

ОБЩЕСТВЕННО ОПТИМАЛЬНЫЕ РЫНОЧНЫЕ ЦЕНЫ НЕФТЯНОГО ПОПУТНОГО ГАЗА И ПРОБЛЕМА ИХ ПРИЕМЛЕМОСТИ

Е. О. Лобанова

DOI: 10.33293/1609-1442-2019-2(85)-76-84

Общественно оптимальная цена (ООЦ) является ценой, в наибольшей мере соответствующей интересам общества. Однако на некоторых рынках возникают ситуации, когда ООЦ оказывается отрицательной, т.е. продавец вынужден платить покупателю за продаваемый продукт. В таких ситуациях может возникнуть конфликт интересов продавца и общества. Одним из таких рынков является рынок нефтяного попутного газа (НПГ) в России. Рынок НПГ уникален и не имеет аналогов в мире. Структура рынка монопольно-монополистическая. Со стороны покупателя нефтяного попутного газа выступает «Сибур», со стороны продавца – одна из нефтедобывающих компаний. В процессе своего исторического развития на рынке нередко возникали конфликты, основанием для которых выступало ценообразование на нефтяной попутный газ. Участники рынка не могли договориться между собой о справедливой цене на газ. Это обстоятельство побудило регулятора провести реформирование рынка НПГ, используя научный подход. В 2009 г. рынок НПГ был либерализован, однако государство не проводит мониторинга цен на этом рынке. Расчеты, произведенные в 2016 г., показали, что в некоторых случаях ООЦ на нефтяной попутный газ отрицательная. При применении отрицательных ООЦ неизбежен конфликт интересов, что может привести к серьезным сбоям на рынке и поставить под угрозу работу нефтехимической промышленности в России. В статье предпринята попытка проанализировать приемлемость применения

© Лобанова Е.О., 2019 г.

Лобанова Екатерина Олеговна, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, ассистент кафедры общей экономической теории МШЭ МГУ им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия, 172271@mail.ru

отрицательных ООЦ и разработать мероприятия, направленные на повышение приемлемости продавцами отрицательных ООЦ продаваемых ими продуктов.

Ключевые слова: нефтяной попутный газ, общественно оптимальная цена, приемлемость.

JEL: A11.

ВВЕДЕНИЕ

Приватизация российского нефтегазового сектора экономики в начале 1990-х гг. привела к появлению в Западной Сибири рынка нефтяного попутного газа. На восьми рыночных площадках (см. (Чернавский, 2013)) нефтяные компании продавали производимый ими НПГ «Сибур» – компании, которая не была аффилирована с производителями НПГ, что подтверждает наличие рынка НПГ. «Сибур» сепарировал НПГ на компоненты и производил из них множество различных продуктов (сухой отбензиненный газ (СОГ), стабильный газовый бензин (СГБ), сжиженный газ для бытовых нужд населения, мономеры, полимеры, шины, присадки и пр.). Рынок НПГ оказался новым экономическим институтом в истории обращения обществ с НПГ, так как во всех странах нефтедобывающим компаниям вменялась обязанность самим утилизировать НПГ (а не продавать его на рынке), да так, чтобы не наносить неприемлемого для общества вреда окружающей среде (включая людей).

Для координации поведения продавцов НПГ – нефтяных компаний – и покупателя нельзя было использовать механизм конкуренции, так как по своим свойствам рынок был монопольно-монополистическим (Чернавский, 2013). Поэтому государство как организатор рынка НПГ было вынуждено прибегнуть к ценовому регулированию – экономическому механизму координации отношений между участниками рынка.

