MAX-PLANCK-GESELLSCHAFT

Wissenschaftszentrum Nordrhein-Westfalen
Institut Arbeit und Technik

Kulturwissenschaftliches Institut
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

ОКОНЧАТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

Эмиссии парникового газа российской системы экспортных газопроводов для транспортировки природного газа

Результаты и экстраполяция эмпирических исследований, проведённых в России.

Проект, осуществлённый по поручению
«Э.ОН Рургаз АГ»

Вуппертальский институт
климата, экологии и энергетики

в сотрудничестве

с Химическим Институтом Макса Планка,
Майнц

Вупперталь и Майнц,
февраль 2005 г.

NRW.

ВЫХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Руководитель проекта:

Штефан Лехтенбёмер

Авторы:

Вуппертальский институт

Штефан Лехтенбёмер

Кармен Динст

доктор Манфред Фишедик

Томас Ханке

Томас Лангрок

Институт Макса Планка

доктор Сергей С. Ассонов

доктор Карл Бреннинкмейер

При участии:

Мартина Гюртлера,

профессора доктора Петера Хеннике

Сильвии Крузе

профессора доктора Йоса Лелиевельда

Более подробную информацию можно получить на сайте:

www.wupperinst.org www.mpch-mainz.mpg.de

Оглавление

1 Предыстория исследования 1

1.1 Характеристика эмиссий различных ископаемых энергоносителей 1

1.2 Значение непрямых, или косвенных, эмиссий 2

1.3 Причины проведения новой программы измерений 6

1.4 Предмет исследования 8

2 Российская сеть магистральных транспортных газопроводов для транспортировки природного газа 10

3 Измерения в российской сети магистральных транспортных газопроводов на территории России 14

3.1 Места проведения измерений 14

3.2 Источники эмиссий на компрессорных станциях и на газопроводах 17

3.3 Измерения 19

3.4 Документирование и обеспечение качества измерений 21

3.5 Определение прочих технологических эмиссий, обусловленных производственной необходимостью 23

4 Расчет эмиссий 27

5 Результат: Эмиссии парникового газа, образующиеся при транспортировке газа магистральным газопроводам в экспортных коридорах, включая добычу и подготовку газа на ОАО «Газпром» 30

5.1 Эмиссии парникового газа, образующиеся в экспортных коридорах 30

5.2 Коэффициенты эмиссии CH4 32

5.3 Удельные эмиссии и анализ неточностей, или неуверенности в правильности полученных результатов 34

6 Эмиссии парниковых газов ископаемых энергоносителей в Германии 37

7 Резюме 40

Причины 40
Новые независимые измерения в России 41
Результат 42
Итоги 43

8 Фотодокументация 46

9 Документирование результатов 50

10 Список использованной литературы 52

Список иллюстраций

Рис. 1: Прямые эмиссии CO2 , выделяющиеся при использовании ископаемых видов топлива в сравнении. 2

Рис. 2: Непрямые, или косвенные, эмиссии, выделяющиеся на этапах добычи и транспортировки ископаемых энергоносителей до их доставки в Германию и использования в Германии, согласно GEMIS 3

Рис. 3: Прямые и косвенные эмиссии, выделяющиеся при использовании ископаемых энергоносителей, в зависимости от различных объемов получаемых энергоносителей и различных данных. 5

Рис. 4: Обзорная карта экспортных и транспортных коридоров 10

Рис. 5: Рабочий стаж и мощность агрегатов и линейной части экспортных коридоров 13

Рис. 6. Измерительные кампании, проведённые на экспортных коридорах газопроводов по транспортировке российского природного газа 16

Рис. 7: Типичная схема агрегатного комплекса («цеха») компрессорной станции 18

Рис. 8: Типичная схема кранового узла газопровода 21

Рис. 9: «Интервалы уверенности» в правильности результатов определения эмиссий парниковых газов, образующихся при экспорте газа из России до западной границы России (место добычи – Ямбургское месторождение) 36

Рис. 10: Прямые и непрямые эмиссии парниковых газов, выделяющиеся при сжигании ископаемых энергоносителей (сравнение результатов нескольких исследований) 37

Рис. 11: Эмиссии парникового газа, связанные с различными энергоносителями, используемыми на немецком рынке, в сравнении 44

Список таблиц

Таблица 1: Характеристика магистральной сети ОАО «Газпром» и экспортных коридоров. 11

Таблица 2: Отобранные для проведения программы измерений компрессорные станции и обмеренные в рамках программы измерений 2003 г. агрегаты, а также участки газопроводов с указанием рабочего стажа производственной части. 15

Таблица 3: Примеры коэффициентов эмиссий при вызванных производственной необходимостью (технологических) выбросах компрессорных станций и магистральных газопроводов, а также при потерях газа, вызванных авариями (аварийных выбросах). 26

Таблица 4: Результат анализов показателей эмиссий CH4 обмеренных узлов и элементов арматуры на компрессорных станциях и линейной части газопроводов по «методу Монте-Карло». 28

Таблица 5: Эмиссия парниковых газов экспортных коридоров (2002) 30

Таблица 6: Показатели эмиссий CH4 для газопроводов, компрессорных станций, а также добычи и подготовки газа – в сравнении с результатами программ измерений 1996/1997 гг. и 2003 г. 33

Таблица 7: Непрямые, или косвенные, эмиссии парниковых газов, выделяющиеся при транспорти-ровке российского природного газа до границы Германии. 38

Таблица 8: Показатели для экстраполяции эмиссий 50

1 Предыстория исследования

Более 90% энергии, используемой в европейских промышленно развитых государствах для производства электроэнергии, тепла и приведения в движении транспортных средств, получаются при сжигании ископаемых энергоносителей. В то же время добыча и транспортировка этих видов топлива в немалой степени способствует выделению эмиссий парниковых газов в государствах, экспортирующих и импортирующих эти виды топлива. Предметом настоящего научного исследования служит определение роли, которую при этом играет природный газ, то есть, какое значение для климата имеет, в частности, газ, импортируемый из России в Германию, по сравнению с другими ископаемыми видами топлива.

По заказу фирмы «Э.ОН Рургаз АГ[1]» Вуппертальский институт климата, окружающей среды и энергетики совместно с Химическим институтом Макса Планка провел обширную программу измерений, с целью ликвидации существовавших до сих пор информационных пробелов и обеспечения полноты знаний об эмиссиях, выделяющихся в ходе технологического процесса добычи, переработки и транспортировки газа из России в Германию.

Этому научному исследованию предшествовал детальный анализ имевшихся на тот момент результатов научных исследований, данных и анализа цепочки технологических процессов (см. Lechtenböhmer u. a. 2003, Wuppertal Institut).

1.1 Характеристика эмиссий различных ископаемых энергоносителей

При сравнении показателей прямых эмиссий CO2, то есть тех эмиссий, которые возникают на месте при сжигании независимо от эмиссий, выделяющихся на предшествующих их возникновению этапах цепочек технологических процессов, можно установить последовательность в различии показателей между различными ископаемыми энергоносителями, отображенную на рис. 1.1. Из него явствует что, природный газ, с показателем, равным примерно 56 тонн CO2 на TJ (тера джоуль), что соответствует самому низкому уровню прямых эмиссий[2]. Если при этом дополнительно учитывать также и высокий коэффициент полезного действия газовых электростанций (составляющий у комбинированных газово-паровых электростанций до 58%), то для природного газа, по сравнению с прочими ископаемыми видами топлива,

1 Прежнее название: «Рургаз АГ»

2 Мазут (HE): 74 тонн на тера джоуль; каменный уголь: 92 тонн на тера джоуль; бурый уголь: 111 тонн на тера джоуль (источник: UBA 2003); эмиссии CH4 и N2O при современных технологиях сжигания не играют почти никакой роли. В стационарных установках по сжиганию в Германии их показатели эмиссий CO2, как правило, составляют, что касается эффекта парниковых газов, менее 1%.

характерны весьма позитивные показатели, что касается выделяющихся при его использовании эмиссий парниковых газов.

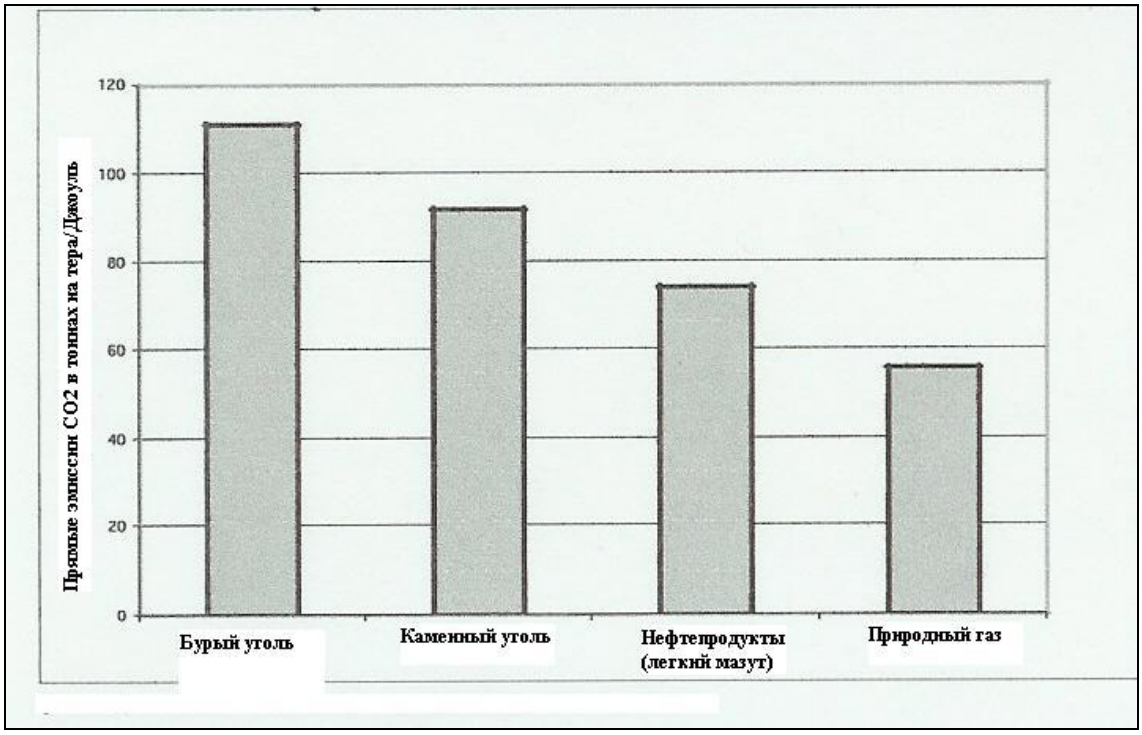


Рис. 1: Прямые эмиссии CO2 , выделяющиеся при использовании ископаемых видов топлива в сравнении.

Правда, показатель прямых эмиссий двуокиси углерода может незначительно колебаться, в зависимости от качества топлива и вида техники сжигания, однако он не ставится под сомнение специалистами и потому не является предметом современной дискуссии о климатической политике. Эта дискуссия ведётся, в основном, вокруг количественного определения так называемых прямых эмиссий, образующихся при сжигании ископаемых видов топлива. В этом плане могут быть, соответственно, установлены существенные различия в методах добычи, подготовки, транспортировки, а также в объёмах газа, выделяющихся на этих этапах технологического процесса. При этом, наряду с CO2, имеют значение также эмиссии других парниковых газов, прежде всего CH4. В отличие от прямых эмиссий, в данном случае имеет решающее значение, какие прогнозы делаются относительно тех или иных источников получения газа и какие показатели потерь газа по ходу его транспортировки через газопроводы берутся за основу при расчётах.

1.2 Значение непрямых, или косвенных, эмиссий

В случае сравнения между собой непрямых, или косвенных, эмиссий, выделяющихся при добыче, подготовке и транспортировке самых различных ископаемых энергоносителей, играющих роль на немецком рынке, выясняется, что эти эмиссии являются достаточно существенными почти у всех

энергоносителей (см. рис. 2). При этом эмиссии CH4 и CO2 имеют одинаково большое значение, в то время, как эмиссии «веселящего газа» (N2O) играют скорее незначительную роль. Эмиссии, последовательно выделяющиеся на всех предшествующих этапах цепочки технологических процессов добычи, подготовки и транспортировки природного газа (современной газовой смеси, получаемой в настоящее время конечным потребителем в Германии) характеризуются показателями, сравнимыми с показателями эмиссий, выделяющихся в случае каменного угля и в случае мазута (HE)[3] .

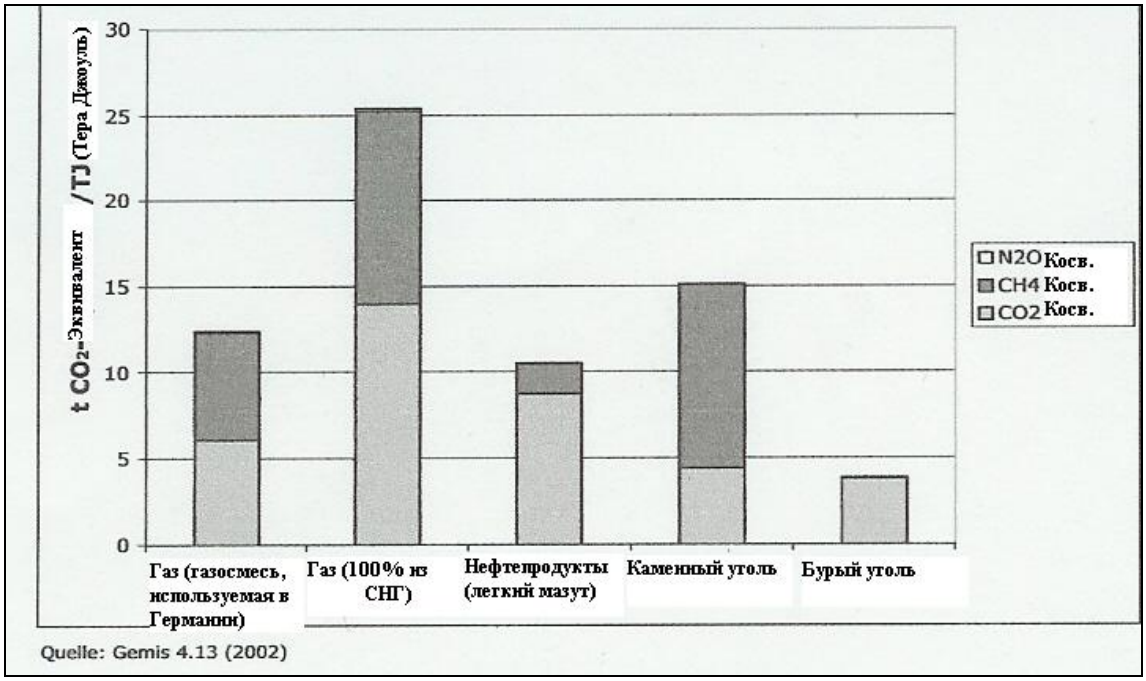


Рис. 2: Непрямые, или косвенные, эмиссии, выделяющиеся на этапах добычи и транспортировки ископаемых энергоносителей до их доставки в Германию и использования в Германии, согласно GEMIS

Лишь непрямые эмиссии, выделяющиеся в случае бурого угля, значительно ниже, чем эмиссии в случае других ископаемых энергоносителей, ибо в данном случае имеют значение исключительно эмиссии CO2, связанные с расходом энергии при добыче. В то время как в случае каменного угля, наряду с расходом энергии на добычу ископаемого энергоносителя, имеют первостепенное значение также и выделение шахтного газа, эмиссии, последовательно выделяющиеся на всех этапах технологической цепочки процессов, предшествующих получению конечным потребителем современной смеси нефтепродуктов, выделяются в ходе многочисленных и многоразличных процессов (например, при транспортировке морским путём, при теплоснабжении, при добыче и подготовке и т.д.).

3 Согласно данным «Общей Модели Эмиссий Интегрированных Систем» (GEMIS) Института прикладной экологии.

В случае природного газа играют важную роль как расход энергии на транспортировку газа, так и выделение природного газа вследствие утечек. Потенциально природный газ может выделяться в местах его добычи (в частности, при бурении на газовых месторождениях, при продувке пробурённых скважин и при подготовке), при транспортировке (в частности, вследствие сжигания приводного газа на компрессорных станциях, а также при ремонте, техосмотре и вследствие утечек) и при распределении по конечным потребителям. В этом случае следует обратить внимание на то обстоятельство, что по сравнению с двуокисью углерода, выделяющейся, в виде эмиссии, при сжигании, природный газ, содержащий в себе, в качестве главной составной части, метан, в не сожженном виде обладает в 21 раз более высоким потенциалом парникового газа[4].

При этом из рис. 2 явствует, что – если придерживаться тех данных, из которых до сих пор исходили составители разработанной немецким Институтом прикладной экологии (Эко-Институтом) «Общей Модели Эмиссий Интегрированных Систем» (немецкая аббревиатура - GEMIS[5]) -, эмиссии, выделяющиеся на всех предшествующих получению газа конечным потребителем в Германии этапах технологической цепочки процессов добычи, подготовки и транспортировки природного газа примерно удвоились бы, если бы теоретически весь продаваемый в Германии природный газ поступал из России. Согласно же другим данным, непрямые эмиссии колеблются даже на уровне на несколько порядков выше (см. рис. 3).

