На правах рукописи

Уварова Нина Евгеньевна

АТМОСФЕРНАЯ ЭМИССИЯ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ОТ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА РОССИИ

Специальность 25.00.36 – «Геоэкология»

АВТОРЕФЕРАТ

Диссертации на соискание ученой степени

кандидата географических наук

Москва – 2012

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном учреждении «Институт глобального климата и экологии Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды и Российской академии наук»

Научный руководитель: кандидат географических наук
Парамонов Сергей Геннадьевич

Официальные оппоненты: доктор географических наук
Анисимов Олег Александрович

кандидат географических наук
Громов Сергей Аркадьевич

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное учреждение «Институт географии Российской академии наук»

Защита состоится «____» _____ 2012 г. в ____часов на заседании Диссертационного совета Д 002.049.01 в ФГБУ «ИГКЭ Росгидромета и РАН» по адресу
107258 Москва ул. Глебовская, 20-б

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБУ «ИГКЭ Росгидромета и РАН»

Автореферат разослан «31» октября 2012 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
доктор географических наук, профессор Черногаева Г.М.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ

Согласно выводам Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК), основной причиной изменения климата является увеличение глобальной средней температуры воздуха, вызванное ростом атмосферных концентраций парниковых газов в результате хозяйственно-экономической деятельности. Смягчение негативного антропогенного воздействия на климат может быть достигнуто благодаря ограничению выбросов парниковых газов в атмосферу. Разведка, добыча, подготовка, транспортировка и хранение углеводородного сырья сопровождаются значительными выбросами в атмосферу метана (CH_4), диоксида углерода (CO_2) и оксида диазота (N_2O), являющихся основными парниковыми газами (IPCC, 1997; IPCC, 2000; Climate change, 2007; IPCC, 2007).

Повышение качества количественных оценок выбросов основных парниковых газов от антропогенных источников будет способствовать разработке действенных мер ограничения негативного воздействия на климат. Энергетический сектор России вносит наибольший по абсолютной величине вклад в суммарные выбросы парниковых газов (83%), из которых 20 % составляют выбросы от нефтегазовой отрасли. Нефтегазовая отрасль России относится к числу наиболее крупных в мире, занимая первое место по добыче углеводородного сырья. На долю углеводородного сырья приходится около двух третей потребления первичных энергоресурсов, обеспечивая основу энергоснабжения страны (Назаров с соавт., 2002; Израэль с соавт., 2005; НДК, 2011; Уварова, 2011).

Углеводородное сырье, добываемое в России, характеризуется различным химическим составом, а производственные объекты отрасли работают в разных географических условиях, нашло отражение в неравнозначном их воздействии на геосферу (Конторович, 1967; Поконова, 2003; Корзун с соавт., 2004; Рябов, 2009). Поэтому комплексная оценка выбросов парниковых газов от нефтегазового сектора с учетом особенностей территориально-географического размещения отдельных объектов отрасли представляется актуальной задачей. В свете принятых Российской Федерацией обязательств по сокращению выбросов

парниковых газов на период до 2020 года уточнение данных о выбросах позволит также установить вклад отдельных источников и определить оптимальные решения по ограничению или сокращению эмиссии.

ЦЕЛЬ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ заключалась в оценке атмосферной эмиссии парниковых газов от нефтегазовой отрасли России с учетом территориально-географического положения отдельных ее объектов. Для достижения цели были поставлены и решены следующие научные и практические задачи:

- сформировать базу данных о территориально-хозяйственной деятельности нефтегазовой отрасли;
- адаптировать методологию оценки эмиссии парниковых газов от отдельных операций с нефтью и природным газом в России;
- получить национальные коэффициенты эмиссии и другую параметрическую информацию, необходимые для расчета выбросов парниковых газов при разведке, добыче, подготовке, транспорте и хранении нефти и природного газа в России;
- выполнить расчет выбросов парниковых газов от операций с нефтью и природным газом в Российской Федерации и установить источники с максимальным объемом выбросов;
- рассмотреть возможность снижения выбросов отрасли.

НА ЗАЩИТУ ВЫНОСЯТСЯ СЛЕДУЮЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ:

- адаптированные автором методологии расчета выбросов парниковых газов для отдельных операций с нефтью и природным газом с учетом территориально-географического положения объектов отрасли, согласующиеся с международным порядком расчета выбросов;
- величины национальных коэффициентов эмиссии и другие параметры, полученные автором отдельных операций с нефтью и природным газом;
- величины выбросов за период с 1990-2010 гг., полученные на основе расчета по адаптированным методикам с использованием национальных параметров.

НАУЧНАЯ НОВИЗНА диссертации состоит в том, что:

- разработана методика комплексной оценки эмиссии парниковых газов, адаптированная к условиям России для нефтяного и газового секторов;
- получены национальные коэффициенты и параметры для расчета эмиссии парниковых газов, учитывающие особенности нефтегазовой отрасли России, обусловленные территориально-географическим положением отдельных ее объектов;
- выполнена комплексная оценка выбросов парниковых газов от операций с нефтью и природным газом.

Все перечисленные работы в Российской Федерации выполнены впервые.

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ И ВНЕДРЕНИЕ

Исследования выполнены в рамках НИР и ОКР Росгидромета «Оценка антропогенных выбросов и абсорбции на территории РФ парниковых газов, подпадающих под действие Рамочной конвенции ООН об изменении климата (РКИК ООН) и Киотского протокола к ней». Полученные результаты были использованы при подготовке Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, представляемого в органы РКИК ООН и Киотского протокола в качестве отчета о выполнении принятых международных обязательств. Результаты работы могут быть также использованы при разработке стратегии снижения негативного влияния нефтегазовой отрасли на выбросы парниковых газов и подготовке корпоративных кадастров парниковых газов.

АПРОБАЦИЯ РАБОТЫ. Материалы работы доложены на конференции молодых ученых, посвященной 100-летию со дня рождения академика Е. К. Федорова (Россия, Москва, 2009 г.), Международном форуме «Попутный нефтяной газ: возможности достижения 95% использования» (Россия, Москва, 2010 г.), Третьем Международном семинаре по неопределенности в национальных кадастрах парниковых газов (Украина, Львов, 2010 г.), Третьей Международной конференции «НЕФТЕГАЗ-ИНТЕХЭКО-2010» (Россия,

Москва, 2010 г.), Пятой Сибирской международной конференции молодых ученых по наукам о Земле (Россия, Новосибирск, 2010 г.), Шестом международном симпозиуме «Другие парниковые газы кроме CO_2: вопросы науки, политики и интеграции» (Нидерланды, Амстредам, 2011 г.), Второй Международной конференции «Экологическая безопасность в газовой промышленности» (Россия, Москва, 2011 г.), Пятой всероссийской конференции молодых ученых «Материаловедение, технологии и экология в третьем тысячелетии» (Россия, Томск, 2012 г.).

ЛИЧНЫЙ ВКЛАД АВТОРА. Автором диссертации адаптирована методология МГЭИК для оценки выбросов парниковых газов от нефтедобычи и разработаны национальные коэффициенты эмиссии парниковых газов при транспортировке и хранении природного газа с учетом технологий нефтегазовой отрасли и особенностей добываемого в разных регионах России углеводородного сырья. Выполнены оценка и анализ эмиссии парниковых газов от нефтяного и газового секторов Российской Федерации с 1990 по 2010 гг и определены источники с наибольшим объемом выбросов.