Казалось бы, у государства возникла возможность с самого начала появления ре-

гулируемого рынка НПГ ввести на нем *общественно оптимальные цены* (ООЦ)¹ (Чернавский, 2011, с. 132–136). Однако реальное развитие пошло по другой траектории. С 1992 по 2009 г. система ценообразования, используемая регулятором на практике, менялась несколько раз. На протяжении первых десяти лет, т.е. с 1992 по 2002 г., цены НПГ устанавливались регулятором эмпирически, иными словами, без надлежащего научного обоснования (Чернавский, 2011, с. 117–121). При этом «в течение 1995–1999 гг. была установлена единая для всех площадок цена НПГ – 50 р./1000 м³. Приказом Минэкономразвития № 471 от 01.11.1999 эта цена в текущих ценах была повышена до 150 р./1000 м³. Некоторое время после этого она оставалась постоянной. <...> Практика показала, однако, что этот уровень цены не был компромиссным – в течение ряда лет нефтяные компании продавали НПГ не по 150 р./1000 м³, а по 70–100 р./1000 м³. Да и по этим ценам наблюдались неплатежи в виде значительных отсрочек оплаты за приобретенный НПГ» (Чернавский, 2013, с. 130). В 2001 г. государство повысило цену НПГ (в текущих ценах) «примерно вдвое и установило ценовой коридор 275–350 р./1000 м³, в рамках которого продавцы и покупатели имели право договариваться о контрактной цене НПГ» (Чернавский, 2013, с. 131). В 2002 г. Минэкономразвития ввело в практику шкалу цен НПГ, которая позволяла достичь самокупаемости сепарации НПГ на компоненты на всех рыночных площадках. Наконец в 2009 г. государство отказалось от ценового регулирования на рынках НПГ и либерализи-

¹ Общественно оптимальная цена продукта, как известно из экономической теории, равна предельным издержкам производства данного продукта на конкурентном рынке. При этом должны выполняться следующие условия: 1) факторы производства должны покупаться на конкурентных рынках и 2) при определении общественно оптимальной цены должны учитываться экстерналии рынка. В данной работе экстерналии представлены штрафами за сверхнормативное факельное сжигание НПГ.

ровало ценообразование. В настоящее время эта практика продолжается и государство не регулирует цены НПГ.

Почему регулятор не использовал ООЦ в течение всего периода функционирования регулируемого рынка? В опубликованной литературе этот вопрос изучен совершенно недостаточно. Ответу на этот вопрос и посвящена данная статья.

ОБЩЕСТВЕННО ОПТИМАЛЬНАЯ РЫНОЧНАЯ ЦЕНА В КОНТЕКСТЕ ОБРАЩЕНИЯ ОБЩЕСТВА С НПГ

Анализ эволюции отношения к НПГ (Чернавский, 2013) показал, что в развитых странах стремление не допустить деградации окружающей среды из-за воздействия антропогенных факторов выразилось в том, что разрешенная доля факельного сжигания НПГ не превышает, как правило, 5% извлекаемого из недр НПГ. Остальные 95% произведенного НПГ должны утилизироваться. В России действует постановление Правительства РФ от 8 ноября 2012 г. № 1148, согласно которому нефтедобывающие компании обязаны платить высокие штрафы за сверхнормативное сжигание – свыше 5% производимого НПГ. Основные используемые технологии утилизации следующие:

- сепарация НПГ на компоненты и на их базе производство широкой палитры продуктов;
- сжигание НПГ на месте добычи нефти для производства тепловой и электрической энергии;
- повторная закачка в нефтяные пласты НПГ.

Таким образом, в развитых странах НПГ рассматривается не как отход, возникающий при добыче нефти, а как полезный продукт.

Необходимое условие такого восприятия НПГ обществом – наличие технологий утилизации НПГ. Выбор технологии или

композиции технологий утилизации зависит в том числе от масштаба производимого НПП, т.е. от размера разрабатываемого нефтяного месторождения и газового фактора месторождения (газовый фактор – соотношение газовой и жидкой фазы в извлекаемой скважинной жидкости). Введение жестких законодательных ограничений на объем факельного сжигания стимулировало разработку технологий как для крупномасштабного производства НПП, так и извлечения из недр небольших объемов НПП.

Если экономические промышленные агенты по тем или иным причинам не располагают технологиями утилизации НПП или они оказываются слишком дорогими, общество оказывается перед выбором: утилизировать НПП даже при высоких издержках утилизации или предпочесть вариант сжигания НПП в факелах на месте добычи нефти.

