

**А.Е. Шаститко**

МГУ им. М.В. Ломоносова; Центр исследований конкуренции и экономического регулирования РАНХиГС, Москва

**А.А. Курдин**

МГУ им. М.В. Ломоносова; Центр исследований конкуренции и экономического регулирования РАНХиГС, Москва

**И.Н. Филиппова**

МГУ им. М.В. Ломоносова; Институт экономической политики им. Е.Т. Гайдара, Москва

## **Структурные альтернативы организации прокачки газа по изолированному трубопроводу<sup>1</sup>**

**Аннотация.** Регулирование естественных монополий предполагает четкое следование законодательству, не учитывающему многообразия обстоятельств деятельности и возможных вариантов организации транзакций. На примере спора между компаниями «Роснефть» и «Сахалин Энерджи» по поводу доступа к газопроводу, соединяющему месторождение на севере острова Сахалин с заводом по производству сжиженного природного газа в южной части острова, показано, что необходимо рассматривать более широкий круг институциональных альтернатив организации прокачки газа по изолированному газопроводу. Основанием принятых регулятором решений служит существование рынка услуг по перекачке газа, что в действительности не является (и не должно являться) опцией по умолчанию. В статье предложен подход к анализу ситуаций такого рода, позволяющий охватить широкий спектр институциональных альтернатив, которые могут обеспечить более высокий уровень общественного благосостояния. С помощью модели неполных контрактов Гроссмана–Харта и ее верификации на реальных данных показано, что решение допустить независимых участников транзакции к изолированному трубопроводу может привести к снижению общественного благосостояния в сравнении с альтернативными вариантами, предполагающими интеграцию.

**Ключевые слова:** *трубопроводы, теория неполных контрактов, модель Гроссмана–Харта, антимонопольное регулирование, институциональные альтернативы.*

Классификация JEL: L14, L95, K23, D02.

DOI: 10.31737/2221-2264-2020-47-3-6

### **Введение**

Развитие конкуренции — один из приоритетов экономической политики, направленной на обеспечение устойчивого развития, роста общественного благосостояния в долгосрочной перспективе. Реализация данного приоритета никогда не была легкой задачей даже в ситуациях, которые считаются стандартными, когда, например, на рынке с небольшим числом продавцов необходимо было предотвратить или пресечь монополистическую деятельность в форме картеля.

Обстоятельства хозяйственной деятельности чрезвычайно многообразны. В их числе нередко встречаются случаи, когда упрощенный

<sup>1</sup> Статья подготовлена в рамках выполнения научно-исследовательской работы государственного задания РАНХиГС.

подход к применению антимонопольного законодательства в части противодействия монополистической деятельности отдельной компании становится источником ошибок I рода – наказания субъекта, который конкуренцию своими действиями не ограничивал. В частности, речь идет о стандартной технологии правоприменения, в которой можно обнаружить несколько важных элементов, требующих в том числе применения методов экономического анализа: определение релевантного рынка – определение доминирующего положения хозяйствующего субъекта на рынке – установление факта злоупотребления доминирующим положением – оценка последствий поведения хозяйствующего субъекта на рынке (в том числе для применения штрафных санкций) – определение корректирующих мер (предписание). Актуальность данной проблемы является тем более высокой, что эта разновидность ошибок (в отличие от ошибок II рода – ненаказания нарушителя) влечет за собой более тяжелые последствия с точки зрения свойств правовой системы по сдерживанию антиконкурентных действий (Шаститко, 2011, 2013).

Спор<sup>2</sup> между компаниями «Роснефть» и «Сахалин Энерджи» заслуживает подробного исследования на предмет возможности возникновения ошибок I рода (наказание невиновных). Компания «Роснефть» хотела получить доступ к газопроводу компании «Сахалин Энерджи». Данный трубопровод – часть большого проекта «Сахалин-2», оператором которого является «Сахалин Энерджи»<sup>3</sup>. Особенность ситуации состоит в том, что речь идет не о сети магистральных газопроводов, а о промышленном изолированном газопроводе, который исторически входит в комплексный проект освоения месторождений газа, в связи с чем подход к регулированию этого объекта может отличаться от регулирования сетевой газотранспортной инфраструктуры. Но на практике при рассмотрении этого дела регулятор оперировал стандартными методами. Отсутствие дискуссий о применимости соответствующих законов (в данном случае законов «О естественных монополиях» и «О защите конкуренции») весьма симптоматично, поскольку предполагается, что аксиому о наличии рынка и реализуемого на нем товара не надо доказывать.

На наш взгляд, отсутствие дискуссии можно объяснить несколькими причинами. Во-первых, специфическим пониманием (а возможно, и непониманием) экономической нецелесообразности применить (пусть даже скорректированный) механизм цен для организации взаимодействия между двумя компаниями. Во-вторых, ранее не были зафиксированы случаи, когда трубопровод, предназначавшийся и использовавшийся для нужд одной компании, оказывался в сфере регулирования со стороны государства. В свою очередь, режим регулирования стал следствием признания применимости норм, регламентирующих взаимоотношения между независимыми компаниями. В-третьих, правоприменение основано на упрощенном экономическом

<sup>2</sup> Материалы дела А59-3071/2014 доступны в картотеке арбитражных дел по адресу <http://kad.arbitr.ru/>

<sup>3</sup> Контрольный пакет акций этой компании принадлежит компании «Газпром».

анализе организационных соглашений, в котором проявляется глубоко укоренившаяся проблема «негостеприимной традиции» в антимонопольном правоприменении, не приветствующей исследования необычных, «странных» (Ménard, 2012) форм экономической организации без применения гипотезы о монополистической деятельности и связанной с ней теории вреда.

Цель нашего исследования – показать на примере, какие обстоятельства должны быть учтены при выборе механизмов управления транзакциями в свете использования мощностей изолированного газопровода.

Строго говоря, подтекст данного вопроса оказывается более широким, если привлечь в качестве объяснения складывающейся формы экономической организации теорию транзакционных издержек. Согласно данной теории механизм цен (рыночный механизм) – только одна из возможностей организации транзакций. Результаты использования такой возможности далеко не всегда лучше дискретных структурных альтернатив – гибрида и иерархии. Вместе с тем авторы данной статьи не ставят своей целью опровергнуть правомерность принятых административных, судебных решений и применяемых концепций, а лишь демонстрируют возможность применения более широкого подхода в рамках экономического анализа взаимоотношений между хозяйствующими субъектами в контексте применения антимонопольного законодательства. Такой подход позволяет более четко обозначить вопросы, на которые стоит обращать внимание при обсуждении доступных структурных альтернатив прокачки газа по изолированному трубопроводу.

В разд. 1 будут рассмотрены фактические обстоятельства и правовые рамки, которые формируют контекст взаимодействия между компаниями, судом и регулятором по поводу доступа к изолированному газопроводу, а также опыт регулирования доступа к сети газопроводов в развитых странах. В разд. 2 на основе обзора релевантной литературы обсуждается вопрос о вариантах обеспечения доступа к изолированному газопроводу независимой компании в свете требований антимонопольного законодательства. В разд. 3 исследованы структурные альтернативы организации транзакций на основе адаптированной модели неполного контракта Гроссмана–Харта. Статья завершается выводами.

## 1. Фактические обстоятельства и правовые рамки

В условиях 1994 г., когда так не хватало прямых иностранных инвестиций в российскую экономику, было заключено соглашение о разделе продукции по проекту «Сахалин-2», согласно которому компания «Сахалин Энерджи», учрежденная компаниями «Шелл», «Мицубиси» и «Мицубиси» (впоследствии к проекту подключился «Газпром») <sup>4</sup>, получила права на разработку Пильтун-Астохского и Лунского месторожде-

<sup>4</sup> По состоянию на начало 2020 г. доля «Газпрома» в проекте составила 50% плюс 1 акция, «Шелл» – 27,5% минус 1 акция; «Мицубиси» – 12,5%, «Мицубиси» – 10%.

ний нефти и газа. Поскольку эти месторождения располагаются в прибрежной зоне, которая примыкает к северной части острова Сахалин, для обеспечения круглогодичной поставки сжиженного природного газа (СПГ) требовался доступ к незамерзающему порту на юге острова. Вот почему в системе «добыча – переработка газа – продажа и транспортировка СПГ на экспорт» появилось важное звено – газопровод протяженностью почти 800 км – «Транссахалинская трубопроводная система». Он стал неотъемлемой частью проекта разработки сахалинских месторождений газа и действует с 2008 г. По маршруту данного газопровода имеются отводы, которые используются для поставок газа в населенные пункты и на предприятия острова Сахалин. Данный магистральный газопровод функционирует в изолированном режиме от системы магистральных газопроводов на материковой части территории России.

В ходе разработки компанией «Роснефть» проекта производства СПГ на острове Сахалин (проект «Дальневосточный СПГ») было принято решение строить завод по сжижению природного газа на юге острова Сахалин с плановым использованием газовых ресурсов проекта «Сахалин-1», Северо-Венинского газоконденсатного месторождения и нефтегазоконденсатного месторождения «Северная оконечность месторождения Чайво», которые располагаются в северо-восточной части Сахалина – неподалеку от Пильтун-Астохского и Лунского месторождений<sup>5</sup>.

Согласно материалам арбитражного дела А59-3071/2014 в 2013 г. компания «Роснефть» представила запрос на доступ в контролируемую «Сахалин Энерджи» газотранспортную систему для прокачки до 8 млрд куб. м в год. Основой такого запроса была ситуация, в которой компания «Роснефть», имеющая возможность добывать природный газ и планирующая построить мощности для его сжижения, не имела доступа к мощностям для прокачки газа от места добычи к месту переработки.

Получив отказ, мотивированный отсутствием свободных мощностей, «Роснефть» обратилась в суд с требованием обеспечить соблюдение установленных норм, которые регламентируют доступ независимых производителей газа к газотранспортной системе, и для начала определить техническую возможность обеспечения такого доступа.