ПУБЛИКАЦИИ. Основные результаты по теме диссертации и использованные методические подходы опубликованы в 9 научных работах. Из опубликованных работ – 2 в рекомендованных ВАК научных журналах и изданиях. В печати находится 1 работа.

СТРУКТУРА И ОБЪЕМ РАБОТЫ. Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы и 3 приложений. При написании диссертации был использован 161 литературный источник, из которых 21 иностранный.

СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Глава 1. Эколого-географические особенности нефтегазового сектора России

Нефть, природный и попутный нефтяной газы, газовый конденсат, занимают особое место в современном мире, так как составляют основу мировой энергетики. Углеводородное сырье, извлекается из недр и представляет собой смесь соединений, молекулы которых, главным образом, состоят из атомов углерода и водорода, которые определяют его топливные характеристики и потенциал промышленного использования (Хайн, 2008; Рябов, 2009).

Исходя из структуры мирового потребления топливно-энергетических ресурсов, суммарная доля углеводородов в топливно-энергетическом балансе крупных нефтегазодобывающих стран составляет 60 — 70%, и согласно прогнозам, будет оставаться на уровне не ниже 54% в ближайшие десятилетия. Соответственно, интенсивность и объемы валовой добычи углеводородов изменится незначительно (Габриэлянц, 1979; Высоцкий, 1990; Каламкаров, 2005). Нефтегазовая отрасль является ведущей в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) Российской Федерации и определяет экономический потенциал и стабильность страны.

С 1970 по 2010 гг. вклад России в мировую добычу углеводородного сырья в среднем составил 12,7% нефти (включая газовый конденсат) и 22,6% природного газа. Занимая выгодное геополитическое положение относительно рынков сбыта, наша страна входит в число ведущих экспортеров углеводородного сырья, обеспечивая 12% мировой торговли нефтью и 25% природным газом. Около трети нефти и половина природного газа, ежегодно добываемых в России, идут на внутренне потребление (Судо с соавт., 2008).

Добываемое углеводородное сырье существенно различается по своим физико-химическим свойствам, на основе которых в России и сопредельных странах выделено 25 нефтегазоносных и перспективно нефтегазоносных мегапровинций, провинций и субпровинций, которые представлены на рисунке 1 (Тер-Саркисов, 1999; Каламкаров, 2005).

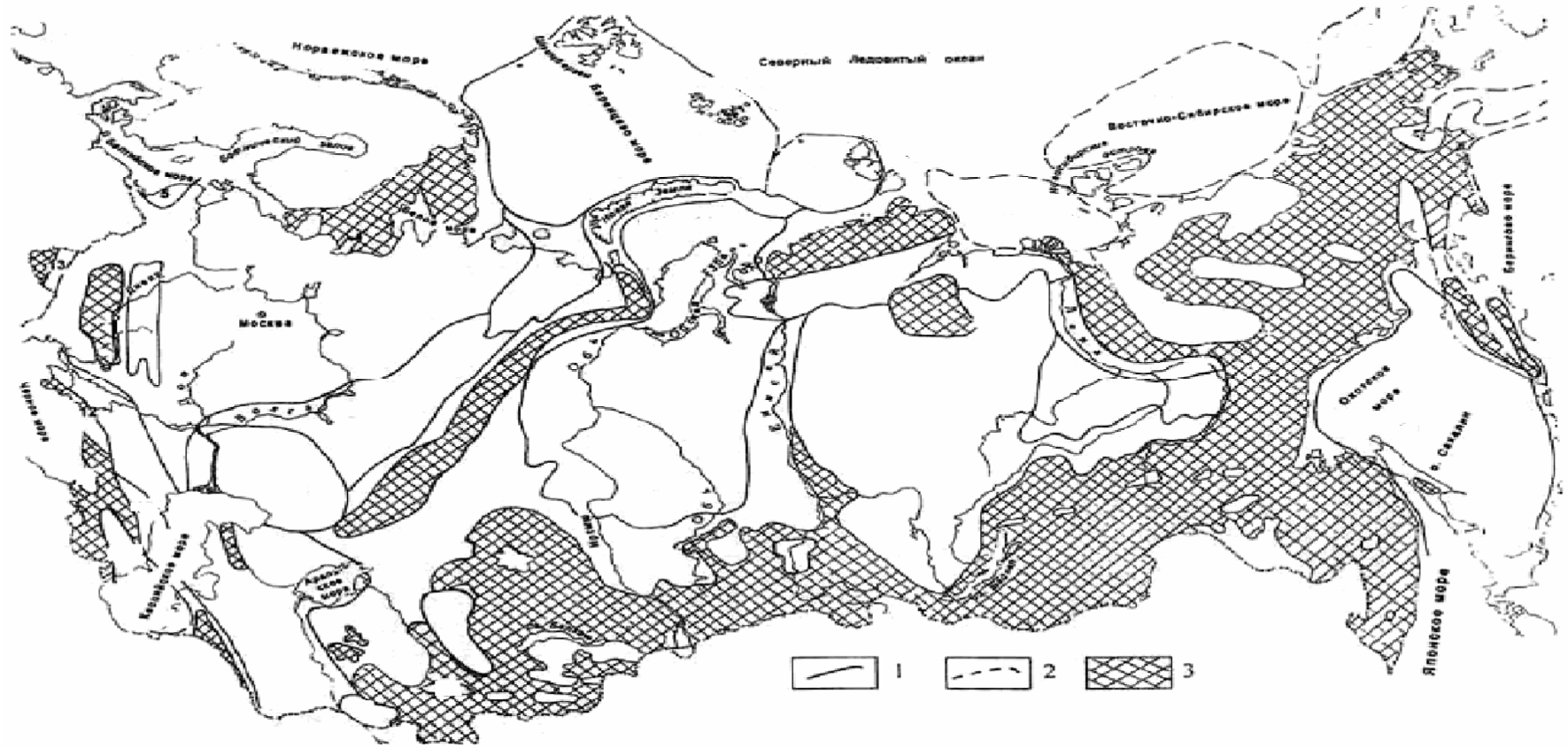


Рисунок 1. Схема нефтегазогеологического районирования территории России и сопредельных стран по состоянию изученности на начало 2002 г. (Тер-Саркисов, 1999; Каламкаров, 2005). Границы: 1 — нефтегазоносных провинций; 2 — перспективных нефтегазоносных провинций; 3 — территории выходов на поверхность и неглубокого залегания кристаллических и метаморфических пород.