Какие факторы определяют выбор направления обращения к НПП в интересах общества?

Во-первых, состояние биосферы в местах добычи нефти. В северных районах Западной Сибири, где из недр извлекается НПП, поставляемый на российский рынок НПП, плотность населения очень низкая. Низкая плотность населения в районе добычи нефти ослабляет ограничения на сжигание НПП факельным способом со стороны общества и в какой-то мере объясняет, почему доля факельного сжигания НПП в этих районах, как правило, значительно выше 5%, несмотря на наличие жестких законодательных ограничений на долю сжигаемого НПП.

Состояние биосферы в районе нефтедобычи оценивается не только по показателю плотности населения, но по тому, насколько устойчива она к вредным примесям, содержащимся в атмосферном воздухе. Если, например, растительный и животный мир очень чувствителен к ним, то даже при низкой плотности населения общество может не разрешить ослабления ограничений на факельное сжигание. В этих условиях нефтяные компании, не желающие останавливать разработку

нефтяных месторождений, чтобы не создавать конфликт с законодательными ограничениями на объем факельного сжигания НПП, могут прибегнуть к тому, чтобы не устанавливать приборы, измеряющие объемы как извлекаемого из недр НПП, так и сжигаемого в факелах.

Второй значимый фактор – экономическая ценность добываемой нефти для общества. В начале 1990-х гг. Россия вступила в период трансформации плановой государственной экономики в рыночную. Трансформационные издержки оказались значительно выше ожидаемых, и это повысило ценность для общества своих природных ресурсов. Важнейшим инструментом повышения их ценности стал экспорт, и экспортируемая российская нефть оказалась одним из основных источников получения иностранной валюты. Так как технологии утилизации НПП довольно дороги, то жесткие законодательные ограничения на факельное сжигание в течение некоторого переходного периода ослаблялись введением более мягких «временных» ограничений. Они позволяли значительную часть производимого НПП сжигать в факелах, не измеряя при этом производимые и сжигаемые объемы НПП. Высокая значимость для страны экспорта нефти повышала чувствительность регулятора рынка НПП к давлению со стороны нефтяных компаний. А они заинтересованы в повышении регулируемой цены НПП на рынке.

Эта заинтересованность нефтяных компаний в повышении эмпирически устанавливаемых регулятором рыночных цен НПП подкрепляется тем, что при распределении² издержек извлечения скважинной жидкости из нефтяных месторождений между нефтью и НПП себестоимость (издержки) производства НПП оказывается намного выше устанавливаемых рыночных цен. В результате менеджеры нефтяных компаний были убеждены в неприемлемости устанавливаемых цен НПП, оказывая давление на регулятор и убеждая его повысить цены НПП.

² В соответствии с правилами Налогового кодекса РФ.

Против повышения цен активно выступали менеджеры «Сибура», доказывая, что повышение цен НПП приведет к убыточности сепарации НПП на компоненты, что увеличит риск банкротства многочисленных предприятий химической промышленности, использующих углеводороды, выделенные из НПП, в качестве сырья.

Регулятор оказался в противоречивой ситуации. Выход из нее был – ввести общественно оптимальные цены, против чего в принципе не сможет возражать ни одна сторона на рынке. Однако к моменту обострения рыночных отношений в 2001 г. регулятор не располагал ни теорией ценообразования на рынке НПП, ни алгоритмом определения ООЦ НПП. Поэтому было решено разработать поэтапную реформу рынка НПП (Чернавский, 2011, 2013). На первом этапе реформы Минэкономразвития ввело цены самокупаемости сепарации НПП на компоненты. Они были рассчитаны для каждого высшего углеводорода, содержащегося в НПП, методом net-back³. Базовыми ценами, от которых рассчитывалась цена НПП, послужили цены виртуальных конкурентных рынков углеводородов. При расчете были использованы цены углеводородов, как торгуемых нефтеперерабатывающими российскими заводами, так и, по которым высшие углеводороды торгуются на Роттердамской бирже. Алгоритм определения цен самокупаемости описан в (Чернавский, 2013). Он детально обсуждался в Минэкономразвития, а также на научных конференциях и семинарах и оказался приемлемым не только для регулятора, но и всех сторон рынка НПП. В условиях ценовой конъюнктуры 2002 г. она также обеспечивала прибыльность добычи нефти. Однако не устраняла ценового разрыва между себестоимостью поставок НПП газоперерабатывающим заводам «Сибура».

