



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ АНТИМОНОПОЛЬНАЯ СЛУЖБА
УПРАВЛЕНИЕ КОНТРОЛЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА**

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ

**ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА СОСТОЯНИЯ КОНКУРЕНЦИИ
НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА
ЗА 2011 – 2014 ГГ.**

Содержание:

1. Общие положения:
 - 1.1. Основание и цели исследования;
 - 1.2. Источники исходной информации;
2. Временной интервал исследования рынка;
3. Продуктовые границы оптового рынка природного газа;
4. Географические границы оптового рынка природного газа;
5. Состав хозяйствующих субъектов, действующих на оптовом рынке природного газа;
6. Расчёт объёмов оптового рынка природного газа и долей хозяйствующих субъектов на нём;
7. Уровень концентрации оптового рынка природного газа;
8. Барьеры входа на оптовый рынок природного газа;
9. Оценка состояния конкурентной среды на оптовом рынке природного газа;

1. Общие положения.

1.1. Основание и цели исследования.

Анализ рынка проводится в соответствии с Порядком проведения анализа состояния конкуренции на товарном рынке, утвержденным приказом ФАС России от 28.04.2010 № 220 (далее – Порядок), и имеет своими целями:

1. Оценку состояния конкурентной среды на оптовом рынке природного газа на территории Российской Федерации;

2. Выявление хозяйствующих субъектов, занимающих доминирующее положение в соответствии с признаками, установленными статьей 5 Федерального закона от 26.07.2006 № 135-ФЗ «О защите конкуренции» (далее – Закон о конкуренции);

3. Анализ ценовой и сбытовой политики хозяйствующих субъектов, оперирующих на оптовом рынке природного газа, в т.ч. в целях выявления нарушений антимонопольного законодательства.

В связи с тем, что деятельность хозяйствующих субъектов на оптовом рынке природного газа связана с деятельностью по добыче и поставкам газа на территории большинства субъектов Российской Федерации, исследование осуществляется силами ЦА ФАС России.

1.2. Источники исходной информации.

В качестве исходной информации были использованы:

1. Общероссийские классификаторы продукции, работ, услуг, видов экономической деятельности.

2. Государственные нормативы и технические условия:

- ГОСТ 30319.0-96 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения»;

- ГОСТ Р 56021-2014 «Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия»;

- ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия»

3. Нормативные правовые акты, действующие в Российской Федерации.

4. Информация, предоставленная федеральными органами исполнительной власти:

- Министерство энергетики Российской Федерации (Минэнерго России);

- Федеральная таможенная служба (ФТС России).

4. Данные, предоставленные ФГУП «Центральное диспетчерское управления топливно-энергетического комплекса» (далее – ГП «ЦДУ ТЭК»).

5. Материалы хозяйствующих субъектов, осуществляющих добычу и оптовую реализацию природного газа:

- ПАО «Газпром» (117997, г. Москва, ул. Наметкина, д. 16);
- АО «Газпром газэнергосеть» (117647, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 125);
- ООО «Газпром межрегионгаз» (197110, г. Санкт-Петербург, наб. Адмирала Лазарева, д. 24, литер А)
- ПАО «Газпром нефть» (190000, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3-5);
- ОАО «НОВАТЭК» (119415, г. Москва, ул. Удальцова, д. 2);
- ПАО «ЛУКОЙЛ» (101000, г. Москва, Сретенский бульвар, д. 11);
- ОАО «НК «Роснефть» (115035, г. Москва, Софийская набережная, д. 26/1);
- ОАО «НК «РуссНефть» (115054, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 69);
- ОАО «Сургутнефтегаз» (628415, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Сургут, ул. Григория Кукуевицкого, д. 1, корп. 1);
- ПАО «Сибнефтегаз» (629300, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Таежная, д. 78А);
- ПАО «АНК «Башнефть» (125047, г. Москва, ул. 1-я Тверская-Ямская, д. 5).

2. Временной интервал исследования.

Учитывая необходимость изучения сложившихся характеристик рассматриваемого товарного рынка, а также принимая во внимание требования статьи 5 Закона о защите конкуренции, временной интервал определен как 2011 – 2014 гг.

3. Продуктовые границы оптового рынка природного газа.