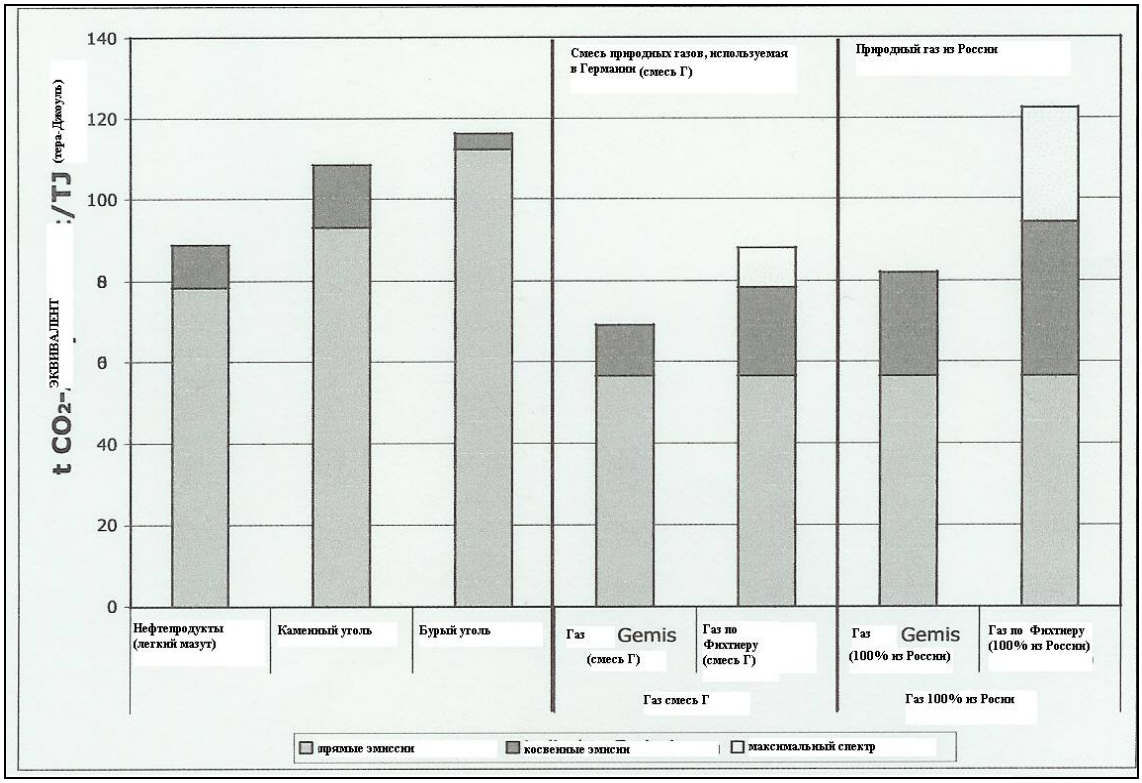
Таким образом, объём непрямых эмиссий, выделяющихся при добыче природного газа в России и при его последующей транспортировке по России, является, в свете вышеизложенного, решающим моментом при оценке воздействия используемых в Германии энергоносителей на климат. Согласно положениям «Межправительственной группы по климатическим изменениям» (английская аббревиатура - IPCC[6]) или же Киотского протокола, эмиссии парниковых газов должны относиться на счёт тех стран, в которых эти эмиссии выделяются – в случае импортируемого из России природного газа таковыми являлись бы Россия и государства, через которые осуществляется транзит

4 В самом последнем, третьем, оценочном отчёте Межправительственной группы по климатическим изменениям (Third Assesment Report IPCC) для метана приведён показатель выделения парникового газа, в 23 раза превышающий аналогичный показатель для CO2, из расчёта на столетний период. Однако обязательную силу в отношении вопросов, связанных с Киотским протоколом, имеет Второй оценочный отчёт Межправительственной группы по климатическим изменениям (Second Assesment Report IPCC), в котором потенциал выделения парниковых газов у метана превосходит аналогичный потенциал у двуокиси углерода в 21 раз. Поэтому в представленных здесь и далее расчётах постоянно используется показатель 21.

5 GEMIS 4.13 (Институт прикладной экологии, 2002 г.) «Gesamt Emissionsmodell Integrierter Systeme» («Общая Модель Эмиссий Интегрированных Систем») – компьютерная аналитическая модель для отображения систем цепочек процессов и климатических балансов, являющаяся, наряду с моделью E-coinvent, в настоящее время наиболее широко применяемой моделью эмиссий в сфере цепочек процессов энергоносителей.

6 Intergovernmental Panel of Climate Change (Межправительственная группа по климатическим изменениям).

российского газа в Германию (транзитные государства). Однако, если рассматривать выброс важных, с точки зрения воздействия на климат, парниковых газов в глобальном плане, то для ведущейся в Федеративной Республике Германия и в рамках всей Европы дискуссии о политике в области климата, естественно, имеют значение и эмиссии, выделяющиеся на этапах, предшествующих получению видов топлива, использующихся в Германии и других странах Европы, конечными немецкими и другими европейскими потребителями.



Источник: собственные расчеты Вуппертальского института, GEMIS 4.2 (Эко-Институт 2002), Фихтнер (2001)

Рис. 3: Прямые и косвенные эмиссии, выделяющиеся при использовании ископаемых энергоносителей, в зависимости от различных объемов получаемых энергоносителей и различных данных.

В прошлом представления об объёме непрямых эмиссий природного газа, выделяющихся вдоль проходящей по территории России цепочки доставки газа в Германию, основывались на весьма приблизительных оценках (напр. Рабчук и др. 1991 г.). Так, нередко эти образующиеся при добыче, подготовке и транспортировке по территории России российского экспортного газа эмиссии оценивались как составляющие 5% от общего объема добываемого в России газа, что значительно больше эмиссий других газодобывающих стран, объем эмиссий у которых колеблется от 0,7% до 1,5%. И только в результате проведения двух программ измерений силами фирмы «Рургаз АГ» совместно с ОАО «Газпром» (Кеслер и др.), начиная с середины 90-х годов, впервые были получены реальные ориентировочные данные относительно эмиссий,

образующихся в районах добычи и вдоль российских транспортных магистралей, ставшие достоянием общественности после публикации статьи Дедикова и других в 1999 году. Наряду с замерами на газодобывающем оборудовании в Ямбурге, были проведены измерения на двух компрессорных станциях в Западной Сибири, а также на экспортных магистральных газопроводах Центрального коридора, после чего полученные данные по эмиссиям были экстраполированы на всю газотранспортную сеть ОАО «Газпром». Кроме того, в середине 90-х годов силами Агентства по экологической политике США (US-EPA) совместно с ОАО «Газпром» была осуществлена еще одна программа измерений[7], результаты которой, впрочем, так и не были опубликованы. В ходе проведения обеих программ измерений были получены сопоставимые результаты. Согласно этим результатам, эмиссии, выделяющиеся вдоль экспортной сети – без учета эмиссий, выделяющихся вдоль распределительных сетей на территории самой России – составляют примерно 1% от общего объема добываемого в России газа.

1.3 Причины проведения новой программы измерений

При проведении сравнения полученных результатов с результатами различных научных исследований непрямых эмиссий поставляемого в Германию природного газа выясняется, что широкий диапазон, или разброс, этих результатов объясняется почти что исключительно различиями в исходных данных касательно прямых эмиссий природного газа российского происхождения.

Авторы большинства исследований и анализов ссылаются на аналогичные первоисточники. Это, прежде всего, теоретические оценки (Циттель, 1997 год), а также результаты, достигнутые в ходе уже упоминавшейся выше измерительной программы, проведенной силами фирм «Рургаз АГ» и ОАО «Газпром», обобщенные у Дедикова (Дедиков и др., 1999 г.). Однако есть и исключения, когда делаются ссылки на более ранние исследования (напр. DGMK, 1992 г.), а иногда имеющиеся в наличии результаты исследований дополняются собственными, весьма приблизительными оценками. Последнее относится, в частности, к исследованию Фихтнера, в котором, после приведения подробного списка и описания проведенных исследований и измерительных программ, почти без комментариев и безо всякого вразумительного обоснования, в качестве расчетной базы используются гораздо более высокие оценочные показатели, позаимствованные из доклада организации «Гринпис» (см. Фриче, Маттес), а также расчеты фирмы «Рейнбраун АГ» (Эверс, Ренценбринк), основанные на предназначенных для внутреннего пользования документах немецкого Научно-исследовательского центра энергетической промышленности. Авторы обоих исследований исходят из очень большого расхода энергии при транспортировке

7 В ходе этой программы были проведены измерения на 4 станциях, расположенных в Центральной и Южной России, о которых был составлен неопубликованный отчет, процитированный Поповым в 2001г.

газа (для приводных устройств компрессоров) и, в частности, из якобы крайне высокого уровня утечек при транспортировке газа в России.

Соответственно, нам представляется, что полученные на сегодняшний день в результате измерений показатели не пользуются всеобщим признанием либо же не всегда используются для определения количественных объемов эмиссий. Поэтому у общественности по-прежнему отсутствует достаточная уверенность в правильности оценки фактической важности российского газа для сохранения нормальных климатических условий.

Основными объектами критики имеющихся на сегодняшний день результатов измерений служат, главным образом, незначительное количество мест проведения измерений, низкий уровень гласности, недостаточная документация результатов измерений и использованных данных по активности. Еще один существенный аспект критики результатов, полученных совместно фирмами «Рургаз АГ» и ОАО «Газпром», направлен, согласно Попову (2001 г.), на экстраполяцию результатов измерений на всю систему. В этом пункте критики призывают к более точному анализу неполадок, к раскрытию использовавшихся данных по активности и к разработке коэффициентов удельной эмиссии для отдельных технических компонентов (по примеру методики, применяемой в США).

Наряду с этой, в принципе, вполне оправданной критикой, в исследовании Фихтнера (2001 г.), а также в других работах встречаются сформулированные в достаточно общей форме, но весьма пренебрежительные оценки качества проведенных исследований, касающиеся, в основном, того, что анализу были подвергнуты всего лишь одно разрабатываемое месторождение, всего лишь две компрессорные станции и всего лишь 630 км относительно новых газопроводов. Правда, эти сомнения в представительности данных, полученных в ходе реализации данных измерительных программ, в большинстве случаев приводят к тому, что критики, вместо них, начинают ссылаться на значительно менее точные и значительно общие высказывания, исходящие из предположений о значительно более высоких показателях эмиссий.

По этой причине фирма «Рургаз АГ» в конце 2002 года приняла решение провести еще одну измерительную программу с целью проверки правильности всех критических замечаний, высказанных в адрес предыдущих измерений, с целью получения научно обоснованных и полученных в условиях гласности данных об эмиссиях, образующихся в российской газоэкспортной сети – данных, которые заставили бы умолкнуть самых взыскательных критиков. С этой целью Вуппертальскому институту климата, окружающей среды и энергии, а также Химическому Институту Макса Планка, как нейтральным научным учреждениям, было поручено разработать эффективную и основанную на применении принятой международной методики программу измерений, провести критическое отслеживание ее реализации и на основании результатов измерений, а также производственно-технических данных осуществить их экстраполяцию на эмиссии всей ведущей в Европу газотранспортной экспортной сети ОАО «Газпром».

При проведении измерений большая техническая и логистическая поддержка была оказана фирмами «Рургаз АГ»[8], ОАО «Газпром»[9], институтом ООО «ВНИИГаз»[10], а также тремя дочерними предприятиями ОАО «Газпром», на которых производились измерения.

1.4 Предмет исследования

В рамках настоящего исследования рассматриваются все эмиссии парникового газа, связанные с добычей и подготовкой в России природного газа, а также транспортировкой этого газа по магистральным газопроводам из России в Западную Европу. Таким образом, рассматриваются как служившие предметом многочисленных дискуссий эмиссии метана, выделяющиеся вследствие утечек, плановых и неплановых ремонтно-восстановительных работ и аварий, так и эмиссии двуокиси углерода и веселящего газа, выделяющиеся в результате расхода энергии на транспортировку газа. Прочие эмиссии, выделяющиеся вследствие отопления зданий, эксплуатации автотранспортных средств, а также при расходе газа на собственные нужды газотранспортной инфраструктуры, являются, по сравнению с упомянутыми выше эмиссиями, настолько незначительными, что не подвергались анализу в рамках данного исследования (см. Крылов и Институт прикладной экологии; Krylow und Öko-Institut).

Российский газ, экспортируемый в Германию и в другие страны Европы, добывается на западносибирских газовых месторождениях и транспортируется в Европу через два магистральных газотранспортных коридора – Центральный и Северный. В рамках настоящего исследования мы сконцентрировали наше внимание на этих ведущих в Германию магистральных нитках газопроводов ОАО «Газпром», включая относящиеся к ним компрессорные станции и крановые узлы.

В данном исследовании не содержится никакой информации о ситуации в российских газораспределительных сетях, используемых для собственных нужд на территории России.

В расчеты были включены и объемы природного газа, выделяющиеся в ходе его добычи и подготовки. Соответствующие данные основываются на выводах и результатах предварительного исследования, проведенного еще до

8 Современное название: «Э.ОН Рургаз АГ».

9 Открытое Акционерное Общество «Газпром» (Москва) является крупнейшей в мире фирмой по производству и транспортировке природного газа. Почти весь газ, экспортируемый из России в Западную Европу, добывается на предприятиях ОАО «Газпром», которое в то же время на эксклюзивной основе эксплуатирует все магистральные газотранспортные сети природного газа в России.

начала реализации данного научно-исследовательского проекта (Вуппертальский институт, 2003 г.), учитывающих, в частности, результаты исследования Циттеля (1997 г.) и результаты первой совместной измерительной программы фирм «Рургаз АГ» и ОАО «Газпром» (Дедиков, 1999 г.; «Рургаз АГ», 1998 г.). Собственных измерений в сфере добычи и подготовки газа нами не проводилось.

С целью определения эмиссий поставляемого на немецкий рынок природного газа результаты, полученные на территории России, были экстраполированы на транзитные коридоры, проходящие по территории Украины, Словакии и Чехии, либо же по территории Белоруссии и Польши. При этом мы исходили из технического оснащения данных коридоров, аналогичного оснащению газопроводов, проходящих по территории России.

10 Институт ООО «ВНИИГаз» (Москва) является дочерним предприятием ОАО «Газпром». Это ведущий институт России, занимающийся научными и техническими исследованиями по всем вопросам добычи, транспортировки, подготовки, распределения и использования газа. Измерения, проводившиеся в России, осуществлялись при поддержке инженеров ООО «ВНИИГаз». Одновременно институтом ООО «ВНИИГаз» был собран и предоставлен большой объём данных по экспортной сети ОАО «Газпром».

2 Российская сеть магистральных транспортных газопроводов для транспортировки природного газа

Значительная часть имеющихся во всем мире ресурсов природного газа приходится на газовые месторождения, расположенные на территории России. Объемы природного газа, которые экспортировались в Западную Европу в последнее десятилетие и будут экспортироваться туда в течение предстоящих десятилетий, добываются или же будут добываться, главным образом, на западносибирских газовых месторождениях, расположенных в районах Ямбурга и Уренгоя. Добываемый на этих месторождениях газ обладает высоким содержанием метана (около 97%)[11] и, вследствие этого, не нуждается в значительной предварительной обработке, или подготовке. Для транспортировки газа на Запад России, а оттуда – в Центральную Европу – используются два основных транспортных коридора – так называемый Центральный коридор (ЦК) и Северный коридор (СК) (см. рис. 4).

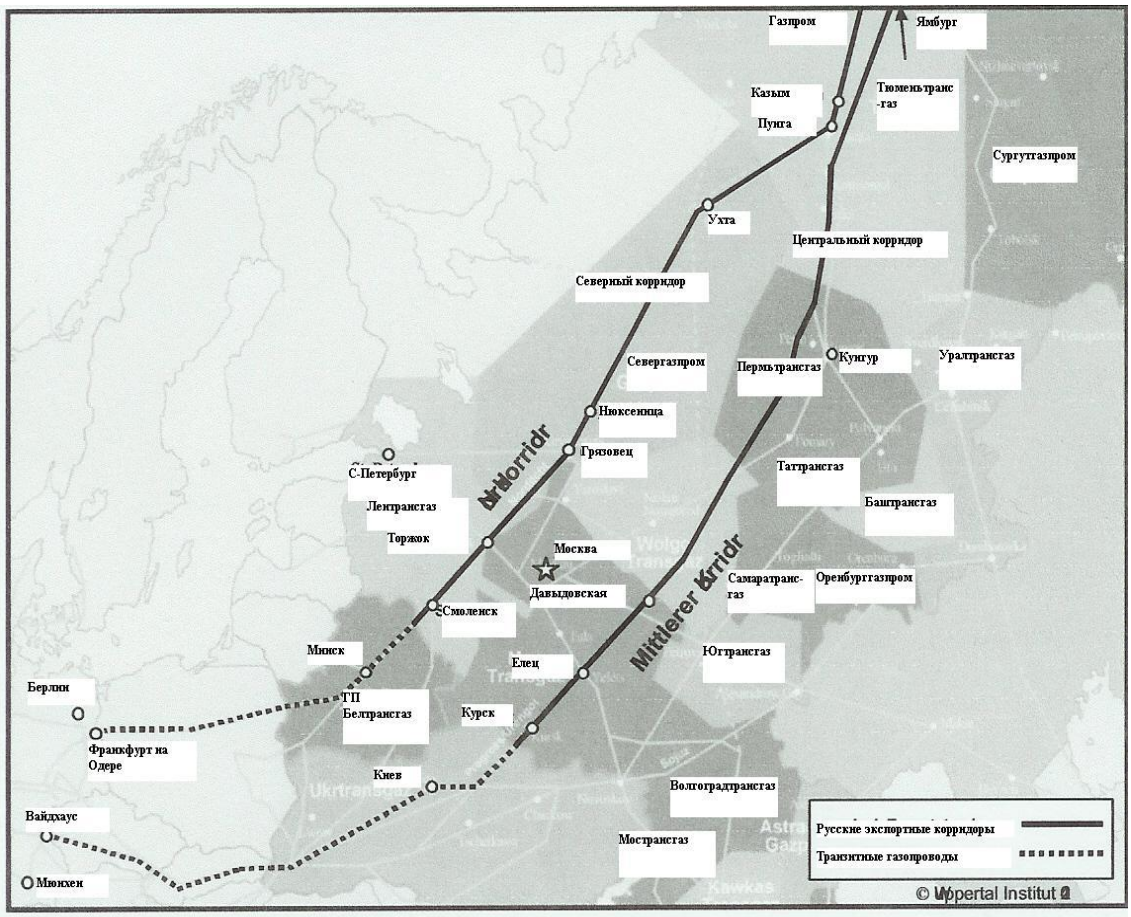


Рис. 4: Обзорная карта экспортных и транспортных коридоров

11 Усредненный показатель для природного газа, добываемого в настоящее время в Ямбурге. Содержание CH4 в подаваемом в газопроводы газе составляет чуть более 98%.