В суде первой инстанции установить факт наличия защищаемого права на недискриминационный доступ к свободным мощностям трубопровода не удалось, потому что компания «Роснефть» не доказала, что именно она обладает правами на три месторождения, ссылки на которые и формировали потребность в заявленных объемах прокачки газа. Суд усмотрел отсутствие определенности в вопросе обоснованности объемов и вследствие этого пришел к выводу о неправомерности заявленного иска.

<sup>5</sup> Данные обстоятельства изложены в определении №303-ЭС15-16828 судьи Верховного суда Российской Федерации Г.Г. Кирейковой от 15 декабря 2015 г. ([https://kad.arbitr.ru/Document/Pdf/3fc4db24-08e7-4d2e-a7f1-9af133e3140c/15a8dce9-2e7a-42f1-9307-533f797d657b/A59-3071-2014\\_20151211\\_Opredelenie.pdf?isAddStamp=True](https://kad.arbitr.ru/Document/Pdf/3fc4db24-08e7-4d2e-a7f1-9af133e3140c/15a8dce9-2e7a-42f1-9307-533f797d657b/A59-3071-2014_20151211_Opredelenie.pdf?isAddStamp=True)), выпущенном в ответ на кассационную жалобу компании «Сахалин Энерджи».

Однако основания отклонения иска и основания, по которым можно было бы признать отсутствие защищаемых прав на недискриминационный доступ, могут различаться. Это важно потому, что устранение оснований отклонения иска вновь делает актуальным вопрос, если есть деятельность по перекачке газа трубопроводом и имеется компания, желающая подключиться к трубе, то что препятствует применению норм для регулируемых рынков. При рассмотрении дела во второй инстанции не возникало вопросов относительно прав компании «Роснефть» на месторождения, и запрашиваемые объемы для прокачки уже не оспаривались. Суд признал применимость к этому делу широкого спектра общих и специальных норм российского законодательства<sup>6</sup>, включая закон «О естественных монополиях», хотя и вынес решение отклонить иск.

На наш взгляд, переломный момент в деле произошел именно в рамках второй инстанции, так как в данном случае основания для вынесения решения имеют принципиальное значение. При этом изолированное положение газопровода может стать основанием поставить под вопрос использование антимонопольных норм.

В России действует режим недискриминационного доступа к услугам транспортировки газа. Владельцем единой системы газоснабжения и крупнейшим производителем газа является «Газпром». Законодательство обязывает его предоставлять доступ к газопроводам в объемах свободных мощностей по определяемым ФАС России тарифам<sup>7</sup>. Мотивация такого решения связана с обеспечением конкуренции на рынке газа и защитой интересов потребителей при необходимости сохранения эффектов масштаба вследствие использования всеми участниками рынка Единой системы газоснабжения (ЕСГ) и существования единого центра управления разветвленной системой газопроводов. Регулирование ФАС России тарифов на транспортировку газа ограничивает возможность «Газпрома» создавать барьеры входа другим производителям газа.

Различные прикладные проблемы доступа к транспортной инфраструктуре неоднократно поднимались в ходе реформирования естественных монополий развитых стран, прежде всего США и стран ЕС, особенно начиная с 1990-х годов. Распространение принципа доступа третьей стороны (third-party access), или открытого доступа<sup>8</sup>,

<sup>6</sup> В их числе – нормы Гражданского кодекса РФ, Федерального закона от 17.08.1995 № 147-ФЗ «О естественных монополиях», Федерального закона от 30.12.1995 № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции», Федерального закона от 07.01.1999 № 19-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон «О соглашениях о разделе продукции»», Федерального закона от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации», а также Федерального закона от 26.07.2006 № 135-ФЗ «О защите конкуренции», «Положения об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе Российского акционерного общества «Газпром» и к газораспределительным сетям», утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 14.07.1997 № 858. И основанием для отказа стало лишь отсутствие свободных мощностей у компании «Сахалин Энерджи».

<sup>7</sup> Федеральный закон от 17.08.1995 № 147-ФЗ «О естественных монополиях», Федеральный закон от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации».

<sup>8</sup> Здесь и далее под открытым доступом к газовой инфраструктуре подразумевается возможность недискриминационного доступа к услугам транспортировки газа с помощью этой инфраструктуры для определенного состава агентов, не являющихся собственниками этой инфраструктуры. Состав этих агентов может быть (и обычно является) ограниченным нормативными, техническими и иными требованиями.

предполагало необходимость оказывать услуги транспортировки тем пользователям, которые не были аффилированы с собственником инфраструктуры и не покупали у этого собственника товар, транспортирующийся по данной инфраструктуре (например, природный газ или электроэнергию). Таким образом, транзакции, связанные с использованием инфраструктуры, частично выводились за периметр организации (экономической фирмы). В работе (Littlechild, 2014) на примере электрической инфраструктуры обобщается выявленный практикой государственного регулирования подход к объектам сетевой инфраструктуры: необходимо отделить монопольную деятельность от потенциально конкурентной. Например, для газовой инфраструктуры монопольной деятельностью будет транспортировка газа (поскольку она обладает характеристиками естественной монополии с экономией на масштабе), а конкурентной – производство газа. Правила должны быть настроены так, чтобы стимулировать конкуренцию только на рынке газа, сохранив выгоды от экономии на масштабе в сфере его транспортировки. Конкуренция на рынке газа при сохранении инфраструктурной монополии обеспечивается именно за счет права открытого доступа.

Дальнейшее развитие реформ в газовой сфере (в частности, принятие так называемого «Третьего энергопакета» в ЕС и Приказа № 636 Федеральной энергетической регуляторной комиссии (FERC, США) привело к разделению конкурентных и естественно-монопольных видов деятельности, что теоретически требует уже полного отказа от интеграции производителей инфраструктурных услуг (в случае транспортировки газа – собственников и операторов газопроводов) и их потребителей (в газовой сфере – производителей и потребителей собственно природного газа) в рамках одной иерархической структуры (Glachant, Hallack, Vazquez, 2014; Шаститко, Курдин, 2018). В Европейском союзе собственники газопроводов с момента вступления в силу «Третьего энергопакета», как правило, не могут быть поставщиками газа, при этом регулирование тарифов и иных условий транспортировки является стандартизованным (Hallack, Vazquez, 2014; Шаститко, Курдин, 2018).

В России принцип открытого доступа не реализован, поскольку собственником всей инфраструктуры является тот же агент, что и основной ее пользователь, «Газпром», но при этом поддерживается конкуренция на рынке газа за счет системы недискриминационного доступа – обязательного предоставления доступа в газопроводы в пределах свободных мощностей конкурентам.

Введение системы открытого доступа может привести к росту общественного благосостояния за счет увеличения потока газа в места с его дефицитом и снижения цен, что показано на примере системы открытого доступа в Китае (Xu, Hallack, Vazquez, 2017). Такие положительные эффекты не вполне осуществимы в России: на крупнейшего

производителя и продавца газа на внутреннем рынке, а также владельца газотранспортной инфраструктуры де-факто наложены обязательства поставлять газ потребителям по регулируемым ценам. В России функции конкурентного рынка в обеспечении доступных поставок в регионы с риском дефицита газа отчасти подменены государственным регулированием.

В рассматриваемом нами случае спора имеются отличительные черты, которые дают повод обсудить границы применения принципа доступа третьей стороны, или недискриминационного доступа.

Во-первых, завод сжижения газа на юге Сахалина планируется строить для экспорта СПГ, а не для внутреннего потребления, поэтому развитие конкуренции среди производителей газа будет положительно влиять на внешних потребителей, а не на внутренних.

Во-вторых, речь идет об одной нитке газопровода, используемой в рамках экспортно-ориентированных проектов с международной транспортировкой СПГ, а не о разветвленной сети газопроводов для сухопутной транспортировки, поэтому эффект от экономии на масштабе может быть значительно ниже. Для экспортно-ориентированных СПГ-проектов снижение средних издержек за счет общего соединительного трубопровода от месторождения до терминала будет невелико, особенно если сравнивать с проектами транспортировки исключительно по газопроводам<sup>9</sup>.

Два условия позволяют поставить вопрос об обоснованности выделения конкурентной и естественно-монопольной сферы в данном конкретном случае и, как следствие, о принципиальной возможности и целесообразности отделения одного вида деятельности от другого. Отсюда вытекает вопрос о применимости закона «О естественных монополиях».

Почему же так важно признание применимости, в том числе норм закона «О защите конкуренции»? Данный закон направлен на защиту конкуренции на различных рынках. Напомним, что исторически предшественником данного закона был закон, в названии которого прямо указывалось, для каких случаев он должен применяться: «О конкуренции и ограничении монополистической деятельности на товарных рынках»<sup>10</sup>. Предполагается, что на этих рынках покупаются и продаются товары, которые в рамках того же закона однозначно определены как объекты гражданских прав (в том числе работа, услуга, включая финансовую), предназначенные для продажи, обмена или иного введения в оборот (ст. 4, п. 1). Соответственно, если невозможно определить тот рынок или множество рынков, на которых может возникнуть ограничение конкуренции, то и применение антимонополь-

<sup>9</sup> Так, по оценке Международного энергетического агентства, ожидаемая себестоимость поставок газа с использованием транспортировки в виде СПГ (как это делается на Сахалине) из России в Китай в 2025 г. достигнет около 7 долл. за млн БТЕ (т.е. около 260 долл. за тыс. куб. м), при этом себестоимость добычи вместе с транспортировкой по газопроводу – до СПГ-терминала – составляет менее 2 долл. за млн БТЕ. Остальные издержки приходятся на сжижение газа и морскую транспортировку. Для сравнения: при поставках газа из России в Китай по газопроводу себестоимость добычи вместе с транспортировкой до потребителя составляет уже 7–10 долл. за млн БТЕ (International Energy Agency, 2018, p. 195).