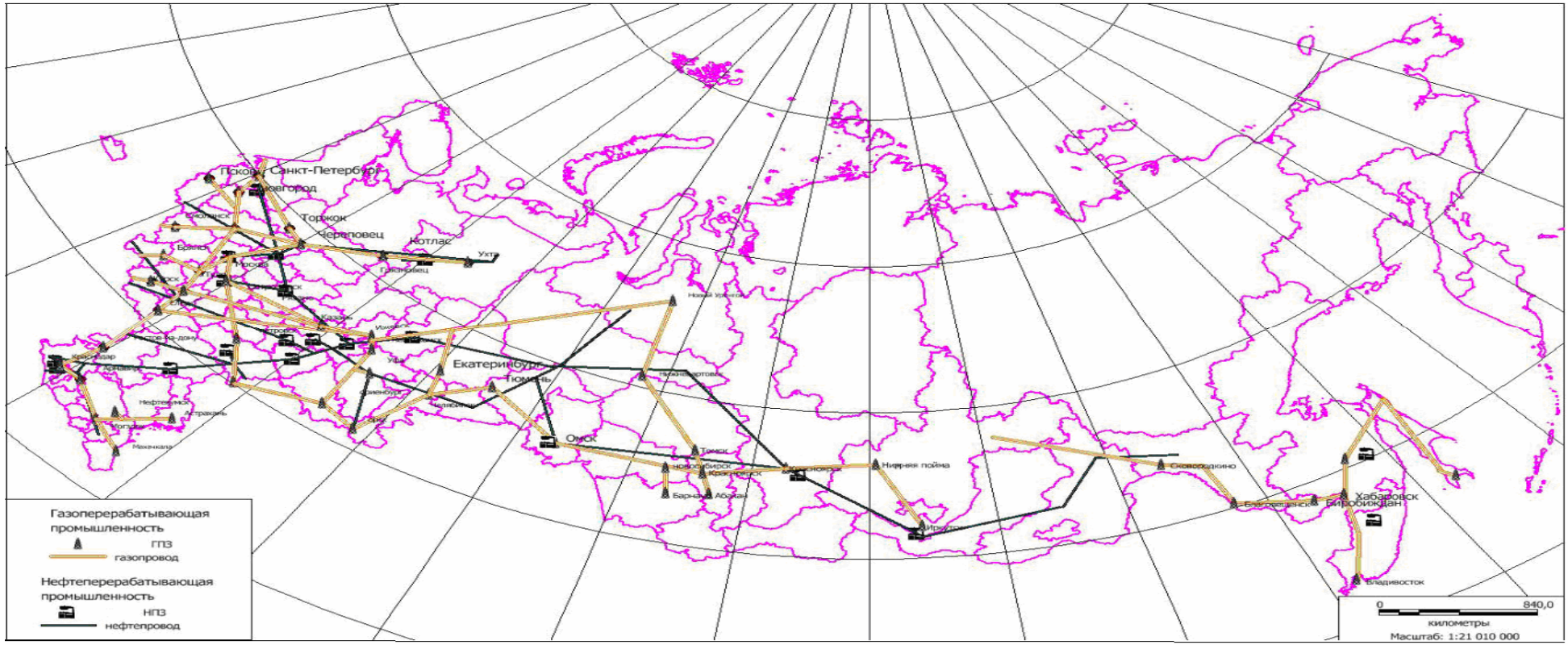


Рисунок 2. Система транспорта углеводородов по территории страны к предприятиям переработки и на экспорт[1].

[1] http://www.gazprom.ru/about/production/transportation/ , http://www.transneft.ru/files/2011-09/IeiRhlPmrOC53kc.jpg

Западно-Сибирская из всех разрабатываемых нефтегазоносных провинций является наиболее значимой: на ее долю приходится в среднем 65% и 83% нефти и природного газа, соответственно, добываемых в стране (Коржубаев с соавт., 2007). Наряду с Западной Сибирью в промышленной добыче углеводородов важную роль играет и европейская часть России: Волго-Уральская, Прикаспийская, Тимано-Печорская и Туранская нефтегазоносные провинции (Габриэлянц, 1979; Высоцкий с соавт., 1990).

Географическая удаленность мест добычи углеводородов в стране от регионов их переработки и потребления, а также границ страны в случае поставок сырья на экспорт требует создания развитой транспортной инфраструктуры. Поэтому сейчас Российская Федерация обладает крупнейшей в мире системой транспортировки углеводородов.

Основные потоки углеводородного сырья из регионов добычи направляются через европейскую часть страны на запад, где расположено большинство мощностей по переработке углеводородного сырья, а также находятся основные рынки сбыта (рисунок 2). Таким образом, нефтегазовая отрасль представлена во всех регионах России, а сфера ее деятельности охватывает почти всю территорию страны.

В результате операций с углеводородным сырьем объекты нефтегазового комплекса оказывают серьезное воздействие на геосферу, включая, в том числе, в результате выбросов в атмосферу содержащихся в нефти и природном газе газообразных и парообразных компонентов, а также продуктов их сгорания. В составе атмосферных выбросов нефтегазового комплекса присутствуют парниковые газы метан, диоксид углерода, оксид диазота, подлежащие учету и количественному ограничению согласно положениям РКИК ООН и Киотского протокола. Учитывая масштабы добычи углеводородного сырья и перспективы развития нефтегазовой отрасли России, выбросы парниковых газов от операций с нефтью и природным газом могут быть значительными (Седых, 1993; Алексеев с соавт., 1994; Climate change, 1995; Изменение климата, 2003; Бухгалтер с соавт., 2007).

Оценка эмиссии парниковых газов в нефтегазовом секторе должна быть комплексной и включать все технологические операции, начиная со вскрытия продуктивного пласта (разведки) и заканчивая поступлением углеводородов на перерабатывающие предприятия и к конечному потребителю. В диссертационной работе рассмотрены выбросы парниковых газов от разведки, добычи, подготовки, транспорта и хранения углеводородного сырья, а также при его потерях в результате его сжигания на факельных установках в процессе разведки, добычи (рисунок 3).

