

ОТРАСЛЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ

Рынок нефтяного попутного газа: механизмы формирования цен

© 2021 г. С.Я. Чернавский

С.Я. Чернавский,

ЦЭМИ РАН, Москва, e-mail: sergeichernavsky@mail.ru

Поступила в редакцию 22.06.2021

Аннотация. В основном нефтедобывающем регионе России — Западной Сибири — все функционирующие регулируемые рынки нефтяного попутного газа (НПГ) были либерализованы. Из-за монопольно-монопсонического строения на них сохраняется угроза отклонения рыночных цен от общественно оптимальных уровней, соответствующих максимуму общественного блага. Анализ этой угрозы и оценка факторов, которые ее поддерживают, является актуальной проблемой, которая до сих пор не освещена в научной литературе. Цель исследования — оценить последствия либерализации рынков НПГ. Инструментом решения является экономическая теория формирования рыночных равновесных цен при совместном производстве НПГ и добычи нефти. На либерализованном рынке НПГ максимуму общественного благосостояния соответствует множество рыночных цен, которые определяются при рассмотрении виртуального конкурентного рынка. Фактическая цена формируется под влиянием внерыночных факторов. Либерализованный рынок не имеет механизма формирования общественно оптимальной композиции внерыночных факторов, и стороны не имеют информации, позволяющей им определить соответствующую ей общественно оптимальную цену НПГ. Поэтому этот механизм должен устанавливать регулятор. Построены алгоритмы для вычисления предельных издержек совместного производства нефти и НПГ и общественно оптимальной цены НПГ.

Ключевые слова: экономическая теория, рынок нефтяного попутного газа, монопольно-монопсоническое строение рынка, виртуальный рынок, ценообразование на рынке, экономикоматематическое моделирование, ценовое регулирование, либерализация цен, общественное благосостояние, траектория реформирования.

Классификация JEL: D4, D6, L16, L43, L71, L99, P18, R48.

DOI: 10.31857/S042473880017524-5

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяной попутный газ (НПГ)¹, извлекаемый при добыче нефти, — газ, растворенный в нефти до ее подъема на поверхность, и газ газовых шапок нефтяных месторождений. Основные возможные направления обращения с НПГ: выпуск в атмосферу и рассеивание в ней², сжигание в факелах с рассеиванием продуктов сгорания в атмосфере³, переработка⁴; сжигание в энергоустановках для производства энергии; закачивание в недра для повышения пластового давления.

Один из основных регионов добычи российской нефти — Западная Сибирь. С начала добычи нефти в Западной Сибири выяснилось, что в этом регионе переработка НПГ — наиболее эффективное (с точки зрения интересов страны) направление обращения с НПГ.

Состав НПГ неоднороден по нефтяным месторождениям, но в среднем в нем содержится примерно 85–90% метана и этана⁵, остальное — так называемые легкие углеводороды: пентан, бутан, изобутан, пентан, изопентан и гексан (около 9–15%)⁶, прочие углеводороды⁷ — около 1%.

¹ Нефтяной попутный газ (НПГ) представляет собой смесь предельных углеводородов C_nH_{2n+2} , где $n = 1, 2, \dots$

² Этот технически наиболее простой способ обращения с НПГ обычно запрещен из-за недопустимо вредного влияния на окружающую среду.

³ В большинстве стран разрешено сжигать в открытых факелах не более 5% общего объема НПГ, выделяющегося из добытой нефти.

⁴ Сепарация газа на компоненты, которые затем используются в соответствии с теми специфическими свойствами, которые присущи тому или иному компоненту смеси НПГ.

⁵ Их смесь называют сухим (т.е. без жидких фракций) отбензиненным газом (СОГ).

⁶ Их смесь получила название «широкая фракция легких углеводородов» (ШФЛУ).

⁷ Их смесь называют стабильным газовым бензином (СГБ).

В СССР для переработки НПП нефтяных месторождений Западной Сибири была спроектирована и частично реализована двухступенчатая система сепарации смеси НПП на компоненты с последующей их переработкой в продукцию химических предприятий. Первая ступень — это газоперерабатывающие заводы (ГПЗ)⁸, где НПП сепарируют на четыре компонента: СОГ, ШФЛУ, СГБ и СПБ⁹.

ШФЛУ направляют на вторую ступень переработки — на нефтехимические комбинаты (НХК), где разделяют на компоненты, из которых затем производят широкую палитру продуктов химической промышленности (мономеры, полимеры, шины и пр.).

В 1995 г. появился ранее не встречавшийся экономический объект — рынок НПП. В настоящее время он представляет собой несколько изолированных рынков, строение каждого является монопольно-монопсоническим (Чернавский, 2013). При этом нефтяная компания, собрав выделенный из нефти НПП, не имеет альтернативы поставке произведенного ею НПП на рынок, а компания СИБУР не может загрузить ГПЗ, обслуживающий данный рынок НПП, сырьем из другого источника.