<sup>10</sup> В 1999 г. (т.е. почти через 10 лет после принятия упомянутого закона) был принят аналогичный закон для рынков финансовых услуг, но для целей нашего исследования это обстоятельство не имеет значения.

ного законодательства ставится под вопрос. Однако из сказанного не следует, влияет ли на решение факт наличия собственного товарного рынка. Иными словами, означает ли сказанное выше, что деятельность, которая в одних условиях четко ассоциируется с продажей услуги, в других может не предполагать продажи/обмена (передачи прав от одного лица другому), а если такое технически и возможно, то экономически нецелесообразно, т.е. не предполагает наличия рынка?

Таким образом, в рамках рассматриваемой ситуации целесообразно поднять вопрос, можно ли автоматически предполагать наличие рынка, если существует потенциальная возможность обмена правами собственности на объект.

## **2. Доступ к изолированному трубопроводу и варианты организации транзакций**

Приказ № 636 в США в 1992 г. сразу вызвал вопросы именно в части соответствия фактически закрепленных в нем механизмов организации транзакций и структуры транзакционных издержек в газовой сфере. На это обратили внимание Т. Лайон и С. Хэкетт, рекомендовавшие FERC оставить как можно больше возможностей «для возникновения эффективных структур управления [транзакциями]» (Lyон, Hackett, 1993, p. 396). Этот призыв нашел отражение в регулировании газовой сферы Евросоюза, вступившем в силу более чем через 15 лет в рамках «Третьего энергопакета»<sup>11</sup>. Под влиянием дискуссий были не только введены альтернативные опции вертикального разделения газовых компаний, предполагавшие возможность гибридного управления транзакциями, но и просто механизмы исключений из этой реформы проектов, которые играли важную роль для энергетики Евросоюза и при этом были бы связаны с высокими рисками в случае реализации вертикального разделения (Yafimava, 2013). Таким образом, регулятор, заинтересованный в инвестициях в энергетическую инфраструктуру, де-факто принял во внимание подход теории транзакционных издержек к избирательному закреплению транзакций за механизмами управления ими. Однако применение этого подхода на практике столкнулось с проблемами: одним из важнейших примеров стало разбирательство по вопросам доступа к газопроводу, являющемуся продолжением «Северного потока» в Европе. Подробнее этот случай с позиций теории транзакционных издержек проанализирован в (Шаститко, Курдин, 2018).

Как показано в исследованиях с применением инструментария экономической теории транзакционных издержек, наличие транзакций еще не означает наличия сделок в том смысле, который принято использовать для описания покупки и продажи товаров (Уильямсон, 1996; Williamson, 1971, 1975, 1996; Шаститко, 2010). Экономическая теория позволяет показать, что с течением времени и при определенных условиях иерархия как механизм управления транзакциями может быть

<sup>11</sup> Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC.



совмещена с гибридными формами (Ménard, 2012). В частности, в условиях высокой неопределенности и умеренной специфичности актива возможно применение множественных форм организации транзакций, когда иерархический механизм комбинируется с гибридом, основанным на неполных (и, как правило, долгосрочных) контрактах.

Есть класс ситуаций, когда экономически обоснованной является организация транзакций с использованием механизма иерархического управления без применения механизма цен или же с применением внутрифирменного трансфертного ценообразования. Доказательство отсутствия экономических оснований для механизма цен основано на оценках трех характеристик транзакций — уровней специфичности актива (в данном случае — газопровода) и периодичности (непрерывности) транзакций, выражающихся в передаче газа по трубе от места добычи к месту переработки (и по ответвлениям), а также уровня неопределенности в части требуемых фактически мощностей и оценок их альтернативной ценности на плановый период.

В нашем примере к газопроводу в значительной мере применимы свойства транзакций, которые в экономической теории транзакционных издержек считаются важными основаниями для подбора соответствующей дискретной структурной альтернативы — иерархического механизма управления транзакциями: высокая специфичность (поскольку СПГ-проект «Сахалин-2» не имеет смысла без газопровода), неопределенность спроса на транспортные услуги, которая зависит от нестабильного спроса на газ (в Азиатско-Тихоокеанском регионе), и непрерывность поставок.

Для полноты анализа стоит рассмотреть несколько ситуаций.

#### **А. Постоянная мощность газопровода.**

А1. Мощность газопровода значительно и устойчиво превышает объемы прокачки газа в рамках проекта, поэтому стоит рассматривать только вопросы, связанные с управлением потоками газа без перегрузки мощностей. Если на стадии проектирования газопровода предусматривается возможность подключения независимого поставщика (в данном случае — «Роснефти»), его появление будет способствовать при прочих равных условиях (в частности, решения вопросов диспетчирования) повышению эффективности как данного проекта в целом, так и смежного (без учета дополнительных издержек взаимодействия). Для этого на начальной стадии должна была быть заложена резервная мощность. Она предполагает более значительные инвестиции, окупаемость которых на момент разработки проекта должна была быть оценена с учетом доступной информации, или же объемы фактически извлекаемого газа должны оказаться значительно меньше, чем можно прокачать по газопроводу.

А2. Мощность газопровода не позволяет удовлетворять значительную часть заявок сторонней организации без ощутимого сокраще-

ния объемов прокачки собственного газа. Хотя данный вариант считается сравнительно тривиальным, теоретически можно представить, что компании, контролирующей газопровод, будет дешевле отказаться от прокачки собственного газа в обмен на получение оплаты выпадающих доходов от реализации на рынке СПГ. Однако стоит помнить, что речь идет об одном и том же конечном продукте – СПГ, который может реализовываться на одних и тех же рынках, что почти гарантированно будет означать наличие значительной положительной корреляции между ценами и планируемыми объемами, что, в свою очередь, создавая подобие резонанса, может представлять проблему как с технической точки зрения, так и с точки зрения выстраивания работоспособных долгосрочных соглашений. Кроме того, у «Газпрома» заключены долгосрочные контракты на поставку объемов газа, которые не могут быть без издержек разорваны с целью передачи части мощностей газопровода другому производителю газа.

А3. Мощность газопровода позволяет прокачивать запрашиваемые сторонней организацией объемы, но лишь в отдельные промежутки времени, тогда как в остальные промежутки такая возможность либо полностью отсутствует, либо доступна только для удовлетворения части заявок.

**Б. Корректируемая мощность газопровода.** Корректировка мощности газопровода может быть осуществлена за счет строительства дополнительных компрессорных станций и корректировки режима эксплуатации в целях повышения рабочего давления в газопроводе. Однако и в этом случае есть разные варианты использования инфраструктуры.

Б1. Строительство компрессорных станций компанией «Сахалин Энерджи» с последующим включением в транспортный тариф понесенных при транспортировке газа расходов – одновременных и текущих.

Б2. Строительство компрессорных станций «Роснефтью» за свой счет с последующим получением права на прокачку газа в пределах увеличившейся мощности газопровода.

Если исходить из допущения сбалансированности элементов первоначального проекта освоения Пильтун-Астохского месторождения, то увеличение рабочего давления означает и повышенные требования к параметрам трубопровода, которые, насколько нам известно, остались неизменными. Увеличение эксплуатационной нагрузки предполагает повышение расходов в абсолютном выражении. Причем это не только гарантированные расходы (включая новые компрессорные станции – варианты Б1–Б2), но и вероятные расходы, которые могут быть связаны с устранением нештатных ситуаций, обусловленных отклонением режима эксплуатации от первоначальных параметров. Поэтому необходимо проработать вопрос, каким образом будет распределено время этих расходов между сторонами.

**В. Строительство отдельного газопровода.** Сохранение статуса в правах владения газопроводом на Сахалине также стоит рассматривать как альтернативный вариант. В таком случае «Роснефть» может строить для своих целей отдельный газопровод. При этом может быть перенесено и плановое расположение завода по сжижению газа ближе к месторождениям с целью экономии на строительстве газопроводов<sup>12</sup>. Тогда потребуются достаточно высокие инвестиции в новый газопровод, зависящие от местоположения завода. Дополнительной альтернативой организации транспортировки газа для целей «Роснефти» в этом случае может быть строительство газопровода как второй ветки газопровода «Сахалин-2» с целью использования уже имеющейся инфраструктуры находящегося там газопровода и экономии на масштабе, но с сохранением прав на новую ветку у «Роснефти».

Апелляционная инстанция, по сути, установила обстоятельства, соответствующие ситуации А3. Производительность газотранспортной системы (ГТС) «Сахалин-2» составляет 18,2 млрд куб. м/год, фактическая загруженность ГТС «Сахалин-2» в 2010–2013 гг. – 14,4–16,3 млрд куб. м. На период 2018–2028 гг. прогнозировался стабильный объем добычи газа на уровне 16 млрд куб. м (т.е. около 88% мощности ГТС). Апелляционный суд установил наличие свободных мощностей в ГТС ответчика (3,8 млрд куб. м в 2010 г.; 1,9 млрд куб. м в 2013 г., 2,2 млрд куб. м/год – в перспективе 2018–2028 гг.). Согласно позиции компании «Роснефть», поскольку испрашиваемый доступ к ГТС «Сахалин-2» определен в объеме, не превышающем 8 млрд куб. м/год, свободные мощности ГТС «Сахалин-2» в размере 1,9–3,8 млрд куб. м охватывают диапазон исковых требований.

Деятельность, связанная с прокачкой газа, может быть признана естественной монополией фактически безотносительно конкретных обстоятельств места и времени. В частности, кассационная инстанция сформулировала позицию, согласно которой определяющим критерием при отнесении хозяйствующего субъекта к субъектам естественной монополии является то, что хозяйствующий субъект осуществляет деятельность в условиях естественной монополии. То есть проводит деятельность, которая в силу закона отнесена к сферам деятельности субъектов естественной монополии. Указанная деятельность, осуществляемая хозяйствующим субъектом, потенциально является товаром, даже в том случае если этот субъект не реализует данную деятельность как таковую как самостоятельный объект гражданских прав, а использует ее для достижения собственных экономических целей. При таком подходе обеспечивается соответствующая антимонопольная защита прав других хозяйствующих субъектов, в том числе лица, которое первым обратится к субъекту естественной монополии в целях доступа на соответствующий товарный рынок.