Газопроводы, входящие в состав рассматриваемого в данном исследовании Центрального коридора, были проложены, в несколько этапов, на протяжении 80-х-90-х годов, причем частично вдоль более ранних газотранспортных трасс. Центральный коридор начинается в Ямбурге, затем, достигнув Урала, поворачивает на юг, после чего, начиная с Кунгура, проходит в юго-западном направлении, южнее Москвы, через Курск, в направлении украинской границы, после пересечения которой газопровод проходит дальше через территорию Словакии и Чешской республики вплоть до границы Германии у Вайдхауза (восточнее г. Нюрнберга). Северный коридор, более старый (он был сдан в эксплуатацию примерно в 1970 году), начинается в Уренгое, причем проходит первоначально параллельно Центральному коридору, а после пересечения Урала – через Северную Россию, проходя севернее Москвы, пересекает границу с Белоруссией, а затем, в рамках газопровода Ямал-Европа, проходит через Польшу вплоть до Франкфурта-на-Одере.

Таблица 1: Характеристика магистральной сети ОАО «Газпром» и экспортных коридоров.

Показатель	Единица измерения	Сеть магистральных транспортных газопроводов ОАО «Газпром»*	Экспортные коридоры**		Коридоры в сумме в % от ОАО «Газпром»
			Центральный	Северный	
Длина газопровода	км	153.000	22.000	12.000	22%
Длина Коридора	км		3.376	3.075	
Компрессорные станции	n	324	30	23	16%
Агрегаты	n	4.074	930	634	39%
Установленная мощность	MW	41.066	14.544	5.442	49%
Газотранспортная мощность	1000 млрд. $м^3$ км-год	1.574	541	347	56%
Добыча газа (целиком по Газпрому)	млрд. $м^3$ в год	560			
Объем экспорта газа (в Центральную Европу)	млрд. $м^3$ в год	126	58	54	89%

* - источник: В.Н. Дедешко (ОАО «Газпром»), 2001 г.

** - источник: Расчеты Вуппертальского института на основании внутриведомственных данных ОАО «Газпром», 2004 г.

За эксплуатацию обоих коридоров отвечают разные региональные газотранспортные либо газодобывающие компании[12], которые, однако, все без

12 ООО «Тюменьтрансгаз» (Западная Сибирь, ЦК + СК), ООО «Севергазпром» (СК), ООО «Пермьтрансгаз» (ЦК), ООО «Волготрансгаз» (ЦК) и ООО «Мострансгаз» (ЦК).

исключения входят в головной концерн ОАО «Газпром». При этом коридоры имеют протяжённость, равную 3 075 км (Северный коридор)[13] или же, соответственно, 3 376 км (Центральный коридор)[14], при общей протяженности газопроводной сети, достигающей более 34 000 км, что соответствует 22% общей протяженности всех магистральных газопроводов ОАО «Газпром». Ежегодно через эти два коридора экспортируются в Европу 112 миллиардов кубометров природного газа, что составляет 20% от общего объема ежегодно добываемого в России природного газа (ОАО «Газпром»/ ООО «ВНИИГаз», 2004 г.; Дедешко, 2001 г.).

Газопроводы, входящие в состав Центрального и Северного коридоров, состоят главным образом из 4-6 проходящих параллельно друг другу магистральных ниток, газотранспортные трубы имеют средний диаметр 1420 мм, через которые транспортируется газ, под давлением в 75 атмосфер[15]. Для поддержания постоянного давления в линейной части газопровода, на расстоянии от 100 до 150 км друг от друга, расположены компрессорные станции (см. рис. 4), на которых газ снова нагнетается и охлаждается при посредстве газовых турбин. В Центральном коридоре с этой целью эксплуатируются 30, а в Северном коридоре – 23 компрессорные станции, на которых установлены компрессоры с суммарной электрической мощностью, равной почти 23 000 мегаватт. Рабочий стаж компрессорных агрегатов, имеющих мощность от 6 до 25 мегаватт, в соответствии с датой сдачи в эксплуатацию, меньше, чем у компрессоров, установленных на станциях Северного коридора (см. рис. 5). На Северном коридоре используются преимущественно агрегаты мощностью 10 мегаватт, в то время как на Центральном коридоре применяются главным образом более мощные 16-мегаваттные газоперекачивающие агрегаты.

13 Протяженность участка экспортного коридора, проходящего по территории собственно России; с учетом же протяженности участка газопровода, проходящего по территории транзитных государств, длина СК составляет около 4300 км.

14 Протяженность участка экспортного коридора, проходящего по территории собственно России; с учетом же протяженности участка газопровода, проходящего по территории транзитных государств, длина ЦК составляет около 5 500 км.

15 На некоторых участках Северного коридора трубопроводы имеют диаметр 1020 мм, а газ подается под давлением 55 атмосфер.

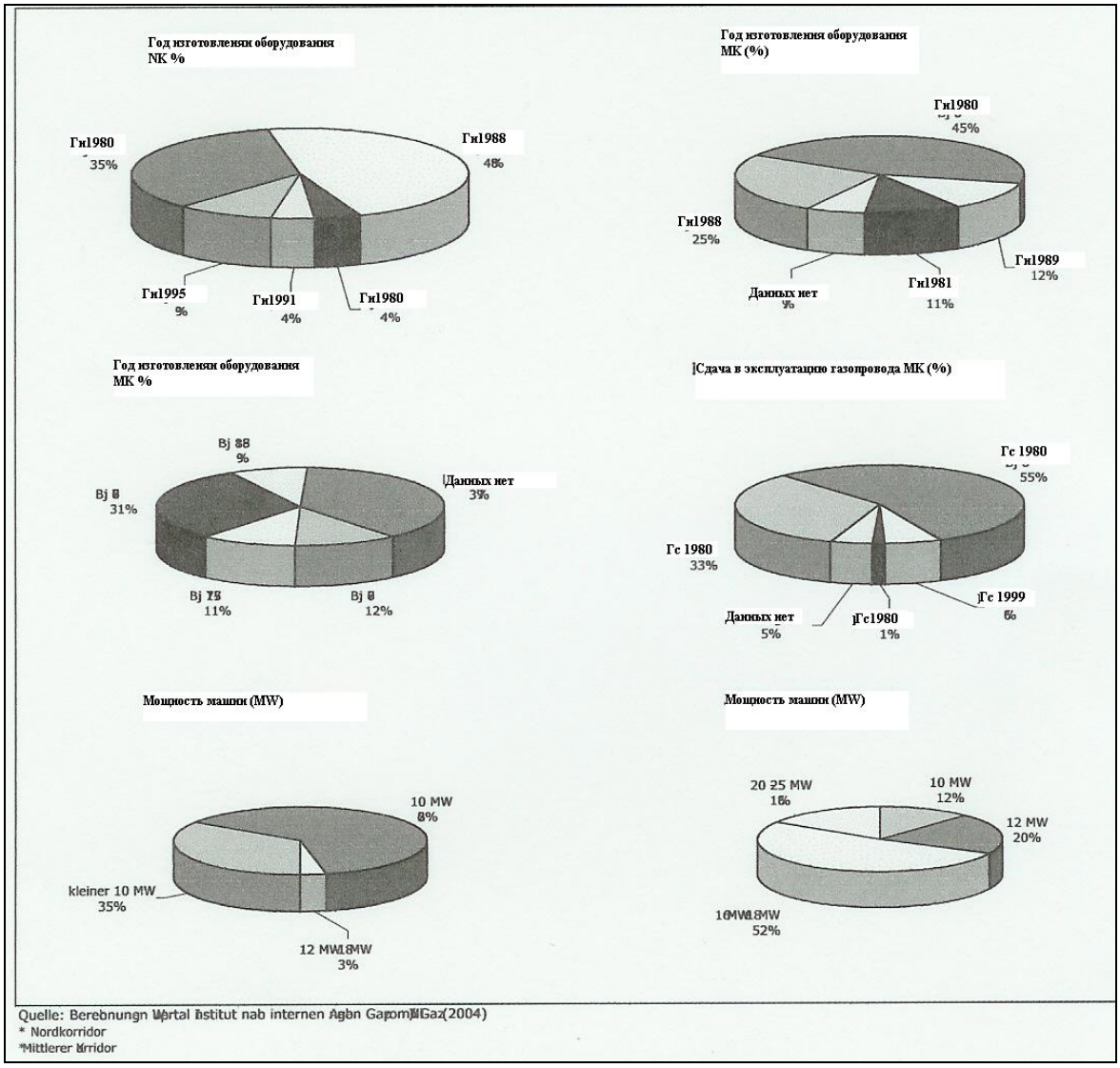


Рис. 5: Рабочий стаж и мощность агрегатов и линейной части экспортных коридоров

3 Измерения в российской сети магистральных транспортных газопроводов на территории России

На основе анализа имевшейся на момент начала проекта базы данных (см. раздел 1.3) Вуппертальским институтом была разработана концепция программы измерений для определения объемов эмиссий газа, выделяющихся из российской экспортной газотранспортной сети. Концепции программы измерений, самих измерения, а также эскстраполяции и анализа ошибок, допущенных в ходе измерений, были разработаны на основании соответствующих исходных данных для инвентаризации парниковых газов, после чего на основании данных концепций были составлена программа измерений, проведены сами измерения, экстраполяция и анализ ошибок, допущенных в ходе измерений (IPCC, ОАО «Газпром»/ООО «ВНИИГаз»). Весной и осенью 2003 года совместно с Химическим институтом Макса Планка[16] были проведены в общей сложности три программы измерений на 5 различных компрессорных станциях и прилегающих к ним участках газопроводов региональных газовых компаний, входящих в состав ОАО «Газпром».. Выбор мест проведения измерений, сбор данных, проведение замеров и их документирование, а также осуществление завершающих отчетов, равно как и принятие соответствующих мер, направленных на обеспечение качества, будут вкратце описаны ниже.

3.1 Места проведения измерений

Огромные размеры экспортной газотранспортной сети ОАО «Газпром» не позволяют провести подробный анализ всех относящихся к ней компрессорных станций и газопроводных ниток в рамках реализации подобной измерительной программы. Поэтому было решено провести измерения выборочно, всего лишь на нескольких компрессорных станциях и прилегающих к ним участках газопроводов, относящихся к обоим экспортным коридорам и воспроизвести на их примере ситуацию, существующую на всей экспортной газотранспортной сети, максимально качественно и с той степенью точности, с которой это представлялось необходимым. При этом требовалось обеспечить наличие следующих предпосылок: места проведения измерений должны были быть расположены на обоих экспортных коридорах, относиться к разным газовым компаниям, а также находиться в разных исходных географических и инфраструктурных условиях. Кроме того, к числу критериев отбора относилась необходимость наличия представительного среза, то есть возможности проводить замеры на компрессорном оборудовании и линейной части разных возрастных групп (то есть с разным рабочим стажем) и различного типа.

16 При поддержке ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГаз» и «Рургаз АГ» (см. 1.3).

Таблица 2: Отобранные для проведения программы измерений компрессорные станции и обмеренные в рамках программы измерений 2003 г. агрегаты, а также участки газопроводов с указанием рабочего стажа производственной части.

Объем программы измерений 2003 года							
Газовая компания	Станция	Агрегат-ные цеха	Агрегаты		Газопровод		
			Мощность	Год изготов-ления	Облет	Ввод в экс-плуатацию	Крано-вый узел
Мострансгаз	Давыдовская	1 (электр.)	7x12,5 MW	1985	300 км	1983-1988	1
	Курская	1 (газ)	3x22,2 MW	1985	300 км	1983-1988	4
Севергазпром	Ухтинская	1 (газ)	6x10,0 MW 2x16,0 MW	1982 2001	1200 км	1969-1977	6
	Нюксеница	3 (газ)	5x6,0 MW 13x10,0MW 2x16,0 MW	1986 1977-1988 2001	580 км	1969-1981	8
Тюмень-трансгаз	Казымская	2 (газ)	6x6,0 MW 6x10,0 MW	1972 1977	-	1971-1977	6
Суммы:	**5 станций**	**8 цехов**	**50 агрег. (534 MW)**		**2380 км**		**25**

Вследствие необходимости проведения организационной подготовки, места для проведения измерений были выбраны совместно с ОАО «Газпром» и с также участвовавшим в проведении измерений научно-исследовательским институтом ООО «ВНИИГаз». Несмотря на то, что, по исключительно практическим и прагматическим причинам, не удалось соблюсти критерий чисто случайного отбора, все же удалось, в частности, гарантировать представительность типов компрессоров и возрастных групп (рабочего стажа), с момента ввода в эксплуатацию, агрегатов и линейной части на отобранных для проведения программы измерений компрессорных станций для структуры экспортной газотранспортной сети (см. таблицу 2).

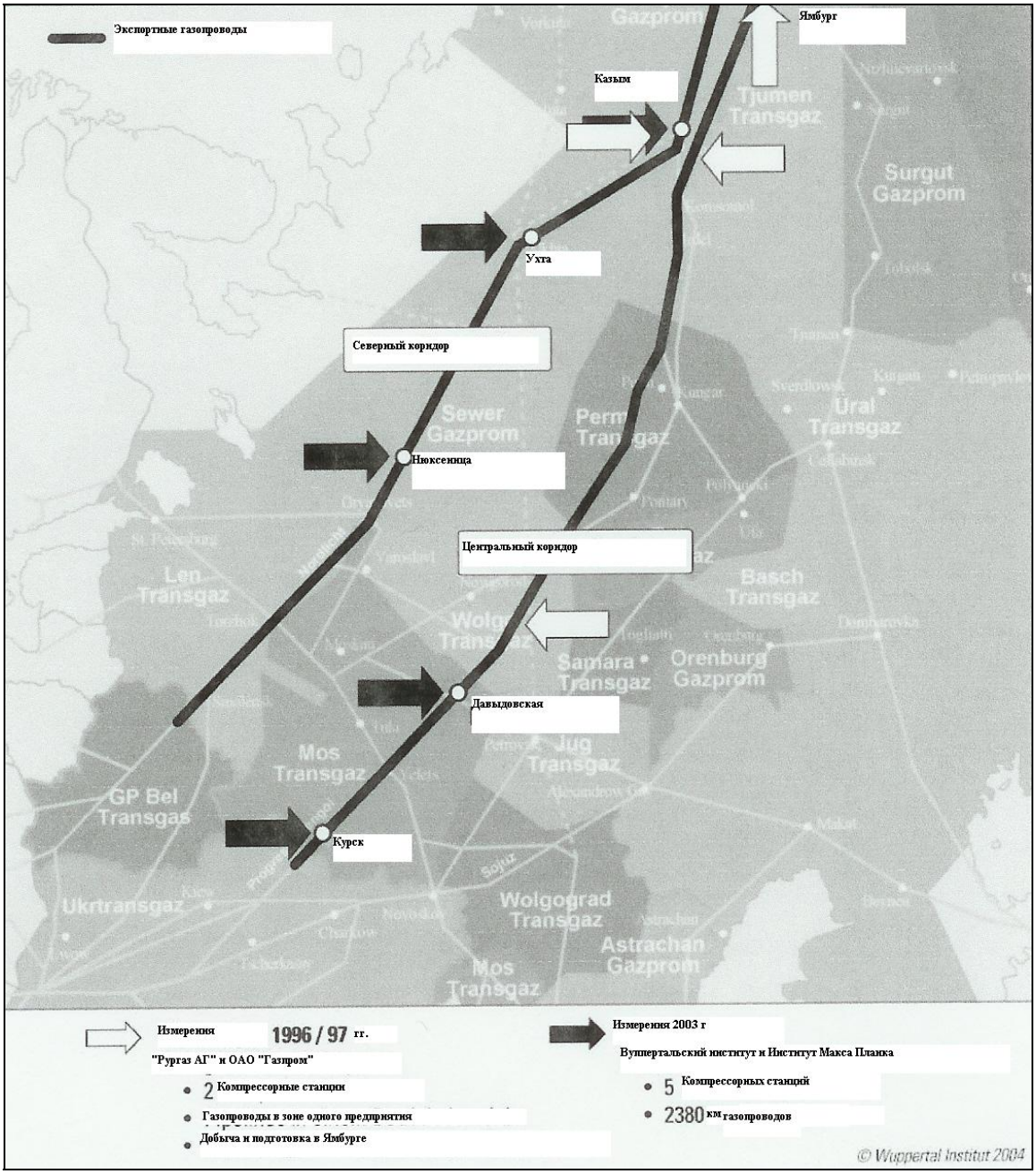


Рис. 6: Измерительные кампании, проведённые на экспортных коридорах газопроводов по транспортировке российского природного газа

Первая часть программы измерений была осуществлена в апреле 2003 г. на Центральном коридоре в зоне ответственности газотранспортной компании ООО «Мострансгаз» на расположенных к югу от Москвы компрессорных станциях Давыдовская и Курская, включая прилегающие участки магистральных газопроводов. Вторая часть программы измерений была осуществлена в Северной России на двух компрессорных станциях – Ухта и Нюксеница – в зоне ответственности ООО «Севергазпром». И, наконец, в октябре 2003 г. в Западной

Сибири, на компрессорной станции Казым, была осуществлена третья часть программы измерений (см. рис. 6).

На основании таблицы 2. можно составить себе представление об объеме программы измерений 2003 года. В соответствии с таблицей, были проведены многочисленные измерения на 5 компрессорных станциях, входящих в три разные газовые компании, на Северном и на Центральном коридорах. Были исследованы в общей сложности 53 агрегата различных типов и с различным рабочим стажем, а также 25 крановых узлов в линейной части магистральных газопроводов. Кроме того, путём облёта на вертолёте, удалось проконтролировать с воздуха около 2000 км газопровода. Для сравнения: в ходе программы измерений 1996/97 гг. удалось провести измерения всего лишь на двух компрессорных станциях, входящих в одну газовую компанию, включая прилегающие к ней участки линейной части, и участок магистрального газопровода, проходящий по территории другого региона, общей протяженностью всего 600 км. На рисунке 6 показаны места проведения прежней и нынешней программы измерений.

На всех компрессорных станциях и относящихся к ним участках магистральных газопроводов были проведены описанные в разделе 3.3 измерения и собран большой объем данных (ср. 3.5). При этом строго соблюдались требования обеспечения гарантии качества (см. 3.4).

