионные соглашения».⁷⁶

Сохранение без изменений условий действующих лицензионных соглашений по освоению Арктического шельфа сделало бы затруднительным для Газпрома и Роснефти выполнение их обязательных условий под действием санкций и низкой ценовой конъюнктуры. В этом случае невыполнение ОПР вело бы к возврату лицензионных участков государству, переводу их в нераспределенный фонд недр с последующим выставлением вновь на конкурс/аукцион в некотором будущем времени.

Если при этом, в процессе такого обратного перевода (возврата участков в нераспределенный фонд недр) произойдет смягчение критериев доступа к освоению шельфа в результате продолжающейся правительственной дискуссии, результатом может стать расширение круга недропользователей шельфовых участков недр. Это приведет к сокращению количества лицензионных участков в портфеле каждой компании, значит, к уменьшению совокупной финансовой нагрузки на компании по их освоению, то есть к облегчению и удешевлению финансирования их освоения в будущем (компаниям будут претендовать на меньшие лимиты кредитования при обращении к банкам в рамках проектного финансирования разработки своих месторождений).

Именно по такому пути пошло, например, Правительство США, которое отказалось от прежних планов сдачи в аренду нефтегазоносных участков шельфа в своих территориальных водах в Арктике. Кроме того, американские федеральные власти отвергли запросы компаний Шелл и Статойл о приостановке действия уже заключенных ими ранее договоров аренды участков внешнего континентального шельфа США в регионе, чтобы таким образом по существу отодвинуть даты истечения данных соглашений, срок действия которых составляет десять лет. Что же касается требований Шелл и Статойл, то их удовлетворение "позволило бы (этим двум) компаниям сохранить договоры аренды в силе на срок больше первоначально установленного". Запрос Статойл касался арендованных ей участков в Чукотском море (договоры аренды истекают в 2020 г.), запрос Шелл - в Чукотском море и море Бофорта (договоры аренды истекают в 2020 г. и 2017 г. соответственно). С точки зрения МВД США (курирует вопросы недропользования), обе компании в том числе "не продемонстри-

⁷⁶ «Александр Хлопонин — РБК: "Я за то, чтобы запреты остались" (интервью Вице-премьера РФ Александра Хлопонина)». РБКdaily, 7.06.2015, <http://www.rbc.ru/interview/economics/17/06/2015/55814e749a79476a9b392848>

ровали приемлемого графика разведки и добычи в рамках (подписанных) договоров аренды".⁷⁷

Западный опыт нам, конечно, не указ, но принять его к сведению стоит.

Санкции и развики энергетической политики: выбор 1

Если перейти с уровня государственной лицензионной политики/политики недропользования (то есть с уровня оптимизации производства первичной энергии) на уровень государственной энергетической политики (что включает в себя оптимизацию в рамках всей цепочки формирования стоимости в энергетике - от добычи до конечного использования), то здесь развики представляется следующей:

1. сохранить неизменными приоритеты в энергетике, но стремиться преодолеть негативные эффекты санкций,
2. скорректировать приоритеты в энергетической государственной политике, исходя из санкционных ограничений.

При первом варианте развития будет сохраняться нацеленность на продолжение наращивания добычи в периферийных отдаленных районах (с целью генерирования в том числе связанных с освоением новых территорий мультиплексивных эффектов), но при этом будет наблюдаться стремление заместить англо-саксонские технологии и финансирование из иных источников.

Если замещение англо-саксонских технологий подразумевает замещение «западного» технологического импорта «восточным» (в частности, за счет вовлечения в шельфовые консорциумы компаний из стран, не присоединившихся к санкциям, вместо выбывших компаний из стран участвующих в санкциях),⁷⁸ то Китай, Индия и другие страны БРИКС недостаточно компетентны для замещения англо-саксонских производителей нефтегазового оборудования для освоения арктического шельфа, даже мелководного. Посещение одним из авторов завода по производству свайных металлических нефтегазодобывающих платформ в китайском г.Циндао навеяло параллели с увиденным им же на аналогичном заводе

⁷⁸ Так, 22 сентября 2015 г курирующий природопользование вице-премьер А.Хлопонин заявил, что Россия в ближайшем времени не сможет обеспечить импортозамещение на шельфовых разработках. Говоря о путях решения возникшей проблемы, А.Хлопонин посоветовал компаниям «обратить внимание на страны, которые не подвержены модной тенденции вводить санкции против РФ» («Минприроды перенесло сроки бурения на шельфе России на 2-3 года», 29.09.2015, Neftegaz.RU, <http://neftegaz.ru/news/view/141919>)