Таким образом, потенциально рыночные отношения возникают в той мере, в какой есть свободная мощность, наличие которой

<sup>12</sup> По состоянию на середину 2020 г. наиболее вероятным вариантом является строительство нового завода в Хабаровском крае.

подтверждено. Однако, как указано в решении суда, в российском законодательстве не описано, что именно считается свободной мощностью, как оценить ее размеры и сделать предметом договора, который определяет права и обязанности сторон, защищаемые в суде. Предполагается, что такой договор должен быть основан на дееспособной технологии обеспечения однозначного определения свободных мощностей в любой период времени с достаточной степенью точности. Следует помнить, что с экономической точки зрения потери от неполной загрузки мощностей могут быть сопоставлены с дополнительными издержками, возникающими в связи с обеспечением доступа другой компании к газопроводу. Причем это далеко не только (и даже не столько) бухгалтерские издержки, что делает данный вопрос еще более нетривиальным.

### 3. Моделирование ситуации

Не претендуя на детализированное отображение сложившейся на проекте «Сахалин-2» ситуации, предложим интерпретацию, позволяющую взглянуть на вопросы организации транзакций, включая вопросы доступа к газопроводу через призму оптимизационной версии неполных контрактов по Гроссману–Харту (Grossman, Hart, 1986). И хотя существуют различия в предпосылках вышеописанной теории транзакционных издержек Уильямсона и теории неполных контрактов, различные подходы могут дополнить выводы относительно рассматриваемых альтернатив организации прокачки газа по изолированному трубопроводу. Для этого будет использована адаптированная версия модели (Фуруботн, Рихтер, 2005; Тироль, 2000), которая позволит формализовать взаимодействие участников рынка в рамках описанной ситуации, рассмотреть альтернативы развития ситуации и сделать выводы относительно последствий каждой альтернативы. Предложенная модель является частью академического исследования и не претендует на место практических рекомендаций для разрешения сложившейся в примере ситуации, поскольку не учитывает известных компаниям особенностей дела и элементов внутренней политики компаний.

#### 3.1. Элементы модели

Условия взаимодействия участников рынка соответствуют модели Гроссмана–Харта, за исключением наличия ФАС России как регулятора тарифов и третьей стороны, обеспечивающей реализацию контракта. Это не означает, что нарушается предпосылка модели о том, что третья сторона не может верифицировать издержки. В действительности мы не осведомлены в том, насколько ФАС России может верифицировать издержки сторон и принимать решения на основе верифицируемых данных. Кроме того, целью моделирования является рассмотрение различных вариантов управления транзакциями без вмешательства ФАС России и их последствий.

Мы не будем подробно описывать постановку и предпосылки модели<sup>13</sup>, а отметим только связь основных характеристик модели с рассматриваемым случаем.

В модели предполагается наличие покупателя и продавца товара с некоторыми характеристиками, которые могут быть улучшены за счет издержек со стороны покупателя, а выигрыш от улучшения качественных характеристик (полезных свойств) товара увеличивается (увеличивается вероятность получения высокого выигрыша) за счет специфичных инвестиций покупателя. В нашем случае товаром является услуга<sup>14</sup> по перекачке газа по трубопроводу в проекте «Сахалин-2». В этом случае продавцом товара является «Сахалин Энерджи», а покупателем — «Роснефть». «Сахалин Энерджи» как владелец трубопровода может улучшить качественные характеристики товара путем строительства компрессорных станций (увеличив тем самым мощность газопровода). Вероятность получения выгод от сделки зависит от специфичных инвестиций в строительство СПГ-завода «Роснефтью». Очевидно, что моделирование ситуации не может отобразить всего спектра сложных взаимоотношений и учесть все варианты взаимодействия участников, оно направлено на отображение основных институциональных альтернатив и их результатов.

Реализация варианта с отсутствием издержек на улучшение полезных свойств товара соответствует ситуации А3, где «Роснефть» может претендовать только на свободные мощности; реализация варианта с наличием издержек на улучшение полезных свойств товара — ситуации Б1. Ситуация Б2 близка, но не совпадает со случаем, когда право принятия решения о дополнительных издержках принадлежит покупателю.

Значимое отличие реальной ситуации от модели в стандартной постановке заключается в том, что «Сахалин Энерджи» также является потребителем товара, т.е. пользуется услугами транспортировки газа. Эта особенность не искажает модели, поскольку можно предположить, что «Сахалин Энерджи» не будет снижать свое потребление услуг по транспортировке газа для увеличения свободных мощностей, т.е. ситуация, описанная в А2, маловероятна.

В табл. 1 приведено соответствие описанных выше ситуаций рассматриваемым в модели институциональным альтернативам.

Увеличение выигрыша «Роснефти» в случае улучшения качественных характеристик товара (т.е. строительства компрессорных станций (КС) и возможностей для увеличения объемов перекачки) зависит от объема понесенных издержек, связанных с числом компрессорных станций. Можно предположить, что, во-первых, мы имеем ограничение сверху объема перекачки и числа станций, определяе-

<sup>13</sup> Базовую версию модели см. в (Шаститко, 2010, с. 457–477; Тироль, 2000, с. 50–54; Фуруботн, Рихтер, 2005, с. 293–301).

<sup>14</sup> В данном контексте термин «товар» используется в смысле, предполагаемом антимонопольным законодательством: «Товар — объект гражданских прав (в том числе работа, услуга, включая финансовую услугу), предназначенный для продажи, обмена или иного введения в оборот» (Федеральный закон от 26.07.2006 № 135-ФЗ (в ред. от 27.12.2018) «О защите конкуренции», ст. 4, п. 1).

Таблица 1

Соответствие реальных возможных ситуаций рассматриваемым в модели альтернативам

Ситуация	Структурная (институциональная) альтернатива в модели Гроссмана–Харта
<b>А. Постоянная мощность газопровода</b>	
А1. Мощность газопровода значительно и устойчиво превышает объемы прокачки газа в рамках проекта, что оставляет лишь вопросы, связанные с управлением потоками газа без перегрузки мощностей	Не рассматривается, так как маловероятна
А2. Мощность газопровода не позволяет удовлетворять значительную часть заявок сторонней организации без ощутимого сокращения объемов прокачки собственного газа	Не рассматривается, так как маловероятна
А3. Мощность газопровода позволяет прокачивать запрашиваемые сторонней организацией объемы, но лишь в отдельные промежутки времени, тогда как в остальные промежутки такая возможность либо полностью отсутствует, либо доступна только для удовлетворения части заявок	Соответствует ситуации решения модели с нулевыми инвестициями в улучшение полезных свойств товара, отражается альтернативой, когда решение принимается сторонами независимо
<b>Б. Корректируемая мощность газопровода</b>	
Б1. Строительство компрессорных станций компанией, отвечающей за транспортировку газа, т.е. «Сахалин Энерджи», с последующим включением в транспортный тариф понесенных расходов – единовременных и текущих	Решение модели с положительными издержками на улучшение полезных свойств товара, лежащими на владельце трубопровода
Б2. Строительство компрессорных станций «Роснефтью» за свой счет с последующим получением права на прокачку газа в пределах увеличившейся мощности газопровода	Близко, но не совпадает со случаем, когда право принятия решения о дополнительных издержках принадлежит покупателю
В. Строительство отдельного газопровода	Не рассматривается в модели

*Источник:* составлено авторами.

мого качеством трубопровода и максимальным рабочим давлением; во-вторых, число КС дискретно, и, соответственно, изменение объемов перекачки не непрерывно, а также дискретно, что дает решение оптимизационной задачи на краях дискретного промежутка объемов перекачки. Тогда можно предположить, что мы находимся на первом исследуемом промежутке по объему перекачки, а дальнейшее увеличение мощности пропорционально изменит издержки и выигрыши сторон, пропорционально влияя на обе стороны, следовательно, предпосылка о минимально возможном увеличении мощности трубопровода не исказит стимулов.

В реальной ситуации объем специфичных инвестиций зависит от объема издержек, связанных с улучшением полезных свойств товара, т.е. мощность завода по переработке СПГ может определяться решением увеличить мощности трубопровода. Мощности завода по сжиже-

нию газа являются также дискретной величиной, а не непрерывной и ограниченной сверху максимальным рабочим давлением газопровода. Поэтому можно предположить, что в условиях высокой неопределенности с целью минимизации рисков будет принято решение установить минимальные мощности по сжижению газа.

В используемой модели не рассматривается зависимость издержек и прибыли от объема, но предполагается нормирование на единицу объема. В нашем случае за единицу объема предполагается единица дискретных мощностей газопровода, «Роснефть» перерабатывает максимально доступный ей объем газа, регулируемый мощностью газопровода, а цена на газ на рынке СПГ считается заданной извне в связи с ограниченной возможностью российских производителей влиять на цену газа на рынке СПГ («Роснефть» и «Сахалин Энерджи» являются ценополучателями на рынке СПГ).

### 3.2. Моделирование результатов для различных институциональных альтернатив

В модели будут рассмотрены различные режимы распределения обязательственных и конечных прав, т.е. принадлежность прав принимать решения о затратах на улучшение полезных свойств товара и объеме специфичных инвестиций. Возможно несколько вариантов:

- 1) решение общественного планировщика – вариант, позволяющий оценить максимальное общественное благосостояние при реализации проекта;
- 2) независимое принятие решений;
- 3) конечные права распределены в пользу владельца трубопровода;
- 4) конечные права распределены в пользу покупателя.