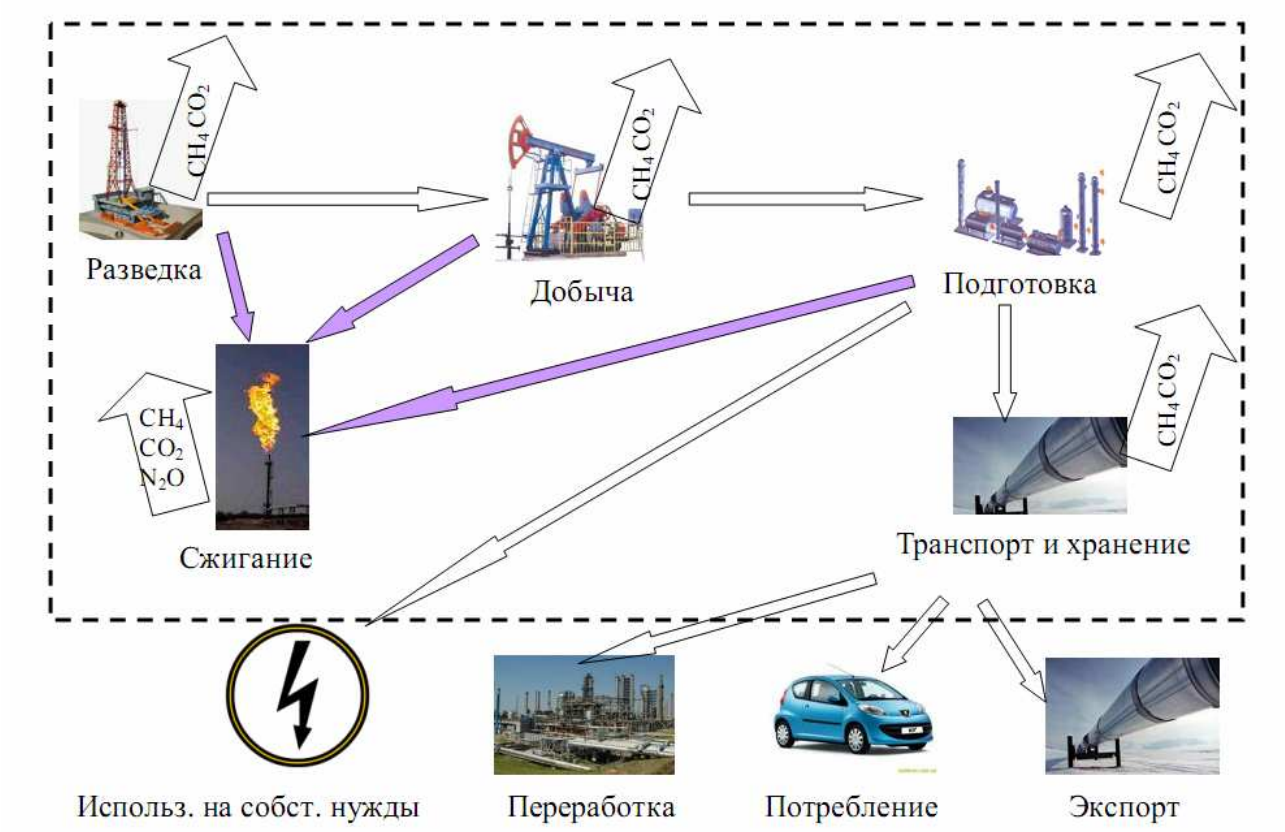


Рисунок 3. Источники парниковых газов нефтегазовой отрасли. ⇨ – целевой поток, ➡ - нецелевой поток; ------ - объекты диссертации, ⇧ - выбросы парниковых газов в атмосферу.

При **разведке** основными операциями являются бурение скважин и их опробование, при которых возможна эмиссия парниковых газов в очень незначительных количествах (Басарыгин с соавт., 2002; Хаустов с соавт., 2006; Хайн, 2008).

Эксплуатация месторождения включает **добычу** и **подготовку** углеводородного сырья. На стадии добычи извлекаемые из продуктивных скважин углеводороды направляются на установки комплексной подготовки для очистки и отделения попутных фракций (при добыче нефти - попутный нефтяной газ, при добыче природного газа – жидкая фракция, газовый конденсат). При осуществлении этих операций источниками эмиссии парниковых газов в атмосферу происходят из-за неплотности в оборудовании (утечки), а также продувок и стравливания газообразного углеводородного сырья, предусмотренные технологией. Часть газообразного углеводородного сырья (природный и попутный газ) при разведке, добыче и его подготовке, которое не может быть использовано, **сжигается** на факельных установках, в результате чего в атмосферу поступают парниковые газы в составе, как продуктов сгорания (диоксид углерода и оксид диазота), так и несгоревших компонентов (метан) (Элияшевский, 1986; Лысенко, 1993).

Прошедшие подготовку нефть и природный газ поступают в магистральную трубопроводную систему для их последующей переработки, потребления внутри страны и экспорта за рубеж. Эмиссия парниковых газов при **транспортировке** складывается, соответственно, из эмиссии на линейной части трубопровода и компрессорных (или насосных) станциях. Газообразные потери могут происходить при технологических продувках (в том числе при ремонтных работах) и утечках, а также аварийных ситуациях. В виду большой протяженности российской газотранспортной системы и значительных объемов прокачки углеводородов, трубопроводный транспорт, несмотря на высокую надежность системы, является источником существенной эмиссии парниковых газов, который нуждается в достоверной оценке (Алиев с соавт., 1987; Dedikov et al, 1999; Пыстина с соавт., 2004).

Хранение природного газа осуществляется в подземных газохранилищах (ПХГ), в качестве которых используются геологические структуры, исключающие потери газа. Основная эмиссия от хранения происходит при закачке или отборе газа из ПХГ. Следует отметить, что содержание газообразных компонентов в подготовленной нефти невелико. Поэтому при ее транспортировке

и хранении эмиссия может быть незначительной (Афанасьев с соавт., 1980; Алиев с соавт., 1987; Гриценко с соавт, 1997).

Таким образом, применяемые в нефтегазовой отрасли технологические процессы при разведке, добыче, подготовке, транспорте и хранении сопровождаются эмиссией в атмосферу парниковых газов. При этом операции по добыче, подготовке нефти, ввиду больших объемов сжигаемого попутного нефтяного газа, а также транспорт природного газа можно отнести к источникам с наибольшим вкладом в суммарный выброс по отрасли (ключевым), которым должно быть уделено первоочередное внимание при учете эмиссии парниковых газов от нефтегазовой отрасли.

Глава 2. Методологические основы оценки выбросов парниковых газов от нефтегазовой отрасли

В рамках принятых международных обязательств по РКИК ООН и Киотскому протоколу на ежегодной основе производится оценка антропогенных выбросов по методологии, разработанной МГЭИК. Методология едина для всех стран, что обеспечивает ее универсальность в применении и возможность сопоставления количественных оценок разных стран (IPCC, 1997; IPCC, 2000; IPCC, 2006).

Методология МГЭИК предусматривает базовый и альтернативный подходы к оценке выбросов парниковых газов от нефтегазового сектора. Согласно базовому подходу эмиссия парникового газа (CO_2, CH_4 или N_2O) от категории источников (сегмента отрасли) определяется как произведение соответствующих данных о деятельности и коэффициента эмиссии. Коэффициент эмиссии представляет собой среднюю величину эмиссии рассматриваемого парникового газа для данного источника, соотнесенную с единицей деятельности.[2] В свою очередь, эмиссия парникового газа (CO_2, CH_4 или N_2O) от нефтегазовой отрасли в целом вычисляется как сумма выбросов по всем категориям источников, подлежащих оценке. Расчет эмиссии возможен с различной степенью детализации в зависимости от исходных данных. Для выполнения расчетов необходимо наличие данных об отдельных операциях с

[2] http://unfccc.int/ghg_data/online_help/definitions/items/3817.php

нефтью и газом, являющихся источниками парниковых газов, и национальные коэффициенты эмиссии, наиболее точно отражающие газообразные потери CO_2, CH_4 и N_2O. Вполне естественно, что наиболее точно отразить специфику производственной деятельности могут только национальные коэффициенты. Однако, как правило, их получение затруднено вследствие необходимости проведения специальных дорогостоящих исследований или обширных программ непосредственных измерений. В случае отсутствия национальных коэффициентов эмиссии МГЭИК предлагаются коэффициенты, разработанные на основе среднемировых данных о деятельности нефтегазового сектора.

Надо признать, что использование коэффициентов МГЭИК приводит к снижению точности оценок и искажению вкладов отдельных источников. Альтернативный подход МГЭИК для оценки выбросов парниковых газов основан на расчете выбросов парниковых газов в зависимости от специфики объекта добычи углеводородов. Подход включает 4 уравнения (IPCC, 2006):

$$E_{\text{газ, доб. нефти, удаление}} = GOR \bullet Q_{\text{нефть}} \bullet (1-CE) \bullet (1-X_{\text{сож. в факелах}}) \bullet M_{\text{газ}} \bullet y_{\text{газ}} \bullet 42.3 \bullet 10^{-6} \quad (1)$$

$$E_{CH_4\text{, доб. нефти, сжиг. в факелах}} = GOR \bullet Q_{\text{нефть}} \bullet (1-CE) \bullet X_{\text{сож в факелах}} \bullet (1-FE) \bullet M_{CH_4} \bullet y_{CH_4} \bullet 42.3 \bullet 10^{-6} \quad (2)$$

$$E_{CO_2\text{ доб. нефти, сжиг. в факелах}} = GOR \bullet Q_{\text{нефть}} \bullet (1-CE) \bullet X_{\text{сож. в факелах}} \bullet (1-FE) \bullet M_{CO_2} \bullet \left[y_{CO_2} + (Nc_{CH_4} \bullet y_{CH_4} + Nc_{НМЛОС} \bullet y_{\text{НМЛОС}} \bullet (1-X_{сажа}) \right] \bullet 42.3 \bullet 10^{-6} \quad (3)$$

$$E_{N_2O\text{, доб. нефти, сж. в факелах}} = GOR \bullet Q_{\text{нефть}} \bullet (1-CE) \bullet X_{\text{сож. в факелах}} \bullet EF_{N_2O} \quad (4)$$