Следующим этапом разработки реформы рынка НПП стала разработка алгоритма

³ Net-back – нетбэк, максимизация цены, цена продажи за вычетом транспортных расходов.

определения ООЦ. В общем виде эта задача была решена О.А. Эйсмонт (Чернавский, Эйсмонт, 2005; Эйсмонт, 2010). Однако для практического использования разработанный алгоритм был не приспособлен – отсутствовали необходимые данные. Дальнейшая работа над определением ООЦ привела к алгоритму, в котором были учтены ограничения на мощность потока производимого НПП и на мощность оборудования на газоперерабатывающем заводе (ГПЗ), используемого для сепарации НПП (Чернавский, 2011, 2013).

Было найдено, что если установленная мощность ГПЗ меньше того количества НПП, которое нефтяная компания может продать ГПЗ, то предельные издержки производства НПП, $c_{\text{НПП}}^{(1)}$, и ООЦ, $P_{\text{НПП}}$, определяются выражением

$$P_{\text{НПП}} = c_{\text{НПП}}^{(1)} = c_{\text{тр}} - \tau, \quad (1)$$

где $c_{\text{тр}}$ – удельные издержки транспортировки НПП от места добычи нефти до ГПЗ; τ – удельный штраф за факельное сжигание НПП.

Если установленная мощность сепарации НПП на ГПЗ больше того количества, которое нефтяная компания может продать ГПЗ, то предельные издержки производства НПП, $c_{\text{НПП}}^{(2)}$, определяются выражением

$$c_{\text{НПП}}^{(2)} = \frac{c_Q}{\alpha_2} + c_{\text{тр}} - \frac{\alpha_1}{\alpha_2} P_{\text{Н}}, \quad (2)$$

где c_Q – удельные издержки извлечения скважинной жидкости; α_1 , α_2 – соответственно доли нефти и НПП в скважинной жидкости; $P_{\text{Н}}$ – цена нефти на мировом рынке.

Равновесная рыночная цена НПП в рассматриваемом случае равна предельным издержкам сепарации НПП на ГПЗ.

Из приведенных соотношений следует, что в первом случае, т.е. при недостаточной мощности сепарации НПП на ГПЗ, и предельные издержки производства НПП, и равновесная рыночная цена НПП оказываются ниже предельных издержек сепарации НПП на ГПЗ и, конечно, ниже «себестоимости» производства НПП (которая определяется нефтяными

компаниями). Это не соответствует ожиданиям, которые нефтяные компании возлагают на регулятора, и тогда во главу угла ставится вопрос о приемлемости ООЦ.

Но и во втором случае, в котором ООЦ равна цене самокупаемости сепарации НПП на ГПЗ, равновесная цена НПП, хотя и значительно более высокая, чем в первом случае, все же оказывается ниже себестоимости производства НПП, рассчитываемой нефтяными компаниями.

Таким образом, уровни ООЦ оказываются неприемлемыми, по крайней мере для нефтяных компаний. Это объясняет, почему проблема приемлемости рыночной цены НПП стала одной из основных проблем регулятора при координации им отношений между участниками рынка.

Приемлемость рыночной цены НПП – важная характеристика. Когда говорят о приемлемости, имеют в виду, что можно принять то, что не вызывает возражений (Ожегов, 1988, с. 479). Мы будем придерживаться первого из этих определений. Иными словами, полагаем, что цена является приемлемой, если ее принимают все стороны рынка, хотя ее уровень и может вызвать возражения.