Варианты 2–4 предполагают наличие экономических отношений между сторонами по поводу торговли услугами транспортировки газа, или существования рынка. Эти варианты можно сравнить с решением общественного планировщика (что не требует существования рынка услуг транспортировки газа, т.е. торгуемости этого блага); ситуацией неторгуемости блага (мощности по перекачке газа в принципе не могут быть куплены), т.е. когда только «Сахалин Энерджи» имеет доступ к благу (статус-кво); ситуацией строительства «Роснефтью» собственного газопровода.

Решение общественного планировщика – максимизация общественного благосостояния. Величина суммарной ожидаемой прибыли от улучшения полезных свойств товара, в нашем случае, от строительства КС

$$\pi = \rho(R_1 - C_1) + (1 - \rho)(R_2 - C_2) - I = \rho(R - C) + (1 - \rho)(0 - 0) - 0,5A\rho^2, \quad (1)$$

где  $\pi$  – ожидаемая прибыль от улучшения полезных свойств товара (повышения мощности газопровода),  $\rho$  – вероятность востребованности увеличенных мощностей, что может быть интерпретировано как

вероятность строительства СПГ-завода в запланированных масштабах;  $R$  – выгода от улучшения полезных свойств товара, т.е. чистая операционная прибыль от реализации дополнительного газа на рынке СПГ;  $R_1$  – выгода от улучшения полезных свойств товара в случае строительства СПГ-завода,  $R_2$  – выгода от улучшения полезных свойств товара в случае нестроительства завода (т.е.  $R_2 = 0$  и  $R_1 = R$ );  $C_1$  – издержки на строительство КС в случае строительства завода,  $C_2$  – издержки на строительство КС в случае нестроительства завода (тогда по построению модели  $C_2 = 0$ );  $C$  – издержки на строительство КС<sup>15</sup>;  $I = 0,5Ar^2$  – объем специфичных инвестиций в строительство завода;  $A$  – показатель чувствительности инвестиций к уровню вероятности, определяющий объем инвестиций.

Привязка к конкретному проекту дает возможность примерно оценить параметры модели на основе подобных ранее реализованных или планируемых проектов, а также прогнозов для рынков СПГ. Оценки стоимости строительства КС сильно различаются в зависимости от конкретных условий и обычно находятся в диапазоне от 500 до 2000 долл. за транспортировку 1 млн куб. м газа на 100 км (табл. 2). Чтобы оценить максимально возможную степень влияния данного фактора, мы используем верхнюю границу этого интервала, т.е. 2000 долл. за 1 млн куб. м на 100 км. Тогда стоимость строительства компрессорных мощностей для системы протяженностью 800 км и мощностью 8 млрд куб. м в год составит 128 млн долл., т.е.  $C = 0,128$ <sup>16</sup>.

Таблица 2

## Примерные издержки

Название	Год оценки	Изменение мощности, млрд куб. м в год	Протяженность, км	Стоимость, млн долл.	Удельная стоимость, долл./ (млн куб. м × 100 км)
TANAP (Турция)	2018	С 16 до 31	1841	200 (5 КС по 40 млн долл.)	724
Северный поток-2	2018	До 55	1200	300 (КС «Славянская»)	455
Грязовец – Славянская	2018–2019	До 58	1546	1809 (расходы на КС в инвестиционных программах)	2017
Северный поток	2012	До 55	1200	640 (строительно-монтажные работы для КС «Портовая»)	970
Ямал – Европа	2004	С 20 до 33	683	190	2140

*Источники:* примерные издержки оцениваются на основе данных Neftegaz.ru, 2020; Дзядко, Демченко, 2018; Информация об инвестиционной..., 2018, 2019; Мазнева, 2012; АВВ, 2004.

<sup>15</sup> В данном случае в издержки по строительству компрессорных станций следует включать трансформационные издержки на приобретение оборудования и организацию работ, трансакционные издержки по организации этого процесса и издержки, связанные с получением финансирования на реализацию проекта и перекрытия временного лага между строительством и получаемыми выгодами.

<sup>16</sup> Здесь и далее значения параметров модели рассчитываются в млрд долл.



Операционная прибыль от продажи дополнительного газа на рынке рассчитывается в предположении, что СПГ с Сахалина мог бы быть реализован в Азиатско-Тихоокеанском регионе. По оценке Международного энергетического агентства (МЭА), цена газа в Японии<sup>17</sup> с 2020 по 2040 г. будет находиться в диапазоне 10–11 долл. за млн БТЕ (в постоянных ценах 2017 г.), что эквивалентно 370–410 долл./тыс. куб. м. Для расчетов мы принимаем цену на уровне 390 долл. за тыс. куб. м (International Energy Agency, 2018, p. 175). Операционные издержки включают стоимость добычи, сжижения, издержки на трубопроводную транспортировку до СПГ-терминала и на морскую транспортировку после сжижения. Издержки добычи газа на сахалинских проектах оцениваются в пределах 0,4 долл./млн БТЕ, или около 15 долл./тыс. куб. м (Mitrova, Sobko, Sergeeva, 2018, p. 22; Steuer, 2019, p. 7). Операционные издержки на сжижение, по оценке Оксфордского института энергетических исследований, составляют от 0,65 до 1,44 долл./млн БТЕ на разных терминалах, или от 24 до 54 долл./тыс. куб. м (Songhurst, 2018, p. 28). Для расчетов мы далее используем среднюю оценку в 39 долл./тыс. куб. м.

Издержки трубопроводной транспортировки в России оцениваются на уровне российского тарифа на транспортировку газа, предназначенного для продажи на экспорт, т.е. 82,4 руб./тыс. куб. м на 100 км<sup>18</sup>, что эквивалентно около 11 долл./тыс. куб. м (по валютному курсу 2017 г.) при пересчете на расстояние 800 км. Стоимость морской транспортировки СПГ из России в Китай, по оценке МЭА, составляет около 0,4 долл./млн БТЕ (в ценах 2017 г.) (International Energy Agency, 2018, p. 195), т.е. около 15 долл./тыс. куб. м. Мы используем эту оценку в предположении, что Китай будет являться одним из важных потребителей СПГ из России, а расстояния до других покупателей не настолько отличаются, чтобы приводить к серьезным корректировкам.

Удельная операционная прибыль от поставки дополнительного газа (в форме СПГ) будет составлять: цена газа – издержки добычи – издержки сжижения – издержки трубопроводной транспортировки – издержки морской транспортировки = 390 – 15 – 39 – 11 – 15 = 310 (долл./тыс. куб. м в ценах 2017 г.).

При объемах поставок СПГ на уровне 8 млрд куб. м в год годовая операционная прибыль составит 2480 млн долл. Для получения оценки чистой прибыли из этой суммы необходимо вычесть налог на добычу полезных ископаемых в сумме 144 млн долл.<sup>19</sup> и налог на прибыль по ставке 20%, так что чистая операционная прибыль за год составит 1869 млн долл. Предполагается, что, как и сейчас, экспорт СПГ не будет облагаться пошлиной.

Необходимо отметить, что мы рассматриваем статическую модель, хотя выгоды и издержки не являются одномоментными. В рамках модели они учитываются как приведенная стоимость будущих дохо-

<sup>17</sup> Цена Японии как крупнейшего покупателя СПГ традиционно является региональным ценовым индикативом.

<sup>18</sup> Утверждено Приказом ФСТ России от 8 июня 2015 г. № 216-э/1.

<sup>19</sup> В 2018 г., по данным ФНС России, средняя ставка НДС на газ в России составила около 1000 руб./тыс. куб. м, т.е. 18 долл./тыс. куб. м.

дов, будущих издержек и будущих инвестиций. Используется именно такое упрощение, так как оно соотносится с практикой рассмотрения инвестиционных решений до начала проекта, следовательно, не искажает выводов модели.

Тогда при сроке эксплуатации проекта 30 лет и применении стандартной для нефтегазовой отрасли ставки дисконтирования 10% суммарная чистая операционная прибыль от реализации дополнительных объемов газа достигнет 19 486 млн долл. Следовательно, сумма чистой операционной прибыли от реализации дополнительных объемов газа  $R$  составит 19,486 млрд долл.

Величина инвестиций в проект оценивается на базе данных о стоимости проекта «Дальневосточный СПГ» (хотя впоследствии его местоположение было перенесено в Хабаровский край) с учетом строительства СПГ-терминала и необходимых вложений в добывающие мощности. Суммарно стоимость проекта оценена в 8,5 млрд долл. (без учета трубопроводов, которые в данной модели рассматриваются отдельно) (ТАСС, 2018). Если предположить, что проект финансируется за счет средств кредита по ставке 10% на 10 лет<sup>20</sup>, то общая сумма выплат по кредиту за 10 лет составит 13 175 млн долл., но с учетом дисконтирования (также по ставке 10%) она будет равна 9350 млн долл. Таким образом, сумма инвестиционных расходов  $I$  равна 9,350, тогда  $A$  составляет  $18,7 / \rho^2$ .

Таким образом, мы определили основные параметры модели, которые позволят нам интерпретировать полученные результаты. Оптимизация по вероятности приводит к установлению равновесных величин вероятности, инвестиций и прибыли:

$$\rho^I = (R - C) / A, \quad I^I = (R - C)^2 / 2A, \quad \pi^I = (R - C)^2 / 2A. \quad (2)$$

Условие общественного планировщика близко, хотя и неидентично, ситуации, когда «Сахалин Энерджи» закупает газ у «Роснефти» на входе в газопровод, самостоятельно осуществляет специфические инвестиции и несет издержки, связанные с увеличением мощности газопровода, а затем реализует его на рынке СПГ. Отличием от модели является меньший прирост прибыли, поскольку часть будет выплачена за покупку газа (в модели это может быть отображено коэффициентом меньше единицы для  $R$ ).