Предварительно, продуктовые границы исследуемого рынка определены в соответствии с разделом III Порядка как горючий природный газ – т.е. смесь ряда углеводородных соединений (метана, этана, пропана и бутанов) с другими газами (азот, диоксид углерода). Для горючего природного газа характерен следующий средний состав: метан - 96,0%, этан – 2,7%, пропан – 0,3%, бутаны – 0,01%, азот – 0,8%, диоксид углерода – 0,14%.

В практике нефтегазовой геологии и добычи различают несколько видов горючего природного газа – свободный, растворенный в нефти,

растворенный в подземных водах, попутный нефтяной, сухой отбензиненный.

Свободным называют горючий природный газ, находящийся в коллекторе (резервуаре, залежи) в виде самостоятельной фазы. Растворенный газ образует в пластовых условиях в нефти или в подземных водах гомогенную фазу. На поверхности газ отделяют от нефти (сепарируют) и получают таким образом попутный газ.

Многие газовые залежи содержат жидкие углеводороды (пентан и др.) – газовый конденсат, выделяемый из газа на поверхности в процессе сепарации. Они могут конденсироваться из газового раствора и в недрах (в залежи) при снижении давления в процессе разработки.

Газ, извлеченный на поверхность с нефтью или в газовой фазе, подвергается обработке на промыслах или специальных газоперерабатывающих заводах. При этом ни попутный нефтяной газ, ни газ из газоконденсатных месторождений не пригодны для транспортировки по магистральным газопроводам в силу наличия жидких фракции. Для дальнейшего использования, от указанных газов отделяют воду и «тяжелые» углеводородные компоненты (пропан, бутаны, этан), а также жидкие углеводородные фракции (пентаны и гексаны), находящиеся в пласте в парогазовой смеси. Полученный газ, состоящий преимущественно из метана и приближенный к составу и чистоте к природному горючему газу, называют «сухим отбензиненным» (далее – СОГ).

В рамках работы над данным аналитическим отчетом было принято решение рассматривать лишь те виды горючего природного газа, которые пригодны для транспортировки по магистральным газопроводам ОАО «Газпром».

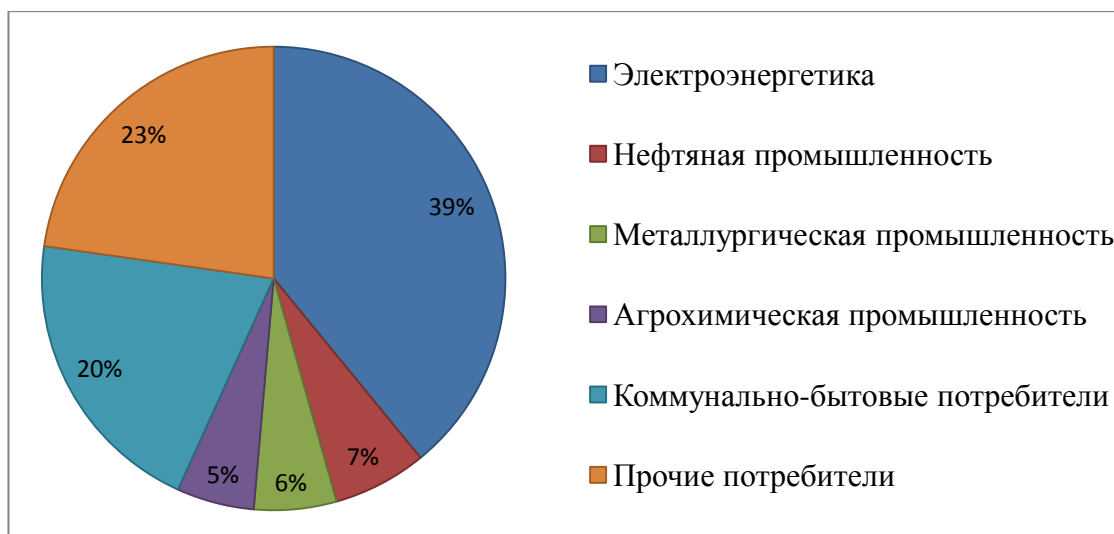
Таким образом, горючие газы, растворенные в нефти, а также газовый конденсат и газы, заключенные в угольных пластах, в данном аналитическом отчете рассматриваться не будут.

По своим техническим и физико-химическим свойствам, горючий природный газ, добываемый из самостоятельных газовых залежей, и СОГ должны соответствовать требованиям и нормам, установленным ГОСТ 5542-14 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения».