Добиться приемлемости ООЦ нелегко. Выше уже говорилось, что если цена НПП оказывается ниже себестоимости производства НПП, то она вызывает возражения со стороны нефтяных компаний. Если проанализировать (1), то легко обнаружить, что если $c_{тр} < \tau$, то рыночная равновесная цена НПП оказывается отрицательной. Для нефтяной компании вначале будет неприемлема необходимость платить покупателю за его готовность купить НПП для его дальнейшей переработки. Чтобы принять эту новую для нефтяной компании ситуацию, менеджеры нефтяных компаний должны понять особенность рынка НПП: технологически жесткую связь между количествами добываемой нефти и производимого НПП; работа нефтяной компании на дорогом рынке нефти; значительные издержки сепарации НПП. Кроме того, они должны будут понять необходимость учета этих особенностей

при определении общественно оптимальной цены НПП.

ПОЯВЛЕНИЕ ФЕНОМЕНА ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ОБЩЕСТВЕННО ОПТИМАЛЬНЫХ ЦЕН НПП НА РЕГУЛИРУЕМОМ РЫНКЕ

В работе (Лобанова, 2016) в соответствии с (1) и (2) были рассчитаны цены самокупаемости и ООЦ нефтяного попутного газа для шести рыночных площадок⁴. Результаты проведенных расчетов представлены в табл. 1.

Для некоторых ГПЗ определены ООЦ для вариантов (случаев) размера штрафа за сверхнормативное факельное сжигание НПП. Первый случай предполагает относительно небольшой штраф за сверхнормативное сжигание газа, второй случай предполагает применение повышенного штрафа за сверхнор-

⁴ В настоящее время две площадки, где торговался НПП, перестали быть рыночными, поскольку продавец и покупатель НПП стали аффилированными экономическими агентами.

Таблица 1
Общественно оптимальная цена для 2001 г.,
р./1000 м³ НПП

Газоперерабатывающий завод (ГПЗ)	Общественно оптимальная цена, р./1000 м ³ НПП
Белозерный (БГПЗ)	371
Губкинский (ГГПЗ)	10 (1-й случай) 1 (2-й случай)
Муравленковский (МГПЗ)	-17 (1-й случай) -340 (2-й случай)
Нижневартовский (НвГПЗ)	453
Няганский (НяГПЗ)	-8 (1-й случай) -225 (2-й случай)
Южно-Балыкский (ЮБГПЗ)	324

И с т о ч н и к: рассчитано автором.

мативное сжигание газа. Как видно, в ряде случаев размер штрафа за сверхнормативное факельное сжигание НПП может оказаться достаточно сильным экономическим сигналом, побуждающим нефтяные компании отказаться от практики сверхнормативного факельного сжигания НПП.

Как видно из данных табл. 1, на некоторых рыночных площадках ООЦ на НПП отрицательная. Это значит, что продавец НПП должен доплачивать переработчику за принятый газ. Естественно, такая ситуация приведет к конфликту сторон на этих рыночных площадках. Поэтому важно проанализировать, приемлемо ли вообще такое состояние на рынке и что делать регулятору для того, чтобы отрицательные ООЦ не вызывали конфликта интересов сторон.

Общество, конечно, заинтересовано, чтобы установить на рынке ООЦ НПП. Однако следует учитывать, что добывающая компания тоже является частью этого общества. Отрицательные цены для добывающей компании на первый взгляд неприемлемы. Действительно, почему одна компания должна платить другой за поставляемый продукт? Обычно покупатель платит продавцу, а не продавец покупателю.

Однако мы говорим о том, что выгоды для общества должны превышать издержки. В данном случае цены на НПП отрицатель-

ные потому, что сепарационной мощности заводов не хватало для переработки газа, следовательно, добытчику приходилось оплачивать штраф за сверхнормативное сжигание. И в случае когда штрафы высоки, а издержки транспортировки достаточно малы, ООЦ была отрицательной. Из этого следует, что разница между ценой самокупаемости и ООЦ может и должна быть направлена на увеличение сепарационной мощности перерабатывающих предприятий. Конечно, общество и регулятор должны контролировать процесс расходования этих средств переработчиком. В табл. 2 представлены цены самокупаемости и ООЦ.

