# МОДЕЛИРОВАНИЕ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА[5]

**Тарасов А.Э.**

*Институт энергетических исследований РАН,*
*Россия, г. Москва ул. Нагорная д.31, корп. 2*
aet98@mail.ru

*Аннотация: Статья посвящена моделированию развития газовой отрасли Российской Федерации на средне и долгосрочную перспективу с учетом влияния научно-технического прогресса в области геологоразведки, бурения и обустройства как новых, так и действующих газовых месторождений, переработки и транспортировки сетевого и сжиженного газа.*

Ключевые слова: газовая отрасль, научно-технический прогресс, модель.

## Введение

К началу 2021 г. в общей сложности 221 страна в мире подписала Парижское соглашение по климату [1], принятое в конце 2015 г. и призванное уменьшить последствия изменения климата из-за выбросов парниковых газов, в рамках достижения результатов Рамочной конвенции организации Объединенных Наций об изменении климата [2]. Несмотря на повальное увлечение возобновляемыми источниками энергии В 1987 г. 46 странами был подписан Монреальский протокол по веществам, разрушающим озоновый слой [4]. До этого протокола все принятые международные соглашения по климату [1]- [3] носили декларативный характер, не накладывая на страны участники, каких-то определенных обязательств. Монреальский протокол касался не только развитых стран и был выполнен всеми подписавшими его странами, число которых к 2013 г. возросло до 197.

В 1992 году в Рио-де-Жанейро была принята Рамочная конвенция ООН об изменении климата (РКИК) - Framework Convention on Climate Change (UN FCCC) [5]. Данное соглашение - РКИК - было подписано 182 странами мира, включая страны ОЭСР и все страны – республики бывшего Советского Союза. Россией данная конвенция о действиях стран по проблеме изменения климата, вступившая в силу 21 марта 1994 года, была ратифицировала в том же 1994 году.

В 1997 г. в Киото был принят протокол в целях достижения окончательной цели Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата 1992 г. (РКИК) [6]. Для подписания данный протокол был открыт в 1998 г. Согласно данному протоколу за I период его действия с 2008 по 2012 гг. европейские страны обязывались сократить выбросы шести главных антропогенных парниковых газов - в целом на 8%, США на - 7%, Канада и Япония - на 6%, Новая Зеландия, Россия и Украина обязывались не увеличивать объёмы среднегодовых выбросов по сравнению с уровнем 1990 года. Норвегия, Австралия и Исландия могли увеличить объем выбросов на 1%, 8% и 10% соответственно. Для развивающихся стран нормы снижения выбросов не устанавливались. США протокол подписали, но не ратифицировали, Канада вышла из данного протокола. Экономические санкции к странам как вышедшим из Киотского протокола, так и нарушившим принятые на себя в рамках данного протокола обязательства не применялись.

Россией Киотский протокол был подписан в 1999 г., ратифицирован в 2004 г. и вступил в силу в 2005 г. Благодаря глубокому техническому и технологическому перевооружению энергетики, модернизации промышленности, транспорта, жилищно-коммунального хозяйства и сельского хозяйства, проведенным в России, удалось снизить выбросы парниковых газов по стране с 1990 по 2013 гг. на 43 % [7] с перевыполнением взятых на себя обязательств по Киотскому протоколу, но без получения каких-либо выгод.

Киотский протокол в большей степени отражает стремление к повышению эффективности генерации и передаче энергии, а не решение проблемы изменения климата. Развитые страны зарезервировали себе существенно превосходящие необходимость объемы выбросов парниковых газов, обосновывая их низкими удельными показателями выбросов на единицу ВВП, развивающиеся страны рассчитывали объемы выбросов через удельные показатели балансов парниковых газов в расчете на душу населения, поскольку численность населения в этих странах очень высока.

Несмотря на существенную роль российских лесов в поглощении углекислого газа квоты России слабо отражены в решениях Киотского протокола. Поглотительная способность российских лесов по углекислому газу не учитывается, а выбросы при возникающих лесных пожарах засчитываются в

[5] *Сведения об дополнительных источниках финансирования и номерах грантов (РНФ и др.)*

баланс парниковых газов страны произрастания. Потенциальный объем углекислого газа в заготовленной древесине так же учитывается в балансе парниковых газов страны произрастания и не переходит в баланс страны - приобретателя. Практически не отражены усилия РФ по сохранению вечной мерзлоты, которая является гигантским аккумулятором метана и углекислого газа, занимая существенную часть территории России, на которой в настоящее время ведутся интенсивная добыча, транспортировка и сжижение углеводородов.

