

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ ПХГ КАК ФАКТОР НАДЕЖНОСТИ ЕСТ РФ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГОСУДАРСТВА

А.А. Горячев
инженер
С.Н. Сорокин
мл. научный сотрудник

Институт энергетических исследований РАН, г. Москва

Россия занимает одно из ключевых мест в мировом энергетическом комплексе, что делает ее важным участником среди энергетических рынков. Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) обеспечивает жизнедеятельность всех секторов экономики, во многом определяет формирование основных финансово-экономических показателей страны. Ресурсы и потенциал ТЭК являются национальным достоянием государства. Эффективное развитие ТЭК создает необходимые предпосылки для устойчивого развития экономики страны. В современных условиях ТЭК должен быть финансово устойчивым, экономически эффективным и динамично развивающимся, но приемлемым для окружающей среды.

Одной из основных задач ТЭК является обеспечение энергетической безопасности государства, на которую оказывают влияние геополитические, макроэкономические, конъюнктурные и др. факторы. Для достижения качественно нового состояния ТЭК, роста конкурентоспособности его продукции и обеспечения энергетической безопасности государства необходимо формирование устойчивости энергетического сектора к внешним и внутренним финансово-экономическим, техногенным и природным угрозам, повышение надежности обеспечения внутреннего и внешнего спроса энергоносителями, повышение эффективности использования энергоресурсов. Наличие сбалансированного топливо-энергетического баланса, взаимозаменяемости топливо-энергетических ресурсов и высокоразвитой системы их резервирования, обеспечивают повышение энергетической безопасности государства.

На сегодняшний день в мире наблюдается тенденция замещения ТЭР с повышенной зольностью и содержанием серы, а также жидких энергоресурсов на более экологически чистые источники энергии. Одним из таких энергоресурсов является природный газ. Природный газ является ключевым источником энергии в энергопотреблении РФ, доля которого в структуре потребления первичных ТЭР на 2009 г. составляет более 50% (Рисунок 1). В соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 года этот показатель по-прежнему будет превышать 50%, при том, что потребление газа в абсолютных значениях будет расти [1]. Данный факт предопределяет необходимость обеспечения устойчивого и надежного газоснабжения потребителей РФ.



Рисунок 1 - Структура потребления энергоресурсов [2]

Как известно, для топливо-энергетического комплекса характерно наличие потребителей с переменным режимом деятельности. Неравномерный режим потребления природного газа, обусловленный объективными факторами, оказывает существенное влияние на загрузку мощностей наиболее капиталоемких звеньев отрасли – промыслов и газопроводов (Рисунок 2). В итоге возможно наличие столь нежелательного явления, когда, с одной стороны, рабочие мощности могут быть недоиспользованы, а с другой – не в состоянии покрыть пиковые расходы газопотребления.

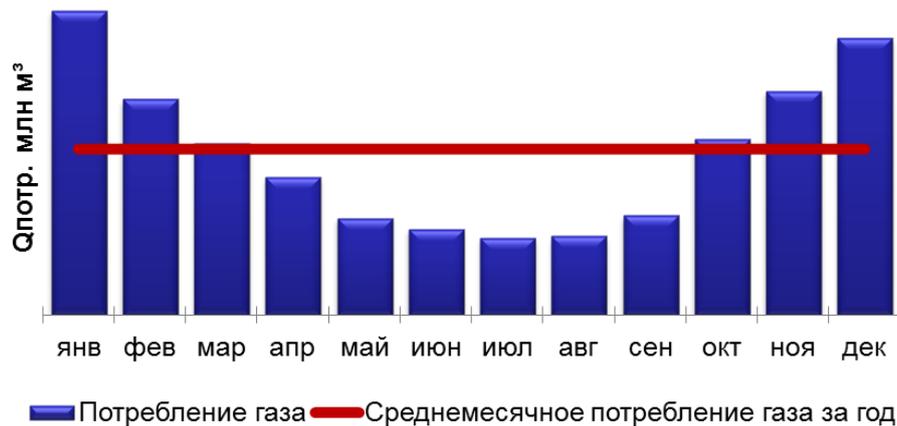


Рисунок 2 - Дискретный, хронологический график газопотребления

В результате формируется сложная технико-экономическая проблема, которая сводится к устранению несогласованности в режимах подачи и потребления природного газа таким образом, чтобы мощности по добыче и транспорту работали с оптимальной загрузкой, а потребители получали газ в необходимых количествах в течение всего года, включая периоды пиковых спросов. Решению этой, наиболее актуальной проблемы отрасли, способствуют технические средства резервирования, призванные по своему целевому назначению замещать мощности по добыче и транспорту газа в периоды повышенного на него спроса.