Где: $E_{i\ \text{доб. нефти, удаление}}$ - прямое количество парникового газа i, высвободившегося при продувке скважин и оборудования на объектах нефтедобычи, Гг; $E_{i\ \text{доб. нефти, сж. в факелах}}$ - прямое количество парникового газа i, высвободившегося при сжигании в факелах на объектах нефтедобычи, Гг; GOR – величина газового фактора при 15°С и 101,325 кПа, м^3/м^3; $Q_{\text{нефть}}$ - общая годовая добыча нефти, 10^{3}м^3/год; $M_{газ}$ – молекулярная масса рассчитываемого парникового газа, г/моль; N_{Ci} – число молей углерода на моль соединения; $y_{газ}$ – мольная или объемная доля компонентов попутного нефтяного в смеси газа; CE – доля использования попутного нефтяного газа; $X_{\text{сож. в факелах}}$ – доля

неиспользуемого попутного нефтяного газа, сжигаемого в факелах; *FE* – степень сгорания попутного нефтяного газа в факелах; $X_{сажа}$ – доля углерода компонентов попутного нефтяного газа, исключая CO_2, которая при горении превращается в сажу; EF_{N2O} – коэффициент эмиссии N_2O при сжигании в факелах попутного нефтяного газа, Гг/10^3м^3; $42{,}3 \cdot 10^{-6}$ – число моль в 1 м^3 газа при 15°С и 101,325 кПа (величина, обратная молярному объему газа), кмоль/м^3.

Метод расчета основан на балансе массы, который широко применяется не только для антропогенных, но и для биогенных систем (IPCC, 2000; IPCC 2006; Сафонов с соавт., 2012). Этот метод расчета в первую очередь предназначен для применения к тем нефтяным системам, в которых большая часть добываемого нефтяного газа и растворенного в нефти природного газа отводится или сжигается на факельных установках, что соответствует применяемым в России технологиям нефтедобычи (IPCC, 2000).

Для повышения качества оценок выбросов парниковых газов от отрасли автором были получены национальные коэффициенты эмиссии, а также доработан альтернативный подход для категорий источников с наибольшим вкладом.

Глава 3. Формирование базы данных для расчета выбросов парниковых газов от операций с нефтью и природным газом в России

Данные о деятельности, на которых может быть основан расчет эмиссии парниковых газов от нефтегазового сектора, должны обладать достаточной степенью надежности и однородности. В условиях дефицита информации допускается использование вторичных данных, включающих, как правило, национальные статистические справочники, научную литературу и отраслевые исследования (IPCC, 2000; ОАО Газпром, 2010; Российский статистический ежегодник, 2011).

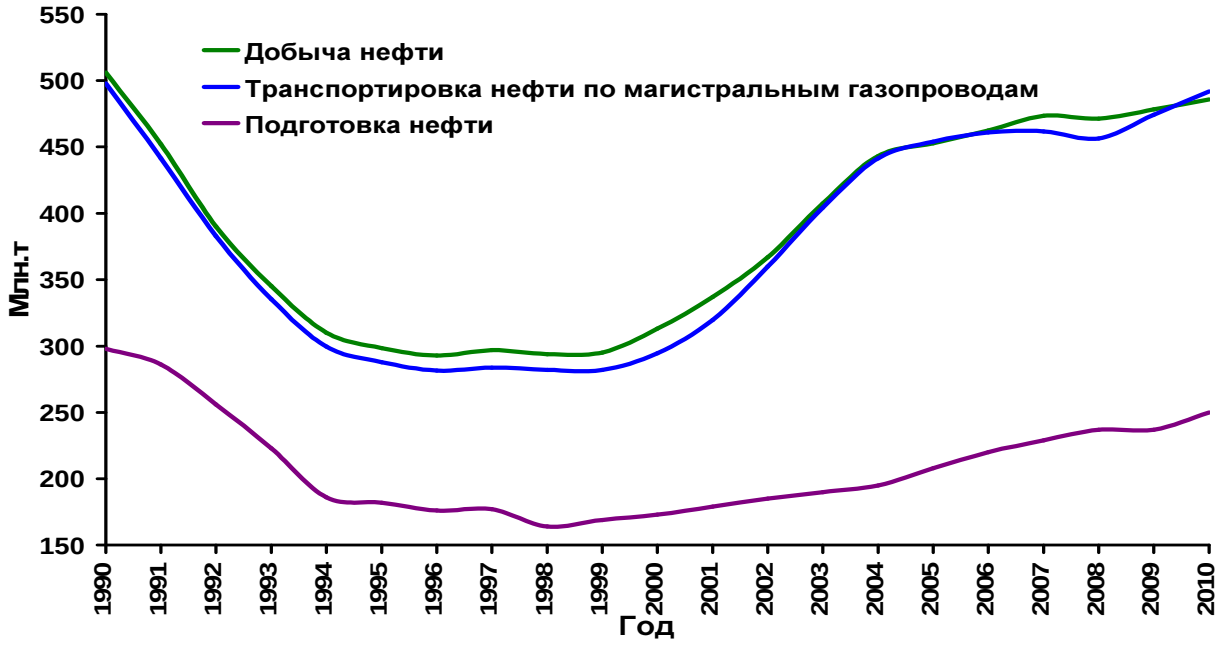
Нефтегазодобывающие компании публикуют годовые отчеты, содержащие подробные данные о деятельности, аналитическую и прогнозную информацию. Однако практически все действующие на территории страны

нефтегазодобывающие компании сформировались после 1990 года, и потому информация за 1990 год и ранее не доступна. Кроме того, для расчета эмиссии парниковых газов необходимы однородные массивы производственно-экономической деятельности, годовая же корпоративная отчетность представляет только часть отрасли страны.

Подготовленные Росстатом национальные статистические справочники содержат обширные базы данных о деятельности нефтегазовой отрасли. Система формирования статистических данных России сложилась давно, что позволяет получать информацию за несколько десятилетий в едином формате и с охватом всей территории страны в пределах ее государственных границ, как это требуется порядком представления отчетов по РКИК ООН и Киотскому протоколу. Следует отметить, что справочники Росстата представляют данные, формат которых зачастую нуждается в пересчете в соответствии с методологией МГЭИК единицы измерения. Кроме того, требуется дополнительная параметрическая информация, учитывающая специфику операций с нефтью и природным газом. Отчетность нефтегазодобывающих компаний может быть использована в качестве дополнительного источника параметрической информации, уточняющего особенности технологии отрасли и характеристики добываемого углеводородного сырья. Учитывая вышесказанное, база данных для расчета выбросов формировалась на основе данных статистической отчетности и параметрической информации отдельных компаний.

На рисунках 4-5 представлены основные показатели хозяйственно-экономической деятельности нефтегазовой отрасли страны, взятые из данных федеральной статистической отчетности (Российский статистический ежегодник, 2001; Российский статистический ежегодник, 2011).