Изолированность рынков НПП друг от друга обусловлена тем, что транспортировка НПП на большое расстояние слишком дорогая. Ни на одном из рынков НПП нет возможности организовать совершенную конкуренцию ни на стороне предложения, ни на стороне спроса (Чернавский, 2013). Для координации экономических отношений сторон рынка было использовано несколько механизмов.

До 2002 г. государство устанавливало такие цены на НПП, которые в той или иной степени были приемлемы для обеих сторон рынка¹⁰. Однако у этого метода есть коренной недостаток — в случае возникновения противоречий между продавцом и покупателем НПП-регулятор не может с помощью научных аргументов объяснить принятое ценовое решение. В результате возникает риск разрушения очень важного сотрудничества государства с влиятельными в России экономическими агентами: нефтяными и газохимическими компаниями. Неудовлетворенность ценами НПП со стороны нефтяных компаний регулятору была особенно нежелательной, так как государственный бюджет сильно зависит от нефтяных доходов. Стремясь снизить накал страстей, регулятор в конце 1990-х годов стал повышать цену на НПП, что создавало давление на регулятор уже со стороны СИБУР.

В 2001 г. указанный дефект эмпирического ценообразования стал критическим — стороны рынка перестали считать устанавливаемые цены приемлемыми. Регулятор не смог выполнять свою функцию умиротворения сторон рынка. Стала очевидной необходимость научного обоснования решений регулятора о ценах НПП.

Откликом на этот вызов стало исследование в 2001–2002 гг. рынков НПП с помощью экономикоматематической модели рынка НПП (Чернавский, 2013). Были получены следующие основные результаты:

1) введено понятие «траектория развития механизмов координации деятельности сторон рынка НПП». На первом этапе в качестве механизма использована цена самоокупаемости первых двух этапов сепарации НПП. Показано, что она является прокси предельных издержек самоокупаемости переработки НПП;

2) разработан алгоритм вычисления рыночных цен компонентов сепарации НПП, основанный на анализе цен, формируемых как реальными рынками СОГ и СГБ, так и построенными в работе виртуальными рынками компонентов ШФЛУ: пропана, бутана, изобутана, пентана, изопентана и гексана (Чернавский, 2013, с. 158–166);

⁸ До 1992 г. в Западной Сибири поблизости от крупнейших нефтяных месторождений построили восемь ГПЗ: Белозерный (БГПЗ), Губкинский (ГГПЗ), Локосовский (ЛГПЗ), Муравленковский (МГПЗ), Нижневартовский (НвГПЗ), Няганский (НяГПЗ), Сургутский (СГПЗ) и Южно-Балыкский (ЮБГПЗ).

⁹ СПБ — смесь пропана и бутана, которую в жидкой форме поставляют на оптовый рынок для обслуживания бытовых нужд населения.

¹⁰ В России в это время преобладало представление об НПП как о малоценном отходе добычи нефти. Этой же точки зрения придерживался и регулятор, установивший на всем протяжении 1995–1999 гг. единую цену НПП в 50 руб./1000 м³, что соответствовало 0,01 долл./1000 м³ при цене нефти на мировом рынке 17–20 долл./барр. (<http://kurs-dollar-euro.ru/cenapeft-ro-godam.html>). СИБУРа, как покупателя НПП, такой подход к ценности НПП до поры до времени вполне устраивал, так как низкая цена НПП обеспечивала рентабельность бизнеса по его переработке.

3) с помощью метода net-back («нет-бэк минус») построен алгоритм вычисления предельных цен самокупаемости сепарации НПГ (ПЦСС).

Механизм координации ПЦСС планировался как временный, который через какое-то время должен был быть заменен на более совершенный (с точки зрения интересов общества).

Расчеты на фактических данных привели к разработке шкалы ПЦСС, зависящей от качества НПГ (Чернавский, 2013, с. 168), которую регулятор ввел в практику ценового регулирования в 2002 г. Однако из-за значительного превышения расчетной себестоимости производства НПГ над его ценой некоторые нефтяные компании расценивали введенную шкалу цен как несправедливую. Они продолжали оказывать давление на регулятора, побуждая его реформировать механизм координации. Менеджмент нефтяных компаний хотел, чтобы новый механизм давал возможность формировать такие цены, которые покрывали бы себестоимость производства НПГ, рассчитываемую в соответствии с учетной политикой нефтяных компаний. Противоположное давление на регулятора оказывал СИБУР, менеджмент которого, в свою очередь, хотел снижения цен НПГ.

В (Чернавский, Эйсмонт, 2005) рассмотрены два возможных варианта развития механизма координации рынка НПГ. Вариант А: регулятор сохраняет ценовое регулирование. Вариант В: регулятор либерализует рынок, отказываясь от ценового регулирования.

В варианте А регулятор вместо шкалы ПЦСС устанавливает общественно оптимальную цену НПГ (ООЦ), которая равна максимуму общественного благосостояния, т.е. сумме излишков покупателя НПГ и прибыли его продавца (с учетом экстерналий). Были решены две задачи.