в Ардесье близ г.Инвернесс (Шотландия) 23 года назад, что неудивительно: Китай нацелен, в первую очередь, на освоение углеводородов на шельфе Южно-Китайского моря, природно-климатические условия которого подходят для использования платформ указанного типа, но принципиально отличаются от ледовых условий российской Арктики, даже прибрежной мелководной, где эти платформы неприменимы. То есть у Южно-Китайского моря больше сходства с морем Северным, чем у двух этих морей с российским Арктическим шельфом.

Поэтому привлечение к освоению шельфа китайских компаний, которые пока не замечены в опыте освоения Арктических акваторий или даже акваторий с сезонной ледовой обстановкой (как, например, северная мелководная часть Каспия, где накапливает опыт работы Лукойл), - правда располагают более широким доступом к финансовым ресурсам - ни в коей мере не означает наличие у них технологических достижений или обеспечение гарантий экологической безопасности освоения с их участием Арктических месторождений. В ходе дискуссии с участием Вице-Премьера А.Дворковича на Красноярском экономическом форуме в конце февраля 2015 г., на прямой вопрос модератора: «Мы готовы в стратегических сырьевых месторождениях или нефтеносных давать больше 50% ... иностранным, китайским инвесторам?», Вице-Премьер ответил, что «по стратегическим месторождениям пока таких запросов не было, может быть, потому, что наши китайские друзья понимают, что для нас на этом этапе комфортнее работать в партнерстве 50 на 50, или 51 на 49... И я думаю, что это взаимное психологическое понимание, что сейчас так лучше. Но если будет запрос, мы его будем серьезно рассматривать, и я политических препятствий на данный момент не вижу. Есть отдельная тема шельфов, где мы приглашаем китайских партнеров как миноритарных...»⁷⁹ То есть сегодня они могут выступать только в качестве миноритарных акционеров – но, по мнению Вице-Премьера, не потому, что непонятно, что они могут привнести в проекты, чего нет у Роснефти и Газпрома (как в случае с Лукойлом, по мнению другого Вице-Премьера), а в силу психологического комфорта. Видимо речь идет о финансах (ибо в Китае отсутствуют технологии для освоения Арктического шельфа, а предположение, что они будут закупать такие технологии для нас в рамках участия в наших шельфовых проектах, если развитие событий приведет к их вхождению в эти проекты, несколько утопично). Но о финансах речь пойдет ниже.

Так обстоит дело с замещением англо-саксонских китайскими компаниями. Индийские же компании пока набирают опыт работы на Арктическом шельфе, участвуя вместе с компанией Роснефть в проекте «Сахалин-1». Поэтому к ним можно

⁷⁹ См. С.Савушкин (редакционная статья). «Нефть и капитал, март 2015, №3, с.1.

отнести в полной или даже еще в большей мере слова А.Хлопонина, сказанные (по умолчанию) в адрес Лукойла («С чем они сюда придут, с какими технологиями? Чем они в этой части отличаются от «Газпрома» и «Роснефти»? Где они возьмут деньги на освоение шельфа?»).

Замещение западного импорта конкурентоспособным отечественным производством есть функция инвестиционного климата в отечественном машиностроении, то есть результат запуска в нем нового длинного инновационно-инвестиционного цикла в результате стимулирования НИОКР, снижения в нем налоговой нагрузки до рациональной (эффект «кривой Лэффера») и других мер, описанных выше. Важнейшим мотивационным эффектом для запуска и выхода на новый технологический уклад может стать смена философии экономической оценки привлекательности для государства долгосрочных капиталоемких инвестиционных решений: переход от фискальной «бухгалтерской арифметики» (расчет доходов-расходов по году, акцент на максимизацию ежегодных налоговых сборов) к базирующейся на комплексной оценке долгосрочных инвестиционных эффектов «экономике развития», то есть перенос оценки основных государственных доходов с прямых ежегодных налогов на совокупность прямых, косвенных и мультиплекативных эффектов. Однако падение цен на нефть привело к снижению бюджетных доходов и, как результат, создало мощные стимулы фискальным ведомствам к увеличению налогового бремени для компенсации недобора налогов за счет различных ухищрений (например, как в случае с последней налоговой новацией Минфина – за счет стремления изъять у нефтяников и газовиков так называемую «девальвационную прибыль» путем корректировки формулы НДПИ).⁸⁰