В 2015 г. взамен Киотского протокола в рамках достижения цели Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата 1992 г. (РКИК) было принято Парижское соглашение по климату [8]. Российская Федерация подписала данное соглашение в 2016 г. и ратифицировала его в 2019 г. Основными рисками данного соглашения для России, как для страны экспортирующей большое количество энергоемкой промышленной продукции, угля, нефти и газа, является слабая проработка деталей соглашений, принудительное повышение требований к странам-участницам на каждом этапе осуществления, слабая проработка методик оценки выполнения взятых на себя обязательств странами участницам комитетом независимых экспертов.

Согласно Парижскому соглашению уровень выбросов парниковых газов в Российской Федерации к 2030 г., определенный государством, должен составить не более 75% по сравнению с уровнем выбросов базового 1990 г. Данный уровень по сравнению с существующим в настоящее время позволяет российской энергетике и энергоемким отраслям развиваться и осуществлять свою деятельность без опасения выйти за установленные пределы. Вместе с тем принятый уровень может быть достаточно быстро достигнут и значительно превышен в случае выбора экстенсивного пути развития энергоемких отраслей промышленности и энергетики России. В решениях Парижской конференции упоминалась плата за углерод, но в решения Соглашения данная плата не вошла. В настоящее время нормы ВТО напрямую не запрещают введение так называемых «углеродных налогов», поэтому необходимо учитывать влияние возможного введения такого налога при определении направлений стратегического развития газовой отрасли Российской Федерации. Введение налога на ввоз энергоемкой продукции и сырья в странах ЕС весьма ожидаемо, причем не столько для обеспечения стабилизации климатических изменений, сколько для защиты своих рынков от дешевой продукции. Принятые положения III Энергопакета в отношении экспортных газопроводов Nord Stream и Nord Stream 2 демонстрируют это со всей убедительностью. В связи с этим моделирование долгосрочного развития газовой отрасли России, с учетом углеродного следа на всех этапах от промысловой скважины до конечного потребителя природного и попутного газа, приобретает важное значение.

## 1 Моделирование долгосрочного развития газовой отрасли России в условиях глобального снижения выбросов парниковых газов

### 1.1 Анализ углеродного следа в газовой отрасли

Россия в настоящее время уверенно занимает место в группе стран – лидеров в добыче газа естественного. По разведанным запасам газа РФ так же является одним из лидеров [9]. В 2018 г. в России согласно данным Росстата было добыто 730 млрд куб м газа естественного (природного и попутного), при этом 15,7 млрд куб м попутного газа было сожжено в факельных установках.

При отсутствии технологической возможности обратной закачки в пласт для повышения нефтеотдачи экономически наиболее оптимальной является переработка попутного нефтяного газа на газоперерабатывающих заводах. При этом необходимо обеспечить достаточно сложную и дорогую подготовку попутного газа к транспортировке, обусловленную наличием воды, примесей и нестабильности состава. При нестабильном и малом дебите газа в случае значительного удаления от газоперерабатывающих заводов наиболее оптимальным решением представляется использование мягкого парового риформинга и использования полученного газа как топлива или исходного сырья для получения метилового спирта, используемого в системах промышленного осушения на промыслах.