Задача А₁: ООЦ определена в общем случае, когда покупатель представляется в виде экономического агента, в собственности которого находится вся технологическая цепочка переработки НПГ — от его покупки на рынке до производства всех конечных продуктов переработки НПГ. Соответственно, переработчик НПГ характеризуется предельными издержками переработки НПГ всей технологической цепочки.

Задача А₂: ООЦ (при таком же способе представления переработчика НПГ) определена в условиях ограниченности мощностей (как производства, так и переработки НПГ) и равна (в зависимости от соотношения мощностей) либо предельным издержкам переработки НПГ, либо предельным издержкам производства НПГ.

Переход регулятора от введенной шкалы цен к установлению ООЦ мог стать очень важным шагом развития механизма координации. Но практическое применение разработанного алгоритма вычисления ООЦ в (Чернавский, Эйсмонт, 2005) оказалось слишком сложным в обоих вариантах, из-за того что практически невозможно собрать требуемую для расчета информацию о ценах и издержках всех предприятий, участвующих в технологической цепочке переработки НПГ, и вычислить значение ООЦ. Даже если бы регулятору удалось бы собрать всю необходимую информацию, погрешность ООЦ, вычисленная с помощью net-back-метода, была бы слишком велика, так как она определяется как разность двух больших, но близких по своим значениям величин.

В указанной работе было показано, что при некоторых правдоподобных условиях искомая цена ООЦ может оказаться отрицательной. Было ясно, что получить согласие на такую торговую сделку от нефтяных компаний, даже основанную на экономической теории, — дело будущего, и, возможно, довольно далекого. Это означает, что механизм ООЦ, найденных при решении задач А₁ и А₂ (с помощью использованной в (Чернавский, Эйсмонт, 2005) методологии), регулятор использовать не может. Необходимо разработать такую методологию определения ООЦ, которая была бы приемлема для всех участников: нефтяных компаний — продавцов НПГ, СИБУРа — покупателя НПГ и регулятора — оператора механизма определения ООЦ. Решению этой задачи посвящен разд. 2.

В варианте В были исследованы два типа поведения продавца и покупателя НПГ:

— тип В₁ — поведение обеих сторон эгоистично и выражено стремлением максимизировать собственную прибыль;

— тип В₂ — стороны ведут себя кооперативно.

Анализ либерализованного рынка на модели при эгоистическом поведении сторон рынка (В₁) показал, что равновесная рыночная цена НПГ устанавливается в зависимости от соотношения переговорных сил нефтяной компании и компании, покупающей НПГ.

Если переговорная сила у нефтяной компании больше, чем у покупающей, равновесная цена будет равна предельным издержкам самокупаемости всей технологической цепочки переработки

НПГ (ПЦСП). В противном случае она будет равна минимально допустимой цене нефтяной компании (МДЦН), ниже которой добыча нефти становится убыточной. На этом основании был сделан вывод о том, что при эгоистическом поведении сторон механизм либерализованного рынка НПГ не может стать устойчивым генератором ООЦ.

В (Чернавский, Эйсмонт, 2005) показано, что гипотетически такая возможность появляется только в варианте B_2 (при кооперативном поведении продавца и покупателя НПГ). Однако вопросы о том, как диагностируется ООЦ на либерализованном рынке НПГ и каков механизм достижения ООЦ при кооперативном поведении сторон на либерализованном рынке, не рассматривались. Это не давало регулятору повода заменить ранее введенную шкалу цен НПГ на другой механизм.

Тем не менее значительная часть экспертного сообщества считала, что либерализованный рынок НПГ эффективнее государственного регулирования. В концентрированном виде эту позицию изложил Г.П. Елисеев (Елисеев, 2001): «Окончательно запутывает ситуацию государственное регулирование... У нас уже сложились рыночные основы экономики, и подобное регулирование создает совершенно извращенную ситуацию экономических стимулов... Если отпустить цены на попутный газ и на сжиженный газ — ничего страшного не случится. Если бы это сделали раньше, уже никакого спора бы не было — а нефтяники вместе с нефтехимиками боролись бы за либерализацию газового рынка»¹¹.

Не рассматривая задачу определения ООЦ, авторы работы (Крюков и др., 2008, с. 42) показывают, что «либерализация (а в действительности — повышение цен НПГ¹²) является... одним из необходимых условий потенциальной эффективности утилизации газа».

Нельзя пройти мимо еще одного фактора. Либерализованный рынок НПГ избавлял регулятора от очень сложной и неблагодарной миссии — быть арбитром в спорах очень влиятельных экономических агентов в условиях неопределенности рисков либерализации и отсутствия исследований о последствиях либерализации рынков НПГ. И в 2009 г. рынок НПГ был либерализован (после проведенной ранее либерализации поставок СПБ на оптовый рынок, обслуживающий население).

Однако не был получен ответ на вопрос, может ли либерализация рынка НПГ оказаться более эффективным координатором, чем ценовое регулирование. Поэтому вопрос остался актуальным и определил основные задачи данной работы: сравнить общественную эффективность (координации деятельности производителей и переработчиков НПГ) либерализованного и регулируемого рынков НПГ¹³ и предложить более понятный и приемлемый для сторон рынка алгоритм определения ООЦ, чем в работе (Чернавский, Эйсмонт, 2005)¹⁴.