Как видно из рисунка 4а, объемы операций с нефтью в 1994–1998 гг. были наименьшими за рассматриваемый период. Экономический рост после 1998 г. активизировал деятельность в нефтяной отрасли, но по большинству из приведенных показателей уровень 1990 года пока еще не достигнут. Сходная динамика наблюдается и для объемов добычи и сжигания в факелах попутного нефтяного газа. Однако в 2010 году объем сжигания попутного газа был на 54,3% выше, чем в 1990 году (рисунок 4б) (Уварова, 2011).



а).

б).

Рисунок 4. Показатели деятельности нефтяной отрасли России: а - добыча и транспортировка нефти по магистральным трубопроводам; б – добыча и сжигание в факелах попутного нефтяного газа (Российский статистический ежегодник, 2001; Российский статистический ежегодник, 2011).

Изменения показателей добычи природного газа с 1990 по 2010 гг. также обусловлены социально-экономическими изменениями, происходившими в

стране (рисунок 5). Тенденции к снижению объемов добычи наблюдались в период с 1991 года до конца 90-х гг. с последующим заметным ростом. Следует выделить падение добычи в 2009 г., которое обусловлено мировым экономическим кризисом.

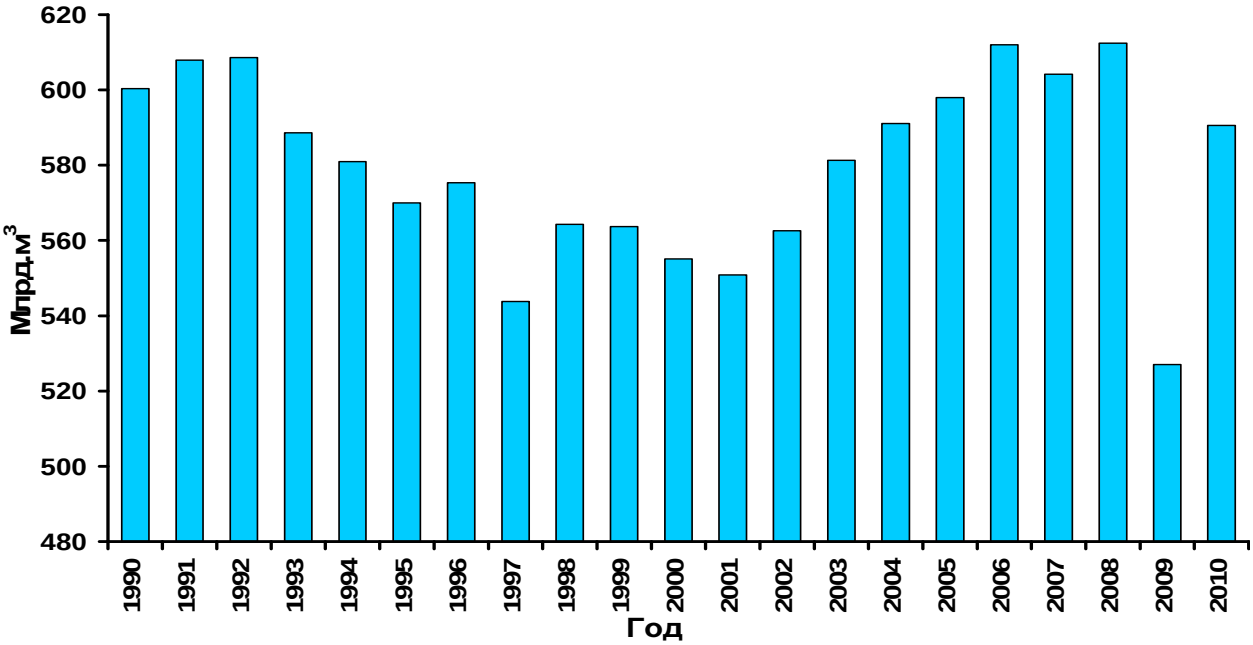


Рисунок 5. Объемы добычи природного газа в России (Российский статистический ежегодник, 2001; Российский статистический ежегодник, 2011).

Глава 4. Адаптация методологии расчета выбросов парниковых газов МГЭИК к особенностям нефтегазового комплекса России

Для уточнения оценок эмиссии от нефтегазовой отрасли категории источников с наибольшим вкладом в выбросы парниковых газов оценивались на основе национальных данных о деятельности отрасли России, для чего методология МГЭИК была адаптирована автором путем переработки базовых уравнений МГЭИК (1-4) и включения в них параметров, учитывающих региональные особенности нефтегазовой отрасли страны, в газовом секторе – получены национальные коэффициенты эмиссии.

Другие источники преимущественно оценивались по базовому подходу со среднемировыми значениями коэффициентов эмиссии (таблица 1).

Таблица 1. Перечень категорий источников эмиссии парниковых газов от нефтегазовой отрасли, включенных в расчет, и подходы к оценке эмиссии.

Категория источников выбросов		Парниковые газы	Подход к оценке эмиссии
Операции в нефтяном секторе			
Бурение, опробование и обслуживание действующих нефтяных скважин	Утечки, продувка, сжигание на факельных установках	CO_2, CH_4, N_2O	Стандартный базовый
Добыча, подготовка	Утечки, продувка, сжигание на факельных установках попутного нефтяного газа	CO_2, CH_4, N_2O	Альтернативный
Транспорт	Утечки, продувка	CO_2, CH_4	Стандартный базовый
Операции в газовом секторе			
Бурение, опробование и обслуживание действующих газовых скважин	Утечки, продувка, сжигание в факелах	CO_2, CH_4, N_2O	Стандартный базовый
Добыча, подготовка	Утечки, продувка, сжигание в факелах природного газа	CO_2, CH_4, N_2O	Стандартный базовый
Транспорт	Утечки, продувка	CO_2, CH_4	Базовый
Хранение	Утечки, продувка	CH_4	Базовый

Уточненная оценка производилась как за счет адаптации автором альтернативного подхода баланса массы к условиям России, так и за счет реализации базового подхода.

После анализа статистических данных в уравнениях баланса массы произведение $GOR \cdot Q_{нефть}$ было заменено на эквивалентное ему выражение: $\frac{Q_{нефт.газ}}{CE}$, которые физически выражает объемы попутного нефтяного газа, выделяющегося при добыче нефти. Доля сжигаемого на факельных установках попутного нефтяного газа ($X_{сож.в\ факелах}$) была также заменена на эквивалентное