На сегодняшний день природный газ является одним из важнейших первичных источников энергии и промышленного сырья, используясь в качестве сырья для получения органических соединений при синтезе и топлива на электростанциях, в черной и цветной металлургии, цементной и

стекольной промышленности, при производстве стройматериалов и для удовлетворения коммунально-бытовых нужд.

Рисунок 1. Потребление природного газа по отраслям промышленности РФ в 2011-2014 гг.



При этом, использование горючего природного газа по указанным направлениям экономически целесообразно только в случае наличия в конкретном регионе инфраструктуры по транспортировке и распределению газа. транспортировка горючего природного газа преимущественно осуществляется посредством газотранспортной системы ПАО «Газпром» (далее – ГТС), а также с помощью газопроводов независимых производителей газа.

Транспортировка природного газа на территории Российской Федерации осуществляется магистральными газопроводами (как входящим в газотранспортную систему ПАО «Газпром», так и принадлежащим независимым производителям) через газораспределительные станции и пункты непосредственно с промыслов, газоперерабатывающих заводов (далее – ГПЗ), магистральных газопроводов и хранилищ газа. Газ под давлением ≈ 75 атм прокачивается по трубопроводу, теряя по мере продвижения кинетическую энергию. Поэтому через определенную промежутки необходимо сооружать компрессорные станции (далее – КС), на которых газ вновь дожимается до 75 атм и охлаждается.

Хранение природного газа осуществляется специализированных хранилищах – газгольдерах. Кроме того, для долговременного хранения природного газа используются также:

1. Подземные поверхностные хранилища газа (ППХГ) – представляют собой участки газопроводов от последней компрессорной до

газораспределительной станции, используемые для выравнивания неравномерности потребления газа в течение суток и недели;

2. Изотермические хранилища сжиженного природного газа (ИХ СПГ) – предназначены для покрытия т.н. пиковых нагрузок, т. е. при необходимости ускоренного отбора газа. ИХ СПГ используются в районах, где невозможно создание подземных хранилищ газа, но существует значительная неравномерность газопотребления;

3. Подземные хранилища газа (ПХГ) – располагаются в основных районах потребления газа, являясь неотъемлемой частью ЕСГ. При этом фактически ПХГ осуществляют не только функцию хранения, но и распределения объёмов газа с целью снижения пиковых нагрузок в ЕСГ, обеспечения гибкости и надежности поставок газа, транспортируемого потребителям;. Такие хранилища сооружаются, как правило, вблизи трассы магистральных газопроводов и крупных потребляющих центров и предназначены для резервирования больших объёмов газа и регулирования его подачи в соответствии с неравномерностью газопотребления.

Все указанные виды хранилищ представляют собой сложные технические объекты, в связи с чем непосредственное перемещение покупателей и потребителей природного газа к месту его производства невозможно.

В регионах, удаленных от ГТС ПАО «Газпром», либо строительство газопроводов в которых экономически неоправданно или не завершено, в качестве газового топлива используются сжиженные углеводородные газы (далее – СУГ), состоящие из выделяемых из попутного нефтяного газа компонентов – пропана, бутана и т.д. СУГ в данном анализе рынка не рассматриваются, так как они являются самостоятельными продуктами, имеющими свою специфику транспортировки и потребления, что связано со значительными технологическими отличиями их использования в сравнении с горючим природным газом. Так, для реализации конечным потребителям, СУГ транспортируются не по ГТС ПАО «Газпром», а железнодорожным транспортом либо в автоцистернах, а их сжигание производится в специальных агрегатах, непригодных к работе с природным горючим газом. Кроме того, в силу ряда специфических особенностей ценообразования, цена на СУГ значительно выше цены природного горючего газа (более, чем на 250%), – поэтому указанные товары не могут являться взаимозаменяемыми. Это подтверждается и результатами опроса, проведенного среди потребителей СУГ: только 10 из 34 опрошенных респондентов смогут

перейти с СУГ на природный газ даже при существенном повышении цен на них.

Помимо СУГ, в качестве топлива для нужд промышленности и коммунально-бытового сектора в Российской Федерации также используются:

- горючие ископаемые (энергетический уголь, торф);
- продукты переработки нефти (мазут).