Альтернатива 1: независимое принятие решений. В стандартной постановке модели предполагается, что прибыль от усовершенствования товара делится поровну между владельцем трубопровода и покупателем услуги (предположение Нэша). В нашем случае прибыль от увеличения объемов делится с некоторым коэффициентом  $t < 1$ , поскольку прибыль владельца от сделки определяется тарифом, который устанавливается регулятором — ФАС России (т.е. предполагается экзогенным относительно данной модели). Тогда прибыль владельца трубопровода от сделки будет составлять

<sup>20</sup> Средняя ставка по кредитам российским нефинансовым организациям на срок свыше 1 года, по данным Банка России, в среднем за 2019 г. составляла 9,3% ([http://www.cbr.ru/statistics/bank\\_sector/int\\_rat/](http://www.cbr.ru/statistics/bank_sector/int_rat/)).

$$\pi_s = t\rho(R - C), \quad (3)$$

а прибыль покупателя –

$$\pi_b = (1-t)\rho(R - C) - 0,5A\rho^2. \quad (4)$$

В результате равновесное значение вероятности (из условия максимизации прибыли покупателя) равно

$$\rho^m = (1-t)(R - C) / A, \quad (5)$$

а инвестиции в специфические активы –

$$I^m = (1-t)^2 (R - C)^2 / 2A. \quad (6)$$

Прибыль покупателя –

$$\pi_b^m = (1-t)^2 (R - C)^2 / 2A, \quad (7)$$

прибыль владельца трубопровода –

$$\pi_s^m = t(1-t)(R - C)^2 / A. \quad (8)$$

Таким образом, суммарная прибыль составит

$$\pi^m = (1-t^2)(R - C)^2 / 2A. \quad (9)$$

Так как значение тарифа<sup>21</sup>  $0 < t < 1$ , суммарная прибыль в варианте (9) ниже, чем суммарная прибыль в случае общественного планировщика (2). Также значение вероятности положительной отдачи от улучшения полезных свойств товара (5) ниже и зависит от размера тарифа: чем выше тариф, тем ниже вероятность, следовательно, и меньше вероятность осуществления инвестиций в улучшение полезных свойств товара, т.е. строительства компрессорных станций.

Этот вариант лучше всех отражает случай АЗ и возможность перехода к случаю Б1, когда решение о торгуемости блага принято и агенты обязаны участвовать в контрактных отношениях, но условия увеличения мощностей газопровода не обсуждаются в текущем периоде, но возможны для обсуждения в будущем. «Сахалин Энерджи» и «Роснефть» принимают решения независимо.

Альтернатива 2: конечные права распределены в пользу владельца трубопровода. В случае когда фирмы интегрируются и конечные права на принятие решения об улучшении характеристик базового товара принадлежат владельцу трубопровода, решение модели не будет отличаться от ситуации, когда агенты принимают решение независимо. Это происходит, поскольку владелец, как и в ситуации выше, будет принимать решение об уровне издержек на улучшение полезных свойств товара, а выгоды от такого улучшения будут делиться согласно размеру тарифа  $t$ .

Альтернатива 3: конечные права распределены в пользу покупателя. В случае когда фирмы интегрируются и конечные права на принятие решения об улучшении характеристик базового товара принадлежат покупателю, решение изменится, поскольку покупатель от издержек улучшения товара получает неотрицательную выгоду, не неся издержек (получая нулевой выигрыш в худшем случае), что стимулирует его выбирать максимальный уровень издержек в улучшение полезных свойств товара вне зависимости от того, приносят они выгоду или нет, а также

<sup>21</sup> В работе не рассматриваются варианты  $t = 0$  и  $t = 1$ , так как они означали бы решение ФАС России о полном перераспределении прибыли в пользу одной из сторон, что, как предполагается, невозможно.

переложить их полностью на владельца трубопровода. В рассматриваемой ситуации это соответствует случаю, когда «Роснефть» получает (де-факто) право в одностороннем порядке устанавливать необходимые ей объемы транспортировки газа, чем вынуждает «Сахалин Энерджи» инвестировать в строительство КС (такая ситуация возможна в случае принятия ФАС России решения об обеспечении недискриминационного доступа в полном запрашиваемом объеме, а не в объеме свободных мощностей).

При таких предпосылках прибыль владельца трубопровода будет определяться как

$$\pi_s = t\rho R - C, \quad (10)$$

прибыль покупателя –

$$\pi_b = (1-t)\rho R - 0,5A\rho^2, \quad (11)$$

равновесное значение вероятности –

$$\rho^b = (1-t)R / A, \quad (12)$$

равновесное значение инвестиций –

$$I^b = (1-t)^2 R^2 / 2A. \quad (13)$$

Таким образом, ожидаемая величина инвестиций может быть и выше, чем в общественно оптимальном уровне, т.е. возможно сверхинвестирование в специфический актив.

Прибыль покупателя от сделки составит

$$\pi_b^b = (1-t)^2 R^2 / 2A, \quad (14)$$

прибыль владельца трубопровода –

$$\pi_s^b = t(1-t)R^2 / A - C, \quad (15)$$

суммарная прибыль –

$$\pi^b = (1-t^2)R^2 / 2A - C. \quad (16)$$

Альтернатива 4: статус-кво – неторгуемость блага. Неторгуемость блага в данном случае определяется как отсутствие сделок между агентами. Это означает, что дополнительной выгоды от улучшения газопровода нет, а также нет и специфических инвестиций, издержек на улучшение характеристик блага, т.е. увеличение прибыли равно 0.

В этом случае может быть рассмотрен другой вариант: реализация альтернативного проекта «Роснефти», который принесет столько же ожидаемых выгод (поскольку предполагается, что «Роснефть» ограничена сверху по объемам продажи газа), но стоит больших инвестиций.

### 3.3. Результаты моделирования и их интерпретации

Для сравнения институциональных альтернатив необходимо сопоставить объемы общественного благосостояния (суммарной прибыли) при различных вариантах распределения прав собственности. Необходимые показатели приведены в табл. 3.

Суммарная прибыль при независимом принятии решений (8) и распределении конечных прав в пользу владельца трубопровода ниже,

Таблица 3

Количественные характеристики структурных альтернатив

Альтернатива	Вероятность	Суммарная прибыль	Ограничения на параметры, накладываемые из ограничения вероятности
	$\rho$	$\pi = \pi_b + \pi_s$	$0 \leq \rho \leq 1$
Максимизация общественного благосостояния (решение общественного планировщика)	$(R-C)/A$	$\pi^* = (R-C)^2 / 2A$	$R \geq C,$ $R-C \leq A$
Независимое принятие решений	$(1-t)(R-C)/A$	$(1-t^2)(R-C)^2 / 2A < \pi^*$ , так как $0 < t < 1$	$R \geq C,$ $(1-t)(R-C) \leq A$
Конечные права распределены в пользу владельца трубопровода	$(1-t)(R-C)/A$	$(1-t^2)(R-C)^2 / 2A < \pi^*$ , так как $0 < t < 1$	$R \geq C,$ $(1-t)(R-C) \leq A$
Конечные права распределены в пользу покупателя	$(1-t)R/A$	$(1-t^2)R^2 / 2A - C \leq \pi^*$ . Существует уровень тарифа $t = C/R = 0,0066$ и уровень $A = R-C = 19,358$ , при которых суммарная прибыль достигает уровня прибыли при общественном планировщике	$R \geq 0,$ $(1-t)R \leq A$

*Источник:* составлено авторами на основе модели Гроссмана–Харта.

чем в случае общественного планировщика (2). В случае когда конечные права распределены в пользу покупателя, суммарная прибыль (16) также не может быть выше, чем прибыль при общественном планировщике (9), при соблюдении ограничений на соотношение выгод и чувствительности инвестиций.

Для проектов, требующих относительно низких издержек для улучшения характеристик товара и имеющих относительно невысокую чувствительность специфических инвестиций к вероятности улучшения базового актива (можно сказать, что объем специфических инвестиций относительно небольшой) и при этом высокий уровень прибыли, общественно эффективным может быть распределение прав в пользу покупателя, во всяком случае по сравнению с независимым принятием решений и распределением прав в пользу продавца. Впрочем, тарифные условия могут быть настроены так, что это соотношение изменится.

В частности, в рассматриваемом примере при определенном уровне тарифа и чувствительности специфических инвестиций

( $t = C / R = 0,0066$  и  $A = R - C = 19,358$ ) может быть достигнут уровень суммарной прибыли, соответствующий уровню общественного планировщика, который составит 9,6790, тогда как при распределении прав в пользу продавца или независимом принятии решений суммарная прибыль будет чуть ниже – 9,6786. В остальных случаях вариант общественного планировщика был бы оптимальным, но если сравнивать реальные альтернативы распределения прав, их эффективность зависит от выполнения соотношения (полученного при сопоставлении прибылей при распределении прав в пользу покупателя и в пользу продавца из табл. 3):

$$1 - t^2 > A / 19,422. \quad (17)$$

Если (17) выполнено, распределение прав в пользу покупателя мощностей («Роснефти») более общественно выгодно, чем другие альтернативы.

По построению модели  $A = 18,7 / \rho^2$ , и следовательно  $A \geq 18,7$ . Таким образом, на большей части множества возможных тарифов (в частности, всегда при  $t > 0,192$ ) более общественно выгодным будет распределение прав в пользу продавца («Сахалин Энерджи»). Это вполне объяснимо. Из-за относительно высокого уровня издержек  $I$  на строительство СПГ-терминала (специфического актива) «Роснефть» может столкнуться с высокими рисками, если у нее нет прав на газопровод, и тогда ей нужны весьма низкие тарифы, чтобы эти риски принять, в противном случае от проекта лучше отказаться. В случае высоких тарифов «Сахалин Энерджи» будет заинтересована в реализации крупного проекта и будет готова расширять газопровод для получения существенной платы за транспортировку газа. Связанный показатель  $A$  отражает реакцию компаний на отношенческо-специфические инвестиции партнеров (Фуруботн, Рихтер, 2005, с. 294). В условиях сложных отношений рассматриваемых компаний следует ожидать скорее осторожной реакции на взаимные шаги, поэтому есть основания полагать, что уровень  $A$ , несмотря на высокое пороговое значение из-за большого объема требуемых инвестиций, не будет высоким. Следовательно, в соответствии с (17) останется возможность назначения достаточно низких тарифов, чтобы «Роснефть» все же сохранила интерес к проекту, и при умеренном тарифообразовании именно контроль «Роснефти» над расширением газопроводных мощностей окажется более благоприятным вариантом для максимизации общественного благосостояния с помощью реализации инвестиционного проекта. В этом случае и при низких тарифах интерес к проекту окажется недостаточным уже у «Сахалин Энерджи» с учетом ее собственных рисков.