Как результат возникает еще одна (налоговая) развики для государства: продолжать стремиться увеличивать налоговые сборы (в первую очередь, с основных существующих плательщиков – нефтяников и газовиков) при низкой эффективности их использования или стремиться повышать эффективность использования финансовых (в первую очередь – бюджетных) средств, для хотя бы относительного сокращения потребности в налоговых сборах.⁸¹

⁸⁰ Конопляник. Нефтяники ответят за действия правительства и ЦБ – «Ведомости», 01.10.2015, <http://www.vedomosti.ru/opinion/articles/2015/10/02/611174-neftyaniki-otvetyat-deistviya-pravitelstva-tsbs> (Статья опубликована в № 3930 от 02.10.2015 под заголовком: «Налоговый маневр: Девальвация решений»); А.Силуанов. Брать или не брать. – «Ведомости», 06.10.2015, <http://www.vedomosti.ru/opinion/articles/2015/10/07/611748-brat-ili-ne-brat> (Статья опубликована в № 3933 от 07.10.2015 под заголовком: Минфин: Брать или не брать); А.Конопляник. Черная зависть: в чем нефтяники оказались виноваты перед правительством. – «РБК daily», 20.10.2015, <http://www.rbcdaily.ru/economy/562949997748640>

⁸¹ А.Конопляник. К повестке дня Президентской комиссии по ТЭК. – «Нефтегазовая Вертикаль», №20/2015, с.52-55

Стремление к замещению англо-саксонского финансирования можно рассматривать по двум направлениям. Первое – средства ФНБ. Но на них претендуют слишком много желающих (особенно «Роснефть», которая поначалу, сразу после введения санкций, предъявила заявочный лист чуть не на 60% средств Фонда). Однако Правительство расходует средства ФНБ жестко дозированно и заместить средствами Фонда «выпавшее» англо-саксонское финансирование у госкомпаний не получится. Коммерческое же кредитование из российских источников является запретительным по сравнению с утраченным англо-саксонским и несопоставимо с ним по располагаемым объемам и лимитам кредитования, *рисунок 24*.

Расчет на получение компенсационного финансирования с финансовых рынков Азии/стран БРИКС взамен «перекрытого» англо-саксами, скорее всего, связан с завышенными ожиданиями возможностей азиатских рынков и условий получения средств на них. Во-первых, получение заемного финансирования на рынках стран БРИКС обходится много дороже, чем на англо-саксонских рынках (см. *рисунок 24*). Во-вторых, располагаемые объемы азиатских финансовых рынков также меньше утраченных англо-саксонских. В-третьих, Китай (как и большинство других стран – потенциальных кредиторов) и его финансовые институты предпочитают работать в идеологии предоставления (навязывания) потенциальным заемщикам связанных кредитов (*рисунок 25*), то есть обязывать получателя кредитных ресурсов использовать их для приобретения товаров и услуг китайского же производства, для размещения заказов по их производству на китайских предприятиях и т.п. То есть цель предоставления кредитов – финансировать развитие экономики страны-экспортера капитала. Но как было показано выше, Китай не имеет опыта работы на шельфе в сложных природных условиях, поэтому где бы ни было размещено китайское производство (в России или в Китае) ждать от китайских компаний передачи технологии по освоению шельфа не приходится по причине отсутствия у них адекватных прорывных технологий и опыта работы в таких условиях. Максимум, чего можно будет ожидать – копирования существующих западных технологий работы на шельфе, то есть воспроизведения технологического отставания. Все это ведет к высоким затратам (риск невозврата капиталовложений) и экологическим рискам.

Следует отметить, что в постсоветской России использовались связанные кредиты для нефтяной отрасли, но то были связанные кредиты иного содержания, с иной целью и в иных условиях. Сегодняшние постсанкционные китайские связанные кредиты будут существенно отличаться от досанкционных, предлагавшихся, например, США и Японией для российской нефтяной отрасли на разных начальных этапах постсоветской истории (США – в начале, Японией – в середине 1990-х гг.).