Использование газа в качестве газомоторного топлива позволяет существенно снизить выбросы парниковых газов от промыслового автотранспорта по сравнению с использованием дизельного топлива. Использование газомоторного топлива позволяет существенно снизить эксплуатационные затраты на автотранспорт ввиду значительной разнице между стоимостью завозного дизельного топлива и компримированного газа непосредственно на промысле

Новые месторождения газа располагаются, как правило, достаточно далеко от разрабатываемых. Обустройство самих месторождений, подъездных путей к ним и прокладка газо и конденсатопроводов до ближайшего магистрального газо и конденсатопровода дают ощутимый

углеродный след из-за завоза песка и работы тяжелой техники. Существенно сэкономить на обустройстве позволяет доразведка действующих месторождений особенно на завершающих периодах эксплуатации, поскольку вся инфраструктура уже построена, есть электроэнергия и свободные мощности в отходящих газо и конденсатопроводах. Таким образом были открыты сенонская залежь Уренгойского газоконденсатного месторождения и ачимовская – на Ямбургском нефтегазоконденсатном. Применение 3D сейсморазведки с беспроводными датчиками вкупе с современным программным обеспечением позволит успешно произвести геологоразведку исключив влияние слоя вечной мерзлоты, многократно снизить углеродный след геологоразведки ввиду отсутствия раскладки кабеля от датчиков техникой и антропогенное воздействие на окружающую природу.

На завершающих стадиях разработки сеноманских залежей газовых месторождений часто происходят нарушения в работе добывающих скважин, обусловленные самозадавливанием, осложненные обводнением и сильным пескопроявлением. Стандартный метод ремонта скважин с самозадавливанием заключается в периодической продувке таких скважин путем подачи сухого газа в устье из межпромыслового газопровода и последующим выпуском газа в атмосферу. Восстановление проектного уровня дебита отремонтированных скважин занимает длительный (до полугода) срок и не всегда дает желаемый эффект. Для инновационного ремонта необходимо укрепление призабойной зоны скважины либо путем устройства сетчато-гравийного фильтра, либо креплением пласта с помощью фиброцемента или полиуретановых смол с последующей постоянной подачей жидких поверхностно-активных веществ. Крепление пласта при такой технологии ремонта осуществляется с помощью технологии колтюбинга, которая обладает существенно меньшими эксплуатационными затратами, позволяет значительно сократить время ремонта скважины и в результате позволяет ощутимо снизить углеродный след от ремонта.

Снизить величину углеродного следа от промысловых от промысловых электростанций можно путем внедрения парогазовых электростанций взамен газотурбинных и газо-мотокомпрессорных, поскольку они имеют КПД почти вдвое выше, чем газотурбинные и газо-мотокомпрессорные (60% и 35% соответственно). Утилизация остаточного тепла электростанции с помощью микротурбин, работающих по органическому циклу Ренкина, позволит повысить общий КПД электрогенерации еще на 15% - 16% с соответствующим снижением величины углеродного следа. Работа электростанции возможна при использовании низконапорного газа отработанных месторождений, который в настоящее время невозможно подать в магистральные газопроводы из-за пониженного давления в продуктивном пласте.

Перевод дожимных компрессорных станций месторождений, работающих в режиме падающей добычи, с газотурбинного привода на электрический с преобразователем частоты позволит существенно снизить потери энергии на сжатие газа поскольку КПД газовой турбины составляет 35%, а КПД частотно-управляемого электропривода – 98%. Существенно снизятся при такой замене затраты на капитальный ремонт, поскольку срок службы газовой турбины не превышает 200 000 часов, до капитального ремонта – 100 000 часов, а работа мощного частотно-управляемого двигателя лимитирована лишь 12-14 плавными пусками в год. В заключительном периоде эксплуатации месторождений применение газопоршневых компрессоров с элекроприводом вместо классических турбинных может оказаться более предпочтительным ввиду большей гибкости к изменяющимся параметрам работы скважин.

В российском магистральном транспорте газа расход газа на собственные технологические нужды (СТН) из-за больших расстояний транспортировки и значительного объема перекачиваемого газа соизмерим с потреблением газа крупной европейской страной и поэтому дает весьма существенный углеродный след (Таблица 1). Добиться существенного снижения потребления газа на СТН и, соответственно, уменьшить углеродный след от магистрального транспорта газа можно за счет перевода газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом, составляющим подавляющее большинство в газотранспортной системе России, на электроприводные агрегаты с частотным управлением. Электроэнергию для таких газоперекачивающих агрегатов в регионах с избыточным производством энергии необходимо закупать в местных электросетях, поскольку это будет, как правило, энергия, производимая атомными электростанциями с нулевым углеродным следом. В регионах с дефицитом электроэнергии необходимо строительство парогазовых электростанций, оснащенных утилизаторами остаточного тепла на базе микротурбин, работающих по циклу Ренкина, с суммарным КПД порядка 70 - 75%. Газоперекачивающие агрегаты не зависимо от типа привода необходимо модернизировать с тем, чтобы исключить выбросы в атмосферу перекачиваемого газа при пуске и остановке агрегата. Газоперекачивающие агрегаты, которыми оснащены подземные