3.2 Источники эмиссий на компрессорных станциях и на газопроводах

При изучении эмиссий, выделяющихся на компрессорных станциях и на линейной части, следует принципиально различать технологические выбросы и неплановые эмиссии, возникающие вследствие утечек и технических неполадок.

Утечки могут возникать на арматурах и свечах. При этом под «арматурами» следует понимать все клапаны, нарезные или винтовые соединения, фланцы и т.п., которые, вследствие того, что имеют прямое отношение к газотранспортной системе компрессорной станции и магистральных газопроводов, могут представлять собой потенциальные места возникновения утечек. Свечи представляют собой установленные, главным образом, исходя из соображений безопасности, приспособления для постоянного или же периодического контролируемого, выброса эмиссий, например, для стравливания газа из элементов оборудования. Запорная арматура, расположенная перед свечами, также может разгерметизироваться в некоторых местах, так что потенциально определённые объёмы утечек могут выделяться и на свечах. Кроме того, возможны выбросы газа вследствие технических неполадок, то есть вследствие разрыва труб или аварий. Возникновение подобных выбросов и объёмы выделяющегося в подобных случаях газа документируется газовыми компаниями, а сведения о них сообщаются государственным ведомствам.

Кроме того, в условиях многочисленных проходящих на компрессорных станциях этапов технологического процесса, неизбежно, или сознательно, происходит стравливание природного газа. К причинам стравливания относятся системы масляных регуляторов на уплотнениях компрессорных валов, газоприводные регуляторы систем снабжения топливным газом, плановые и внеплановые ремонтно-восстановительные работы, при проведении которых газ, всё ещё содержащийся в агрегате или же в магистральном газопроводе, стравливается в атмосферу, равно как пусковые и остановочные процессы газовых турбин, а также очистка фильтровального оборудования (см. 3.5). Однако природный газ, в то же время, используется и в качестве топливного газа для приводов турбин, вследствие чего возникают эмиссии CO2, составляющие, в количественном отношении, наибольшую долю от общего объема эмиссий на компрессорных станциях.

Для определения неплановых, выделяющихся вследствие утечек на магистральных газопроводах и компрессорных станциях, объемов газа, равно как и плановых выбросов из установок топливного газа и систем масляных регуляторов агрегатов, служит изложенная здесь программа измерений. В целях регистрации, по возможности, всех мест утечек на этих комплексных, обладающих сложной структурой, промышленных установках, осуществлялись систематические обходы и измерения всех производственных узлов по отдельности.

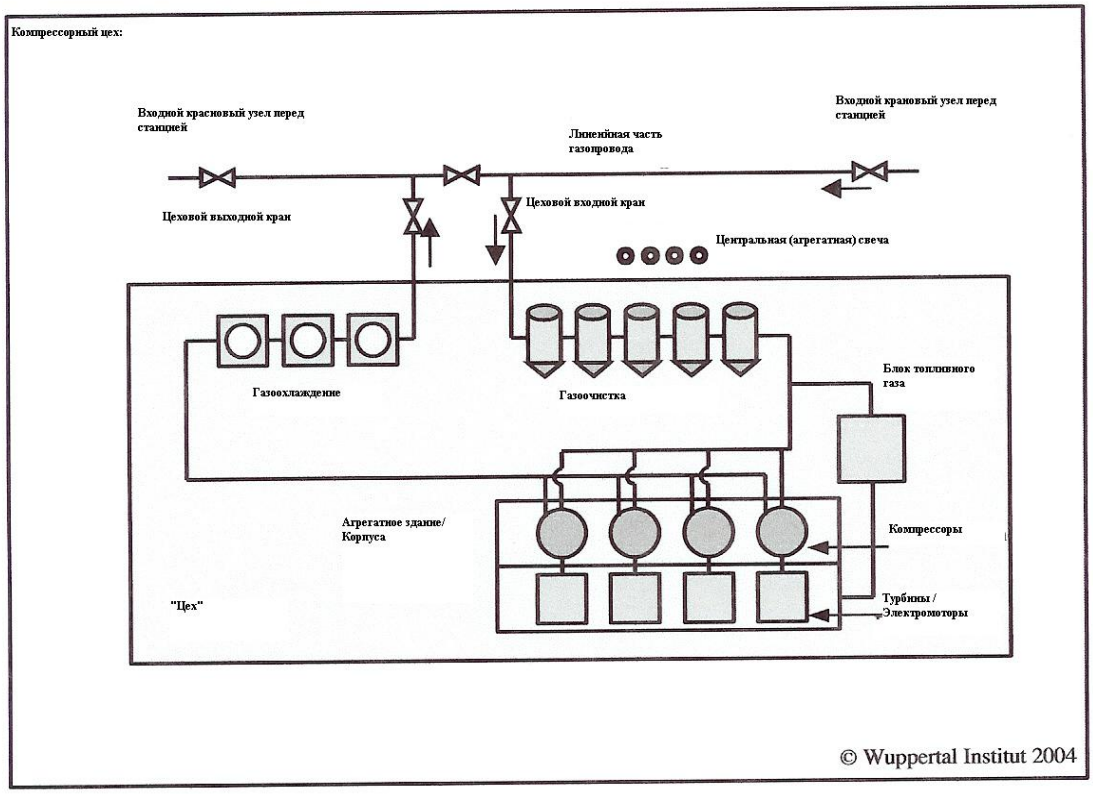


Рис. 7: Типичная схема агрегатного комплекса («цеха») компрессорной станции

Российские компрессорные станции, относящиеся к экспортным коридорам, состоят чаще всего из нескольких параллельно расположенных комплексов оборудования, именуемых «цехами», хотя при этом не следует представлять себе дело таким образом, будто речь идет о реальном цеховом помещении. При этом каждый «цех» относится к какому-либо газопроводу. Схематическое изображение подобного агрегатного участка можно найти на рисунке 7. Газ подается из газопровода через «входные краны»[17] и направляется на компрессорную станцию. При этом газ предварительно очищается и сушится, после чего подается дальше, в здание, где установлены агрегаты. Это компрессорное оборудование представляет собой основной элемент комплекса оборудования и включает в себя в каждом конкретном случае один приводной агрегат (газовую турбину или электромотор) и функционирующий на его основе компрессор. В компрессоре давление газа поднимается до уровня, необходимого для его дальнейшей транспортировки. Через свечи, установленные на крыше здания цеха, а также через другие свечи, расположенные вне этого здания, плановые и неплановые эмиссии, выделяющиеся при работе агрегатов, выбрасываются в атмосферу. Большинство турбин имеет газовый привод и снабжаются газом, подаваемым на них из газопровода. Подача необходимого объема газа на агрегаты регулируется через блоки топливного газа, как правило, приданные агрегатным цехам. До того, как сжатый и нагретый при прохождении через компрессора газ снова подается в газопровод, он, в случае необходимости, предварительно охлаждается в охладительных установках до оптимальной для транспортировки температуры.

3.3 Измерения

Для проведения измерений на каждой из пяти отобранных компрессорных станций в нашем распоряжении имелась одна рабочая неделя. Чтобы обеспечить возможность обхода и обмера возможно большей части отобранных агрегатных цехов, работа проводилась силами нескольких измерительных групп (как правило, 4-5). В целях обеспечения безукоризненного проведения измерений и гарантий качества полученных в ходе этих измерений результатов, особое внимание обращалось на то, чтобы в каждой группе имелось достаточное количество носителей технических знаний, как в области производственных агрегатов, так и в области измерительной техники. За всем процессом измерения осуществляли критическое наблюдение специалисты Института Макса Планка и Вуппертальского института, контролировавшие правильность проведения измерений с точки зрения техники и обеспечивали всесторонний и полный охват и обмер измерительными группами всех элементов оборудования.

Работа по установлению мест утечек на арматурах производилась в два этапа. Первоначально производилась проверка-скрининг, в ходе которой

17 «Кран» в данном случае является собирательным термином для обозначения арматур различной конструкции. Чаще всего имеются в виду шаровые клапаны, вентили или задвижки.

измерительные группы, оснащенные высокочувствительными детекторами-определителями CH4, обходили, по возможности, все производственные участки. При обнаружении повышенной концентрации метана[18] место выделения газа регистрировалось в протоколе скрининга в качестве потенциальной утечки, с присвоением ему номера утечки, и маркировалось. Таким образом, удавалось зарегистрировать на местности общее число утечек на каждом подвергнутом проверке производственном участке. Затем начинался второй этап – измерение объемов выделяющегося газа в многочисленных обнаруженных и помеченных местах[19]. С целью измерения объема выделяющегося газа, арматура «упаковывалась» при помощи пленки и тем самым предохранялась от посторонних воздействий, так что объем выделяющегося газа можно было установить с большой точностью при помощи отсасывания. После этого, можно было, на основе объёма отсосанного воздуха и концентрации метана, рассчитать показатель утечки в кубометрах CH4 в час. При этом поток объёма выделяющегося газа пересчитывался с учётом температуры и давления воздуха, по сравнению с нормальными условиями, а в случае необходимости проводилась корректировка замеренной концентрации метана. Эти показатели служат основой для дальнейших статистических расчетов (ср. главу 4).

Свечи, установленные на агрегатах, крановых узлах и установках топливного газа, с целью регулируемого выпуска газов, подвергались прямым обмерам на предмет определения объемов выделяющегося газа.

18 Начиная с определённой замеренной концентрации метана (около 0,8 объёмных процентов), производилась маркировка мест обнаружения утечек. Впрочем, достойные упоминания объёмы эмиссий выделяются лишь начиная с уровня концентрации метана, превышающего 1-2%.

19 На свечах измерения объёма выделяющегося газа всегда производились одновременно со скринингом.

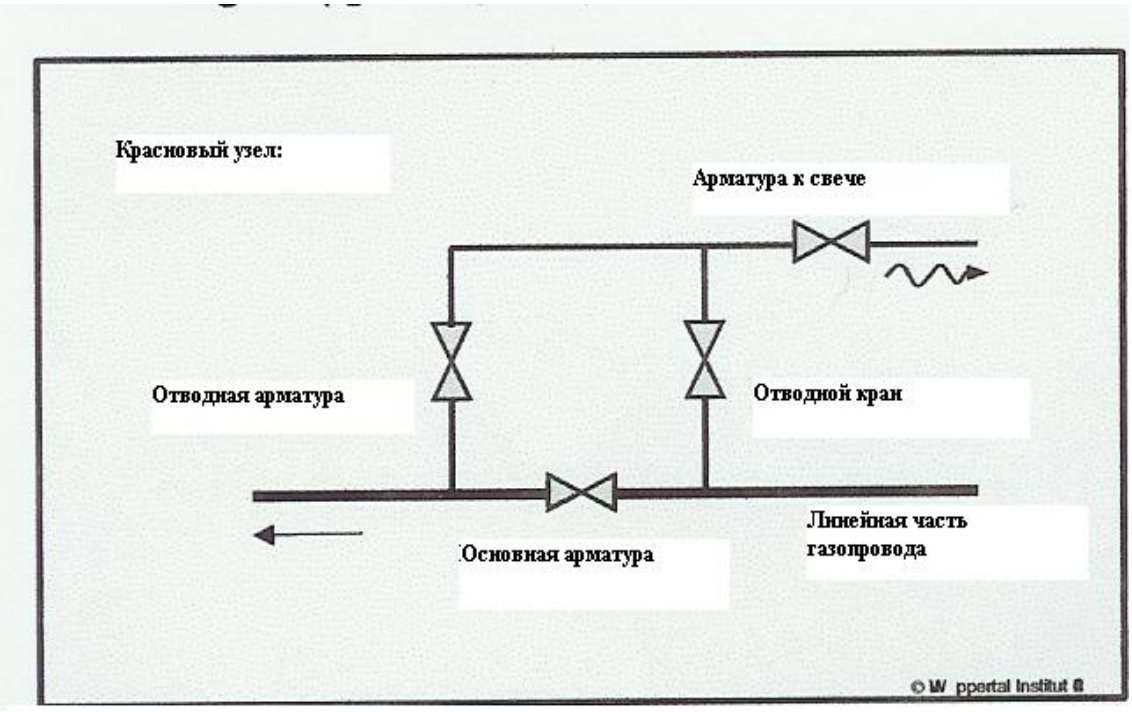


Рис. 8: Типичная схема кранового узла газопровода

Прилегающие к компрессорным станциям участки магистральных газопроводов снабжены крановыми площадками, расположенными на удалении 15-30 км друг от друга. При помощи этих кранов при необходимости проведения плановых или неплановых ремонтно-восстановительных работ может перекрываться участок газопровода, а газ – стравливаться или перенаправляться в другие газопроводы. На крановых узлах установлены арматуры и свечи, из которых при утечках предыдущих запорных арматур может выделяться газ. Измерения проводились по тому же двухэтапному принципу, как и при проведении измерений на компрессорных станциях.

Кроме того, была использована предоставленная возможность облёта прилегавших к компрессорным станциям участков газопроводов (общей протяженностью 2000 км) на высоте примерно 50 м, и контроля этих газопроводов на предмет определения мест повышенной концентрации метана, при помощи лазерного устройства обнаружения утечек «Аэропоиск III». При помощи данной методики удавалось точно установить места утечек, начиная с мест повышенной концентрации метана порядка 200-500 кубометров в день и выше.

3.4 Документирование и обеспечение качества измерений

До реализации измерительных программ были точно оговорены и определены по отдельности все этапы работы, которую было необходимо провести. При этом всем участникам измерений было указано на задачи, на выполнение которых им следовало обратить особое внимание. При

документировании использовались единые протоколы измерений и ежедневные протоколы (идентичного содержания, на русском и на немецком языках), в которые в обязательном порядке заносилось каждое измерение с приведением данных касательно измерительной группы, места проведения измерений, производственного участка, на котором проводились измерения, количества проверок (скринингов), обнаруженных утечек с соответствующими номерами утечек и проведенными измерениями объёма выделяющегося газа. Протоколы измерений ежедневно проверялись и подписывались немецкими и русскими руководительницами присутствовавших измерительных групп.

В соответствии с вышеизложенным, за измерениями постоянно критически наблюдали сотрудницы Вуппертальского института и представитель Института Макса Планка (ИМП), контролировавшие правильность технического проведения измерений и обеспечивавшие полный и всесторонний охват всех элементов оборудования, на которых должны были проводиться измерения. Со стороны Института Макса Планка контролировались все этапы измерений и, прежде всего, адекватное и правильное использование измерительной аппаратуры. При этом учитывались и ликвидировались все потенциальные факторы, способные оказать влияние на точность измерений, и ошибки в измерениях. Надёжность и качество проведённых проверок (скринингов) и измерений эмиссий были подтверждены путём многочисленных тестов, дополнительных проверок, перепроверок и проверок «от обратного».

В ходе измерений применялись совершенно новые и откалиброванные производителем измерительные приборы. На начальном этапе осуществления измерительной программы все приборы, предназначенные для измерения содержания CH4, были перепроверены в лаборатории фирмы «Рургаз АГ» в Дорстене. В дальнейшем проверка измерительных приборов проводилась, после завершения программы измерений, сотрудниками фирмы «Рургаз АГ» в Москве.[20] Соответствующие кривые измерений использовались в целях корректировки полученных в ходе измерений показателей и исправления допущенных ошибок.

Для оценки протоколов измерений в нашем распоряжении имелся банк данных Access. Каждое обнаруженное место утечки и каждое измерение переносились, в большинстве случаев, сотрудницами Вуппертальского института, из протокола в этот банк данных, вследствие чего можно было проводить непосредственную проверку правильности данных.

Тем самым обеспечивались постоянное сопровождение и проверка программы измерений со стороны обоих институтов. Через номера утечек можно проследить за каждым установленным местом утечки, начиная с его регистрации в первичных протоколах, через все этапы обработки данных и вплоть до окончательной экстраполяции результатов измерений. Вследствие этого оказалось возможным постоянно проверять и все другие статистические оценки

20 Точность всех проведённых измерений параллельно проверялась также сотрудниками ООО «ВНИИГаз», использовавшими для этого российские измерительные приборы.

на предмет их полноты и возможности возникновения ошибок при переносе данных из протоколов в банк данных. Соответствующий рутинный контроль проводился на всех этапах обработки данных.

На основании результатов облётов газопроводов на вертолётах, оснащённых лазерным поисковым прибором («Аэропоиск III») для обнаружения утечек, осуществлявшихся на четырех компрессорных станциях, составлялись отдельные протоколы, в которых фиксировались результаты и измерительные диаграммы «Аэропоиска», подтверждавшиеся в каждом конкретном случае участницами облетов.

По завершении измерений на каждой из четырёх компрессорной станции экспертами институтов составлялся технический отчет. Каждый такой отчёт включает в себя список проведенных измерений, список производственных узлов и участков, на которых проводились измерения, а также уже становящиеся очевидными или рассчитанные результаты. Кроме того, в отчёты, составленные по большинству станций, включены максимальные замеренные показатели утечек в кубометрах CH4 в час. Все технические отчеты были проверены и подписаны всеми участниками программы измерений - представителями Вуппертальского института, Института Макса Планка, института ООО «ВНИИГаз», компании «Рургаз АГ», ОАО «Газпром», газотранспортной компании и руководством компрессорной станции (Gazprom u.a.).

Протоколы измерений и технические отчеты вместе с заполненными опросными формулярами, содержащими производственные данные, а также с другими многочисленными документами, общими и подробными планами, списками арматур и т.д. архивируются Вуппертальским институтом.

3.5 Определение прочих технологических эмиссий, обусловленных производственной необходимостью

Наряду с неплановыми потерями газа вследствие утечек, в ходе эксплуатации газотранспортной системы возникают так называемые выбросы, вызванные производственной необходимостью[21], достигающие немалых объёмов. Их объём зависит от вида эксплуатации, режима работы, а также от технических характеристик газоперекачивающих агрегатов и прочего технологического оборудования.

К их числу относятся эмиссии CO2, выделяющиеся из необходимого для привода газовых турбин топливного газа, выбросы природного газа при пусках и остановах агрегатов, а также выделяющиеся при стравливании газа из агрегатов и газопроводов в связи с плановыми и неплановыми ремонтно-восстановительными работами. Кроме того, небольшие объемы газа выделяются

[21] Фирма ОАО «Газпром» именует расход природного газа, необходимый для основных и вспомогательных технологических процессов, также «расходом на собственные технологические нужды при транспортировке газа».