выражение $\frac{Q_{сож.в\,факелах}}{\frac{Q_{нефтгаз}}{CE}\bullet(1-CE)}$, рассчитанное на основе данных Росстата об объемах добычи и сжигания попутного нефтяного газа, а также эффективности его использования. Число моль в 1 м^3 газа пересчитано на российские стандартные условия (20°С и 101,325 кПа) на основе уравнения состояния идеального газа Клайперона-Менделеева и равно 41,6•10^{-6} (Уварова с соавт., 2010). Таким образом, в результате адаптации к национальным условиям России уравнения 1–4 приняли следующий вид:

$$E_{\text{газ, доб. нефти, удаление}} = \frac{Q_{\text{нефт. газ}}}{CE} \bullet (1-CE) \bullet (1 - \frac{Q_{\text{сож. в факелах}}}{\frac{Q_{\text{нефт. газ}}}{CE} \bullet (1-CE)}) \bullet M_{\text{газ}} \bullet y_{\text{газ}} \bullet 41.6 \bullet 10^{-6} \quad (5)$$

$$E_{CH_4\text{, доб.. нефти,, сжиг. в факелах}} = \frac{Q_{\text{нефт.газ}}}{CE} \bullet (1-CE) \bullet \frac{Q_{\text{сож.в факелах}}}{\frac{Q_{\text{нефт.газ}}}{CE} \bullet (1-CE)} \bullet (1-FE) \bullet M_{CH_4} \bullet y_{CH_4} \bullet 41.6 \bullet 10^{-6} \quad (6)$$

$$E_{CO_2\text{ доб. нефти, сжиг. в факелах}} = \frac{Q_{\text{нефт. газ}}}{CE} \bullet (1-CE) \bullet \frac{Q_{\text{сож. в факелах}}}{\frac{Q_{\text{нефт. газ}}}{CE} \bullet (1-CE)} \bullet (1-FE) \bullet M_{CO_2} \bullet \left[y_{CO_2} + (Nc_{CH_4} \bullet y_{CH_4} + Nc_{НМЛОС} \bullet y_{\text{НМЛОС}}\right] \bullet 41.6 \bullet 10^{-6} \quad (7)$$

$$E_{N_2O\text{, доб. нефти, сж. в факелах}} = \frac{Q_{\text{нефт.газ}}}{CE} \bullet (1-CE) \bullet \frac{Q_{\text{сож. в факелах}}}{\frac{Q_{\text{нефт.газ}}}{CE} \bullet (1-CE)} \bullet EF_{N_2O} \quad (8)$$

Где: $E_{i\text{ доб. нефти, удаление}}$ - прямое количество парникового газа i (CH_4 и CO_2), высвободившегося при удалении на объектах нефтедобычи (утечки, технологические продувки), Гг/год; $E_{i\text{ доб. нефти, сж. в факелах}}$ - прямое количество парникового газа i (CH_4, CO_2 и N_2O), высвободившегося при сжигании в факелах на объектах нефтедобычи, Гг/год; $Q_{\text{нефт. газ}}$ – объемы фактически добытого попутного нефтяного газа, 10^{3}м^3/год; $Q_{\text{сож. в факелах}}$ – объемы сжигаемого в факельных установках попутного нефтяного газа, 10^{3}м^3/год; $M_{газ}$ – молекулярная масса рассчитываемого парникового газа (CH_4, или CO_2), г/моль; N_{Ci} – число молей углерода на моль соединения; $y_{газ}$ – мольная или объемная доля компонентов попутного нефтяного в смеси газа (CH_4, CO_2 и неметановых летучих органических соединений (НМЛОС); CE – доля

использования попутного нефтяного газа; *FE* – эффективность сгорания попутного нефтяного газа в факелах; EF_{N2O} – коэффициент эмиссии N_2O при сжигании в факелах попутного нефтяного газа, Гг/10^3м^3; $41{,}6 \cdot 10^{-6}$ – число моль в 1 м^3 газа при стандартных условиях (20°С и 101,325 кПа), кмоль/м^3.

Для учета особенностей состава были проанализированы свойства попутных нефтяных газов 17 крупных месторождений, взятых из данных литературы (Берлин с соавт., 1981; Андрейкина, 2005), и вычислен средний состав попутного нефтяного газа. На его основе получены объемные доли метана, диоксида углерода, неметановых летучих органических соединений (НМЛОС), а также число молей углерода на моль НМЛОС. Доля углерода от компонентов попутного нефтяного газа, исключая CO_2, которая при горении превращается в сажу ($X_{сажа}$) при отсутствии национальных данных принята равной нулю в качестве консервативной оценки. Это предполагает, что в процессе горения попутного нефтяного газа не происходит образования сажи, так, что весь углерод выбрасывается в атмосферу в составе компонентов продуктов горения (IPCC, 2000). Эффективность сгорания попутного нефтяного газа на факельных установках получена исходя из коэффициента недожога газа при бессажевом сжигании (НИИ «Атмосфера», 1997).

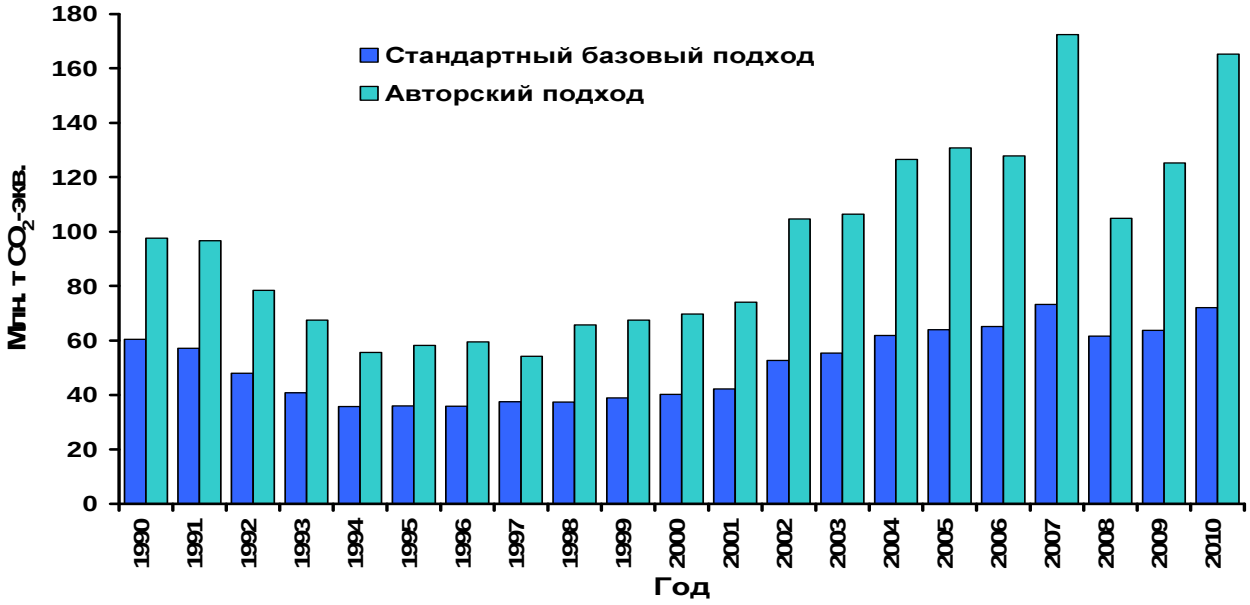
На основе данных литературы о фактических потерях природного газа при транспортировке по магистральным газопроводам, а также при закачке и отборе из ПХГ (Dedikov et al, 1999) и действующих стандартов на составы российского природного газа (ГОСТ 30319.1-96) автором получены национальные коэффициенты эмиссии (таблица 2).

Таблица 2. Национальные коэффициенты эмиссии, полученные для газового сектора России.

Категория	CH_4	CO_2	Единица измерения
Транспорт природного газа	$5{,}9 \cdot 10^{-3}$	$8{,}3 \cdot 10^{-6}$	Гг/млн.м^3
Хранение природного газа	$8{,}4 \cdot 10^{-4}$	-	Гг/млн.м^3

Глава 5. Оценка атмосферной эмиссии парниковых газов от нефтегазовой отрасли России

В работе выполнено два параллельных расчета, основанных на приведенном в главе 4 авторском подходе и подходе МГЭИК.



а).

б).