Рамочное кредитное соглашение с Экспортно-импортным банком (Эксимбанком) США для нефтегазовой промышленности России 1992-1993 гг., *рисунок 26*, было заключено с целью обеспечения критического импорта (преимущественно для восстановления бездействующего фонда скважин) для заполнения финансово-технологической паузы, образовавшейся вследствие разрыва существовавших в СССР технологических цепочек после распада Советского Союза.

В середине/конце 1990-х связанные кредиты с Японией осуществлялись в рамках реализации сахалинских проектов СРП «Сахалин-1» и «Сахалин-2», поскольку в обоих проектах участвовали японские компании, *см. таблицу 1*, добытые энергоресурсы направлялись преимущественно на экспорт в Японию, а Японский банк международного сотрудничества (JBIC – аналог американского Эксимбанка) являлся участником проектного финансирования сахалинских проектов. В рамках данных связанных кредитов для реализации сахалинских проектов консорциумами банков с участием JBIC предоставлялись заемщикам (соответствующим проектным компаниям) конкурентные финансовые условия, а Япония располагала конкурентоспособными наличными технологиями, в первую очередь в области СПГ (Япония в то время была крупнейшим потребителем СПГ в мире). Кредитование осуществлялось по схеме, близкой к показанной на *рисунке 27*, на котором представлена финансовая концепция JBIC.

Современные связанные кредиты с Китаем для освоения Арктического шельфа⁸² (на которых он будет настаивать) поэтому являются вынужденной, более дорогой в финансовой части и неконкурентоспособной или даже непригодной для условий российской Арктики в технологической части альтернативой закрывшемуся англо-саксонскому долговому финансированию (в связи с прекращением сотрудничества с западными компаниями вследствие санкций), которое наши компании могли получать и с рынка в качестве несвязанных заемных схем. Поэтому связанные китайские кредиты нецелесообразны для потенциального финансирования перспективных российских Арктических шельфовых проектов по обоим параметрам: они чрезмерно дороги и под них у китайской стороны отсутствуют адекватные технологии.

И, наконец, еще один момент, который необходимо учитывать, рассматривая целесообразность замещения утраченного англо-саксонского финансирования азиатским, то есть оценивая сценарии сохранения присутствия на международном

⁸² В отличие, например, от китайского финансирования (где также будет, безусловно, высока доля связанных кредитов) развития в России сети высокоскоростных железнодорожных магистралей, в развитии национальной сети которых (и производстве оборудования для них) Китай находится на первом месте в мире.

финансовом рынке с большими объемами заимствований, ориентированными на поддержание досанкционных (или близких к ним) темпов освоения Арктики. За прошедший год под санкциями условия получения доступа к международным финансам для России и российских компаний стали в принципе существенно дороже, о каком бы финансовом рынке не шла речь. Во-первых, рядом последовательных шагов все три международных рейтинговых агентства понизили России суверенные кредитные рейтинги.⁸³ При этом два из них (Moody's и Standard & Poors/S&P) «уронили» нашу страну ниже водораздела между «инвестиционными» и «спекулятивными» рейтингами, в зону «мусорных» рейтингов, рисунок 28.

Кредитные рейтинги РФ были снижены во 2-м кв.2015 г. до рейтинга «Ba1» агентством Moody's и рейтинга «BB+» агентством S&P (на 1 шаг ниже минимального инвестиционного рейтинга); агентство Fitch снизило долгосрочный суверенный рейтинг России в иностранной валюте до минимального инвестиционного рейтинга «BBB-». Это означает, что, при прочих равных условиях, стоимость внешних заимствований стала для России, ее компаний и проектов на территории страны дороже, причем выросла не линейно, а опережающим ростом (такова закономерность роста стоимости заимствований с понижением суверенного рейтинга – см. рисунок 29).

Слабым утешением может служить тот факт, что в некоторых странах (например, на Украине) ситуация со снижением суверенных рейтингов еще хуже, см. рисунок 28.

Следует отметить также, что за прошедший год для стран с инвестиционными кредитными рейтингами (то есть выше уровня «BBB-») условия привлечения заемного финансирования улучшились (из-за снижения LIBOR – последствие программ количественного смягчения США). Для стран со спекулятивными рейтингами – ухудшились (из-за переоценки рисков на эти страны в условиях экономических и политических кризисов). Если бы не закрытие англо-саксонских финансовых рынков в 2014 г. (и последовавшее за ним санкционное снижение суверенных кредитных рейтингов нашей страны), РФ могла бы рассчитывать на относительное удешевление кредита в зоне своего расположения на кредитной рейтинговой кривой, см. рисунок 29.