хранилища газа, для сокращения углеродного следа необходимо переводить на электропривод с частотным управлением аналогично газоперекачивающим агрегатам на магистральных газопроводах с модернизацией их для исключения выбросов природного газа в атмосферу при пусках и остановках агрегата.

*Таблица 1. Расход газа в РФ на собственные технологические нужды в магистральном транспорте газа*

| Год | Расход газа на СТН, млрд м$^3$ |
|---|---|
| 2018 | 40,6 |
| 2017 | 37,8 |
| 2016 | 32,3 |
| 2015 | 32,3 |
| 2014 | 33,2 |
| 2013 | 40,6 |
| 2012 | 40,9 |
| 2011 | 45,8 |
| 2010 | 43,6 |
| 2009 | 36,3 |
| 2008 | 49,6 |

Дополнительной мерой снижения углеродного следа при эксплуатации магистральных газопроводов может стать контроль за состоянием с беспилотных летательных аппаратов и спутников вместо объездов на автомобильном транспорте.

В СССР была построена уникальная газотранспортная система, которая успешно эксплуатируется и поныне. К настоящему времени длина единой системы газоснабжения (ЕСГ) России составляет более 170 тысяч километров в однониточном осполнении, в ее состав входят 254 компрессорные станции, оснащенные 3812 газоперекачивающими агрегатами общей мощностью более 47 тыс. МВт. Для сокращения углеродного следа при выводе в ремонт линейной части магистральных газопроводов необходимо повсеместно использовать технологии, позволяющие полностью откачивать газ, остающийся в линейной части трубопроводов, выводимых в ремонт.

Линейная часть уникальной российской системы магистральных газопроводов быстро стареет. На рисунке 1 представлена структура составляющих ЕСГ газопроводов и отводов в зависимости от длительности эксплуатации. К 2018 г. доля газопроводов, которые эксплуатировались 20 лет и менее, составила всего 18,7%, а доля с эксплуатацией от 31 года и более достигла 61%. Для магистральных газопроводов со сроком эксплуатации более 30 лет капитальный ремонт является в подавляющем большинстве случаев единственным из возможных способов продлить безопасную эксплуатацию.

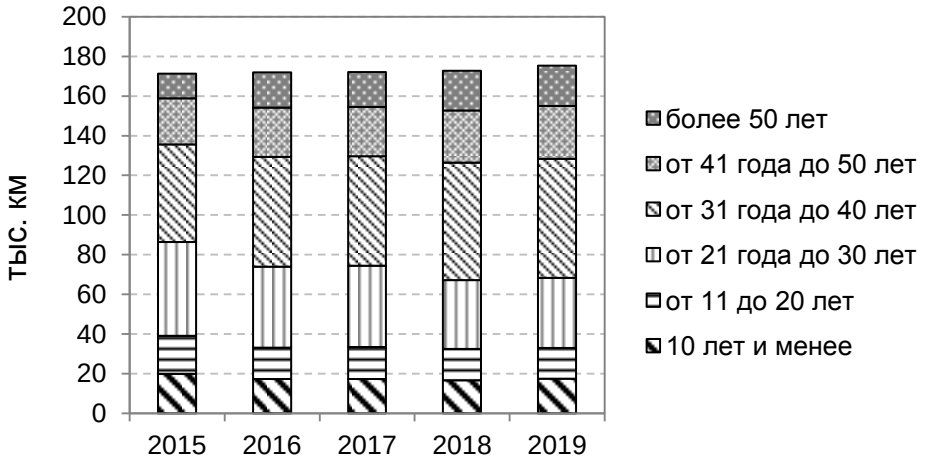


*Рис. 1. Длительность эксплуатации магистральных газопроводов России*

Техническая диагностика линейной части магистральных газопроводов позволяет сформировать базу данных, анализ которой в состоянии дать комплексную оценку текущего состояния линейной части трубопровода и необходимых объемов проведения капитального ремонта либо частичной или полной замены. Объемы ежегодной диагностики линейной части магистральных газопроводов, проводимых собственником единой системы газоснабжения России ПАО «Газпром» представлены на