1. КООРДИНАЦИЯ НА ЛИБЕРАЛИЗОВАННОМ РЫНКЕ НПГ

Прежде чем оценить координирующий потенциал либерализованного рынка, следует пояснить его свойства. У обеих сторон нет возможности избежать рыночных отношений: нефтяной компании приходится продавать НПГ ближайшему ГПЗ «СИБУР»¹⁵, а у ГПЗ нет заменителя того НПГ, который предлагает доминирующая на данной рыночной площадке нефтяная компания.

¹¹ Выдвинутые Г.П. Елисеевым аргументы неубедительны. Во-первых, в рыночной экономике регулирование не только не исключается, но в ряде случаев это — наиболее эффективный инструмент управления, например при обращении с естественной монополией. Во-вторых, аргумент «ничего страшного не случится» имеет эмоциональный, а не научный характер, и поэтому его нельзя использовать как научный. В-третьих, не всякий либерализованный газовый рынок эффективен с точки зрения общества. Так, при сохранении в газовой отрасли доминирования одной компании либерализация окажется движущей силой не общественно эффективных, а монопольных цен на газ, что подтверждается как экономической теорией, так и накопленным мировым опытом.

¹² В (Крюков и др., 2008, с. 42) уточняется, что речь идет о повышении цен на НПГ «до экономически обоснованного уровня», однако смысл этого понятия авторы не раскрывают. Возможно, такой ценой авторы считают ООЦ.

¹³ В статье мало ссылок на работы зарубежных авторов, так как до появления российского рынка НПГ нефтяные компании и за рубежом, и в России его не продавали, а сами занимались его утилизацией. В российской литературе аналитических работ, освещающих работу рынка НПГ, а также его общественную эффективность, практически нет. Так, например, в обзоре литературы в (Книжников, Ильин, 2017) рынок НПГ даже не упоминается, хотя он играет важную роль в деятельности нефтяных компаний и состоянии окружающей среды.

¹⁴ Построенный в этой работе алгоритм формирования ООЦ не был использован регулятором.

¹⁵ Предпочесть альтернативу — сжигать НПГ в факеле — означает подвергнуться очень большому риску — лицензия на добычу нефти может быть отозвана.

Казалось бы, кооперативное поведение в этих условиях является естественным. Однако реально наблюдалось эгоистическое поведение. Каких результатов можно ожидать при таком поведении сторон?

На либерализованном монопольно-монопсоническом рынке покупатель НПГ при отсутствии форс-мажорных обстоятельств не станет покупать НПГ по цене выше ПЦСП. В свою очередь, продавец НПГ не будет продавать НПГ так, чтобы торговая сделка привела к убыточности добычи нефти, т.е. цена НПГ должна быть выше минимально допустимой цены монополиста (МДЦН). Цена НПГ на свободном рынке ограничена сверху (ПЦСП монополиста) и снизу (МДЦН монополиста).

На либерализованном рынке значение ООЦ не наблюдается. На конкурентном рынке это неважно, так как конкуренция — механизм, который производит селекцию участников рынка, оставляя на нем, в конечном счете, только общественно эффективных¹⁶. На либерализованном монопольно-монопсоническом рынке такого механизма селекции нет.

Следовательно, справедливо следующее утверждение 1: из-за ненаблюдаемости ООЦ при отсутствии рыночного механизма, формирующего ООЦ, независимо от того, ведут ли себя стороны эгоистично или кооперативно, на либерализованном монопольно-монопсоническом рынке НПГ стороны не имеют информации об уровне цены, которая соответствует максимуму общественного благосостояния, т.е. об уровне ООЦ. Справедливо также утверждение 2: если наблюдатель — аутсайдер, то, не имея информации о механизмах и результатах формирования издержек монополиста и монополиста, а также об экстерналиях рынка, он не может определить значение ООЦ. Из утверждений 1 и 2 следует теорема о неопределенности.

Теорема о неопределенности. *Равновесная цена НПГ на либерализованном монопольно-монопсоническом рынке не содержит признаков ее соответствия (или несоответствия) ООЦ, и ее совпадение с ООЦ — случайное (но ненаблюдаемое) событие.*

Иными словами, либерализация монопольно-монопсонического рынка НПГ не формирует общественно эффективного механизма координации деятельности сторон рынка.