Стоит рассмотреть уровень инвестиций в специфические активы в случае распределения прав в пользу покупателя (13). Мы будем наблюдать сверхинвестирование относительно общественно-оптимального уровня в случае если ставка тарифа будет меньше отношения издержек в улучшение характеристик товара к выгодам от этого улучше-

ния<sup>22</sup>:  $t < C / R$  (т.е. при введенных здесь параметрах модели в условиях низкого уровня  $t < 0,0066$ ). Иными словами, если установленный ФАС России тариф на транспортировку газа ниже соотношения издержек на увеличение мощностей газопровода к получаемым выгодам, мы будем наблюдать сверхинвестирование в мощности по производству СПГ. Это необходимо учитывать при разработке тарифной политики.

Для того чтобы предлагаемые институциональные альтернативы были лучше, чем статус-кво, требуется, чтобы выгоды от улучшения полезных свойств товара превышали издержки. В нашей ситуации это значит, что существует возможность получения прибыли на рынке СПГ при увеличении продаж (выполняется предпосылка о невозможности влиять на цену СПГ путем увеличения объема). Если сравнивать с вариантом, в котором «Роснефть» вкладывает в строительство собственного трубопровода, то для его эффективности разница между выгодами и издержками должна превышать показатели прибыли. Если предположить, что объемы торгуемого газа в случае строительства отдельного трубопровода такие же, как и в случае установки компрессорных станций на существующем трубопроводе «Сахалин Энерджи», а издержки по строительству нового трубопровода значительно превышают издержки по строительству КС, то общественное благосостояние будет ниже, чем при входе в трубопровод «Сахалин Энерджи». Это объясняет длительные попытки «Роснефти» получить доступ к трубопроводу.

Модель предполагает, что «Роснефть» и «Сахалин Энерджи» являются ценополучателями на рынке СПГ и вход еще одного производителя не повлияет на цену. Но если рассматривать более узкий географический рынок СПГ, определяемый спросом со стороны стран Восточной Азии (на момент написания этой статьи — преимущественно Японии, Южной Кореи, Китая, Тайваня<sup>23</sup>), то Россия — ближайшая страна-экспортер, в особенности это касается сахалинских проектов. В 2018 г. российские поставки СПГ уже обеспечили около 8% потребления Японии, около 5% потребления Южной Кореи и около 14% потребления Тайваня<sup>24</sup>. Даже в условиях активной экспансии на этот рынок производителей из других стран (Катара, Австралии, США) появление новых мощностей, позволяющих примерно в полтора раза нарастить российский экспорт СПГ в регион<sup>25</sup>, в непосредственной близости от центров потребления, способно привести к переключению спроса на российские проекты. В таком случае конкуренция между несколькими российскими производителями может привести к снижению цены СПГ и, следовательно, к снижению выгод от увеличения мощностей трубопровода (или строительства нового). В условиях развития конкуренции

<sup>22</sup> Данное условие верно при введенных предпосылках  $0 < t < 1$ , а также  $R \geq C$ .

<sup>23</sup> В 2017 г. более 98% поставок с СПГ-терминала «Сахалин-2» было осуществлено в страны Азии, а именно в Японию, Южную Корею, Китай и Тайвань (источник: GIIGNL. The LNG Industry. GIIGNL Annual Report 2018).

<sup>24</sup> GIIGNL. The LNG Industry. GIIGNL Annual Report 2019.

<sup>25</sup> Планируемая мощность СПГ-терминала «Дальневосточный СПГ» составляет 6,2 млн т в год (источник: ТАСС. <https://tass.ru/ekonomika/5710327>), а поставки СПГ из России в страны АТР в 2018 г. составили 12,9 млн т в год (источник: GIIGNL. The LNG Industry. GIIGNL Annual Report 2019).

на азиатском рынке СПГ, в том числе со стороны российских проектов, есть существенные риски, что выгоды от увеличения мощностей лишь незначительно превышают издержки. Если предположить, что специфичные инвестиции на строительство СПГ-завода достаточно велики (высокое значение коэффициента  $A$ ), то вариантом, обеспечивающим максимальное благосостояние, будет решение общественного планировщика. Альтернативой может стать близкий к нему вариант покупки газа у «Роснефти» на входе в трубопровод. Тем не менее предложенный вывод будет верен только в условиях выполнения описанных предпосылок.

В данной модели предполагаются нулевые издержки ведения переговоров, а также не учитывается возможное влияние использования трубопровода «Сахалин Энерджи» для своего газа. В действительности это может быть не совсем так.

Предположим, что покупатель принимает решение о строительстве КС с целью поддержания такого уровня давления в газопроводе, который обеспечит требуемый ему объем прокачки газа. Но для работы трубопровода, объекта с повышенной опасностью, критически важным показателем обеспечения безопасности является поддержание давления в трубопроводе с учетом характеристик используемой трубы. В таком случае требуется заключение контракта, который учитывал бы интересы владельца трубопровода, интересы покупателя и характеристики трубы, а также право принятия решений в случае необходимости изменения давления у одного из участников или в целях обеспечения безопасности системы. Заключение такого контракта может потребовать высоких транзакционных издержек. Это не является запретительным барьером для перераспределения прав собственности на компрессорные станции, но станет дополнительным ограничением, что может быть выражено в форме дополнительных издержек (которых нет в альтернативных вариантах управления транзакциями).

Построенная модель неполных контрактов Гроссмана–Харта демонстрирует, что независимое принятие решений и распределение прав в пользу владельца газопровода не может обеспечить максимизацию общественного благосостояния. Ситуация, когда права собственности распределены в пользу покупателя, может обеспечить максимизацию общественного благосостояния только в случаях, когда выгоды от сделки значительно превышают инвестиции в проект и при условии низкого уровня тарифа. Решение общественного планировщика, т.е. когда решение принимается единственным агентом, учитывающим все издержки и выгоды от сделки, обеспечивает максимальное благосостояние. Но для возможности увеличения благосостояния при переходе от статус-кво необходимо превышение выгод от рассматриваемого проекта над издержками проекта. При этом в модель не включены издержки на ведение переговоров между компаниями до заключения соглашения и повторных переговоров во время его выполнения.



## Выводы

Основной вывод из представленной модели заключается в том, что для обеспечения максимального общественного благосостояния недостаточно наделять покупателя правом претендовать на свободные мощности в трубопроводе (в таком случае мы попадем в вариант независимого принятия решений с благосостоянием ниже общественно-оптимального), необходимо также предложить способ организации взаимодействия компаний, рассматривая различные варианты распределения прав.

Отождествление деятельности по производству того или иного продукта с наличием рынка может вести к ошибочным действиям в части применения регуляторных норм, в первую очередь антимонопольного законодательства. Оно является следствием доминирования определенной исследовательской традиции в экономическом анализе для применения антимонопольного законодательства. Такое отождествление основывается на неприменении метода сравнительного анализа дискретных структурных альтернатив, в рамках которого механизм цен и традиционные представления об организации обменов в рамках рыночного механизма оказываются лишь частью более разнообразной палитры форм экономической организации.

Реализация сложного проекта (добыча, транспортировка и переработка) на Сахалине исторически предполагала обеспечение высокой степени взаимного дополнения, совместимости характеристик каждой составляющих, что в силу стратегического характера трубопровода как актива требовало применения иерархического механизма организации транзакций.

Реализация проекта в условиях неопределенности может создать условия для применения более сложной системы отношений, которые предполагают как применение иерархической формы организации транзакций по поводу транспортировки газа, так и гибридной формы, что подразумевает допуск к трубопроводу третьей стороны.

Однако такой подход сопряжен со значительными сложностями проектирования и поддержания гибридных институциональных соглашений, так как они предполагают обеспечение высокой степени соответствия сторон друг другу посредством частичного объединения активов, раскрытия информации друг перед другом, разработки правил распределения потоков квазиаренды, а также рисков и улавливания возможных позитивных и негативных побочных эффектов.

При рассмотрении вариантов регулирования необходимо учитывать распределение конечных прав, поскольку внешнее регулирование не предполагает автоматического заключения полных контрактов.

Различное распределение конечных прав может привести к различным результатам с точки зрения общественного благосостояния, стимулов участников рынка, а также вероятных последствий для инфраструктурного проекта «Сахалин-2» с точки зрения безопасности управления инфраструктурой.

Согласно рассмотренной модели Гроссмана–Харта максимизация общественного благосостояния обеспечивается в случае, когда право принятия решения принадлежит одному агенту, учитывающему все выгоды и издержки от строительства СПГ-терминала и увеличения мощности газопровода. Также оно может быть достигнуто, когда конечные права (права по принятию решений) принадлежат покупателю услуги транспортировки газа (но не превышают благосостояния при общественном планировщике) при определенных условиях.

Оценочный расчет с использованием примерных фактических параметров модели показывает, что относительно более благоприятными для общественного благосостояния – если вынести за скобки наилучшую ситуацию общественного планировщика – могут быть разные режимы распределения прав: распределение прав в пользу продавца («Сахалин Энерджи») или независимое принятие сторонами решений при высоких тарифах за транспортировку и высокой чувствительности специфических инвестиций (в СПГ-терминал) к вероятности успешного расширения базового актива (газопровода) и распределения прав в пользу покупателя («Роснефть») – в противном случае.

Обеспечение доступа к трубопроводу без оговорки относительно распределения прав может привести к реализации варианта, не обеспечивающего максимизации общественного благосостояния.