при очистке пылеуловителей, фильтров и сепараторов. На основании производственных данных, касающихся использования топливного газа, регулярности техосмотра и плановых ремонтных работ, пусков и продолжительности работы агрегатов и т.д., и при помощи типичных расчетных показателей для российских агрегатов и газопроводов можно определить объемы этих выбросов.

На местах, где проводились измерения, в период осуществления каждой измерительной программы, на основании заранее составленного опросного формуляра, в процессе обмена информацией между руководством каждой компрессорной станции и соответствующими инженерами проводился сбор многочисленных производственно-технических данных (использований топливного газа, объемов транспортируемого газа, плановых и неплановых ремонтно-восстановительных работ, облетов газопроводов и т.д.).

Для определения объемов выделяющихся на протяжении всего экспортного коридора эмиссий, «Газпромом» (ОАО «Газпром»/ООО ВНИИГаз, 2004 г.), по запросу Вуппертальского института, был предоставлен в распоряжение его специалистов, с целью обеспечить возможности проведения ими расчетов, большой объем предназначенных для внутреннего пользования производственных данных по обоим (Северному и Центральному) коридорам. В процессе сравнения этих данных с производственными данными, собранными на местах, равно как и с данными, содержащимися в соответствующей литературе, а также с данными, заимствованными из материалов других измерительных программ, и в процессе проверок этих данных на точность оказалось возможным определить типичные показатели эмиссий для всех вызванных производственно-технической необходимостью выбросов российской экспортной сети. На основании предоставленных «Газпромом» производственных данных была проведена экстраполяция эмиссий на оба экспортных коридора (см. главу 4).

Кроме того, от ОАО «Газпром» (ОАО «Газпром»/ООО «ВНИИГаз», 2004 г.) были дополнительно получены подробные данные относительно имеющих место на газопроводах и на компрессорных станциях случаев неплановых выбросов природного газа (потерях газа вследствие аварий). Как только происходит подобная авария, выделяются большие объемы газа, и, вследствие напрямую связанного с этим падения давления, место аварии может быть быстро установлено со следующего измерительного узла либо со следующей компрессорной станции. В большинстве (примерно в 60%) случаев происходит возгорание выделяющегося газа вследствие трения, вызываемого колоссальным давлением. При этом происходит выброс в атмосферу эмиссий CO2 и CH4.

Дочерние газовые компании сообщают обо всех авариях в ОАО «Газпром» и государственным органам (Министерству по охране окружающей среды). В результате сообщения этих данных становится известно обо всех авариях, включая данные по объему газовых выбросов, причины несчастного случая, а также о том, имело ли место возгорание газа, или нет.

Достойным упоминания представляется в данной связи также то обстоятельство, что магистральные газопроводы подвергаются регулярному контролю, плановому техосмотру и текущему ремонту, с целью своевременного обнаружения и ликвидации возможных неполадок или же утечек, способных ограничить транспортировку газа. Поскольку утечки, в условиях высокого давления в газопроводах, чаще всего обращают на себя внимание посредством громких, свистящих звуков, сдувания песочного покрытия или замерзания, вряд ли следует (если вообще следует) ожидать, что какая-либо утечка не будет обнаружена. За каждым участком газопровода закреплен специальный обходчик, который осуществляет ежедневный контроль своего участка магистрали, протоколирует обнаруженные в процессе обхода повреждения и доводит их до сведения руководства соответствующих компрессорных станций. К тому же регулярно проводятся облёты газопроводов с поисковым прибором («Аэропоиск»), способным определять и регистрировать с воздуха значительные выбросы метана из газопровода. Для оценки состояния газопроводов за последнее десятилетие было в значительной степени интенсифицировано применение метода внутритрубной дефектоскопии при помощи «интеллектуальных», или «умных», поршней, вследствие чего удалось предупредить немало потенциальных аварий на газопроводах (Иванцов, 2000 г.).[22]

Цикл плановых техосмотров и ремонтно-восстановительных работ на компрессорных станциях зависит от количества рабочих часов, наработанных агрегатами. Конкретные интервалы между техосмотрами носят индивидуальный характер, в зависимости от типа агрегата. Проводится регулярный текущий ремонт, или техосмотр, различной интенсивности, который осуществляется по прошествии очередных 1 500-2000 рабочих часов. Следующим типом ремонтных работ является так называемый ремонт средней степени тяжести, который осуществляется по прошествии очередных 8 000-16 000 рабочих часов. И, наконец, существует понятие «капитальный ремонт», который проводится каждые 16 000-25 000 часов.

При проведении ремонтно-восстановительных работ, в зависимости от серьёзности требующегося ремонта, отключаются конкретный агрегат либо же все агрегаты производственного цеха, после чего из них стравливается, то есть выпускается в атмосферу, газ. Это стравливание газа предусмотрено и в производственных данных касательно остановов агрегатов. При более крупных ремонтных работах дополнительно стравливается газ также из подключенных трубопроводов производственно-цехового комплекса, то есть из всего цеха.

[22] «В последние годы находит все более широкое распространение применение поршней на основе магнитных и ультразвуковых технологий, что позволило оценивать состояние газопроводов с большей степенью разрешения» (Иванцов, 2000 г.).

Таблица 3: Примеры коэффициентов эмиссий при вызванных производственной необходимостью (технологических) выбросах компрессорных станций и магистральных газопроводов, а также при потерях газа, вызванных авариями (аварийных выбросах).

	Единица измерения	**Усредненный показатель** [1)]
Магистральные газопроводы		
Плановые и неплановые ремонтно-восстановительные работы	m^3 CH_4/km	3.750
Аварии	m^3 CH_4/km kg CH_4/km	284 782
Компрессорные станции		
Эмиссии при пусках/остановах	m^3 CH_4/ агрегат / год	15.400 [2)]
Стравливание газа из цехов	m^3 CH_4/ цех / год	105.000
Продувка фильтров	m^3 CH_4/ цех / год	44.359

1) Для расчета (см. Главу 4) использовались базирующиеся на этой основе удельные коэффициенты эмиссии с диапазонами колебаний.

2) Использовались подробные данные по каждому типу агрегатов и по всем цехам Северного и Центрального коридоров; эмиссии составляют в зависимости от типа агрегата 200 – 3.900 m^3 при пусках/ остановах компрессорных станций.

Источник: собственные расчеты, основанные на данных ООО «ВНИИГаз»-ОАО «Газпром» (2004 г.); Циттеля (1997 г.); Кеслера–Рама-Янсена (1997 г.); «Рургаз АГ» (1998 г.); данных, полученных Вуппертальским Институтом в результате проведения измерений на 5 газовых (компрессорных) станциях ОАО «Газпром» в 2003 г.

4 Расчет эмиссий

Расчет эмиссий парниковых газов для экспортной системы ОАО «Газпром» проводится в несколько этапов. При этом следует различать экстраполяцию измеренных эмиссий CH4 (прежде всего вследствие утечек) и расчет других, вызванных производственной необходимостью (технологических) эмиссий CH4 (см. выше раздел 3.5), а также эмиссий CO2 и N2O. На первом этапе был проведен расчет эмиссий, образующихся в экспортной газотранспортной сети, а также в местах добычи и подготовки газа. На втором этапе был проведен анализ по «методу Монте-Карло», с целью определения степени неточности, или неуверенности в правильности полученного результата измерений.

Расчет выбросов выполнен на основе нижеследующих расчетных операций:

- определение модели выбросов, т. е., определение уравнений выбросов для всех участков или технологических процессов, имеющих значение для выбросов. Уравнения выбросов, как правило, состоят из показателя технологических процессов (напр., количество арматуры одного типа, из которой происходят выбросы) и коэффициента выбросов (определяемого на основе измерений).
- определение коэффициентов выбросов:
  Для измеренных выбросов по каждому узлу на экспортных коридорах определяется количество средних – установленных во время измерений – утечек и устанавливается аналогично для каждого места утечки размер выбросов в соответствии с представительными результатами измерений утечек для соответствующего типа оборудования. Исходя из этого, произведено моделирование ожидаемых для экспортных коридоров выбросов этих узлов в рамках собственного расчета методом Монте Карло. При этом наряду с ожидаемым средним значением выбросов определяется также соответствующее распределение плотности вероятности.
  Для остальных выбросов коэффициенты выбросов рассчитываются на основе установленных данных и подробных статистических данных Газпрома. Кроме того, для сравнения использована информация из литературы (см. раздел 3.5). Диапазоны неопределенностей этих коэффициентов выбросов определены на основе экспертной оценки. При этом в основу взяты консервативные, т. е., в крайнем случае высокие, оценки выбросов.
- Показатели технологических процессов в свою очередь состоят из данных наличия оборудования, рабочего времени машин, статистик по техобслуживанию, ремонту и аварийных ситуаций. В отдельных случаях и здесь в основу были приняты диапазоны показателей.

В четвертом шаге выполнен расчет выбросов и установлены неопределенности в модели выбросов. При этом для определения максимального диапазона колебания (доверительного интервала) результата выполнено более 10.000 независимых расчетов выбросов в экспортных

коридорах (методом Монте Карло[23]). В каждом из названных расчетов соответствующие показатели технологических процессов и коэффициенты выбросов выбраны случайно из рассчитанных или оцененных распределений вероятностей. Таким образом, для общего результата, а также для частичных результатов будет получено распределение вероятностей результатов, которое наряду со средним значением, т. е., размером выбросов, дает информацию также о том, с какой вероятностью можно ожидать тот или иной диапазон колебания результатов.

Таблица 4: Результат анализов показателей эмиссий CH4 обмеренных узлов и элементов арматуры на компрессорных станциях и линейной части газопроводов по «методу Монте-Карло».

Узел	**Расчетная единица**	**Усредненный показатель *)**	**95% интервал уверенности**	
			от	**до**
Элемент арматуры		m^3 в год		
Компрессорные станции				
Установка охлаждения газа и фильтры				
Свечи	Цех	7.468	5.894	9.820
Арматуры	Цех	860	633	1.146
Подготовка топливного, пускового и импульсного газа	Цеха с газовым приводом	145.270	51.324	420.413
Агрегаты				
Свечи (без центральной свечи)	Агрегат	437.150	142.963	1.499.602
Арматуры	Агрегат	2.434	2.059	2.952

[23] Метод Монте Карло в международном масштабе рассматривается как самый подходящий метод для установления неопределенностей инвентаря, эмитирующего парниковые газы (публикация Межправительственной комиссии по изменениям климата IPCC 2000 и Глобальной инициативы по отчетности/Агентства по охране окружающей среды США GRI/US EPA 1996). Для выполнения анализа методом Монте Карло сначала разрабатывается модель выбросов и включается в программу Монте Карло. Дополнительно необходимо разработать для всех переменных (т. е., прежде всего для показателей технологических процессов и коэффициентов выбросов) так называемые «функции плотности вероятности». Эти функции отражают неопределенность, связанную с установлением и экстраполированием соответствующего значения. В самом моделировании Монте Карло для каждой переменной случайно выбираются значения из спектра ее функции плотности и рассчитываются выбросы общей системы на основе этих случайно выбранных параметров. Этот процесс повторяется n раз, чтобы покрыть все возможные комбинации значений. Из этого получаются n значений результатов, имеющих соответственно в отдельности вероятность 1/n. Из этого поля значений можно определить, в каких пределах результат расчета выбросов - с учетом всех неопределенностей – колеблется с какой вероятностью. Комбинации признаков, находящиеся вне этих пределов, можно исключить как маловероятные. (ср. IPCC, 2000)

Узел	Расчетная единица	Усредненный показатель *)	95% интервал уверенности	
			от	до
Центральная свеча (в экспл.)	Агрегат	6.302	2.552	16.134
Центральная свеча (не в экспл.)	Агрегат	9.396	8.323	10.491
Масляный регулятор	Агрегат	27.693	13.101	68.885
Линейная часть (Крановые узлы)				
Свечи	Кранов. узлы	43.310	27.074	77.829
Арматуры	Кранов. узлы	3.535	2.455	5.711

*) Среднее арифметическое из 10.000 «Монте-Карло» симуляций; так как распределение вероятностей не симметрично, среднее арифметическое не соответствует средней величине из нижней и верхней границы интервала уверенности

Источник: измерительная программа 2003 г., собственные расчеты Вуппертальского института, 2004 г.

При работе в соответствии с использовавшейся в данном случае, зависимой от случайностей модели экстраполяции эмиссий и их вероятностного распределения пришлось исходить из двух существенных предположений. Во-первых, мы исходили из идентичного распределения частоты утечек и объемов эмиссий всех утечек; во-вторых, - из приблизительно постоянной эмиссионной ситуации на протяжении всего года.

Эти предположения представляются оправданными, в частности, потому что положение в плане техосмотра, плановых и неплановых ремонтных работ в масштабе всей России нормирован соответствующими едиными техническими стандартами, программами техосмотра, плановых и неплановых ремонтных работ и т.д. Ситуация на всех пяти посещенных нами компрессорных станциях, равно как и сообщения и отчеты других международных экспертов о положении на других станциях (напр. Венугопал) подтверждают правильность этого представления. Кроме того, поездки с целью проведения измерений были организованы таким образом, чтобы обеспечить их максимально широкую географию, с целью отражения как всего спектра «возрастных групп» (рабочего стажа) находящегося в эксплуатации оборудования и самых различных типов оборудования, так и различие климатических условий, в которых оно эксплуатируется. (см раздел 3.2).

5 Результат: Эмиссии парникового газа, образующиеся при транспортировке газа магистральным газопроводам в экспортных коридорах, включая добычу и подготовку газа на ОАО «Газпром»

5.1 Эмиссии парникового газа, образующиеся в экспортных коридорах

Подробно описанная в предыдущем разделе экстраполяция эмиссий парникового газа, образующихся при транспортировке газа по магистральным газопроводам в экспортных коридорах, включая добычу и подготовку газа в России, дает подробное представление современного эмиссионного процесса в рамках экспортной газотранспортной сети в России[24].

Таблица 5: Эмиссия парниковых газов экспортных коридоров (2002)

Эмиссии парникового газа	**Млн. т. эквивалента CO_2**	**Доля**
CO_2		
Отработанные газы турбин	37,27	63%
Получение электроэнергии (для электропривода)	3,03	5,1%
Аварии (с возгоранием)	0,03	0,1%
Всего CO2	**40,33**	**68,2%**
N_2O (турбины и производство электроэнергии)	**0,58**	**1,0%**
CH_4		
Утечки на арматурах	**12,42**	**21,0%**
Утечки на агрегатах	11,07	18,7%
Прочие утечки на компрессорных станциях	0,04	0,1%
Утечки на линейной части	1,31	2,2%
Технологические эмиссии (измеренные)	**1,32**	**2,2%**
Установка по производству топливного, пускового и импульсного газа	0,57	0,9%
Система масляной регуляции (уплотнение валов)	0,75	1,3%
Технологические эмиссии (рассчитанные)	**3,48**	**5,9%**
Пуски / остановы агрегатов	0,37	0,6%
Метан в турбинном газе	0,09	0,2%

[24] Эмиссии, относящиеся к транзиту газа через Украину, Словакию и Чехию либо через Белоруссию и Польщу, не представлены здесь подробно. Однако в следующей главе они учитываются при расчетах непрямых эмиссий газа, поставляемого на немецкий рынок.

Эмиссии парникового газа	**Млн. т. эквивалента CO_2**	**Доля**
Плановые и неплановые ремонтно-восстановительные работы на станциях (включая продувку арматуры и проведение внутритрубной дефектоскопии и диагностики при помощи «интеллектуальных поршней»)	1,05	1,8%
Плановые и неплановые ремонтно-восстановительные работы на линейной части	1,97	3,3%
CH4 вследствие аварий	0,15	0,3%
CH4 из подземных хранилищ газа (частично)	0,36	0,6%
CH4 при получении электроэнергии	0,48	0,8%
CH4 всего	**18,21**	**30,8%**
Эмиссий парниковых газов всего	**59,12**	**100%**

Источник: собственные расчеты Вуппертальского института, 2004 г.

В таблице 5 представлены эмиссии парникового газа, выделяющиеся вдоль экспортных коридоров в 2003 году, классифицированные по видам газа и причинам эмиссий. Из таблицы явствует, что почти 70% эмиссий парникового газа, возникающих при транспортировке газа, составляют эмиссии CO2. Прежде всего, это отработанный газ, выделяющийся из газовых турбин, применяемых в качестве привода компрессоров, а также на CO2, выделяющийся при производстве в России электроэнергии и относящийся к используемым в аналогичных целях электромоторам[25]. В то же время эмиссии CO2, выделяющиеся при возгорании газа в случае аварий, не играют почти никакой роли. Сказанное в равной степени относится и к эмиссиям N2O, выделяющимся в составе отработанных газов турбин либо же образующимся в процессе получения электроэнергии и составляющим примерно 1% эмиссий парникового газа экспортных коридоров.

Около 31% эмиссий парникового газа приходится на выбросы CH4. Более двух третей этих эмиссий выбрасываются через утечки на арматурах агрегатов, компрессорных станций и крановых узлов линейной части газопроводов. Еще один крупный блок выбросов представляют эмиссии, образующиеся при стравливании (то есть при выпуске газа в атмосферу) в цехах или газопроводах с целью проведения плановых или неплановых ремонтно-восстановительных работ, которые – в условиях использования нами предположений в соответствии с «наихудшим вариантом» - служат причиной не менее 5% эмиссий парникового газа, выделяющихся на экспортных коридорах. Еще один вид технологических, то есть вызванных производственной необходимостью, эмиссий выделяется из газорегулируемой арматуры, а также из систем масляной регуляции (предназначенных для герметизации валов) компрессоров. Еще один вид потерь CH4 возникает вследствие аварий, хотя и в этом случае мы положили в основу

25 Показатели эмиссии для использования электроэнергии в качестве электропривода были взяты из Gemis 4.12.

наших расчетов «наихудший вариант», который – по соображениям большей надежности – предполагает значительно более высокий уровень эмиссии, чем тот, о котором позволяют говорить имеющиеся в нашем распоряжении подробные данные касательно фактических эмиссий, возникших вследствие аварий в 2002-2003 гг.[26], вследствие эмиссий из частично относящихся к Центральному экспортному коридору подземных хранилищ газа[27], а также эмиссий, образующихся при производстве электроэнергии.