Одним из наиболее эффективных технических средств резервирования газоснабжения является подземное хранилище газа, которое, как правило, располагается в непосредственной близости от потребителей вдоль трассы обеспечивающих газопроводов. Система ПХГ обеспечивает в отопительный период до 20% поставок газа российским потребителям, а в дни резких похолоданий эта величина достигает 30%. На территории Российской Федерации расположены 25 подземных хранилищ с суммарной активной емкостью 65,2 млрд. куб. м и максимальной суточной производительностью 638,7 млн. куб. м (Рисунок 3). Компанией-оператором системы ПХГ в РФ является ООО «Газпром ПХГ».

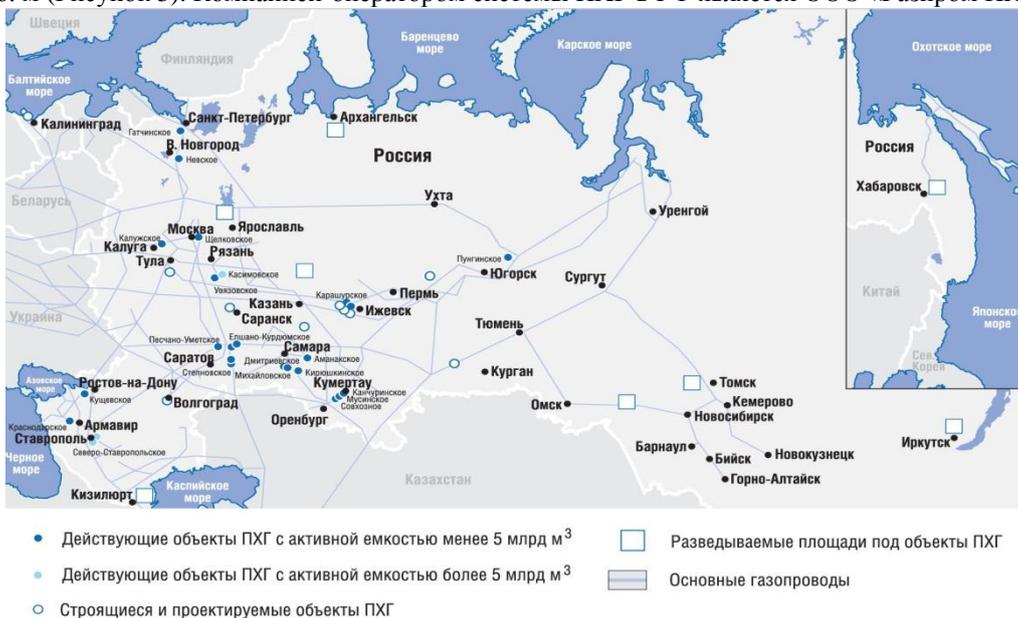


Рисунок 3 - Система ПХГ РФ по состоянию на 01.01.2011 г. [3]

С точки зрения возможного покрытия суточной потребности в газе подземные хранилища подразделяются (исходя из продолжительности периода отбора активного газа в сутках) на:

1. базисные – 120-150 суток;
2. полупиковые – 60-90 суток;
3. пиковые с циклической работой по закачке и отбору за 2-3 недели.

Подземные хранилища могут быть созданы:

1. в истощенных нефтяных или газовых месторождениях;
2. в водоносных пластах;
3. в отложениях каменной соли;

4. в шахтных выработках.

В связи с тем, что основную неравномерность газопотребления создают сезонные колебания, для их регулирования требуются хранилища сравнительно крупного объема. Такими хранилищами являются, в основном, подземные емкости, создаваемые в истощенных или водоносных пластах.