Следствие. *Монопольно-монопсонический рынок НПГ, действующий в интересах общества, необходимо регулировать; при этом регулятор должен иметь доступ к информации о действительных издержках участников рынка.*

Задача регулятора — вычислять и устанавливать ООЦ с помощью понятного и приемлемого для сторон рынка алгоритма. Чтобы решить эту задачу, необходимо: 1) существенно сократить объем исходных данных (по сравнению с (Чернавский, Эйсмонт, 2005)), используемых для вычисления предельных издержек производства и переработки НПГ; 2) разработать более прозрачный алгоритм определения ООЦ. Решению этой задачи посвящен следующий раздел.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЩЕСТВЕННО ОПТИМАЛЬНЫХ ЦЕН НПГ

Известно, что ООЦ продукта — эмпирический показатель, генерируемый конкурентным рынком. На рынке НПГ такого реального механизма нет. Искомая равновесная рыночная цена, соответствующая максимуму общественного благосостояния, равна предельным издержкам производства. Следовательно, чтобы оценить предельные издержки производства НПГ, надо найти частную производную функции издержек нефтяной компании по объему производства НПГ.

Согласно широко распространенному подходу издержки производства НПГ рассчитывают, распределяя суммарные издержки добычи нефти и НПГ между нефтью и НПГ пропорционально долям объема нефти и НПГ в общем объеме их смеси, извлекаемой из недр. Однако использование такого метода для нахождения предельных издержек производства НПГ является неправомерным. Дело в том, что (в соответствии с определением частной производной) при приращении объема производства НПГ, например, на единицу объема прирост издержек производства НПГ должен зависеть только от приращения производства. В действительности же при приращении производства НПГ растет добыча нефти (соответственно, растут издержки добычи нефти). Но увеличив добычу нефти, нефтяная компания получает приращение своего дохода от продажи дополнительной нефти

¹⁶ Скорость формирования на рынке равновесной цены зависит от степени информированности каждого участника рынка о свойствах других участников. Рост неопределенности в информированности о них ведет к замедлению скорости установления равновесной цены.

на рынке. При расчете предельных издержек производства НПГ должна быть учтена жесткая связь между добычей нефти и производством НПГ.

Предельные издержки производства НПГ зависят от того, продается ли на рынке только часть произведенного НПГ¹⁷ или весь произведенный НПГ. Построим алгоритм определения предельных издержек производства НПГ и ООЦ для двух случаев. При этом будем опираться на обозначения, часть которых была использована в (Чернавский, 2013).

Пусть α_1 и α_2 — доли нефти и НПГ, содержащиеся в смеси нефти и НПГ, соответственно. При максимальном объеме производства НПГ $\bar{Q}_1$ нефтяная компания производит НПГ в объеме $Q_1^{(1)}$, когда продает только часть произведенного НПГ, и $Q_1^{(2)}$, когда продает весь произведенный НПГ. Перерабатывающая НПГ компания перерабатывает в этих же случаях соответственно $Q_2^{(1)}$ и $Q_2^{(2)}$ при максимальном объеме переработки $\bar{Q}_2$. Здесь c_0 — удельные издержки добычи смеси нефти и НПГ; P_1 — цена нефти на рынке; P_2 — предельно допустимая цена для обеспечения самоокупаемости переработки (ПЦСП) НПГ; $c_{сб}$ — удельные издержки сбора НПГ после его выделения из нефти; $c_{тр}$ — удельные издержки транспортировки НПГ от места его производства до ГПЗ.

Пусть τ — штраф за сжигание НПГ в факеле; $\bar{c}^{(1)}$ — предельные издержки производства НПГ, когда часть произведенного НПГ сжигается в факеле; $\bar{c}^{(2)}$ — предельные издержки производства НПГ, когда весь произведенный НПГ продается на рынке и перерабатывается; P_2 — равновесная рыночная цена НПГ; SW — максимум общественного благосостояния, определяемого как сумма излишков покупателя и прибыли продавца.

Нефтяная компания и СИБУР стремятся максимизировать свой доход, максимально загружая имеющееся у них оборудование по добыче нефти и переработке НПГ на ГПЗ. Предположим, что прибыль, которую нефтяная компания получает от продажи нефти и газа, выше размера штрафов за сжигание НПГ в факелах. Тогда, если часть НПГ сжигается в факеле, нефтяная компания, производя НПГ в объеме $Q_1^{(1)} = \bar{Q}_1$, продает на рынке $Q_2^{(1)} = \bar{Q}_2$.

В случае когда весь произведенный НПГ продается на рынке, нефтяная компания, производя НПГ в объеме $Q_1^{(2)} = \bar{Q}_1$, продает на рынке $Q_2^{(2)} = \bar{Q}_1$.

Примем (Чернавский, 2013, с. 146), что издержки добычи, транспортировки и переработки пропорциональны объемам добычи смеси нефти и НПГ, транспортируемого и перерабатываемого НПГ. Это позволяет использовать при анализе удельные показатели издержек.

Рассмотрим два случая продажи произведенного НПГ на рынке, о которых говорилось выше. Нам необходимо построить достаточно ясные и прозрачные алгоритмы вычисления предельных издержек производства НПГ и ООЦ НПГ, с помощью которых была бы решена проблема их приемлемости сторонами рынка.

1.1. Только часть произведенного НПГ может быть продана на рынке

В случае когда нефтяная компания производит больше НПГ, чем может переработать ГПЗ, выполняется условие

$$\bar{Q}_1 > \bar{Q}_2. \quad (1)$$

Возникает вопрос, что должно быть включено в предельные издержки производства НПГ, которые должен оплатить покупатель при его покупке на рынке.