На последнем этапе исследования из общей массы эмиссий экспортных коридоров были выделены и определены эмиссии, относящиеся к экспорту газа в Германию. С этой целью была определена доля транспортной мощности (включая необходимую транспортную мощность для приводного газа и эмиссий), необходимой для экспорта ежегодно импортируемого в Германию объема, равного 31 миллиарду кубометров природного газа, в общей транспортной мощности экспортных коридоров. Эта доля составляет примерно 13% от общей транспортной мощности экспортных коридоров, что равняется 7% общей транспортной мощности всей ОАО Газпром. Аналогичным образом была определена доля эмиссий, приходящаяся на добычу и подготовку газа. При этом предполагалось, что весь объем, необходимый для экспорта, включая приводной (рабочий) газ, добывается на Ямбургском месторождении.

5.2 Коэффициенты эмиссии CH4

Эмиссии, определенные Вуппертальским институтом и Институтом Макса Планка в ходе осуществления измерительной программы в 2003 году, можно выразить и в виде удельных показателей. Эти показатели нередко используются в международной литературе при описании положения с эмиссиями систем, связанных с природным газом (см. IGU, 2000 г.; IPCC, 2000 г.). Таблица 6 дает нам общее представление об определенных удельных показателях эмиссий, приведенных в сравнении с результатами измерительной программы, проведенной силами фирм «Рургаз АГ» и ОАО «Газпром» в 1996-1997 гг. В соответствии с данными, приведенными в этой таблице, в сфере газопроводов были определены эмиссии, из расчета на километр протяженности газопровода, составившие примерно на 1/5 меньше, чем эмиссии, измеренные в 1996-1997 гг. При этом показатель утечек также несколько меньше, чем при измерениях, произведенных в 1996 г. На отдельных крановых узлах было определено заметно меньшее, чем установленное в ходе осуществления измерительной программы

26 Из целого ряда актуальных публикаций ОАО «Газпром» явствует, что в последние годы была значительно расширена деятельность по распознанию на ранней стадии повреждений, вызванных коррозией, и, тем самым, по профилактике возникновения основных причин аварий на газопроводах (Дедешко, 2001 г.; Иванцов, 2000 г.; Иванцов, Мирошниченко, 2000 г.).

27 В данном случае, в качестве оценки эмиссий в соответствии с «наихудшим вариантом», для подземных хранилищ газа был применен верхний предел коэффициентов эмиссии, установленный Международным Газовым Союзом (International Gas Union, IGU) и IPCC (2000 г.), см. Альфельд, 2000 г.

1996-1997 гг., количество мест обнаружения утечек. Очевидно, объем эмиссий удалось уменьшить с помощью мероприятий, проведенных после завершения измерительной программы 1996-1997 гг. – например, улучшения контроля, улучшения герметизации арматур и т.п. В то же время, при экстраполяции повышающим эмиссию фактором представляется более высокая плотность расположения крановых узлов в Центральном коридоре, где она в два раза выше, чем в Северном коридоре; к тому же она в два раза выше и по сравнению с плотностью расположения крановых узлов, из которой исходили при своих расчетах Дедиков и другие.

Таблица 6: Показатели эмиссий CH4 для газопроводов, компрессорных станций, а также добычи и подготовки газа – в сравнении с результатами программ измерений 1996/1997 гг. и 2003 г.

	Вуппертальский институт 2004	**Дедиков и др. 1999**
Газопровод		
Утечки	2.425 m^3/км в год	2.700 m^3/км в год
Плановые и неплановые ремонтно-восстановительные работы	284 m^3/км в год	700 m^3/км в год
Аварии	3.749 m^3/км в год	4.800 m^3/км в год
Всего	6.458 m^3/км в год	8.200 m^3/км в год
Добыча и подготовка газа в Ямбурге		
Технологические эмиссии (вызванные производственной необходимостью)	0,09 % от добычи	0,04 % от добычи *)
Утечки	0,03 % от добычи	0,02 % от добычи
Всего	0,11 % от добычи	0,06 % от добычи
Компрессорные станции		
Утечки	44.191 m^3/MW в год	
Технологические эмиссии (вызванные производственной необходимостью)	5.227 m^3/MW в год	
Всего	49.418 m^3/MW в год	75.000 m^3/MW в год

*) Разница в значениях между Дедиковым и Вуппертальским институтом объясняется консервативной оценкой часов работы центрального факела. Большая часть эмиссий проводится через факел, так что они планомерно полностью сгорают. Однако, из-за сложных погодных условий круглогодичное сгорание эмисиий не может быть гарантированно. Поэтому Дедиков (и др. 1999) берёт за основу 70%-ную степень сгорания приходящихся на факел газов. Вуппертальский институт, в противоположность этому, опираясь на Циттеля (1997), берёт за основу лишь 33%-ную степень сгорания газов.

Источник: Измерения 1996-1997 гг.; Дедиков и др., 1999 г.; Измерения 2003 г.; собственные расчеты Вуппертальского института 2004 г. (в Ямбурге никаких измерений не проводилось).

В области добычи и подготовки никаких новых измерений не проводилось. Здесь для расчетов использовались результаты измерений, проведенных фирмой «Рургаз АГ» и ЛБСТ (LBST) в Ямбурге в 1997 г.. При этом осторожная оценка неточностей, или неуверенности, ведет к почти в два раза большему коэффициенту эмиссий, равному 0,11% от общего объема добычи (см. Рамм, 1997 г.; Вуппертальский институт, 2003 г.).

На компрессорных станциях были замерены эмиссии в объеме 49 400 кубометров на мегаватт в год, что значительно меньше, чем в 1996 г. При этом было установлено, что основным источником эмиссий являются утечки, на которые приходятся почти 90% всего объема эмиссий, образующихся на компрессорных станциях, и которые, таким образом, значительно преобладают над технологическими эмиссиями, обусловленными производственной необходимостью. В ходе проведения измерений значительные эмиссии были обнаружены прежде всего на агрегатах одного из цехов[28]. Для установленных там довольно старых агрегатов мощностью 6 мегаватт характерен коэффициента эмиссии, значительно превосходящий тот, что характерен для агрегатов всех других типов. Именно в этом обстоятельстве заключается одна из причин, по которой именно данные машины в первую очередь заменяются в настоящее время более новыми. Не будь агрегатов данного типа, для Центрального коридора был бы определен показатель эмиссии, вследствие утечек на агрегатах других типов, равный примерно 12 000 кубометрам на мегаватт в год, что вполне соответствовало бы результатам измерений, проведенных канадцами в Центральном коридоре[29]. Хотя служащие источником значительных эмиссий агрегата мощностью 6 мегаватт, отсутствуют в Центральном экспортном коридоре, а в Северном коридоре составляют менее 20% от общего числа установленных там агрегатов, при расчетах была проявлена большая осторожность, и за основу, с учетом наличия агрегатов мощностью 6 мегаватт, был взят высокий показатель эмиссии.

5.3 Удельные эмиссии и анализ неточностей, или неуверенности в правильности полученных результатов

Поскольку в рамках осуществления программ измерений, как правило, никогда не удается зарегистрировать все потенциальные источники эмиссий во всех местах проведения измерений, всегда остается определенная, статистически обоснованная, неуверенность в правильности полученных результатов измерений. Основные результаты анализа неточностей, или неуверенности в правильности результатов расчета эмиссий, приведены на

28 Цех 1 компрессорной станции Казымская в Западной Сибири.

29 Данный показатель соответствует показателям, полученным в ходе измерений, проведенных в 2001 г. канадской кампанией ТрансКанада (TransCanada) в рамках проекта совместной реализации (Joint-Implementation Project) с целью снижения эмиссий метана, на, в общей сложности, более чем 40 агрегатах 2 компрессорных станций Центрального коридора (см. Venugopal 2003).

рисунке 9 в графической форме – в виде спектров, или диапазонов, в рамках которых, в каждом конкретном случае, расположены от 66% до 95% ожидаемых результатов. Это означает следующее: существует большая вероятность, что фактические результаты будут располагаться внутри обведенных рамкой полей. В то же время, можно с 95-процентной уверенностью исключить возможность расположения ожидаемых результатов вне серых зон (так называемый 95-процентный «интервал уверенности»). При этом неточности, или неуверенность в правильности полученных результатов, относительно эмиссий CO2, эмиссий CH4 и всех эмиссий парниковых газов указаны отдельно.

Почти две трети, то есть примерно 5,6 тонн на тера джоуль, от общего объема эмиссий приходятся на эмиссии CO2[30]. Здесь неточность, или неуверенность в правильности полученных результатов, располагается в пределах весьма узкого диапазона – можно с 95-процентной уверенностью утверждать, что эмиссии CO2 составляют от 5,0 до 5,9 тонн на TJ (тера джоуль).

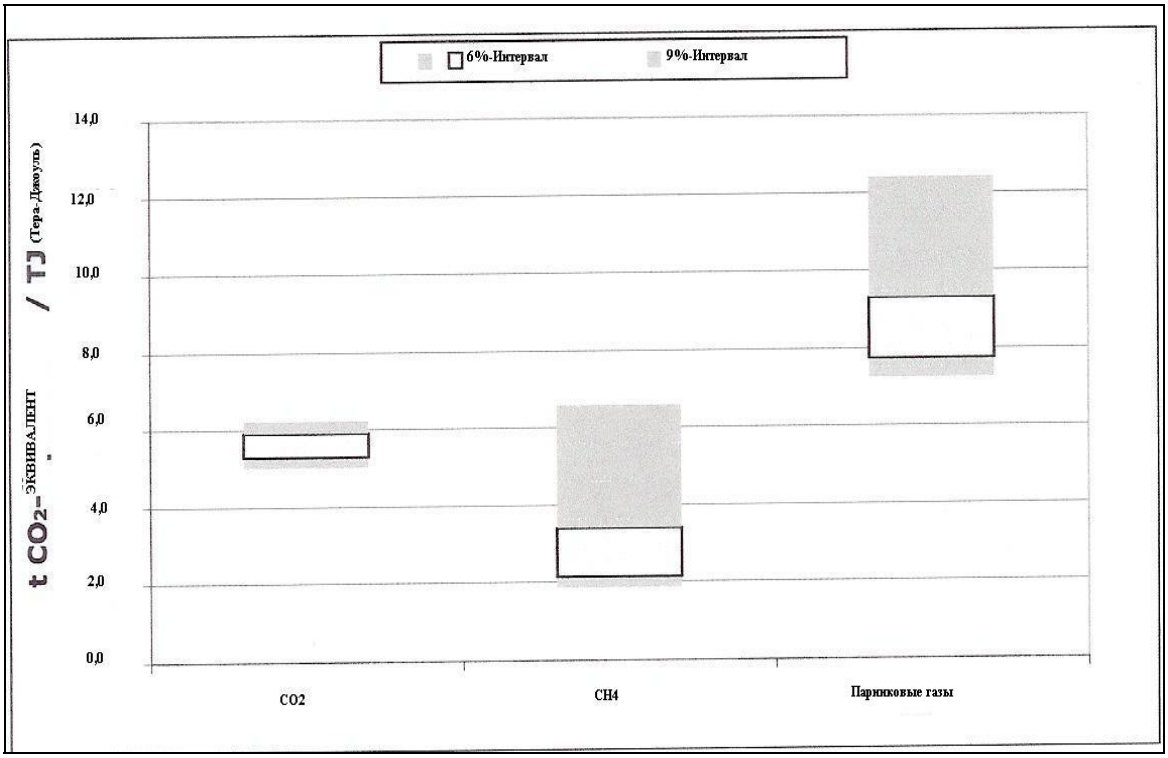
Правда, на эмиссии CH4 приходятся всего лишь около 3 т эквивалента CO2 на тера джоуль общего коэффициента эмиссии, равного 8,7 тонн на тера джоуль, однако в данном случае неточности, или неуверенность в правильности результатов определения эмиссии и экстраполяции, значительно выше. При этом для CH4 налицо типичный «перекос вправо» при распределении показателей, то есть, большое число показателей расположено ниже среднего показателя, поскольку последний сдвигается меньшим числом показателей, сильнее других отклоняющихся вверх. В результате верхним пределом вероятного спектра показателей – с учетом всех неточностей, или всей неуверенности в правильности полученных результатов – служит коэффициент эмиссии, составляющий максимально 6,6 тонны эквивалента CO2 на тера джоуль, или менее 1,6% газа, выделяющегося в виде эмиссий CH4 при экспорте газа (до западной границы России)[31].

Вследствие вынужденной краткости программ измерений, даже после осуществления настоящей программы измерений, по-прежнему продолжает сохраняться значительная неуверенность в правильности полученных результатов измерения эмиссий CH4. То есть, можно исходить из того, что эмиссии парникового газа в общем и целом составляют около 8,7 тонн эквивалента CO2 на тера джоуль. Правда, существует значительная неуверенность в том, насколько данный показатель соответствует действительности. Очень велика вероятность того, что он расположен ниже, чем 12,4 тонн эквивалента CO2 на тера джоуль, и выше, чем 7,2 тонны эквивалента

30 Здесь содержатся и доли эмиссий, приходящиеся на добычу и подготовку газа. Поэтому распределение долей тех или иных эмиссий несколько отличается от подробных результатов, относящимся к экспортным коридорам, в том виде, в котором они отображены в разделе 5.1.

31 Поскольку при расчетах эмиссий во многих случаях дополнительно использовались предположительные данные «наихудшего варианта», следует ожидать, что подлинные показатели должны быть значительно ниже.

CO2 на тера джоуль. При этом полностью учитывается неуверенность в правильности определения эмиссий CH4.



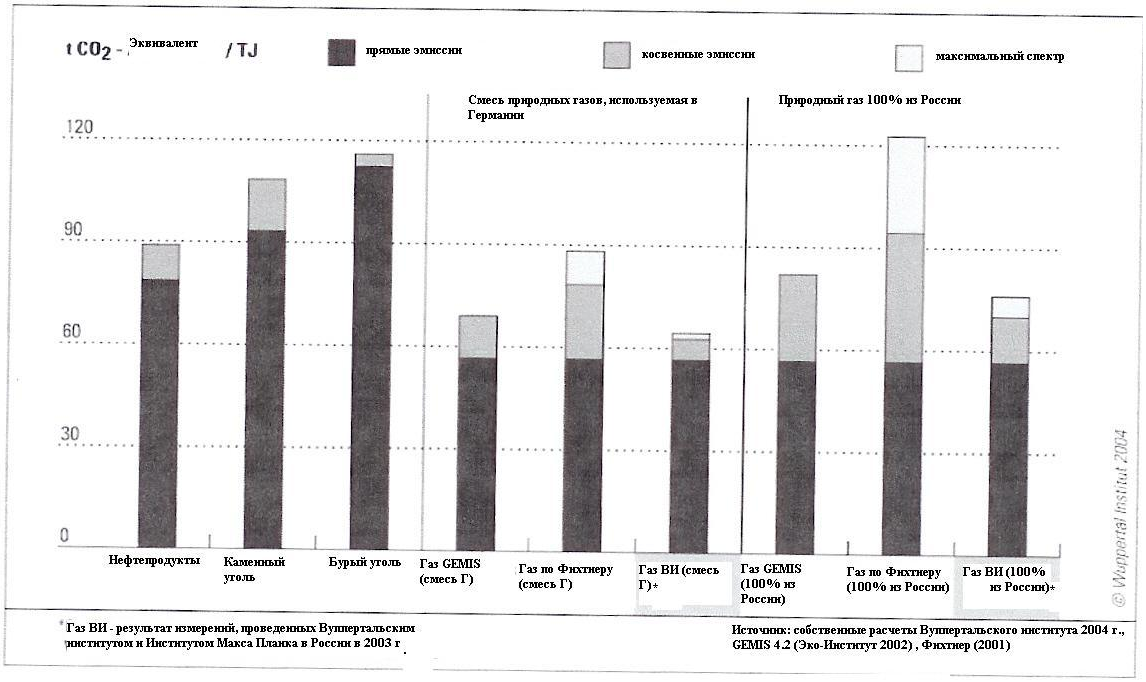
Источник: Собственные расчеты, Вуппертальский институт, 2004 г. (произведенные отдельно для сфер добычи и подготовки газа, экспортных коридоров и подземных хранилищ газа, относительно поставок газа до западной границы России).

Рис. 9: «Интервалы уверенности» в правильности результатов определения эмиссий парниковых газов, образующихся при экспорте газа из России до западной границы России (место добычи – Ямбургское месторождение)

Что касается экспорта газа, то в экспортных коридорах, включая эмиссии, образующиеся при добыче и подготовке газа, а также выделяющиеся из подземных хранилищ газа, в настоящее время в виде эмиссий CH4 выбрасывается в атмосферу примерно 0,7% от прибывающего на западную границу России природного газа. Касательно общего объема эмиссий удалось показать, что общий объем парникового газа, то есть, пересчитанные на эквивалент CO2 эмиссии метана, плюс эмиссии CO2 и N2O, образующиеся при работе турбин и при производстве электроэнергии, составляют примерно 0,32 килограмма на кубометр природного газа, то есть 8,7 тонн эквивалента CO2 на тера джоуль, относительно нижнего предела теплотворной способности природного газа. Таким образом, прямые эмиссии парникового газа, образующиеся при сжигании природного газа и равняющиеся примерно 56 тоннам эквивалента CO2 на тера джоуль, оказываются во много раз большими, чем непрямые эмиссии, связанные с получением природного газа из России.

6 Эмиссии парниковых газов ископаемых энергоносителей в Германии

Эмиссии парниковых газов, выделяющиеся вследствие использования ископаемых энергоносителей, на немецком рынке, складываются из прямых эмиссий, возникающих при сжигании, и из непрямых, или косвенных, эмиссий, возникающих вследствие доставки энергоносителей до германской границы либо до потребителя в Германии. В то время как выделение прямых эмиссий в подавляющем числе случаев предопределено химической структурой топлива, непрямые, или косвенные, эмиссии, в зависимости от происхождения энергоносителя, могут в этом плане существенно различаться. Рисунок 10 является иллюстрацией к дискуссии о вредности или безвредности ископаемых энергоносителей с точки зрения возможного ухудшения климатических условий, отображенной в главе 1. В ней уже было изложено, что в настоящее время соответствующая дискуссия ведется, прежде всего, о вопросе размера возникающих в России непрямых, или косвенных, эмиссий, выделяющихся в ходе поставок российского газа в Германию.