Развитие подземного хранения газа — одно из приоритетных направлений деятельности ОАО «Газпром». Проектом «Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2030 года» от 2008 года предусматривается развитие системы ПХГ до объема в 87,1 млрд. куб. м активного газа и максимальной суточной производительности в 1051 млн. куб. м. [4]. В частности, для повышения надежности газоснабжения Северо-западного региона России планируется расширение Невского ПХГ, а также рассматривается возможность создания хранилища сжиженного природного газа в районе Санкт-Петербурга. Для регулирования сезонной неравномерности газопотребления предполагается строительство Новомосковского ПХГ под Тулой, Березниковского — в районе Березниковского и Солекамского промышленных узлов, Ангарского — близ Ангарска. В Уральском федеральном округе для решения тех же задач, а также оптимизации режима эксплуатации системы магистральных газопроводов региона планируется создание Шатровского ПХГ в Курганской области. Перспективные объекты в водоносных пластах имеются также в районе Хабаровска и в Западной Сибири — под Барабинском. Здесь могут появиться соответственно Малоситенское и Колмаковское ПХГ [3]. Не смотря на то, что продолжается развитие системы ПХГ РФ и 2 февраля 2012 года была достигнута рекордная за всю историю ПХГ в России производительность — 638,7 млн. куб. м газа в сутки, 23 марта 2012 года на совещании под руководством Председателя Правительства РФ Владимира Путина в г. Кириши Ленинградской области, министр энергетики РФ Сергей Шматко отметил, что на сегодняшний день фиксируется отставание ввода соответствующих мощностей. В частности, объем товарного газа в 2011 году составил 65 млрд куб. м., что на 9,1 млрд куб. м меньше, чем предусмотрено «Генеральной схемой» [1].

Учитывая вышесказанное, возникает проблема своевременного и оптимального развития мощностей ПХГ в России. Особенностью рассматриваемой проблемы является возможность взаимозаменяемости между мощностями промыслов и газопроводов, с одной стороны, и ПХГ — с другой. Эти положения обуславливают многовариантность технических решений при определении оптимального соотношения мощностей рассматриваемых систем, при котором выбранный критерий эффективности достигает экстремума. Все вышесказанное формирует задачу исследований, а именно: разработку методологии и технических средств моделирования развития системы ПХГ для обеспечения устойчивого и бесперебойного функционирования ЕСГ РФ в долгосрочной перспективе с учетом неравномерности газопотребления и экспортных поставок газа.

В ИНЭИ РАН прогнозирование развития системы ПХГ осуществляют на основании комплексного анализа различных факторов, влияющих на экономическое развитие государства и газовой отрасли в целом. Следует отметить, что при разработке моделей газовой отрасли и газовых рынков специалисты вынуждены учитывать определенные особенности моделирования международных газовых рынков:

1. Газ как продукт может рассматриваться как гомогенный товар: потребители не имеют каких-либо предпочтений от конкретного поставщика в смысле товарных свойств газа.
2. Инвестиционный фактор: для любого инфраструктурного проекта требуется большой поток инвестиций и гарантия их окупаемости;
3. Временной фактор: как фактор сезонной неравномерности газопотребления, так и фактор больших временных отрезков от момента принятия инвестиционного решения, до его реализации.
4. Географический фактор: газ по пути к потребителю транспортируется на все большие расстояния, и в рамках дальнейшего развития мирового рынка газа, этот процесс будет продолжаться.
5. Инфраструктурный фактор: реальные и оптимальные прогнозные потоки газа функционально зависят от регионального распределения поставщиков и потребителей, что вызывает необходимость описания существующих и проектируемых сетевых структур с учетом пропускных способностей и тарифов на транспортировку.

Для решения поставленной задачи была разработана методология линейно-оптимизационного моделирования систем ПХГ. В рамках данной методологии процесс использования ПХГ характеризуется определенным набором параметров и уравнений:

$$0 \leq [\text{Рабочий объем}] \leq [\text{Макс объем}] * [\text{Макс.коэф.заполнения}];$$

$$[\text{Закачка}] \leq [\text{Макс.уровень закачки}];$$

$$[\text{Отбор}] \leq [\text{Макс.уровень отбора}];$$

$$[\text{Рабочий объем}]_{[\text{Период } T]} = [\text{Рабочий объем}]_{[\text{Период } T-1]} + [\text{Закачка}] - [\text{Отбор}];$$