Энергетический уголь в настоящее время является достаточно распространенным энергоносителем, однако высокая цена и меньшая удельная теплота сгорания (см. таб. 1) в сочетании с меньшей экологичностью делают его менее конкурентоспособным как в сегменте коммунально-бытового потребления, так и в промышленности. На это также указывают результаты опроса потребителей энергетического угля по вопросу о наличии возможностей по замене потребляемого топлива на природный газ: лишь 60 потребителей из 145 опрошенных заявили о своей готовности произвести такую замену. При этом потребители отмечали достаточно высокую стоимость сопутствующих мероприятий, в том числе приобретение нового оборудования, разработку новых логистических схем и т.д.

Таблица 1. Удельная теплота сгорания основных видов топлива

Вид топлива	Ед. измерения	Удельная теплота сгорания (МДж)
Природный газ	1 м ³	33,5
СУГ (пропан)	1 м ³	45,6
Уголь каменный	1 кг	27,0
Торф	1 кг	17,5
Мазут	1 л	40,6

Прочие горючие ископаемые – и, в первую очередь, торф – характеризуются относительно низкой себестоимостью добычи и малой зольностью. Однако необходимость брикетирования, низкая удельная теплота сгорания (см. таб. 1), высокая пожароопасность и потребность в специализированных объектах хранения (в отсутствие которых теплотворная способность торфа быстро уменьшается) приводит к ограничению возможности замены им природного газа.

Нередко предприятия, использующие в качестве основного топлива природный газ, в качестве резервного топлива применяют мазут. Теоретически, мазут может использоваться как основное топливо, однако учитывая его высокую рыночную цену, стоимость полученной

электрической и тепловой энергии будет значительно выше, чем при использовании природного газа или энергетического угля. Следовательно, возможность замены мазутом природного газа является низкорентабельной с точки зрения финансового результата. Кроме того, использование мазута сопряжено с нанесением ущерба окружающей среде, что ограничивает возможность его замещения природного газа.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что природный газ в Российской Федерации имеет товары-заменители, однако степень их взаимозаменяемости можно определить как низкую.

Исходя из этого, товаром на оптовом рынке природного газа является природный газ (в том числе СОГ), добываемый на территории Российской Федерации, и готовый к транспортировке по магистральным газопроводам ПАО «Газпром» для конечной реализации.

4. Географические границы оптового рынка природного газа.

Предварительно, географические границы исследуемого рынка можно определить как территорию расположения и деятельности предприятий и компаний, производящих и реализующих природный газ в Российской Федерации, а также их оптовых покупателей – т.е., административная территория Российской Федерации.

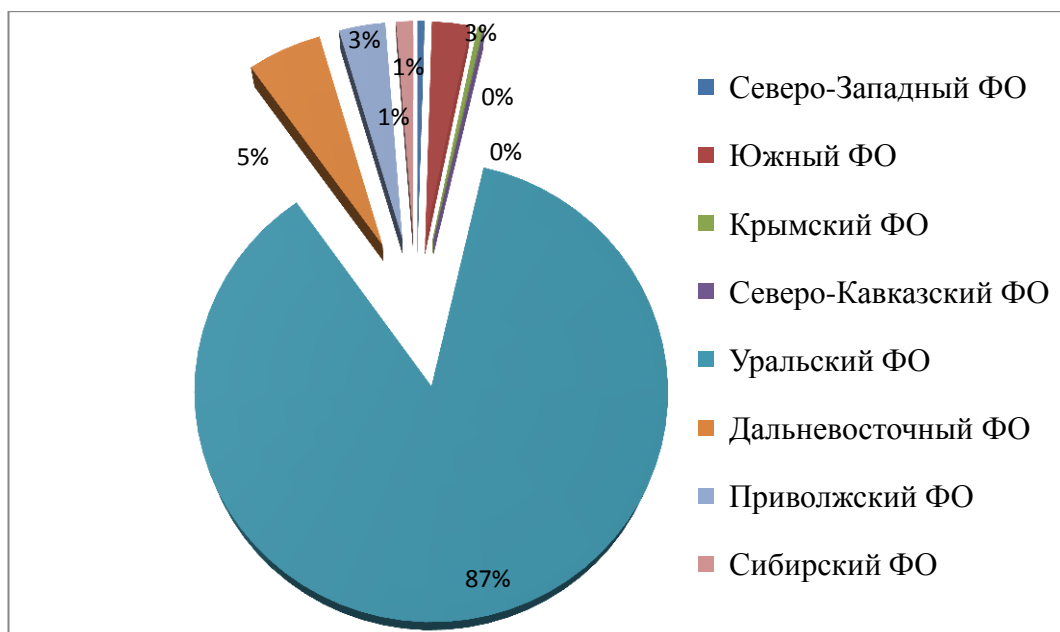
При выявлении условий обращения товара, ограничивающих экономические возможности приобретения природного газа покупателями, было учтено:

- географическое месторасположение основных предприятий-производителей природного газа;
- возможность транспортировки природного газа от производителя к покупателю;
- возможность перемещения покупателя к товару;
- расходы, связанные с приобретением товара вне места нахождения покупателя, в т.ч. транспортные расходы.

Географически, основные мощности по добыче природного газа (см. рис. 2) расположены в Западной Сибири, в основном в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах. Здесь расположены крупнейшие месторождения: Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье и др. Промышленные запасы природного газа этого региона составляют около 60% всех ресурсов страны. Среди других газодобывающих территорий выделяются Урал (Оренбургское газоконденсатное месторождение), Северный район (Вуктылское месторождение).

Также ресурсы природного газа наличествуют в Нижнем Поволжье (Астраханское газоконденсатное месторождение), на Северном Кавказе (Северо-Ставропольское, Кубано-Приазовское месторождения), на Дальнем Востоке (Усть-Вилуйское месторождение, Тунгор) и в Крыму (Джанкойское, Поворотное месторождения).

Рисунок 2. Добыча природного газа в РФ в 2014 г. по регионам



Транспортировка и распределение природного газа в Российской Федерации осуществляется, в основном, при помощи ЕСГ, которая представляет собой имущественный производственный комплекс, предназначенный для добычи, транспортировки, хранения и распределения газа, находящийся в собственности ПАО «Газпром» (см. рис. 3).

Как уже отмечалось выше, непосредственно транспортной составляющей ЕСГ является ГТС ПАО «Газпром», связывающая основные регионы добычи газа (Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа) и потребителей. Протяженность ГТС к настоящему моменту превышает 160 тыс. км и охватывает в общей сложности 63 субъекта Российской Федерации. По ГТС ПАО «Газпром» транспортируются подавляющие объемы газа, добытого в Российской Федерации – так, в 2014 г. этот показатель превысил 95,8%.

В случае, если технологически невозможно транспортировать газ по ГТС от места добычи до потребителя, газ реализуется потребителям через подсоединенные к ней местные газораспределительные сети или региональные системы газоснабжения (далее – РСГ). При этом границей

газотранспортной системы выступают местные газораспределительные сети, по которым природный газ поступает потребителям, в том числе населению.

Рисунок 3. ЕСГ в 2014 г.



В свою очередь, РСГ представляют собой, в соответствии со ст. 7 Федерального закона от 21.02.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» имущественные производственные комплексы, которые состоят из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения и поставок газа,

независимые от ЕСГ и находящиеся в собственности организаций, образованных в установленных гражданским законодательством организационно-правовых формах и в порядке, получивших в процессе приватизации объекты указанных комплексов в собственность, либо создавших или приобретших их на иных предусмотренных законодательством Российской Федерации основаниях.

По состоянию на 31 декабря 2014 г., к РСГ относятся:

- Норильская система – представляет собой 2-3-ниточные магистральные газопроводы диаметром 720 мм, общей протяженностью более 1000 км;
- Якутская система – состоит из 2-ниточного газопровода длиной 466 км и диаметром 529 мм, и 1-ниточного газопровода длиной около 230 км и диаметром 529 мм;
- Чукотская система – 1-ниточный газопровод, длина которого составляет 103 км, диаметром 219 мм;
- система «Сахалин-Хабаровск» – 1-ниточный газопровод диаметром 720 мм длиной 556 км;
- транссахалинская трубопроводная система – 1-ниточный газопровод диаметром 1 219 мм и общей протяженностью около 800 км;

Кроме того в настоящее время производится достройка Камчатской системы газоснабжения, длина 529-мм газопроводов в составе которой превысит 400 км.