Источник: собственные расчеты, Вуппертальский институт, 2004 г., Gemis 4.2 (Эко-Институт, 2004 г.) Фихтнер (2001 г.).

Рис. 10: Прямые и непрямые эмиссии парниковых газов, выделяющиеся при сжигании ископаемых энергоносителей (сравнение результатов нескольких исследований)

На рисунке в случае природного газа сравниваются результаты трех различных исследований. Во-первых, речь идет о показателях, взятых из самой актуальной версии GEMIS Эко-Института (2004); во-вторых, о показателях,

приведенных в исследовании Фихтнера (2001 г.) и, наконец, о показателях, полученных на базе измерений, проведенных в России, результаты которых были изложены в предыдущих главах[32]. При этом проводилось сравнение как результатов, полученных по природному газу, имеющему стопроцентно российское происхождение, так и результатов, полученных по используемой в Германии газовой смеси, которая состоит примерно на 31% из российского, на 25% из норвежского, на 19% из нидерландского, на 18% из немецкого и примерно на 1% из датского природного газа.

В ходе измерений и подробного анализа, проведенных в рамках настоящей измерительной программы, мы пришли к показателю непрямых эмиссий использующегося в Германии российского природного газа, равному примерно 14 тоннам на тера джоуль. При этом спектр данного показателя колеблется между 11 и 19,5 тоннами на тера джоуль. Это означает, что, даже если в основу расчетов будет положен верхний край спектра неуверенности в правильности полученных результатов, на основании изложенных нами результатов исследований можно исходить из того, что непрямые эмиссии российского природного газа должны оцениваться как минимум на 15% ниже, чем показатели, содержащиеся в последней модели GEMIS. А относительно усредненного показателя эмиссий можно даже сказать, что он на целых 40% ниже, чем тот, что приведен в модели GEMIS.

Таблица 7: Непрямые, или косвенные, эмиссии парниковых газов, выделяющиеся при транспортировке российского природного газа до границы Германии.

	CO_2	**CH_4**		**Всего **)**
	т/TJ	**т/TJ**	**т CO_2- эквив./TJ *)**	**т CO_2- эквив./TJ**
Нижняя граница	7,8	0,12	2,6	11,1
Средний показатель	**8,7**	**0,20**	**4,3**	**13,4**
Верхняя граница	9,7	0,46	9,7	19,1
К сведению: GEMIS 4.2 ****)	13,6	0,39	8,2	22,8 ***)

*) переводный коэффициент: 21; **) включая N_2O-эмиссии, общий интервал меньше, чем сумма отдельных интервалов неуверенности; ***) CH_4-эмиссии рассчитаны с фактором парниковых газов 23 (если бы данные были расчитанны с фактором 21, тогда результат был бы 22,1 т/TJ);
****) значения без электростанций

Источник: собственные расчеты Вуппертальского института, Фриче.

32 При этом, в дополнение к эмиссиям, образующимся при добыче и подготовке газа, а также при транспортировке газа магистральными газопроводами по территории России, были приняты в расчет также и эмиссии, образующиеся при транзите газа через территорию Украины, Словакии и Чехии до Вайдхауза (2 180 км) либо через территорию Белоруссии и Польши до Франкфурта-на-Одере (1240 км). Эмиссии, образующиеся при прохождении газа по этим газопроводам, рассчитывались при помощи показателей, применяемых при расчетах относительно российской экспортной газотранспортной сети. Для транзита через территорию Украины дополнительно учитывались при расчетах также доли эмиссий, образующихся при используемых ОАО «Газпром» на Западной Украине мощностей подземных хранилищ газа, и составляющих от 5 до 7 миллиардов кубометров.

Применительно к поставляемой в Германию смеси природных газов, получаемых из разных источников, коэффициент эмиссий для непрямых эмиссий, образующихся на всех этапах технологической цепочки, начиная с добычи газа и кончая доставкой в Германию, вследствие новых результатов, полученных в результате проведенных измерений в России, снижается с примерно 10 тонн на тера джоуль более чем на треть, снижаясь до менее чем 6,5 тонн эквивалента CO2 на тера джоуль. Таким образом, этот показатель оказывается значительно ниже, чем приведенный в исследовании Фихтнера.

Согласно изложенным нами результатам проведенных измерений, средний суммарный показатель всех эмиссий парниковых газов, в пересчете на энергосодержание энергоносителей, даже в случае природного газа, импортируемый на 100% из России, на уровне конечной энергии обладает показателем эмиссии, примерно на 20% лучшим, чем у нефтепродуктов, на 40 % лучше, чем у каменного угля и на 50% лучше, чем у бурого угля. Если при этом учитывать еще и лучшие коэффициенты полезного действия, достигаемые при использовании природного газа для отопления помещений и производства электроэнергии, то климатически-политическое преимущество природного газа перед другими видами топлива становится еще более очевидным.

А если подойти к вопросу реалистично, исходя из используемой в Германии газовой смеси, и учитывая, что природный газ в подавляющем большинстве случаев обладает большим коэффициентом полезного действия, чем уголь или нефтепродукты, то, с точки зрения баланса парниковых газов, природный газ обладает еще большими преимуществами, по сравнению с другими видами ископаемых энергоносителей.

7 Резюме

Причины

С начала 90-х годов антропогенный парниковый эффект стал одной их главных проблем мирового сообщества и был поставлен на энергетическую и эколого-политическую повестку дня. При этом с самого начала, между прочим, возник и вопрос относительно эмиссий парниковых газов, образующихся в российской газовой отрасли. Для Германии и всего ЕС этот вопрос крайне важен, в особенности в связи со стратегией в области защиты климата, делающей ставку, в частности, на расширение использования природного газа. Если выяснится, что эмиссии, образующиеся по ходу транспортировки газа из Западной Сибири и расходуемой при этом энергии, а также эмиссии CH4 вследствие утечек полностью или в значительной степени компенсируют преимущества природного газа при его использовании, то расширение использования природного газа в качестве климатически-политической стратегии было бы, по меньшей мере, поставлено под вопрос.

Наряду с российской оценкой в духе «наихудшего сценария» (Рабчук и др., 1991 г.) большинство высказываний по поводу эмиссий метана в российской системе экспорта природного газа в первой половине 90-х годов основывались на чисто умозрительных представлениях. Некоторые делавшиеся с российской стороны заявления о «потерях» трактовались как эмиссии CH4. Между тем, российские источники включали в понятие «потери» также газ, используемый в качестве энергопривода, который после своего использования в турбинах выделяется в форме эмиссий CO2 и, соответственно, обладает гораздо меньшим парниково-газовым эффектом (ср. Дедиков и др., 1999 г.).

На этом фоне еще в середине 90-х годов в сфере магистральной газотранспортной сети ОАО Газпром проводились измерения эмиссий. В 1995 г. экологическое ведомство США (US-EPA) провело измерения на четырех компрессорных станциях, расположенных в Центральной и Южной России[33], а в 1996/1997 г. Рургаз АГ провела измерения на 2 компрессорных станциях и прилегающих к ним участках газопроводов в Западной Сибири, на участке газопровода в Поволжье и в районе добычи и подготовки газа в Ямбурге (в устье Оби), откуда в настоящее время природный газ экспортируется в Германию.

Американо-российские и немецко-российские измерения увенчались вполне сравнимыми между собой результатами аналогичного порядка (Попов, 2001 г.). Согласно результатам обоих исследований, эмиссии CH4, образующиеся в российской магистральной газотранспортной сети, составляли около 1% от общего объема добываемого природного газа. Таким образом, в результате

33 Подробные данные, собранные в ходе этих измерений, никогда официально не публиковались и потому не могут цитироваться.

проведенных измерений напрашивался вывод о том, что в действительности эмиссии значительно ниже, чем до сих пор предполагалось в большинстве случаев.

Правда, высказывались сомнения в безупречности результатов, полученных в ходе этих совместных измерений. Основной аргумент, высказываемый критиками, сводился к тому, что измерения были проведены лишь на небольшой части всей системы ОАО Газпром и что подробная информация была опубликована лишь частично, вследствие чего точно проконтролировать правильность полученных результатов, якобы, не представлялось возможным[34]. Кроме того, было высказано требование провести более точный анализ ошибок, предание гласности использовавшихся данных по активности и выработки удельных коэффициентов эмиссий для отдельных компонентов оборудования (ср. напр. Попов, 2001, а также: Вуппертальский институт, 2003 г.). И, наконец, результаты измерений – по крайней мере, полученные фирмой «Рургаз АГ» – были подвергнуты критикой за то, что они, якобы, были составлены самой газовой промышленностью – без независимого контроля[35].

Новые независимые измерения в России

Чтобы убедить критиков и существенным образом улучшить уровень знаний об эмиссионной ситуации в российской газотранспортной сети, фирма «Рургаз АГ» поручила Вуппертальскому институту и Химическому Институту Макса Планка разработать концепцию новых измерений в России, провести там эти измерения и экстраполировать их результаты.

С этой целью институтами, при технической и логистической поддержке, оказанной им фирмами «Рургаз АГ», ОАО «Газпром», институтом ООО «ВНИИГаз», а также соответствующими газотранспортными компаниями, были проведены три поездки в Центральную Россию, Северную Россию и в Западную Сибирь с целью проведение программы измерений. В ходе этих поездок были проведены измерения объемов эмиссий, образующихся при работе агрегатов и другого оборудования, а также прилегающих к ним участках газопроводов на пяти компрессорных станциях, расположенных в Центральном и в Северном экспортных коридорах. При этом на обследованных компрессорных станциях были зарегистрированы большие объемы производственных данных.

Кроме того, институтом ООО «ВНИИГаз»-ОАО «Газпром» были предоставлены подробные данные о машинно-агрегатных парках, предназначенных для обслуживания экспортных коридоров, о

34 Эта информация, в принципе, содержится в документации, предназначенной для внутреннего пользования (Рамм, 1997; Кеслер, Рамм, Янсен, 1997) и была предоставлена в распоряжение Вуппертальского института в целях обобщения (Вуппертальский институт, 2003, результаты опубликованы в: Лехтенбемер и др., 2003 г.).

продолжительности работы оборудования, показателях эмиссии, плановых и неплановых ремонтно-восстановительных работах, авариях и т.п., использованных для экстраполяции полученных результатов в соответствии с международными стандартами.

Результат

В общем и целом при помощи новых измерений и расчетов удалось продемонстрировать, что эмиссии CH4, образующиеся в российской сети по экспорту природного газа, составляют примерно 0,7% от общего объема прибывающего на российскую западную границу природного газа, на поверку оказываются еще ниже, чем тот уровень эмиссий, который был установлен в ходе предшествовавших измерений, и что эмиссии в некоторых областях, благодаря техническим и организационным мерам, принятым ОАО «Газпром», с середины 90-х годов частично значительно снизились. При этом основными источниками эмиссий являются прежде всего утечки или же технологические, то есть, обусловленные производственной необходимостью, выбросы газа на агрегатах и арматурах компрессорных станций, а также – в незначительном объеме – утечки на кранах линейной части газопроводов. Стравливание газа при плановых и неплановых ремонтно-восстановительных работах, а также эмиссии вследствие аварий играют не столь значительную роль. С помощью «метода Монте-Карло» была определена зона доверия показателя эмиссии CH4. Удалось выяснить, что эмиссии – при сохранении неуверенности в правильности достигнутых результатов – с 95процентной уверенностью можно разместить в диапазоне от 0,4 до 1,6% от общего объема экспортируемого газа.

Что касается поставок газа в Германию – то есть, с учетом магистральной транспортировки газа за пределы России – то здесь мы получаем показатель эмиссии, составляющий примерно 1% от общего объема доставленного до восточной границы Германии природного газа, с диапазоном колебаний от 0,6 до 2,4%. Кроме того, в отношении российского газа, равно как и в отношении природного газа, поступающего из других стран, следует учитывать также относительно небольшие эмиссии, образующиеся при распределении и использовании газа в Германии.

Решающее значение для климатически-политической оценки имеют, однако, не только эмиссии метана вследствие утечек и технологических, то есть вызванных производственной необходимостью, выбросов при стравливании газа, но, прежде всего, транспортная энергия, необходимая для обеспечения транспортировки на дальние расстояния – более 4 300 км (Северный коридор) и

35 Это утверждение не соответствует действительности в отношении измерений, проводившихся в Ямбурге, в которых, в качестве независимого эксперта, принимал участие доктор Циттель из Фонда Людвига Белькова (Мюнхен).

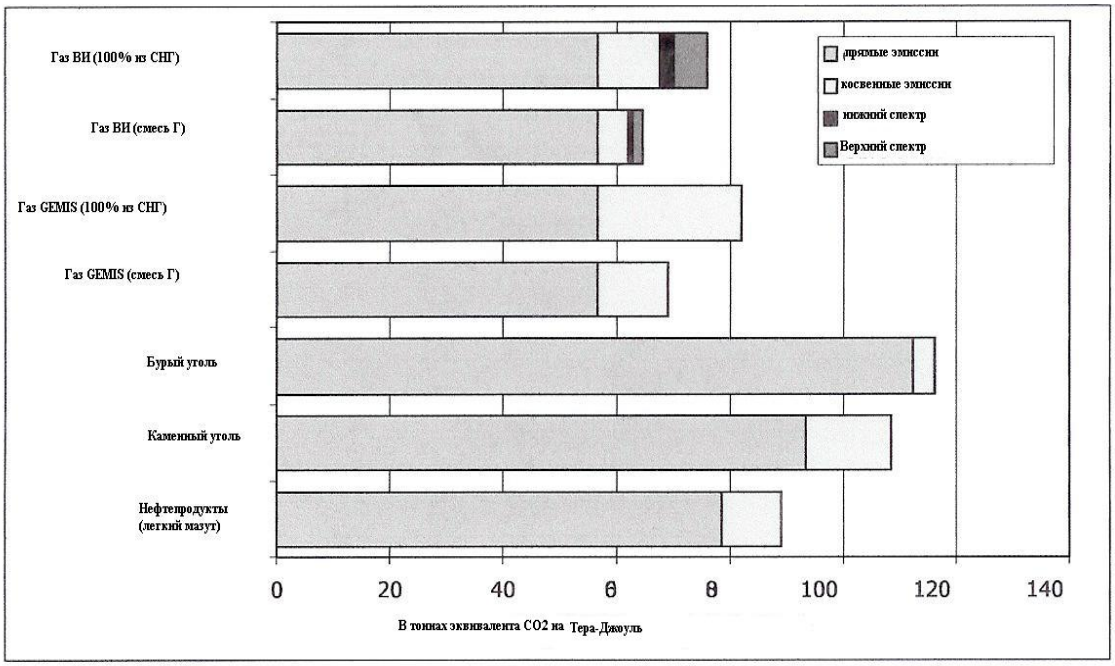
около 5 500 км (Центральный коридор) – из Западной Сибири до Германии[36]. Эмиссии CO2, образующиеся вследствие использования пускового газа для обеспечения работы использующихся для этого газовых турбин или же использование электроэнергии электромоторов, являются причиной возникновения примерно двух третей общего объема всех, связанных с обеспечением немецкого рынка российским газом, эмиссий парникового газа, и потому в два раза превышают эмиссии CH4.

Итоги

В итоге, теперь, в результате исследований, проведенных Вуппертальским институтом совместно с Химическим Институтом Макса Планка в 2002-2004 гг., в нашем распоряжении имеются новые и гарантированно качественные данные об эмиссиях, образующихся в российской экспортной газотранспортной системе, основанные на более широкой эмпирической основе, чем предыдущие. Нам удалось получить эти результаты в соответствии с международными стандартами IPCC[37] и Экологического ведомства США и экстраполировать их в соответствии с современным уровнем специальной техники. На основе обширных расчетов на основе моделирования по «методу Монте-Карло» оказалось возможным получить гарантированные с методической и информационно-технической точки зрения данные относительно вероятности или же зон доверия к правильности полученных результатов. В целях дальнейшего повышения надежности этих данных в будущем следовало бы проводить в дальнейшем новые измерения эмиссий в российской экспортной газотранспортной сети.

36 Расстояния в каждом конкретном случае приводятся с учетом транзитных расстояний до германской границы за пределами России.

37 Межправительственная группа по климатическим изменениям (Intergovernmental Panel on Climate Change).



Источник: Gemis 4.12, и собственные расчеты Вуппертальского института, 2004 год.

Рис. 11: Эмиссии парникового газа, связанные с различными энергоносителями, используемыми на немецком рынке, в сравнении

С этой целью следовало бы, например, проводить оценку данных, полученных в ходе реализации будущих проектов совместной реализации (Joint-Implementation Projects) в области снижения эмиссий парникового газа на ОАО «Газпром».

Представленные здесь результаты подтверждают благоприятное положение природного газа, с точки зрения связанных с ним эмиссий парникового газа, что относится и к природному газу, импортируемому из России в Германию либо в другие страны ЕС (см. рис.). Непрямые, иди косвенные, эмиссии парниковых газов импортируемого из России природного газа являются на две трети результатом эмиссий CO2 и лишь на одну треть – эмиссий метана. В общем и целом, они не превышают эмиссии нефтепродуктов и каменного угля.

В общем, в пересчете на весь объем эмиссий парниковых газов, используемый в Германии природный газ, в свете вышеизложенного, обладает очевидным преимуществом в более чем 20% по сравнению с нефтепродуктами, являющимися следующим по экологичности видом энергоносителей после природного газа. Даже природный газ, на 100% импортируемый из России, на уровне производства тепловой энергии характеризуется показателем эмиссии, на 18% лучшим, чем у нефтепродуктов. А учитывая также лучшие коэффициенты полезного действия при использовании природного газа для отопления помещений или для производства электроэнергии, преимущество природного газа в качестве энергоносителя, оказывающего менее вредное воздействие на климат, возрастает еще больше.