Рисунок 6. Сравнение оценок совокупной эмиссии, полученной на основе стандартного базового и авторского подходов: а - в нефтяном секторе; б - в газовом секторе.

Анализ данных показывает, что эмиссия, рассчитанная с применением национальных параметров, превышает оценки по подходу МГЭИК в 1,8 и 2,4 раза для операций с нефтью и природным газом, соответственно (рисунок 6). Совокупная эквивалентная эмиссия, полученная на основе авторского подхода в среднем за расчетный период составила 96 млн.т и 45 млн.т для операций с нефтью и природным газом, соответственно.

Временной ряд выбросов парниковых газов при расчете методом баланса массы отражает динамику операций непосредственно с попутным нефтяным газом (объемы добычи, сжигания) (рисунок 6а). Это представляется корректным, поскольку эмиссия парниковых газов в нефтяном секторе происходит именно за счет выделившегося из нефти попутного нефтяного газа. При этом также изменились вклады различных парниковых газов в совокупную эмиссию: основной рост значимости процессов сжигания при добыче, подготовке произошел за счет увеличения вклада оксида диазота, что также представляется корректным, поскольку источником данного парникового газа является процесс сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках. Поскольку объемы добычи и сжигания попутного нефтяного газа ежегодно возрастают, в нефтяном секторе наблюдается тенденция к увеличению эмиссии. Россия занимает первое место в мире по объемам сжигания попутного нефтяного газа (Книжников, 2009; Соловьянов, 2008). Так как наибольшая эмиссия парниковых газов в нефтяном секторе складывается из сжигания попутного нефтяного газа на объектах добычи, подготовки нефти, потенциал снижения эмиссии парниковых газов в нефтяном секторе лежит в области его рационального использования.

В газовом секторе оба полученных тренда эмиссии идентичны, однако вклады различных категорий источников в совокупный выброс парниковых газов от сектора несколько изменились (рисунок 6б). При расчете с применением национальных коэффициентов эмиссии увеличился выброс от транспорта относительно оценок по стандартному базовому подходу с 11 млн. т до 96 млн. т, за счет чего снизился вклад добычи и подготовки природного газа с 78% до 32%. Значение эмиссии от хранения осталось практически на том же уровне. Основной компонент выбросов парниковых газов в газовом секторе – метан. Поскольку объемы транспортировки природного газа в 1990-2010 гг. оставались практически

на одном уровне, эмиссия парниковых газов в газовом секторе за указанный период по абсолютным величинам менялась незначительно. Высокий вклад операций по транспортировке природного газа в совокупную эмиссию парниковых газов обусловлен большой протяженностью газотранспортной системы и значительными объемами прокачки по газопроводам. Однако, вместе с тем, газотранспортная система России обладает высокой надежностью (Бухгалтер с соавт., 2007) и, следовательно, потенциал снижения выбросов парниковых газов от транспортировки природного газа исчерпан.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО ДИССЕРТАЦИИ

- Автором выполнен анализ и адаптация методологии МГЭИК для оценки выбросов парниковых газов от нефтегазовой отрасли. В адаптированной методике учтены объемы добычи, физико-химические свойства добываемого в различных регионах России углеводородного сырья, а также стандарты, регламентирующие операции с нефтью и природным газом в стране.

- Сформирована обновленная база данных показателей хозяйственно-экономической деятельности нефтегазовой отрасли с 1990 по 2010 гг. включительно, необходимая для расчета выбросов парниковых газов и предоставления отчетности в органы РКИК ООН и Киотского протокола. По основным показателям отрасли в период с 1991 года до конца 90-х гг. наблюдались тенденции к снижению с последующим заметным ростом по настоящее время.

- Разработаны коэффициенты эмиссии и параметрическая информация для расчета выбросов парниковых газов с учетом специфики технологических процессов, составов и физических свойств добываемого в различных регионах России углеводородного сырья.

- Выполнен расчет эмиссии парниковых газов от нефтегазового сектора России с 1990 по 2010 года. Средняя за 20 лет величина совокупной

эмиссии в CO_2-эквиваленте, полученная на основе адаптированной методики составила 95,6 млн.т для операций с нефтью и 44,5 млн.т для операций с природным газом. Вклады отдельных операций в общую величину выбросов изменились. Возросли вклады операций по добыче, подготовке нефти нефтяном секторе, по транспортировке природного газа - в газовом секторе.

- Результаты расчета показывают, что основной вклад в нефтяном секторе вносит добыча, подготовка нефти 99,6%, основным парниковым газом в выбросах сектора является оксид диазота, образование которого происходит при сжигании попутного нефтяного газа на объектах добычи, подготовки нефти. Основной вклад в газовом секторе обеспечивает процесс транспортировки природного газа по магистральным газопроводам 66,4% с метаном в качестве основного вкладчика в совокупные выбросы от сектора – 98,4%. Полученные профили выбросов корректно отражают национальные условия нефтегазовой отрасли России.

- Потенциал снижения эмиссии парниковых газов в нефтяном секторе лежит в области рационального использования попутного нефтяного газа. Высокий вклад операций по транспортировке природного газа в совокупную эмиссию парниковых газов обусловлен большой протяженностью газотранспортной системы и значительными объемами прокачки по газопроводам.

СПИСОК ОСНОВНЫХ НАУЧНЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Уварова Н.Е. Выбросы парниковых газов от операций с нефтью в России// Экология и промышленность России. 2011. №7, с. 29-31
2. Сафонов С.С., Карелин Д.В., Грабар В.А., Латышев Б.А., Грабовский В.И., Уварова Н.Е., Замолодчиков Д.Г., Коротков В.Н., Гитарский М.Л. Эмиссия углерода от разложения валежа в юнотаежном ельнике// Лесоведение. 2012. №5, с. 44-49
3. Уварова Н.Е. Выбросы парниковых газов от операций с нефтью в России. Труды ИПГ. Выпуск 88., - М.: 2010, с.176-181
4. Nina E. Uvarova. The improvement of greenhouse gas inventory as a tool for reduction of emission uncertainties for oil activities in Russia. 3rd International Workshop in Uncertainty in Greenhouse Gas Inventories Proceedings. - Lviv: Lviv Polytechnic National University, 2010. p. 285-288
5. Гитарский М.Л., Уварова Н.Е. Количественная оценка влияния нефтедобычи на климат. Сб. докл. III Международной нефтегазовой конференции «НЕФТЕГАЗ 2010», М.: ООО «ИНТЕХЭКО», 2010, с.36-39
6. Уварова Н.Е., Гитарский М.Л. Эколого-климатические проблемы нефтедобычи// Экологический вестник России. 2010. №12, с. 24-27
7. Нахутин А.И., Гитарский М.Л., Акопова Г.С., Уварова Н.Е., Круглова Н.Ю., Косолапова Е.В. Корпоративный кадастр парниковых газов для нефтегазовой отрасли Экологическая безопасность в газовой промышленности. Тез. докл. II ESGI-2011 Международной конференции (7-8 декабря 2011 г.) – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011.
8. Nina E. Uvarova. Improvement of non-CO_2 greenhouse gas emission estimates for oil and gas operations in Russia. Journal of Integrative Environmental Sciences, 2012. p. 1-7
9. Nina E. Uvarova, Sergey G. Paramonov, Michael L. Gytarsky The Improvement of Greenhouse Gas Inventory as a Tool for Reduction Emission Uncertainties for Operations with Oil in the Russian Federation. Climatic Change (в печати).