При этом, так как РСГ, которые представляют собой независимые комплексы по добыче, транспортировке, хранению и реализации природного газа, являются изолированными региональными системами, технологически не связанными с ЕСГ, а объемы транспортируемого по ним газа в общем объеме незначительны (менее 4,5%), в рамках представленного анализа рынка указанные объемы реализации природного газа не учитываются

Таким образом, географические границы оптового рынка природного газа определены как административная территория Российской Федерации в границах ЕСГ.

5. Состав хозяйствующих субъектов, действующих на оптовом рынке природного газа.

К хозяйствующим субъектом, действующим на оптовом рынке природного газа, относят производителей и потребителей природного газа.

Производителями природного газа являются хозяйствующие субъекты, добывающие природный газ, а также осуществляющие переработку ПНГ на ГПЗ. Основным производителем природного газа в Российской Федерации

является группа лиц ПАО «Газпром»; кроме того, на рынке природного газа присутствует ряд независимых производителей – в т.ч. ОАО «НОВАТЭК», ПАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «НК «РуссНефть», ПАО «Сибнефтегаз», ПАО «АНК «Башнефть» и пр.

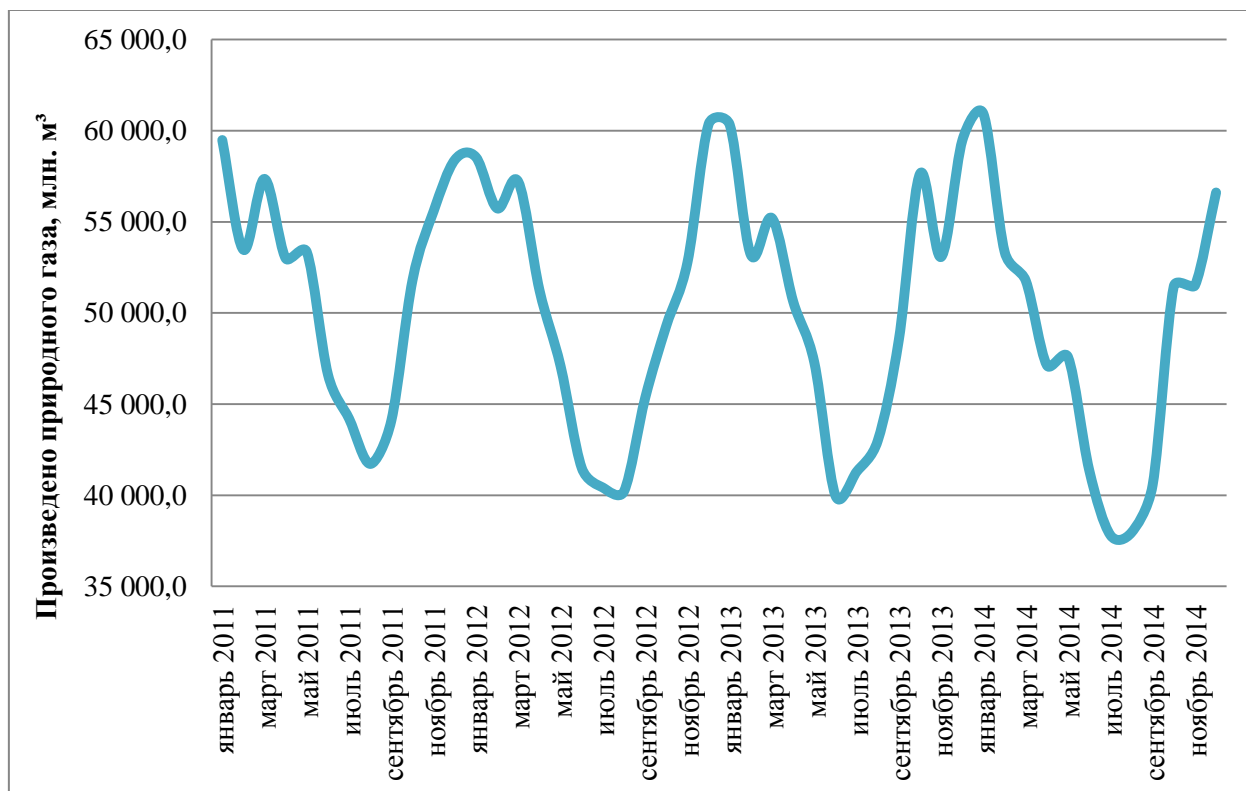
Потребителями природного газа в Российской Федерации являются, как уже говорилось выше, предприятия энергетики, металлургии, агрохимии, а также коммунальный комплекс.