Кроме того, следует ожидать, что эмиссии, образующиеся в российской экспортной сети, будут в еще большей степени снижаться и впредь, вследствие принимаемых ОАО «Газпром» все новых мер по снижению эмиссий, чему будут способствовать и проекты совместной реализации (Joint-Implementation), реализуемые в рамках Киотского режима Общей конвенции по климату. В то же время представленное здесь исследование всего лишь отражает современное положение (статус-кво). Возможные в будущем любые изменения структуры добычи газа или же путей его транспортировки следовало бы учитывать при составлении прогнозов перспективного развития в той же степени, что и динамические изменения в цепочках технологических процессов в области нефти и угля.

Таким образом, природный газ является ископаемым энергоносителем с наименьшими эмиссиями парниковых газов, оставляющим в этом отношении за собой все остальные ископаемые энергоносители. Усиленное использование природного газа в рамках стратегии по защите климата является быстро реализуемым вариантом снижения эмиссий парниковых газов. Поэтому оно представляет собой разумное и необходимое дополнение к фундаментальной стратегии проведения политики в области защиты климата, направленной на значительное повышение эффективности использования всех энергоносителей и на переход к использованию возобновляемых видов энергии.

8 Фотодокументация

8 ФОТОДОКУМЕНТАЦИЯ

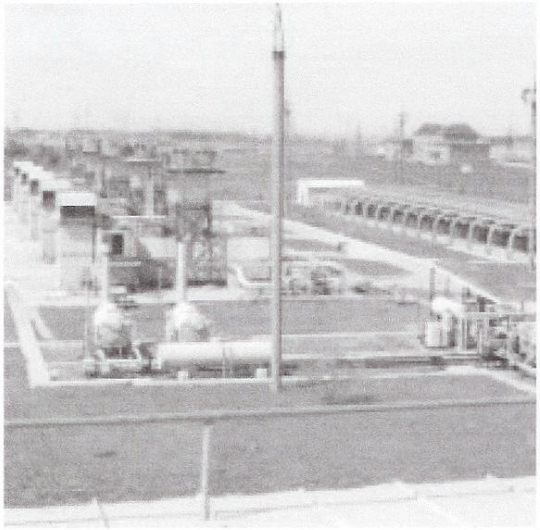


Фото 1

Типичный вид агрегатного комплекса компрессорной станции с компрессорными агрегатами (слева), установка охлаждения газа (справа) и блок топливного газа (впереди справа). Курск, май 2003 года.

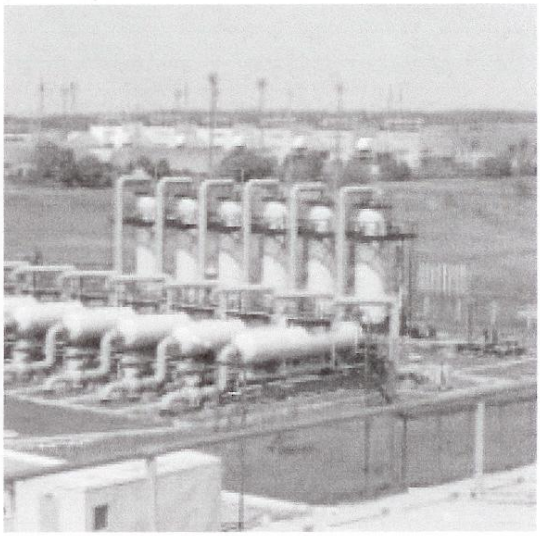


Фото 2

Газовые фильтра компрессорной станции, Курск, май 2004 года.

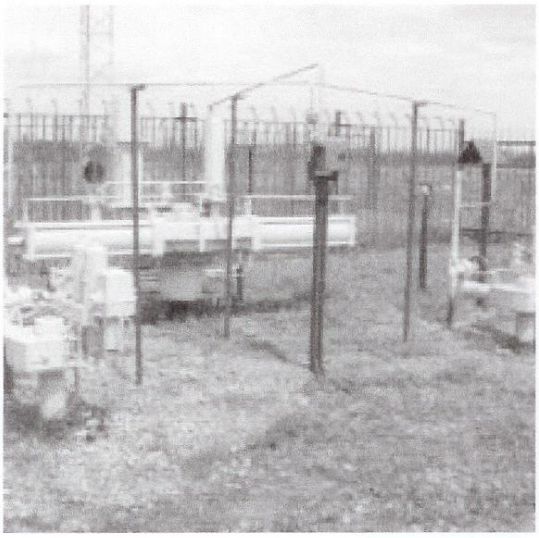


Фото 3

Крановый узел линейной части газопровода (такие крановые узлы установлены на магистральных газопроводах га расстоянии 5-6 километров друг от друга).

Фото 4

Установка охлаждения газа компрессорной станции, Давыдовская, май 2003 года.

Фото 5

Скрининг (проверка) свечей. Давыдовская, май 2003 года.

Фото 6

Измерения при помощи термо-анемометра.

Фото 7

Скрининг (проверка) при помощи детектора Ямски.

Фото 8

Скрининг (проверка) арматур при помощи прибора ГИГ (GIG)

Фото 9

Объемные замеры на блоке топливного газа в Курске, май 2003 года.

Фото 10

Объемные замеры на арматуре в Ухте, июнь 2003 года.

Фото 11

Регистрация первичных данных измерительной группой

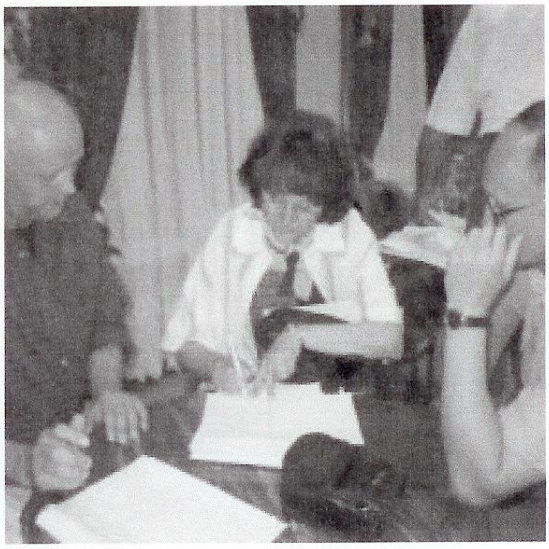


Фото 12

Проверка протоколов измерительной группой

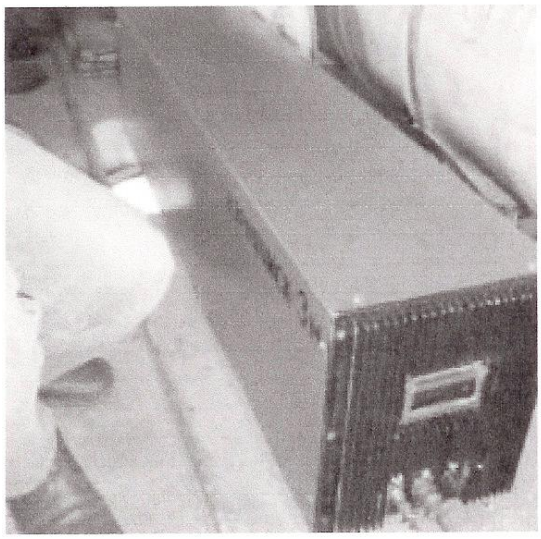


Фото 13

Лазерное устройство поиска утечек Аэрополиск-3, при помощи которого с борта вертолета регистрируются места повышенной концентрации метана.

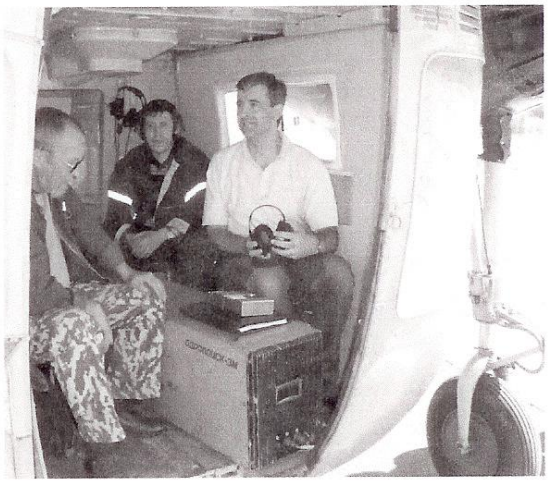


Фото 14

Лазерное устройство по поиску утечек Аэрополиск-3, установленное на борту вертолета.

Фото 15

Вид трассы газопровода с борта вертолетав момент облета трассы для измерения мест повышенной концентрации метана.

9 Документирование результатов

Представленные здесь в компактной форме измерения, расчеты и результаты документировались в полном объеме. При этом обращалось внимание на то, чтобы все данные об общем ходе исследований были документировались в форме, которая была бы понятна и при последующем ознакомлении.

Но, поскольку документация содержит большой объем производственных данных, в том числе весьма подробных, касающихся ОАО «Газпром» и оценивающихся ОАО «Газпром» как доверительные, она не может быть сделана достоянием гласности.

Имеются в наличие следующие документационные отчеты:

Отчет 1: Документация измерений

Отчет 2: Документация измерительной техники и обеспечения качества измерений

Отчет 3: Документация необработанных данных

Отчет 4: Статистическая оценка данных измерений

Отчет 5: Документация производственных данных и данных об имеющемся в наличии оборудовании

Отчет 6: Методика экстраполяции и «метод Монте-Карло»

Отчет 7: Концепция обеспечения качества и карманный справочник по проекту

Отчет 8: Описание «модели Монте-Карло» для анализа неуверенности в правильности полученных результатов

Таблица 8: Показатели для экстраполяции эмиссий

Коэффициенты полезного действия		
Газовые турбины	%	24 - 28
Электроагрегаты	%	88 - 92
Коэффициенты эмиссий при получении электроэнергии (российская сеть электроснабжения согласно Gemis)		
CO_2	г/кВт-час	626,8
CH_4	г/кВт-час	4,761
N_2O	г/кВт-час	0,027
Показатели для российского природного газа		
Энергоемкость при 0°C (нижняя граница теплотворной способности)	кВт-час/м^3	10,01
Нормативная плотность при 0°C	кг/ м^3	0,73

CO_2-эквиваленты		
CH_4 (метан)	кг CO_2-экв./кг	21
N_2O (закис азота)	кг CO_2-экв./кг	310

Источники: Вуппертальский институт, 2002 г.; ООО ВНИИГаз/ ОАО Газпром, 2004 г.; Gemis 2004 г.

10 Список использованной литературы

Altfeld, K. (2000): Report of Study Group 8.1 – Methane Emissions Caused by the Gas Industry World-Wide. 21st World Gas Conference – June 6-9, 2000, Nice, France.

Дедешко (ОАО Газпром) (2001 г.): Комплексная диагностика и ремонт газопроводов как основа повышения надежности российской комплексной - 11. Международная рабочая встреча «Диагностика – 2001», Тунис, апрель 2001 г. Доклады ОАО Газпром и дочернего предприятия ОАО Газпром ОАО Оргэнергогаз на пленарном заседании. Том 1, с. 9-20, Москва, 2001 г.

Дедиков (1999 г.): Дедиков Ю.В. и др.: Оценка выбросов метана при производстве природного газа и его транспортировке в России. Атмосферная среда, 1999 г.

DGMK (1992): Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdgas, Erdöl, Kohle ee. V. (DGMK), Ansatzpunkte und Potenziale zur Minderung des Treibhauseffektes aus Sicht der fossilen Energieträger, Forschungsbericht 448-2, DGMK, Hamburg, 1992

Ewers, J. und Renzenbrink, W. (2002): Braunkohle – Jahresübersicht, BWK (54), Heft Nr. 4, 2002, S.48ff

Fichtner (2001): Ganzheitliche Energie- und Emissionsbilanzierung von Heizsystemen, Medien Vertriebs- und Verlagsgesellschaft mbH, Düsseldorf, 2001

Fritsche; Matthes (2001): Stellungsnahme zu Ergebnissen der Studie „Ganzheitliche Energie- und Emissionsbilanzierung von Heizsystemen“. Öko-Institut (Institut für angewandte Ökologie e.V.), Freiburg/Darmstadt/Berlin

Fritsche, Uwe R. (2003): Energiebilanzen und Treibhausgas-Emissionen für fossile Brennstoffketten und Stromerzeugungsprozesse in Deutschland für die Jahre 2000 und 2020; Bericht für den Rat für Nachhaltige Entwicklung; Öko-Institut (Institut für angewandte Ökologie e.V.), Darmstadt

Газпром/ВНИИГаз (2004 г.): Техническая памятка. К вопросу о производственно-технических данных в рамках проекта Б8 «Определение эмиссийметана». За подписью заместителя начальника департамента транспорта, подземного хранения и использования газа ОАО Газпром, В.М. Дедешко 3.6.2004-06-09. Доверительные, неопубликованные данные.

Газпром/ВНИИГаз/Ругаз/ВИ[38]/ИМП[39] (2003 a.): Технический отчет о результатах исследований и измерений эмиссий метана на компрессорной станции Давыдовская/ Моршанское ЛПУ с 13.05 по 16.05.2003 г. Отчет для внутреннего пользования.

Газпром/ВНИИГаз/ВИ/ИМП (2003 b): Технический отчет о результатах исследований и измерений эмиссий метана в компрессорном цехе компрессорной станции Курская и на участке газопровода «Уренгой-Помары-Ужгород» с 18.05 по 21.05.2003. Отчет для внутреннего пользования.

Газпром/ВНИИГаз/ВИ/ИМП (2003 c): Технический отчет о результатах исследований и измерений эмиссий метана на компрессорной станции № 10 Ухтинская и на трассе газопровода ЛПУ Сосногорское, ООО Севергазпром, с 03.06 по 05.06.2003 г. Отчет для внутреннего пользования.

[38] Вуппертальский институт
[39] Институт Макса Планка

Газпром/ВНИИГаз/ВИ/ИМП (2003 d): Технический отчет о результатах исследований и измерений эмиссий метана в компрессорном цехе компрессорной станции № 15 Нюксенская в Нюксенском ЛПУ и на трассе газопровода в Нюксеницком ЛПУ ООО Севергазпром с 07.06 по 11.06.2003 г. Отчет для внутреннего пользования.

GEMIS (1994, 1998 und 2002): Öko Institut, Gesamt Emissionsmodell Integrierter Systeme, Version 2.1 bis Version 4.13, Darmstadt, 1994-2002

Greenpeace (2000): Russland: Öl- und Gaslecks abdichten – Atomkraftwerke abschalten! Ein Bericht von Greenpeace, Oganes Targulian, Greenpeace Russland, Dr. Helmut Hirsch, wissenschaftlicher Berater, 2000

GRI/US EPA (1996): Methane Emissions from the natural Gas industry. GRI/US EPA, Report No. EPA-600/R-96-080.

IPCC (1995): IPCC/Second Assessment. Report (SAR). “Climate Change 1995”. Cambridge University Press, UK

IPCC (Hg.) [Intergovernmental Panel on Climate Change] (1996): IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventories: Workbook, New York

IPCC (2000): IPCC-Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Inventories.

Иванцов, О.М. (Роснефтегазстрой): Оценка безопасности магистральных газо-проводов». «Газовая промышленность», № 11, 2000.

Иванцов, О.М. (Роснефтегазстрой), Мирошниченко, Б.И. (Спецнефтегаз), Палей, Л.А. (Внешнеторговое Объединение Линкон): Новые технологии ремонта трубопроводов. Безопасность энергоснабжения.

Kaesler/Ramm/Jansen (1997): Bericht über die Messkampagnen an Leitungen der Wolgotransgaz. Unveröffentlichter Bericht. Dorsten.

Крылов (2001 г.): Оценки эмиссий CO2 и метана в атмосферу при производстве электроэнергии на работающих на газе тепловых электро-станциях в России («Добыча газа – расход газа на тепловых электростанциях»), Международный центр безопасности окружающей среды Министерства атомной энергии Российской Федерации, Москва.

Lechtenböhmer, S., Fischedick, M., Dienst, C. u. Hanke, T. (2003): GHG-emissions of the natural gas life cycle compared to other fossil fuels (in Europe). In: 3rd International Methane & Nitrous Oxide Mitigation Conference, Beijing, China November 17th-21th 2003. - Beijing, 2003, S. 790-798.

Matthes (1993): Erdgas und Braunkohle – Diskussionsstand zu den Treibhausgas-Emissionen in der Prozesskette. Kurzgutachten im Auftrag der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umweltschutz Berlin.

Popov (2001): Estimating Methane Emissions From the Russian Natural Gas Sector. Advanced international Studies Unit, Pacific Northwest national Laboratory operated by Batelle. Prepared with support from the U.S. Departement of Energy. PNNL-1342.

Rabchuk et al., (1991); A study of methane leakage in the soviet natural gas supply system, Prepared for Battelle Pacific Northwest Laboratory, Siberian Energy Institute, Irkutsk 1991.

Ramm (1997): Abschätzung der Emissionen im Transportsystem der RAO Gazprom. – Messkampagne auf den Verdichterstationen Kazym und Oberkazym der Tjumentransgaz. – Unveröffentlichter Bericht. Dorsten.

Ruhrgas AG (1998): Abschätzung der Methanfreisetzung bei der Gasförderung der RAO Gazprom in Westsibirien. – Messkampagne auf den Gasförder- und Aufbereitungsanlagen der „Jamburggazdabuitscha“. Unveröffentlichter Bericht. Dorsten.

Umweltbundesamt (2003): Emissionsfaktoren (EF) für CO_2 in Deutschland. www.umweltdaten.de/luft/emissionen/ bericht/aktuelle-daten/schadstoffe/co2/CO2_0401.pdf

US EPA/Gazprom (1996): Methane Leak Measurement at Selected Natural Gas Pipeline Compressor Stations in Russia. – Draft-Version.

Venugopal, S. (2003): Potential Methane Emissions Reductions and Carbon Offset Opportunities in Russia, In: 3rd International Methane & Nitrous Oxide Mitigation Conference, Beijing, China November 17th-21th 2003. - Beijing, 2003, S. 906-913.

Wuppertal Institut (2003): Klimarelevanz von Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern - Endbericht Phase I. Studie im Auftrag der Ruhrgas AG. Unveröffentlichter Bericht.

Zittel, W. (1997): Untersuchung zum Kenntnisstand über Methanemissionen beim Export von Erdgas aus Russland nach Deutschland, Endbericht, Ludwig Bölkow Systemtechnik, Ottobrunn, 1997.