Поскольку покупатель НПГ при выполнении условия (1) полностью загрузил мощности по сепарации НПГ, ему незачем приобретать на рынке дополнительный объем НПГ, который будет произведен нефтяной компанией, для того чтобы рассчитать предельные издержки производства НПГ. Но поскольку приращение объема производимого НПГ не будет продаваться на рынке, нефтяная компания вынуждена рассматривать его как бесполезный для нее отход добычи нефти, т.е. в данном случае при приращении производства НПГ добыча нефти становится однопродуктовым производством (только нефти). Следовательно, приращение издержек добычи смеси нефти и НПГ относится к издержкам добычи нефти и не должно быть отнесено к издержкам производства НПГ.

¹⁷ В этом случае нефтяная компания вынуждена сжигать в факелах непроданный на рынке объем НПГ. Даже если часть НПГ будет закачиваться в нефтяной пласт или сжигаться в энергоустановках для производства тепла и электроэнергии, часть непроданного НПГ будет сжигаться в факелах.

Так как в данном случае нефтяная компания не может продать приращение производства НПГ на рынке (мощность переработки НПГ загружена полностью), ей придется сжечь его в факеле¹⁸. При этом она понесет издержки от сбора НПГ¹⁹ ($c_{сб}$) плюс штраф (τ), который она должна заплатить за сжигание в факеле приращенного объема произведенного НПГ. Предельные издержки производства, проданного на рынке НПГ, характеризуют его ценность с точки зрения общества. Сжигание НПГ в факеле наносит ущерб интересам общества, и, следовательно, ценность продаваемого приращения НПГ должна быть уменьшена на величину τ ²⁰. Таким образом, предельные издержки производства НПГ, в случае когда нефтяная компания производит больше НПГ, чем продает на рынке, имеют вид:

$$\bar{c}^{(1)} = c_{сб} - \tau. \quad (2)$$

Если $c_{сб} < \tau$, то предельные издержки производства НПГ оказываются отрицательными. Это означает, что при выполнении этого условия нефтяная компания, *продающая* НПГ по предельным издержкам, т.е. по цене $P_2^{(1)} = \bar{c}^{(1)}$, должна *заплатить* покупателю при продаже НПГ.

Как было показано выше, максимальная цена, которую может заплатить покупатель НПГ, равна ПЦСС²¹ (т.е. $\bar{P}_2$). Следовательно, максимум общественного блага в данном случае определяется выражением

$$\overline{SW}^{(1)} = (\bar{P}_2 - \bar{c}^{(1)}) \bar{Q}_2, \quad (3)$$

а удельная величина максимального общественного блага —

$$\overline{sw}^{(1)} = \overline{SW}^{(1)} / \bar{Q}_2 = \bar{P}_2 - \bar{c}^{(1)}, \quad (4)$$

и она не зависит от равновесной рыночной цены P_2 .

P_2 находится в диапазоне значений, задаваемых выражением

$$\bar{P}_2 \geq P_2 \geq \bar{c}^{(1)}. \quad (5)$$

Она делит общественное благо на две части: излишки покупателя (buyer's surplus) и прибыль продавца (seller's profit).

Из (4) следует, что удельные излишки покупателя НПГ равны $bs^{(1)} = \bar{P}_2 - P_2$, а прибыль продавца НПГ — $sp^{(1)} = P_2 - \bar{c}^{(1)}$. Тогда при любой рыночной цене, удовлетворяющей условию (5), достигается максимум общественного блага. На либерализованном монопольно-монопсоническом рынке условие (5) соблюдается всегда, так как левую часть неравенства контролирует покупатель НПГ, а правую — производитель, и для контроля каждому не требуется информация об издержках другой стороны.

Может возникнуть впечатление, что либерализация рынка НПГ с точки зрения интересов общества оправдана, так как условие (5) выполняется, и при этом при любом P_2 общественное благосостояние всегда достигает своего максимума. Однако такой вывод является поверхностным, так как соотношение излишков покупателя и прибыли продавца зависит от P_2 . То есть рыночная цена НПГ, не влияя непосредственно на общественное благосостояние, по-разному затрагивает интересы сторон рынка, экономическое состояние которых влияет на общественное благосостояние. Это свидетельствует о косвенном влиянии P_2 на общественное благосостояние. Из приведенных утверждений следует следующая теорема.

Теорема о внерыночных факторах. *Переговорная сила участника рынка на либерализованном рынке НПГ определяется нерыночными факторами, отражающими значимость участника рынка для государственной власти, общества и экономики.*

На либерализованном монопольно-монопсоническом рынке выбор цены P_2 определяется по результату столкновения переговорных сил участников рынка. Переговорная сила участника, в свою очередь, зависит от того, как относятся органы государственной власти к данному участнику.