Сумма затрат системы на ввод в действие и использование ПХГ в каждый временной период имеет вид:

$$\sum_{\text{ПХГ}} I_{\text{ХРАН}} = \sum_{\text{ПХГ}} \text{КАП}_{\text{ВЛ}} + \sum_{\text{ПХГ}} \text{ПЕР}_{\text{ИЗД}} + \sum_{\text{ПХГ}} \text{ПОСТ}_{\text{ИЗД}}$$

При этом, постановка задачи возможна как в статическом, так и в динамическом виде. Причем в динамической постановке максимальный объем хранилища будет зависеть от инвестиционных решений, принятых (оптимальных с точки зрения модели или заданных вручную в качестве сценарной предпосылки) в предыдущие периоды. При отсутствии достаточной информации по каким-либо проектам существует возможность упрощенно оценивать этот показатель:

$$[\text{Макс объем}] = [\text{Макс проектный объем}] * [\text{Степень реализации проекта}];$$

Учитывая тот факт, что система ПХГ РФ является неотъемлемой частью ЕСГ, для обеспечения возможности практического применения описанной методологии, она была интегрирована в Мировую модель рынков газа ИНЭИ РАН. Функционально данная модель является частью Блока прогнозирования мировой энергетики Модельно-информационного комплекса «Scanner» ИНЭИ РАН как один из ресурсных модулей (Рисунок 4).

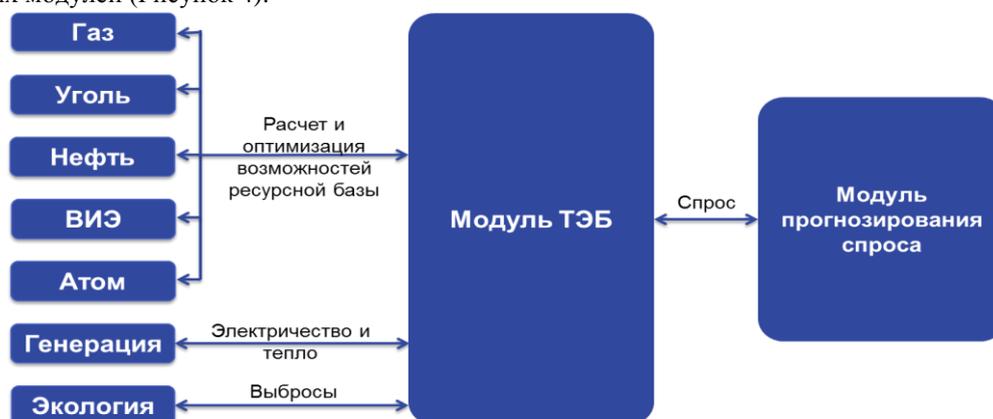


Рисунок 4 – Схема Блока прогнозирования мировой энергетики модельно-информационного комплекса «Scanner» [5]

Мировая модель рынков газа (ММРГ) – линейно-оптимизационная модель, описывающая мировой газовый рынок и имитирующая организацию рынка по принципу совершенной конкуренции (Рисунок 5), учитывая:

- Долгосрочные контракты;
- Сценарные и инфраструктурные ограничения;
- Межтопливную конкуренцию, путем переключения на другие виды топлива.



Рисунок 5 - Упрощенная схема расчёта в ММРГ [5]

Модель по своей структуре охватывает все важнейшие особенности и взаимосвязи газовой промышленности. Система включает в себя обширные базы данных по добывающим и

инфраструктурным проектам, включая трубопроводы, терминалы сжижения и регазификации, маршруты СПГ, ПХГ, газовые контракты (Рисунок 6).