Данная работа не определяет оптимальный вариант организации взаимоотношений, количественную оценку последствий принятых решений, а направлена на выявление обстоятельств, которые должны быть учтены при выборе механизмов управления транзакциями при использовании мощностей изолированного газопровода.

#### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

- Газпром (2018). Информация об инвестиционной программе ПАО «Газпром» на 2018 год. Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/f/posts/88/919316/gazprom-inf-transport-2018-11-20.xlsx> [Gazprom Group (2018). *Gazprom 2018 investment program*. Available at: <https://www.gazprom.ru/f/posts/88/919316/gazprom-inf-transport-2018-11-20.xlsx> (in Russian).]
- Газпром (2019). Информация об инвестиционной программе ПАО «Газпром» на 2019 год. Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/f/posts/88/919316/2019-gazprom-inf-transport-application.xlsx> [Gazprom Group (2019). *Gazprom 2019 investment program*. Available at: <https://www.gazprom.ru/f/posts/88/919316/2019-gazprom-inf-transport-application.xlsx> (in Russian).]
- Дзядко Т., Демченко Н. (2018). СГМ Ротенберга получит 19 млрд за отправной пункт «Северного потока-2». Режим доступа: <https://www.rbc.ru/business/06/06/2018/5b17a8b59a7947e050a65488> [Dzjadko T., Demchenko N. (2018). *Rotenberg's Stroygazmontazh will receive 19 billion for the starting point of the Nord Stream - 2*. Available at: <https://www.rbc.ru/business/06/06/2018/5b17a8b59a7947e050a65488> (in Russian).]

- Мазнева Е.** (2012). «Стройгазмонтаж» начнет строить «Южный коридор» для «Газпрома» // *Ведомости*. 22 июля. Режим доступа: [https://www.vedomosti.ru/business/articles/2012/07/23/rotenberg\\_idet\\_v\\_obhod](https://www.vedomosti.ru/business/articles/2012/07/23/rotenberg_idet_v_obhod) [**Mazneva E.** (2012). Stroygazmontazh will start building the Southern Corridor for Gazprom. *Vedomosti*. 22 July. Available at: [https://www.vedomosti.ru/business/articles/2012/07/23/rotenberg\\_idet\\_v\\_obhod](https://www.vedomosti.ru/business/articles/2012/07/23/rotenberg_idet_v_obhod) (in Russian).]
- ТАСС (2018). Стоимость проекта Дальневосточный СПГ вновь снижена // ТАСС. 23 октября. Режим доступа: <https://tass.ru/ekonomika/5710327> [TASS (2018). Far Easter LNG project cost reduced again. *TASS. Russian News Agency*, 23 October. Available at: <https://tass.ru/ekonomika/5710327> (in Russian).]
- Тироль Ж.** (2000). Рынки и рыночная власть: теория организации промышленности. В 2 т. СПб.: Экономическая школа. [**Tirole J.** (2000). *Markets and market power: The theory of industrial organization*. Saint Petersburg: Ekonomicheskaya shkola (in Russian).]
- Уильямсон О.И.** (1996). Экономические институты капитализма. Фирмы, рынки, отношенческая контракция. СПб.: Лениздат, SEV Press. [**Williamson O.** (1996). *The economics institutions of capitalism. Firms, markets, relational contracting*. Saint Petersburg: Lenizdat, SEV Press (in Russian).]
- Фуруботн Э.Г., Рихтер Р.** (2005). Институты и экономическая теория. Достижения новой институциональной экономической теории. СПб.: Издательский дом Санкт-Петербургского государственного университета. [**Furubotn E., Richter R.** (2005). *Institutions and economic theory: The contribution of the new institutional economics*. Saint Petersburg: Izdatel'skij dom Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo universiteta (SPBU) (in Russian).]
- Шаститко А.Е.** (2010). Новая институциональная экономическая теория. Четвертое издание, переработанное и дополненное. М.: Теис. [**Shastitko A.E.** (2010). *New institutional economic theory*. Moscow: Teis (in Russian).]
- Шаститко А.Е.** (2011). Ошибки I и II рода в экономических обменах с участием третьей стороны-гаранта // *Журнал Новой экономической ассоциации*. № 10. С. 125–148. [**Shastitko A.E.** (2011). Errors of I and II types in economic exchanges with third party enforcement. *Journal of the New Economic Association*, 10, 125–148 (in Russian).]
- Шаститко А.Е.** (2013). Экономические эффекты ошибок в правоприменении и правоустановлении. М.: Издательский дом «Дело». [**Shastitko A.E.** (2013). *Economic effects of mistakes in law enforcement and law establishment*. Moscow: Izdatel'skij dom "Delo" (in Russian).]
- Шаститко А.Е., Курдин А.А.** (2018). Функциональное и инструментальное в определении рынка: лаборатория естественных экспериментов на Балтике // *Балтийский регион*. Т. 10. № 2. С. 4–25. [**Shastitko A.E., Kurdin A.A.** (2018). Functional and instrumental in defining the market: The laboratory of natural experiments in the Baltic. *Baltic Region*, 10, 2, 4–25 (in Russian).]
- ABB (2004). *ABB wins US\$ 190 million contract in Poland*. Available at: <https://new.abb.com/news/detail/13077/abb-wins-us-190-million-contract-in-poland>.
- Glachant J.M., Hallack M., Vazquez M.** (2014). Gas network and market “à la Carte”: Identifying the fundamental choices. *Utilities Policy*, 31, 238–245.

- Grossman S.J., Hart O.D.** (1986). The cost and benefits of ownership: A theory of vertical and lateral integration. *Journal of Political Economy*, 94, 691–719.
- Hallack M., Vazquez M.** (2014). Who decides the rules for network use? A ‘common pool’ analysis of gas network regulation. *Journal of Institutional Economics*, 10 (3), 493–512.
- International Energy Agency (2018). *World Energy Outlook*. Paris: OECD/IEA.
- Littlechild S.** (2014). The creation of a market for retail electricity supply. In: E. Brousseau, J.-M. Glachant. *The manufacturing of markets. Legal, political and economic dynamics*. Cambridge: Cambridge University Press, 166–198.
- Lyon T., Hackett S.** (1993). Bottlenecks and governance structures: Open access and long-term contracting in natural gas. *Journal of Law, Economics, & Organization*, 9 (2), 380–398.
- Ménard C.** (2012). Hybrid modes of organization. Alliances, joint ventures, networks, and other ‘strange’ animals. R. Gibbons, J. Roberts. *The Handbook of Organizational Economics*. Princeton: Princeton University Press, 1066–1108.
- Mitrova T., Sobko A., Sergeeva Z.** (2018). *Global LNG market transformation: Ways not to miss the window of opportunities for Russia*. Skolkovo: Energy Centre, Moscow School of Management SKOLKOVO. Available at: <https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/News/Russia-on-global-spg-market-Eng.pdf>
- Neftegaz.ru (2020). Увеличение мощности TANAP потребует строительства дополнительных компрессорных станций. Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/202012-uvlichenie-moshchnosti-tanap-potrebuuet-stroitelstva-dopolnitelnykh-kompressornykh-stantsiy> [Neftegaz.ru (2020). The increase in TANAP capacity will require the additional compressor stations construction. Available at: <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/202012-uvlichenie-moshchnosti-tanap-potrebuuet-stroitelstva-dopolnitelnykh-kompressornykh-stantsiy> (in Russian).]
- Songhurst B.** (2018). *LNG plant cost reduction 2014–18*. Oxford Institute for Energy Studies.
- Steuer C.** (2019). *Outlook for competitive LNG supply*. Oxford Institute for Energy Studies.
- Williamson O.E.** (1971). The vertical integration of production: Market failure considerations. *American Economic Review*, 61 (May), 112–123.
- Williamson O.E.** (1975). *Markets and hierarchies: Analysis and antitrust implications*. New York: The Free Press.
- Williamson O.E.** (1996). *The mechanisms of governance*. New York: Oxford University Press.
- Xu J., Hallack M., Vazquez M.** (2017). Applying a third party access model for China’s gas pipeline network: an independent pipeline operator and congestion rent transfer. *Journal of Regulatory Economics*, 51 (1), 72–97.
- Yafimava K.** (2013). *The EU third package for gas and the gas target model: Major contentious issues inside and outside the EU*. Oxford Institute for Energy Studies.

Поступила в редакцию 26.05.2019

Received 26.05.2019

**A.Ye. Shastitko**

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration, Moscow, Russia

**A.A. Kurdin**

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration, Moscow, Russia

**I.N. Filippova**

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; Gaidar Institute for Economic Policy, Moscow, Russia

**Structural alternatives of the gas transportation organization through an insulated pipeline<sup>26</sup>**

**Abstract.** Regulation of natural monopolies implies strict adherence to the legislation that does not take into account the variety of circumstances of activities and the possible transactions organization options. The litigation between the “Rosneft” and “Sakhalin Energy” companies about the access to the gas pipeline, which connects the gas field in the North of the Sakhalin Island with the liquefied natural gas (LNG) plant in the Southern part of the Island, is analyzed. It is shown that consideration of a broader range of institutional alternatives of the gas transportation organization through an insulated pipeline is necessary. The basis of the regulator decisions is the existence of market for gas transportation services, which in fact is not (and should not be) the default option. An approach to such situations analysis is proposed, it allows covering a wide range of institutional alternatives that could provide a higher level of social welfare. The Grossman–Hart model of incomplete contracts and its verification on real data is used for the demonstration that a simple decision to allow an isolated pipeline access, when the participants of the transaction are independent, can lead to a decrease of the public welfare, compared with alternatives involving integration.

**Keywords:** *pipelines, incomplete contracts theory, Grossman–Hart model, antitrust regulation, institutional alternatives.*

JEL Classification: L14, L95, K23, D02.

DOI: 10.31737/2221-2264-2020-47-3-6

---

<sup>26</sup> The article is prepared as part of a research project within RANEPА state assignment.