рисунке 2. Углеродный след от внутритрубной диагностики крайне незначительный по сравнению со следом капитального ремонта. В капитальном ремонте основную часть следа дает работа тяжелой техники, занятой на земляных, такелажных работах и работах по переизоляции, а так же доставка новых труб и замена выводимых из эксплуатации.

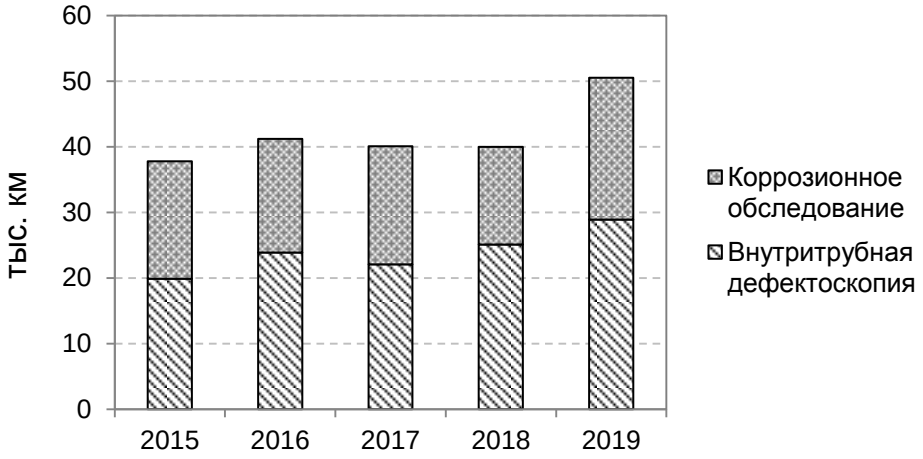


*Рис. 2. Диагностическое обследование магистральных газопроводов России*

Для газопроводов сооруженных из низколегированных сталей марок сталей марок 14ГС, 17Г1С, 19Г, не подверженных коррозионному растрескиванию при длительной эксплуатации, в последнее время стала применяться новая методика, позволяющая практически полностью исключить появление углеродного следа при проведении капитального ремонта [10]. Согласно данной методике на выведенном в капитальный ремонт участке газопровода в наиболее нагруженных местах вырезаются трубы и образцы, которые проходят определенный объем испытаний на специальных стендах, и в случае успешного прохождения испытаний, взамен вырезанных труб и образцов вваривaются новые, изолируются и газопровод может быть вновь введен в строй с продлением ресурса на срок от 75 до 80 лет. Для восстановления противокоррозионной защиты на не раскопанных участков капитально ремонтируемых газопроводов на период от 15 до 30 лет реконструируются устройства анодного заземления существующей катодной защиты.

Магистральные газопроводы из легированной стали марки К60 и выше при проведении капитального ремонта по результатам внутритрубной дефектоскопии откапываются, зачищаются от изоляции, очищаются от зон коррозионного растрескивания, после чего дефектуются, переизолируются, укладываются в траншею и засыпаются. В этом случае величина углеродного следа определяется количеством и временем работы тяжелой техники. Углеродный след в данном случае может быть существенно уменьшен за счет использования тяжелой техники, работающей частично или полностью на природном газе вместо дизельного топлива. Дополнительно

На втором месте по величине углеродного следа после магистрального транспорта газа является его сжижение. Затраты газа на собственные технологические нужды заводов по сжижению газа по всему миру одинаковы и составляют приблизительно 10% от объема газа, поступающего на сжижение. Снизить величину углеродного следа от сжижения газа можно только одним способом – переводом детандеров с турбинного на электрический привод, но к сожалению электродвигатели такой мощности нигде в мире не выпускаются и сейчас перевод возможен только для СПГ малой мощности. К настоящему времени в мире есть опыт сооружения линии СПГ производительностью 2 млн т в год с электродвигателем единичной мощностью 75 МВт.