⁸³ Вопрос обоснованности этих понижений рейтингов оставляем в стороне – будем говорить лишь о последствиях этих понижений.

Санкции и развики энергетической политики: выбор 2

Итак, вариант 2 в ответ на санкции (и снижение цен на нефть) - скорректировать приоритеты в энергетической государственной политике. Такой сценарий поведения может предусматривать следующие шаги.

В энергопроизводстве: переход от приоритетного освоения более дорогих к преимущественному освоению менее дорогих источников поставок первичной энергии, в частности, от освоения новых месторождений на Арктическом шельфе – к методам повышения нефтегазоотдачи на действующих месторождениях на суше в районах с существующей инфраструктурой. То есть в рамках данного подхода – осознанное замедление темпов или откладывание освоения Арктического шельфа в наиболее рискованных (экономически и экологически) глубоководных и с тяжелой ледовой обстановкой районах.

В энергопотреблении: смещение приоритетов с роста поставок первичной энергии на повышение энергоэффективности (коэффициента полезного использования энергии) на всех стадиях (во всех звеньях) цепочки формирования стоимости в энергетике – от добычи до конечного использования энергии включительно. Это неизбежно приведет к замедлению/сокращению потребности в наращивании добычи, в первую очередь в периферийных/отдаленных районах, с соответствующими пошаговыми «эффектами домино». Произойдет сокращение потребности в дополнительных капиталовложениях в освоение таких наиболее капиталоемких Greenfields. Такая экономия на капиталовложениях – преимущественно госкомпаний - обеспечит (частичную?) компенсацию недополученных бюджетных доходов (по линии налогов и дивидендов) из-за падения цен на нефть, которая, в свою очередь, может быть предложена для размена на инвестиционные стимулы для производителей нового высокотехнологичного и конкурентоспособного оборудования.

Последствия такой стратегии действий очевидны:

- снижение риска экологических ущербов/катастроф с неизвестными последствиями (например, вследствие разливов нефти в северных морях),
- снижение спроса на крупномасштабные инвестиции для капиталоемких шельфовых Арктических проектов в условиях сужающихся и ухудшающихся по условиям предложения возможностей для их заемного (проектного) финансирования,

- расширение возможностей для отечественных НИОКР, производителей нефтегазового оборудования (при адекватном инвестиционном климате в обрабатывающих отраслях), как результат «временное окно» для запуска нового инвестиционного цикла на новом технологическом укладе (революционный НТП).

Однако нельзя (и мы не призываем к этому) отказываться от освоения Арктического шельфа – речь идет лишь о временной «инвестиционной паузе» в его освоении. Продолжение освоения Арктического шельфа (весомым плюсом выступают мультипликативные эффекты инфраструктурных проектов на неосвоенной пока территории России) должно сопровождаться сменой приоритетов в его освоении: от приоритета добывчных нефтегазовых проектов (точечное экспортно-ориентированное освоение ресурсов недр шельфа) к приоритету транспортных инфраструктурных территориальных проектов (развитие Северного морского пути и береговой инфраструктуры для создания дополнительного⁸⁴ – к пути морской транспортировки из Азии в Европу через Суэцкий канал – транспортного межконтинентального водного маршрута, но главным образом – в интересах решения внутренних задач российской экономики).

Что после санкций?

Западные санкции против России и российского нефтегазового комплекса неизбежно закончатся и мы снова вернемся к ситуации возобновления международного сотрудничества, в том числе по вопросам освоения Арктического шельфа. Перспективы объективно обусловленного постсанкционного сотрудничества, на наш взгляд, связаны с сотрудничеством как по линии эволюционного, так и революционного НТП в освоении Арктического шельфа.

Траекторию международного постсанкционного сотрудничества по линии эволюционного НТП очень точно охарактеризовал Ю.Н.Новиков: «Сегодня процесс отечественной морской нефтегазодобычи развивается за счет месторождений, находящихся в условиях относительной доступности: на малых и умеренных глубинах моря и на небольших расстояниях от берега. Очевидно, что это и есть наиболее естественный и рациональный для России – эволюционный – путь развития морской нефтегазодобычи... Необходимо и далее следовать этим же путем, хотя очевидно, что собственных возможностей и усилий по созданию соответствующей технической базы недостаточно. Необходимо тесное сотрудничество с

⁸⁴ «Наша страна заплатила 100 миллиардов рублей за право вернуться в Арктику» (Интервью с Александром Пилясовым, директором Центра экономики Севера и Арктики Совета по изучению производительных сил Минэкономразвития). – «Комсомольская правда», 29.09.2015.