Из этого следует, что отрицательные цены на продукт будут действовать на рынке лишь ограниченное время, и, если быть точнее, до того момента, когда ГПЗ с помощью высвобожденных средств доведет перерабатывающее предприятие до проектных значений.

Логично было бы предположить, что переработчик, действуя из эгоистических соображений, не захочет применять ООЦ, если она окажется отрицательной, пусть даже непродолжительное время. Однако даже если на рынке не будет применяться ООЦ, добытчик все равно будет нести издержки за сверхнормативное сжигание НПП. В этом случае его издержки могут быть не такими существенными, так как часть НПП он будет продавать

Таблица 2

Сопоставление цен самокупаемости с общественно оптимальными ценами

Газоперерабатывающие заводы (ГПЗ)	Цена на НПП по шкале регулируемых цен в 2001 г., р./1000 м ³ НПП	Общественно оптимальная цена для 2001 г., р./1000 м ³ НПП
БГПЗ (Белозерный ГПЗ)	231–284	371
ГПЗ (Губкинский ГПЗ)	126–231	10 (1-й случай) 1 (2-й случай)
НвГПЗ (Нижневартовский ГПЗ)	231–337	453
НяГПЗ (Няньгазпереработка)	231–337	–8 (1-й случай) –225 (2-й случай)
МГПЗ (Муравленковский ГПЗ)	231–337	–17 (1-й случай) –340 (2-й случай)
ЮБГПЗ (Южно-Балыкский ГПЗ)	231–284	324

по цене самокупаемости переработчика, которая явно выше отрицательной, но добывающая компания будет нести издержки гораздо дольше, так как при такой схеме работы нерешенным остается вопрос: появятся ли вообще у переработчика средства на установку необходимого оборудования для переработки всего НППГ или нет?

Кроме того, следует отметить, что применение отрицательных ООЦ может побудить добывающую компанию выкупить компанию переработчика и самой заниматься переработкой газа.

И в том и в другом случае применение ООЦ приемлемо для общества, так как либо перерабатывающие предприятия будут доведены до проектных значений, либо и переработка и добыча окажутся в руках одного собственника и общество в принципе избежит конфликта интересов.

МЕРОПРИЯТИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ СДЕЛАТЬ ООЦ ПРИЕМЛЕМОЙ ДЛЯ ПРОДАВЦОВ НППГ

Во-первых, введение ООЦ не должно быть резким, чтобы не вызвать на рыночных площадках шок, негативные последствия или вовсе отказ от продажи НППГ. Для того чтобы сгладить негативные реакции нефтяных компаний, еще до введения ООЦ необходимо проводить мероприятия, направленные на большую осведомленность руководства нефтяных компаний относительно пользы, которую может принести обществу НППГ в случае его переработки. Все нефтяные компании знают о том, что из продуктов переработки газа можно произвести различные материалы, что от недостатка НППГ страдает нефтехимическое производство и т.д. Но, кроме этого, они знают, что им приходится платить большие штрафы за сжигание газа, а его утилизация является чрезвычайно затратным и нежелательным процессом, так как проще всего было

бы выпустить этот газ в атмосферу или сжечь, если бы штрафы не были высокими.

В связи с этим на выездных семинарах, мастер классах или в любом другом удобном формате, какой будут иметь проводимые инициатором мероприятия (например, регулятором), необходимо в информационной форме донести пользу от этого продукта. Информация о пользе и потерях, связанных с переработкой НППГ или ее отсутствием, должна быть представлена в цифрах. Для наглядности необходимо провести расчеты, которые бы продемонстрировали потери и выгоды общества.

Кроме того, формат каждого мероприятия должен иметь интерактивный характер, когда каждый ее участник может на время примерить на себя роль переработчика и его команды. Таким образом, решая поставленные вопросы, будучи переработчиком, нефтяным компаниям будет легче впоследствии воспринимать принимаемые меры не только со своей позиции.