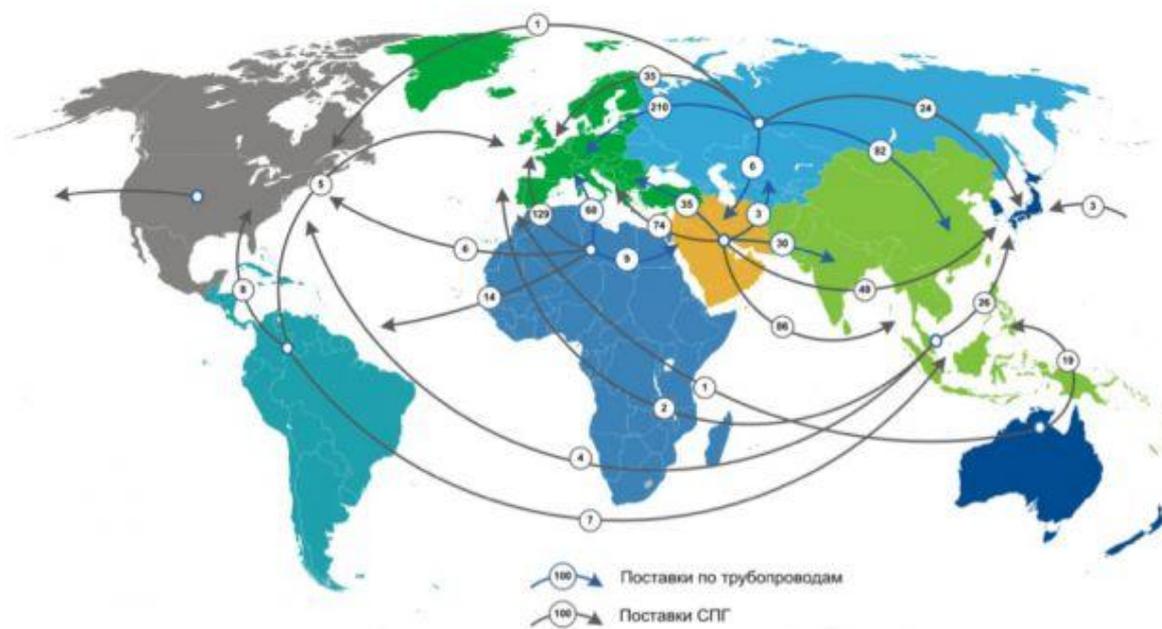


Рисунок 6 - Схема межрегиональных поставок газа [5]

В модели применяются уравнения линейного программирования. Таким образом, задача оптимизации выглядит как поиск минимума целевой функции суммарных издержек (I_{Σ}), имеющий

вид:

$$I_{\Sigma} = \sum_{\text{МЕСТ}} I_{\text{ДОВ}} + \sum_{\text{ТРУБ}} I_{\text{ТР}} + \sum_{\text{СПГ}} I_{\text{СЖИЖ}} + \sum_{\text{СПГ}} I_{\text{ТР}} + \sum_{\text{СПГ}} I_{\text{РЕГ}} + \sum_{\text{ПХГ}} I_{\text{ХРАН}} + \sum_{\text{ТРУБ}} I_{\text{КОН}} + \sum_{\text{СПГ}} I_{\text{КОН}} + \sum_{\text{УЗЛ}} I_{\text{ПЕР}}$$

т.е. суммарных затрат на добычу, трубопроводную транспортировку, транспортировку СПГ (включая сжижение и регазификацию) и хранение газа.

Применение предложенной методологии моделирования развития системы ПХГ РФ и её интегрирование в Мировую модель рынков газа ИНЭИ РАН позволило не только решать задачи комплексной оценки перспектив развития системы ПХГ РФ, но и всей системы ЕСГ. В частности, текущий дефицит мощностей ПХГ в европейской части РФ и отставание сроков ввода в эксплуатацию новых объектов могут негативно отразиться на экономике страны, что уже сейчас подчеркивает актуальность задачи обеспечения устойчивого и бесперебойного функционирования всей технологической цепочки газоснабжения на территории России на перспективу до 2030 г.

Список использованных источников:

- 1) Министерство энергетики Российской Федерации, <http://minenergo.gov.ru/>
- 2) «Прогноз развития энергетики мира и России до 2035 года» ИНЭИ РАН и ФГБУ «РЭА», <http://www.eriras.ru/data/94>
- 3) ОАО «Газпром», <http://gazprom.ru/>
- 4) Проект «Генеральной схемы развития газовой отрасли РФ на период до 2030 года», <http://www.energyland.info/>
- 5) «Перспективы развития мировой энергетики до 2030 г.» ИНЭИ РАН, - М., 2011 г., - 49 с.