¹⁸ Предполагается, что объемы НПГ выше тех, которые могут пойти на закачку в недра и на сжигание в энергоустановках для покрытия потребностей в электроэнергии и тепле на месте добычи. Предполагается также, что дополнительно произведенный НПГ сжигается в месте производства НПГ, а не в пункте его продажи, как предполагалось в (Чернавский, 2013, с. 147; Чернавский, Эйсмонт, 2005). Это более точно моделирует реальность.

¹⁹ Издержки, связанные с установкой факельного сжигания, малы (Киселев, 2020 с. 17) и ими можно пренебречь.

²⁰ Как видно, алгоритм определения предельных издержек производства НПГ, использованный при выводе (2), доступнее для понимания регулятором и менеджерами нефтяных компаний, чем в (Чернавский, Эйсмонт, 2005).

²¹ Здесь мы использовали результат, полученный в (Чернавский, 2013, с. 159), состоящий в том, что ПЦСС является прокси ПЦСП.

Таковыми факторами являются: роль участника рынка в торговом балансе страны; упущенная выгода общества от недостаточной мощности предприятий переработки по НПГ; негативное влияние на окружающую среду, включая эмиссию парниковых газов; характер отношений топ-менеджеров и владельцев компаний—участников рынка НПГ с руководителями страны и т.д.

Если переговорные силы участников рынка примерно равны, представляется наиболее эффективной компромиссная рыночная цена (соответствующая равновесию по Нэшу), при которой излишки покупателя равны прибыли продавца. Тогда компромиссная рыночная цена

$$\tilde{P}_2^{(1)} = 0,5(\bar{P}_2 + \bar{c}^{(1)}). \quad (6)$$

Однако на реальном либерализованном рынке в силу теоремы о неопределенности участники рынка не имеют информации, которая позволила бы им достичь компромисса, выраженного условием (6). Поэтому выбор рыночной цены P_2 из множества значений, удовлетворяющих (6), не может быть сделан в условиях либерализованного рынка. Таким образом, в рассматриваемом случае для реализации (6) рынок должен регулироваться.

1.2. Весь произведенный НПГ может быть продан на рынке

Рассмотрим случай, когда весь произведенный нефтяной компанией НПГ может быть продан на рынке, т.е. выполняется условие $\bar{Q}_1 < \bar{Q}_2$. Тогда приращение производства НПГ, которое должно быть сделано для вычисления предельных издержек производства НПГ, может быть продано на рынке. Это значит, что этот дополнительный объем НПГ является товаром, а не отходом, как в предыдущем случае. Следовательно, издержки добычи смеси нефти и НПГ должны быть распределены между нефтью и НПГ. Та их часть, которая будет идентифицирована как издержки производства НПГ, должна быть учтена в предельных издержках производства НПГ, т.е. в цене НПГ. Эти издержки извлечения НПГ из недр равны $\bar{Q}_2 c_Q / \alpha_2$.

В предельные издержки должны войти затраты на сбор НПГ (включая компримирование), а также на его транспортировку от места добычи к ГПЗ. Еще должно быть включено приращение производства НПГ, необходимое для вычисления предельных издержек его производства, сопряженное с соответствующим приростом добычи нефти. После продажи прироста нефти на рынке нефтяная компания получит прирост дохода в размере $P_1 \bar{Q}_2 \alpha_1 / \alpha_2$. Поскольку прирост производства НПГ приносит дополнительный доход от продажи нефти, издержки производства НПГ должны быть снижены на величину этого дополнительного дохода. В итоге предельные издержки производства НПГ, когда весь произведенный НПГ продается на рынке, определяются выражением $\bar{c}^{(2)} = c_Q / \alpha_2 + c_{сб} + c_{тр} - P_1 \alpha_1 / \alpha_2$. Если $c_Q / \alpha_2 + c_{сб} + c_{тр} < P_1 \alpha_1 / \alpha_2$, предельные издержки оказываются отрицательными, а удельное значение общественного блага имеет вид $\overline{sw}^{(2)} = \bar{P}_2 - \bar{c}^{(2)}$. Равновесная рыночная цена НПГ равна P_2 , где

$$\bar{P}_2 \geq P_2 \geq \bar{c}^{(2)}, \quad (7)$$

делит общественное благо (как и в первом случае) на две части: излишки покупателя и прибыль продавца. Из (7) следует, что удельные излишки покупателя НПГ равны $bs^{(2)} = \bar{P}_2 - P_2$, а прибыль продавца НПГ — $sp^{(2)} = P_2 - \bar{c}^{(2)}$. Тогда при любой рыночной цене, удовлетворяющей условию (7), достигается максимум общественного блага.

Применяя ту же логику рассуждений, которая была использована в п. 1.1., получаем, что компромиссная рыночная цена будет

$$\tilde{P}_2^{(2)} = 0,5(\bar{P}_2 + \bar{c}^{(2)}). \quad (8)$$

Как и в первом случае, условие (7) на либерализованном рынке выполняется и рыночная цена формируется в результате столкновения переговорных сил участников рынка. В данном случае также справедлива теорема о внерыночных факторах. Справедливо утверждение, что для формирования рыночной цены, соответствующей (8), рынок необходимо регулировать.