Во-вторых, на начальных этапах введения ООЦ государство может поддерживать нефтяные компании, например предоставлять субсидии. Однако введение субсидий может не иметь повсеместного характера. Так, создав условия для выбора нефтяной компании – отправлять ли газ на переработку в условиях применения отрицательной цены или нет, компания сама будет решать этот вопрос. Имея возможность самостоятельно принимать решения, нефтяные компании не будут чувствовать давления со стороны государства. Следовательно, реакции на вводимые меры не будут иметь негативных последствий. Следует учитывать, что выгоды в данном случае не должны быть ниже издержек. Иными словами, размер субсидии должен превышать те потери, которые нефтяные компании могут понести в результате продажи газа по отрицательной цене. В таком случае нефтяные компании сами примут решение отправлять газ на переработку по отрицательной цене.

В-третьих, после внедрения указанных выше мер должно последовать увеличение штрафов за сверхнормативное сжигание газа

на факеле. На данный момент многим нефтяным компаниям выгоднее сжечь излишки НПП, несмотря на то, что штрафы за сжигание НПП высоки. Однако государство должно ввести такой коэффициент штрафов, чтобы поставка газа по отрицательной цене являлась более выгодным решением, чем сжигание газа.

В данном случае важно, чтобы штрафы не были одинаковыми для всех. В нашей стране есть месторождения как крупные, так и мелкие. Инфраструктура во всех регионах неодинаковая. Дальность ГПЗ от месторождений тоже разнится. Таким образом, необходимо учитывать все факторы, влияющие на возможность поставки газа переработчику. Например, есть мелкие месторождения, которые находятся далеко от переработчика и не имеют необходимой транспортной инфраструктуры. Повышение штрафов для таких добытчиков не представляется возможным. Разработка мелких месторождений и так сопряжена со множеством трудностей и издержек.

Напротив, крупные месторождения, где добывается большое количество НПП, представляют непосредственный интерес для государства. На таких месторождениях невозможно утилизировать весь газ, направив его на удовлетворение собственных нужд, таких как выделение тепла и электроэнергии, или закачав в пласт. Такие нефтяные компании представляют наибольший интерес для подобного законопроекта.

Таким образом, государство, действуя в интересах общества, может провести ряд вышеописанных изменений на рынке НПП, не создав новый конфликт между переработчиками и нефтедобывающими компаниями.

Список литературы

Лобанова Е.О. Определение общественно оптимальных цен на рынках НПП: диссертация на соискание степени магистра. М.: МШЭ МГУ им. М.В. Ломоносова, 2016.

Ожегов С.И. Словарь русского языка / под ред. Н.Ю. Шведовой. 20-е изд. М.: Русский язык, 1988. 750 с.

Чернавский С.Я. Рынок нефтяного попутного газа в России // Мезоэкономика развития / под ред. чл.-корр. РАН Г.Б. Клейнера. М.: Наука. 2011. С. 108–137.

Чернавский С.Я. Реформы регулируемых отраслей российской энергетики. М., СПб.: Нестор-История, 2013. 328 с.

Чернавский С.Я., Эйсмонт О.А. Экономический анализ рынка нефтяного попутного газа в России // Экономика и математические методы. 2005. Т. 41. № 4. С. 30–38.

Эйсмонт О.А. Обеспеченность природными ресурсами, экологический ущерб и развитие экономики: дис. ... д-ра экон. наук. М.: ИСА РАН, 2010. 281 с.

Рукопись поступила в редакцию 17.02.2019 г.

SOCIALLY OPTIMAL MARKET PRICES FOR ASSOCIATED PETROLEUM GAS AND THE PROBLEM OF THEIR ACCEPTABILITY

E.O. Lobanova

DOI: 10.33293/1609-1442-2019-2(85)-76-84

Ekaterina O. Lobanova, Moscow School of Economics MSE of Moscow State University (MSE MSU), Moscow State University Lomonosov, Moscow, Russia, 172271@mail.ru