Углеродный след, оставляемый танкерами – газовозами зависит от длины плеча прогона и типа основного топлива главного двигателя судна. Минимальный размер следа танкера – газовоза будет в случае использования отпарной шапки перевозимого СПГ в качестве топлива главного двигателя, поскольку в этом случае за счет испарения будет поддерживаться необходимая температура сжиженного газа и минимальный углеродный след в отличие от использования в этом качестве мазута или дизельного топлива.

## 2 Моделирование мероприятий по снижению углеродного следа газовой отрасли России в модели ОМО «Газ»

На каждом технологическом этапе всей цепочки от разведки месторождений до подачи газа конечному потребителю рассчитывается величина приведенного углеродного следа объекта моделирования для каждого производственного цикла при разных технических и технологических нововведениях. К единой эквивалентной величине удельной нормы выбросов $CO_2$ $z_S^m$ приводятся выбросы всех парниковых газов объекта моделирования: виде суммы слагаемых с соответствующими коэффициентами приведения:

(1) $$z_S^m = \sum_1^T k_j^m * z_j^m,$$

где $k^m_j$ – оэффициент перевода для j-го парникового газа в CO2 для m-го производственного цикла объекта моделирования;

$z_i^m$ – норма выброса *j*-го парникового газа для *m*-го производственного цикла объекта моделирования *i*.

Каждый *i*-й объект моделирования в производственной сфере с учетом выбросов парниковых газов представляется тройкой векторов:

(2) Pi = (di, ci, ki) i ∈ Il,

где: $d^i$, $c^i$, $k^i$ - векторы (размерности *T*) с компонентами $d_t^i$, $c_t^i$, $k_t^i$, характеризующими проектные значения производительностии (на последний год периода *t=1,…,T*), суммарных эксплуатационных затрат и капиталовложений за период *t*, с учетом эксплуатационных затрат и капиталовложений от мероприятий по снижению выбросов парниковых газов от внедренных инноваций по снижению выбросов парниковых газов.

Фазовыми переменными являются объемы добычи газа на месторождении $u_i$ и объемы приведенных к $CO_2$ выбросов парниковых газов $z_i$ при использовании при использовании данной технологии снижения выбросов.

В случае если для производственного объекта моделирования $w_i$ возможно применение *R* методов снижения выбросов, которые невозможно применить одновременно, требующих различающихся инвестиций и эксплуатационных затрат и дающими разный эффект, то количество вариантов реализации проекта возрастает до *R*. При этом выставляется обязательное логическое условие в эксплуатацию может быть введет только один проект из *r* возможных на всем периоде *t=1,…,T* .

(3) $$\sum_{\tau=1}^{R} w_i(\tau) \le 1$$

Для газовых месторождений в рассмотрение вводятся:

$c_{iS}^p(t)$ – суммарные удельные затраты на добычу газа на *i*-м разрабатываемом месторождении за период *t*;

$c_i^p(t)$ – удельные затраты на добычу газа на *i*-м разрабатываемом месторождении за период *t*;

$c_{iS}^m(t)$ – удельные эксплуатационные затраты на мероприятия по снижению выбросов парниковых газов на *i*-м разрабатываемом месторождении за период *t*;

(4) $$c_{iS}^p(t) = c_i^p(t) + c_{iS}^m(t),$$

$k_{iS}^p(t)$ – суммарные удельные капвложения на *i*-м разрабатываемом месторождении за период *t*;

$k_i^p(t)$ – удельные капвложения на поддержание добычи на *i*-м разрабатываемом месторождении за период *t*;

$k_{iS}^m(t)$ – удельные капвложения на мероприятия по снижению выбросов парниковых на *i*-м разрабатываемом месторождении за период *t*:

(5) $$k_{iS}^p(t) = k_i^p(t) + k_{iS}^m(t).$$

Суммарные затраты $C_з^p(t)$ в добычу $u_i$ на $i$-ом месторождении за период $t$:

(6) $$C_з^p(t) = \sum_i c_{iS}^p(t) * u_i(t).$$

Суммарные капитальные вложения $K_к^p(t)$ в добычу $u_i$ на $i$-ом месторождении за период $t$ :