Также участниками рассматриваемого рынка являются трейдеры, осуществляющие перепродажу природного газа, закупаемого ими у производителей. В основном трейдеры реализуют относительно небольшие объемы газа электростанциям и заводам, а также осуществляют перепродажу газа прочим производителям и потребителям, которым требуются дополнительные объемы газа.

6. Расчёт объёмов оптового рынка природного газа и долей хозяйствующих субъектов на нём.

По результатам аналитических мероприятий, проведённых в рамках исследования оптового рынка природного газа в 2011 – 2014 гг., можно сделать вывод о том, что за указанный период в Российской Федерации было произведено более 2 400 млрд. м³ природного газа (см. граф. 1).

График 1. Производство природного газа в РФ в 2011 – 2014 гг.



Стоит отметить, что крупнейшим производителем природного газа в Российской Федерации за исследуемый период стало ПАО «Газпром». Также в число крупнейших производителей природного газа можно включить ОАО «НОВАТЭК», ОАО «НК «Роснефть» и ПАО «ЛУКОЙЛ».

Объем экспорта природного газа из Российской Федерации за 2011-2014 гг. составил 833,2 млрд. м³ (см. таб. 2). При этом, за тот же период на территорию Российской Федерации из Средней Азии и Закавказья было импортировано, по данным ФТС России, около 123,8 млрд. м³ природного газа. Однако указанные объемы газа не реализовывались на территории Российской Федерации, а прокачивались по ГТС ПАО «Газпром» для поставки за рубеж.

Таблица 2. Импортные и экспортные поставки природного газа в 2011-2014 гг. (млн. м³)

Показатели	2011	2012	2013	2014
Импорт газа	33 310,2	33 221,8	30 709,1	26 613,5
<i>Газ из Средней Азии:</i>	<i>31 809,1</i>	<i>31 674,7</i>	<i>29 334,0</i>	<i>26 297,8</i>
в т.ч. – газ из Казахстана	12 652,7	12 451,2	12 729,4	11 686,5
в т.ч. – газ из Туркмении	11 207,9	10 940,4	10 946,4	10 984,1
в т.ч. – газ из Узбекистана	7 948,5	8 283,1	5 658,2	3 627,2
<i>Газ из Закавказья</i>	<i>1 501,1</i>	<i>1 547,1</i>	<i>1 375,1</i>	<i>206,8</i>
Экспорт газа (по ГТС ОАО «Газпром»)	215 714,6	204 781,2	219 373,3	193 365,5
в т.ч. – газ из Средней Азии	31 760,7	31 637,7	29 295,6	26 376,2
в т.ч. – газ из Закавказья	1 501	1 547,1	1 375,1	206,8

Объемы реализации природного газа на оптовом рынке Российской Федерации в границах ЕСГ за исследуемый период составили порядка 1 400 млрд. м³ (см. таб. 3).

Таблица 3. Реализация природного газа в РФ 2011-2014 гг. (%)

Хозяйствующий субъект	Объем реализации			
	2011	2012	2013	2014
ОАО «Газпром»	70,81	67,14	64,15	59,40
ОАО «НОВАТЭК»	10,38	11,08	11,92	12,18
ОАО «ЛУКОЙЛ»	1,84	1,80	1,90	1,91

Хозяйствующий субъект	Объем реализации			
	2011	2012	2013	2014
ОАО «НК «Роснефть»	1,23	0,92	1,30	2,69
Прочие	15,73	19,06	20,73	23,81
Всего:	100	100	100	100

Таким образом, крупнейшим продавцом природного газа на внутрироссийском рынке является, согласно проведенным исследованиям, ПАО «Газпром»: на конец исследуемого периода им было продано более 65% всего объема реализации природного газа в Российской Федерации в границах ЕСГ за исследуемый период.

7. Уровень концентрации оптового рынка природного газа.

Показатели рыночной концентрации рассчитаны в соответствии с пунктом 7.1 Порядка (см. таб. 4).

Таблица 4. Уровень концентрации оптового рынка природного газа в РФ в 2011 – 2014 гг.