The socially optimal price (Russ. – GOC) is the price that is most relevant to the public interest. However, in some markets, situations arise when the GOC turns out to be negative, that is, the seller has to pay the buyer for the product being sold. In such situations, there may be a conflict of interests between the seller (trader) and the company. One of these markets is the oil associated gas (Russ. – APG) market in Russia. The oil associated gas market is unique and has no analogues

in the world. The market structure is monopoly-monopsony. SIBUR comes from the buyer of petroleum gas, one of the oil-producing companies from the seller's side. In the course of its historical development, conflicts often arose in the market, which were based on the pricing of petroleum gas. Market participants could not agree on a fair price for gas. This circumstance prompted the regulator to reform the NPG market using a scientific approach. In 2009, the NPG market was liberalized, but the state does not monitor prices in this market. Calculations made in 2016 showed that in some cases, an EOC for oil associated gas is negative. When applying negative OOCs, a conflict of interest is inevitable, which can lead to serious market disruptions and jeopardize the work of the petrochemical industry in Russia. The article attempts to analyze the acceptability of the use of negative GOCs and to develop measures aimed at increasing the acceptability of the sellers of negative GCBs of the products they sell.

Keywords: petroleum associated gas, socially optimal price, acceptability.

JEL: A11.

References

- Lobanova E.O. (2016) Determination of socially optimal prices in the APG markets. Master's Thesis. Moscow, MSE Lomonosov MSU (in Russian).
- Ozhegov S.I. (1988). Russian dictionary. Ed. by N.Yu. Shvedovoj. 20th izd. Moscow, Russkij yazyk, 750 p. (in Russian).
- Chernavskij S. Ya. (2011). Oil associated gas market in Russia. Development mesoeconomy. Ed. by G.B. Klejnera. Moscow, Nauka, pp. 108–137 (in Russian).
- Chernavskij S.Ya. (2013). Reforms of regulated sectors of the Russian energy industry. Moscow, Saint Petersburg, Nestor-Istoriya, 328 p. (in Russian).
- Chernavskij S.Ya., Ehjmont O.A. (2005). Economic analysis of the oil associated gas market in Russia. *Ekonomika i matematicheskie metody*, vol. 41, no. 4, pp. 30–38 (in Russian).
- Ehjmont O.A. (2010). Provision of natural resources, environmental damage and economic development. Moscow, ISA RAN, 281 p. (in Russian).

Manuscript Received 17.02.2019

ОПТИМИЗАЦИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПЕРИОДИЧНОСТИ РЕМОНТОВ

С.А. Смоляк

DOI: 10.33293/1609-1442-2019-2(85)-84-103

При управлении производственным процессом на предприятии важно выработать правильную политику проведения капитальных ремонтов машин и оборудования. Обычно в этих целях используются рекомендуемые в литературе нормативы периодичности ремонтов. В публикациях по теории надежности эта задача рассматривается как оптимизационная, а в качестве критерия оптимизации принимаются удельные показатели, например коэффициенты готовности или средние затраты на эксплуатацию и ремонт машин в единицу времени. Однако подобные критерии не в полной мере отражают экономические интересы предприятий – владельцев машин, которые в условиях рыночной экономики ориентируются на максимизацию рыночной стоимости. В данной работе предлагается формировать ремонтную политику, при которой рыночная стоимость предприятия, а значит, и всех его активов будет наибольшей. Соответствующая экономико-математическая модель базируется на принципах ожидания выгод и наиболее эффективного использования, лежащих в основе теории стоимостной оценки. Эта модель учитывает физическое изнашивание машин в процессе их эксплуатации, а также возможность случайных ресурсных отказов, приводящих к необходимости прекратить использование машины. При этом влияние капитального ремонта на улучшение технического состояния машин описывается с помощью предложенной Кидзимой модели несовершенного ремонта. Проведенные по нашей модели расчеты позволяют выяснить, как зависят оптимальные число и сроки проведения ремонтов от таких факторов, как стоимость ремонта и его восстанавливающая способность, темпы физического изнашивания машин, а также

© Смоляк С.А., 2019 г.

Смоляк Сергей Абрамович, д.э.н., главный научный сотрудник ЦЭМИ РАН, Москва, Россия, smolyak1@yandex.ru