(7) $$K_к^p(t) = \sum_i k_{iS}(t) * u_i(t).$$

Объем углеродного следа $Z_j^{md}(t)$ от добычи $u_{ij}$ на $i$-ом месторождении с суммарными приведенными к $CO_2$ удельными выбросами парниковых газов $Z_{iS}^{md}$ за период $t$:

(8) $$Z_к^{md}(t) = \sum_i z_{iS}^{md}(t) * u_i(t).$$

Для магистральных газопроводов с прокачкой $u_{ij}$ от пункта $i$ до пункта $j$ за период $t$ в рассмотрение вводятся:

$c_{ijS}^p(t)$ – суммарные удельные затраты на транспорт газа от пункта $i$ до пункта $j$ за период $t$;

$c_{ij}^p(t)$ – удельные затраты на транспорт газа от пункта $i$ до пункта $j$ за период $t$;

$c_{ijS}^m(t)$ – удельные эксплуатационные затраты на мероприятия по снижению выбросов парниковых газов на транспорт газа от пункта $i$ до пункта $j$ за период $t$;

(9) $$c_{ijS}^p(t) = c_{ij}^p(t) + c_{ijS}^m(t),$$

$k_{ijS}^p(t)$ – суммарные удельные капвложения в транспорт газа от пункта $i$ до пункта $j$ за период $t$;

$k_{ij}^p(t)$ – удельные капвложения в транспорт газа от пункта $i$ до пункта $j$ за период $t$;

$k_{ijS}^m(t)$ – удельные капвложения на мероприятия по снижению выбросов парниковых в транспорт газа от пункта $i$ до пункта $j$ за период $t$:

(10) $$k_{ijS}^p(t) = k_{ij}^p(t) + k_{ijS}^m(t).$$

Суммарные затраты $C_з^{mp}(t)$ за прокачку $u_{ij}$ по магистральному газопроводу от пункта $i$ до пункта $j$ за период $t$:

(11) $$C_з^{mp}(t) = \sum_i c_{ijS}^p(t) * u_{ij}(t).$$

Суммарные капитальные вложения $K_к^{mp}(t)$ в прокачку $u_{ij}$ по магистральному газопроводу от пункта $i$ до пункта $j$ за период $t$:

(12) $$K_к^{mp}(t) = \sum_i k_{ijS}^p(t) * u_{ij}(t).$$

Объем углеродного следа $Z_j^{lp}(t)$ от транспортировки $u_{ij}$ газа по магистральному газопроводу от пункта $i$ до пункта $j$ с суммарным приведенными к $CO_2$ удельным выбросам парниковых газов $Z_{ijS}^{mp}$ за период $t$:

(13) $$Z_к^{mp}(t) = \sum_i z_{ijS}^{mp}(t) * u_{ij}(t).$$

Для $j$-го завода по сжижению природного газа (СПГ) в рассмотрение вводятся:

$c_{jS}^{lp}(t)$ – суммарные удельные затраты на сжижение газа на $j$-ом заводе СПГ за период $t$;

$c_j^{lp}(t)$ – удельные затраты на сжижение газа на $j$-ом заводе СПГ за период $t$;

$c_{jS}^{m}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты на мероприятия по снижению выбросов парниковых газов на *j*-ом заводе СПГ за период *t*;

(14) $$c_{jS}^{lp}(t)=c_{j}^{lp}(t)+c_{jS}^{m}(t),$$

$k_{jS}^{lp}(t)$ – суммарные удельные капвложения в *j*-й завод СПГ за период *t*;

$k_{j}^{lp}(t)$ – удельные капвложения в *j*-й завод по сжижению газа за период *t*;

$k_{jS}^{m}(t)$ – удельные капвложения на мероприятия по снижению выбросов парниковых газов в *j*-ом заводе СПГ за период *t*:

(15) $$k_{jS}^{lp}(t)=k_{j}^{lp}(t)+k_{jS}^{m}(t).$$

Суммарные затраты $C_{з}^{lp}(t)$ на сжижение объема газа $u_j$ на *j*-ом заводе СПГ за период *t*:

(16) $$C_{з}^{lp}(t)=\sum_{i} c_{jS}^{lp}(t)*u_{j}(t).$$

Суммарные капитальные вложения $K_{к}^{lp}(t)$ в *j*-й завод СПГ для сжижения $u_j$ газа за период *t*:

(17) $$K_{к}^{lp}(t)=\sum_{i} k_{jS}^{lp}(t)*u_{j}(t).$$

Объем углеродного следа *j*-го завода СПГ $Z_{j}^{lp}(t)$ с суммарным приведенными к $CO_2$ удельным выбросам парниковых газов $z_{jS}^{lp}$ при сжижении $u_j$ объема газа за период *t*:

(18) $$Z_{к}^{lp}(t)=\sum_{i} z_{jS}^{lp}(t)*u_{j}(t).$$

Налог $N_{к}^{su}(t)$ на выбросы парниковых газов рассчитывается через ставку налога $n_{co}$ и объемам выбросов парниковых газов приведенных к CO2 по всем звеньям технологической цепочки для объема поставки $u_{po}$ за период *t*:

(19) $$N_{к}^{su}(t)=\sum_{i} Z_{j}(t)*n_{co}(t)$$

## Выводы

Все технические и технологические мероприятия, направленные на снижение выбросов парниковых газов для действующих и планируемых к вводу газовых месторождений, требуют финансовых вложений как в виде возрастающих эксплуатационных затрат, так и в виде увеличенных инвестиций в большей или меньшей степени.

В качестве критерия оптимизации стратегии развития газовой отрасли в модели ОМО «Газ» может быть выбран любой из финансовых показателей, таких как, сумма дисконтированных дивидендов, оценка стоимости компании NPV, оценка стоимости компании как сумма дисконтированных потоков наличных за вычетом дивидендов или их взвешенная сумма.

Окончательный выбор конкретного мероприятия по снижению выбросов на каждом технологическом этапе по всей цепочке от разведки месторождений до подачи газа конечному потребителю производится путем максимизации значений критериев оптимизации рассчитываемых на модели ОМО «Газ».

Необходимость снижения углеродного следа российского естественного газа в настоящее время является насущной необходимостью, поскольку позволит в определенной мере снизить издержки от вводимого европейскими странами импортерами «углеродного налога» и сохранить конкурентоспособность отечественного газа на высоком уровне.

Снижение углеродного следа российского газа в свою очередь позволит снизить его в продукции таких отраслей как металлургия, машиностроение и производство минеральных удобрений, что благоприятно скажется на их конкурентоспособности на мировых рынках.

Производство новых машин и механизмов необходимых для реализации мероприятий по снижению выбросов парниковых газов в газовой отрасли России даст синергетический эффект и позволит дополнительно загрузить российскую металлургию, нефтяное и газовое машиностроение, а так же предприятия смежных отраслей РФ.

**Литература**


1. Конвенция о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния Принята 13 ноября 1979 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/transboundary.shtml
2. Протокол об ограничении выбросов окислов азота или их трансграничных потоков к конвенции 1979 года «О трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния» Принят 13 ноября 1979 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/pdf/azot.pdf
3. Венская конвенция об охране озонового слоя Принята 22 марта 1985 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/ozone.shtml
4. Монреальский протокол по веществам, разрушающим озоновый слой Принят 16 сентября 1987 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/montreal_prot.shtml
5. Рамочная конвенция Организации Объединенных Наций об изменении климата Принята 9 мая 1992 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/climate_framework_conv.shtml
6. Киотский протокол к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата Принят 11 декабря 1997 [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/kyoto.shtml
7. Риски реализации Парижского климатического соглашения для экономики и национальной безопасности России Аналитический доклад Институт проблем естественных монополий Москва 2016 г. – 113с.
8. Парижское соглашение по климату Принято 12 декабря 2015 [Электронный ресурс]. – Режим доступа http://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf
9. BP Statistical Review of World Energy 2019
10. Патент РФ№ 2442114 Способ определения работоспособности стальных газонефтепро-водных труб магистральных трубопроводов - Орыщенко А. В., Леонов В.П., Фокин Г.А. и др. Заявлен 23.03.2010, опубл. 10.02.2012.