Показатели	2011	2012	2013	2014
Оптовый рынок природного газа				
Коэффициент рыночной концентрации (CR-3)	83,03	80,02	77,97	73,50
Индекс рыночной концентрации Герфиндаля-Гиршмана (НИ)	5 125,13	4 633,44	4 260,74	3 680,45

Таким образом, в соответствии со значениями коэффициента рыночной концентрации (CR-3) и индекса рыночной концентрации Герфиндаля-Гиршмана (НИ), средневзвешенный уровень концентрации на оптовом рынке природного газа в Российской Федерации в границах ЕСГ оценивается как «высокий».

8. Барьеры входа на оптовый рынок природного газа.

Вход новых хозяйствующих субъектов на оптовый рынок природного газа в Российской Федерации может быть ограничен рядом существенных барьеров.

К экономическим барьерам входа на рынок природного газа можно отнести значительный размер начального капитала, необходимый для

разведки и освоения газовых месторождений, а также длительные сроки окупаемости капитальных вложений в указанные мероприятия.

В качестве основного административного барьера можно отметить необходимость получения лицензии на пользование недрами. Учитывая, что несколько наиболее крупных производителей природного газа владеют лицензиями на разработку большей части разведанных запасов природного газа, возможность входа новых участников на данный рынок является ограниченной.

Также существенным ограничением развития конкуренции на оптовом рынке природного газа является возможность ограничения доступа к транспортной инфраструктуре независимым производителям газа. Причиной этому является несовершенство существующего порядка подключения к ГТС ПАО «Газпром» и необходимость получения разрешений на транспортировку объемов добываемого газа, в ходе чего ПАО «Газпром» может отказать хозяйствующим субъектам в подключении к ГТС и/или транспортировке заявленного объема газа, в том числе ссылаясь на технические возможности ГТС.

Строительство и эксплуатация газодобывающей и газоперерабатывающей инфраструктуры сопровождается многосторонним негативным воздействием на окружающую природную среду. Таким образом, следует также учитывать постоянный рост затрат на охрану окружающей среды в сфере производства.

Следовательно, анализ существующих барьеров входа на оптовый рынок природного газа позволяет сделать вывод о том, что сроки входа на данный рынок исчисляются, по меньшей мере, несколькими годами, и барьеры входа можно охарактеризовать как достаточно высокие и/или труднопреодолимые.

9. Оценка состояния конкурентной среды на оптовом рынке природного газа.

В результате анализа оптового рынка природного газа в Российской Федерации, реализуемого в границах ЕСГ, за 2011-2014 гг., было установлено, что указанный рынок является высококонцентрированным с недостаточно развитой конкурентной средой.

Доля группы лиц ПАО «Газпром» в течение исследуемого периода существенно превышала 50%, составляя 70,81% в 2011 г., 67,14% в 2012 г., 64,15% в 2013 г. и 59,40% в 2014 г.

Доли его ближайшего конкурента, ОАО «НОВАТЭК» в том же периоде составила, соответственно, 10,38% в 2011 г., 11,08% в 2012 г., 11,92% в 2013 г. и 12,18% в 2014 г.

В свою очередь, доля прочих хозяйствующих субъектов на рынке в исследуемый период не превышала 5%.

В дополнение к вышеизложенному необходимо добавить, что, принимая во внимание большой объём капитальных вложений, необходимых для создания нового хозяйствующего субъекта, занимающегося добычей и реализацией природного газа, а также учитывая наличие на нём вертикально-интегрированных хозяйствующих субъектов, ограниченность его сбытового сегмента и другие, описанные выше, барьеры, – можно сделать вывод о том, что появление на оптовом рынке природного газа других крупных производителей в ближайшее время маловероятно.

Основываясь на этом, можно утверждать, что к ПАО «Газпром» и ОАО «НОВАТЭК» выполняются, по состоянию на 31 декабря 2014 г., условия части 3 статьи 5 Закона о защите конкуренции, в соответствии с которой доминирующим признается положение каждого хозяйствующего субъекта из нескольких хозяйствующих субъектов.

Таким образом, сопоставление и анализ количественных и качественных показателей, характеризующих рынок, позволяет сделать следующие выводы:

1. В целом, рассматриваемый товарный рынок относится к рынку с недостаточно развитой конкуренцией.

2. На основании части 3 статьи 5 Закона о защите конкуренции ПАО «Газпром», ОАО «НОВАТЭК» занимают доминирующее положение на оптовом рынке природного газа в Российской Федерации в границах ЕСГ.

Начальник управления контроля
топливно-энергетического комплекса

Д.Н. Махонин