технологически передовыми зарубежными компаниями при максимально достижимой задействованности национального промышленного потенциала⁸⁵. Для освоения Арктического шельфа это утверждение является еще более актуальным. Поэтому неизбежно возобновление сотрудничества с иноfirmами после снятия санкций и на его базе повышение локализации производства совместного конкурентоспособного оборудования для освоения шельфа (эволюционный постсанкционный путь – это движение по кривой обучения с середины кривой).

Чистое «импортозамещение» в рамках эволюционного НТП – это более длительный и дорогой путь (движение по кривой обучения с начальной точки) притом, что пытаясь создавать свои, альтернативные западным, технологии освоения мелководного прибрежного шельфа (будь то самостоятельно, будь то в кооперации с «новыми» индо-китайскими партнерами взамен «старых» англо-саксонских), мы поневоле все время будем воспроизводить технологическое отставание (повторяя известный тезис времен Советского Союза, запущенный в период «экономического соревнования двух систем – СССР и США» Ю.В.Куренковым (ИМЭМО АН СССР): «догоняя отстаем»...). Перед нами не стоит задача в освоении прибрежного мелководного шельфа, как в свое время перед СССР, сразу после Второй мировой войны, создать свой «атомный проект» в ответ на американский... Мы сегодня лишь нарабатываем опыт работы на шельфе.

Траектория международного постсанкционного сотрудничества в освоении Арктического шельфа по линии революционного НТП определяется, на наш взгляд, тем фактом, что сегодня прорывных коммерческих технологий (достижений «революционного НТП») для освоения глубоководной Арктики просто не существует нигде в мире. Такие технологические решения могут (должны) разрабатываться совместно всеми арктическими государствами после снятия санкций. На наш взгляд, в этой сфере необходимо использовать механизмы сотрудничества, а не конкуренции, для преодоления «порога конкурентоспособности» новых технологий, которые будут весьма капиталоемкими, инновационно-инвестиционный их цикл – весьма длительным, поэтому объединение усилий (объективно немногочисленных) арктических государств, заинтересованных и располагающих интеллектуальными, производственными, финансовыми ресурсами для освоения Арктики, будет эквивалентно действию «эффекта масштаба». Особенно когда/если речь пойдет о районах Арктического шельфа за внешними границами континентального шельфа прибрежных государств (то есть за пределами 200-мильных

⁸⁵ Новиков Ю.Н. Некоторые проблемы изучения и освоения углеводородного потенциала морской периферии России. – «Нефтегазовая геология. Теория и практика», 2012, Т.7, №4, http://www.ngtp.ru/rub/5/68_2012.pdf

- или расширенных по обоснованному решению Комиссию ООН по границам континентального шельфа - зон). Такой «эффект масштаба» и мультипликативный эффект от объединения международных усилий будет способствовать более эффективному и своевременному освоению нефти и газа Арктики, более эффективной (за счет инструментов коммерчески-ориентированного международного сотрудничества) диверсификации российской экономики, то есть опережающему развитию передовых отраслей за пределами собственно отраслей ТЭК. Таким образом траектория освоения Арктического шельфа по линии «революционного НТП» будет способствовать развитию шестого «инновационного кластера российской экономики».⁸⁶

Тем более, что в нашей истории имеются замечательные примеры прорывного международного сотрудничества в сферах, сопоставимых по сложности решаемых задач с освоением глубоководного шельфа – это примеры из области освоения космоса и такие проекты, как двусторонний советско-американский космический проект «Союз-Аполлон» или многосторонний проект Международной космической станции (МКС). Опыт реализации этих проектов показывает, что заинтересованные государства всегда могут договориться об объединении усилий в решении неподъемных задач (например, в силу экономической нерациональности решения задачи планетарного масштаба в одиночку) – и решить их к взаимной выгоде. Не сомневаемся, что по этому пути пойдет и постсанкционное освоение глубоководного Арктического шельфа.

⁸⁶ А.Коноплянник. Шестой инновационный кластер. Такую роль в российской экономике могут сыграть нефть и газ. – «Нефть России», 2012, №4, с. 6-11 (часть 1), №5, с. 9-15 (часть 2)