ВЫВОДЫ

1. В настоящее время рынок НПГ либерализован. В сегодняшних экономических условиях и реальной практики его функционирования желательным для общества механизмом координации деятельности участников рынка НПГ является механизм, формирующий цены НПГ,

соответствующие максимуму общественного благосостояния. Показано, что на российском рынке НПГ максимум общественного благосостояния достигается на множестве рыночных цен.

2. При определении предельных издержек производства НПГ было учтено, что НПГ производится в едином процессе с добычей нефти.

3. На либерализованном российском рынке НПГ выбор из множества возможных цен зависит от внерыночных факторов. Такой выбор сторонами общественно оптимальной композиции внерыночных факторов является случайным.

4. В статье разработан алгоритм компромиссной общественно оптимальной цены НПГ, который может быть реализован при регулировании рынка. Регулирование рынка НПГ является более эффективным механизмом (с точки зрения интересов общества) координации деятельности производителя и покупателя НПГ, чем либерализация рынка.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

- Елисеев Г.П.** (2001). Полезно ли повышение цен на попутный нефтяной газ? Научно-образовательный портал IQ ВШЭ. Режим доступа: <https://iq.hse.ru/news/177824831.html> [**Eliseev G.P.** (2001). *Is an increase in the price of associated petroleum gas useful?* IQ HSE Scientific and Educational Portal. June 22. Available at: <https://iq.hse.ru/news/177824831.html> (in Russian).]
- Киселев Е.А.** (гл. ред.). (2020). Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году». М.: Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. 490 с. Режим доступа: <http://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/11a/Госдоклад-2019.pdf> [**Kiselev E.A.** (ed.) (2020). *State Report "On the state and use of mineral resources of the Russian Federation in 2019"*. Moscow: Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation. 490 p. Available at: https://www.mnr.gov.ru/docs/o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/gosudarstvennyy_doklad_o_sostyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii (in Russian).]
- Книжников А.Ю., Ильин А.М.** (2017). Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF). [**Knizhnikov A.Y., Ilyin A.M.** (2017). *Problems and prospects of the use of waste oil gas in Russia*. Moscow: World Wildlife Fund (WWF) (in Russian).]
- Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В.** (2008). Как потушить факелы на российских нефтепромыслах: институциональный анализ условий комплексного использования углеводородов (на примере попутного нефтяного газа). Новосибирск: ИЭОПП СО РАН. [**Kryukov V.A., Silkin V.Y., Tokarev A.N., Shmat V.V.** (2008). *How to extinguish flares at Russian oil fields: Institutional analysis of conditions for complex hydrocarbon utilization (by example of associated petroleum gas)*. Novosibirsk: Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the RAS (in Russian).]
- Чернавский С.Я.** (2013). Реформы регулируемых отраслей российской энергетики. М., СПб.: Нестор-История. [**Chernavsky S. Ya.** (2013). *Reforms of the energy regulated branches in Russia*. Moscow, St. Petersburg: Nestor-Historia (in Russian).]
- Чернавский С.Я., Эйсмонт О.А.** (2005). Экономический анализ рынка нефтяного попутного газа в России // *Экономика и математические методы*. Т. 41. № 4. С. 30–38. [**Chernavsky S. Ya., Eismont O.A.** (2005). *Economic analysis of associated petroleum gas market in Russia*. *Economics and Mathematical Methods*, 41, 4, 30–38 (in Russian).]

Associated petroleum gas market: Pricing mechanisms

© 2021 S.Ya. Chernavskii

S.Ya. Chernavskii,

*Central Economics and Mathematics Institute, Russian Academy of Sciences (CEMI RAS), Moscow, Russia,
e-mail: sergeichernavsky@mail.ru*

Received 22.06.2021

Abstract. In Western Siberia, the main oil-producing region of Russia, all functioning regulated markets of associated petroleum gas (APG) have been liberalized. Because of the monopoly-monopsony structure there is a threat of market prices deviation from socially optimal levels, corresponding to the maximum of public good. The analysis of this threat and assessment of the factors that support it is an urgent problem, which has not yet been covered in the scientific literature. The purpose of the study is to assess the consequences of the liberalization of APG markets. The tool for solving the problems of the study is the economic theory of formation of market equilibrium prices in the joint production of APG and oil. On a liberalized APG market, the maximum public welfare corresponds to a set of market prices, which are determined when considering a virtual competitive market. The actual price is formed under the influence of non-market factors. The liberalized market has no mechanism for forming a socially optimal composition of non-market factors, and the parties have no information allowing them to determine the corresponding socially optimal APG price. Therefore, it must be set by the regulator. The algorithms for calculation of marginal costs of joint production of oil and APG and socially optimal price of APG are constructed.

Keywords: economic theory, market of associated petroleum gas, monopoly-monopsony structure of the market, virtual, pricing in the market, economic-mathematical modeling, price regulation, price liberalization, public welfare, trajectory of reforms.

JEL Classification: D4, D6, L16, L43, L71, L99, P18, R48.

DOI: 10.31857/S042473880017524-5