

ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА как фактор надежности газоснабжения

Необходимым условием нормального функционирования и устойчивого развития государства является обеспечение бесперебойности поставок энергоресурсов. Предложения по обеспечению надежности поставок газа в Европу по различным направлениям за счет применения подземных хранилищ газа разработаны с использованием методов численного моделирования.

Одной из основных задач топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России является обеспечение энергетической безопасности государства. К факторам, повышающим энергобезопасность страны, относятся оптимизация топливно-энергетического баланса (ТЭБ), взаимозаменяемость топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и высокоразвитая система их резервирования.

Стремительный рост добычи газа в России и связанное с ним увеличение доли газа в ТЭБ России, а также развитие газотранспортной инфраструктуры формировали задачу обеспечения бесперебойности и надежности поставок газа потребителям. Как известно, неравномерный режим потребления природного газа, обусловленный объективными факторами, оказывает существенное влияние на загрузку мощностей наиболее капиталоемких звеньев отрасли — промыслов и газопроводов. В итоге возможно возникновение столь нежелательного явления, когда, с одной стороны, рабочие мощности могут быть недоиспользованы, а с другой — не в состоянии покрыть пиковые расходы газопотребления.

На сегодняшний день в мировой практике разработан широкий круг мероприятий, позволяющих решить эту проблему.

По характеру работы они подразделяются на мероприятия, применяемые вне Единой системы газоснабжения — ЕСГ (организационные), способствующие изменению конфигурации графика газопотребления в сторону его выравнивания (подбор состава потребителей, организация буферных потребителей), и мероприятия, используемые непосредственно в самой газоснабжающей системе (технические) — создание подземных хранилищ газа (ПХГ), резервов мощностей газопроводов, получение «системного эффекта» [1].

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 пиковые периоды спроса. При этом, учитывая тот факт, что методы регулирования неравномерности газопотребления внутри ЕСГ различны, возникает задача их оптимального сочетания.

Одним из наиболее эффективных технических средств резервирования газоснабжения является ПХГ, которое, как правило, располагается в непосредственной близости от потребителей вдоль трассы обеспечивающих газопроводов. В СССР была организована система ПХГ, которая качественно повышала уровень надежности системы газоснабжения. При этом были созданы самые крупные хранилища в мире. Изначально подземные хранилища газа создавались исключительно для

регулирования неравномерности газопотребления внутри страны, однако увеличение объемов экспортных поставок газа на западную границу выдвинуло новые требования к роли ПХГ в системе газоснабжения. С этой целью на территории современной Украины был создан комплекс ПХГ, обеспечивающий не только регулирование неравномерности газопотребления крупных потребителей, но и надежность экспортных поставок газа.

После распада СССР российская сторона утратила возможность обеспечивать надежность экспортных поставок на качественном уровне ввиду того, что украинская сторона объявила свои хранилища национальным достоянием без возможности доступа в них третьих лиц. В этой связи для обеспечения бесперебойных и гибких поставок газа ОАО «Газпром» создает ПХГ на территории европейских государств. Сложившиеся в 2000-х годах коммерческие споры о задолженностях, ценах и поставках природного газа из России в Украину, а также о транзите газа через территорию Украины еще более усугубили ситуацию. Все эти факторы в итоге привели к газовому кризису 2009 года.

В настоящее время не существует прозрачного механизма доступа к ПХГ Украины. В условиях увеличения рисков возникновения нестабильной геополитической ситуации российская сторона решила диверсифицировать поставки газа в Европу путем создания новых маршрутов поставок газа: проекты «Северный поток» и «Южный поток». Первая нитка «Северного потока» была введена в 2011 году, а в 2012 году намечен ввод второй нитки газопровода. Спустя полтора месяца после торжественного пуска первой нитки га-

зопровода «Северный поток» в российских СМИ участились сообщения о перебоях в подаче газа: 6 декабря 2011 года газопровод был остановлен на 4 часа, а 13 декабря эксплуатация прекратилась на четыре дня. Все это время недополученные клиентами «Северного потока» объемы газа поступали по системе «Ямал — Европа». Кроме того, для интеграции первой нитки газопровода со второй были прекращены поставки газа в период с 15 по 30 апреля 2012 года. Все вышесказанное подтверждает актуальность данного вопроса и необходимость резервирования поставок газа по газопроводам как в случае форс-мажорных ситуаций, так и при плановых работах. Таким образом, в ходе описываемой работы были разработаны предложения по обеспечению надежности поставок газа по направлениям «Север», «Центр» и «Юг».

Решать поставленную задачу следует на основании комплексного анализа различных факторов, влияющих на экономическое развитие региона и газовой отрасли в целом. Ввиду сложности и комплексности исследуемой проблемы для ее решения в наибольшей степени применим механизм моделирования, позволяющий численно оценивать все зависимости и взаимосвязи газового рынка. Стоит отметить, что особенностью оптимизационных моделей является ориентация не на один конкретный аспект, а на развитие системы (в данном случае газового рынка) в целом, то есть при использовании оптимизационных моделей критерием оптимальности выбранной стратегии развития системы является минимум суммарных затрат при удовлетворении всех (в том числе и неэкономических) ограничений.

ЦИТАТА

В настоящее время не существует прозрачного механизма доступа к ПХГ Украины.

СОРОКИН Сергей Николаевич —

младший научный сотрудник лаборатории научных основ развития и регулирования систем газо- и нефтеснабжения отдела развития нефтегазового комплекса России и мира ИНЭИ РАН.

В 2009 г. окончил РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина по специальности «Подземное хранение газов и жидкостей». Область научных интересов: развитие рынка ПХГ, виртуальные ПХГ, сланцевый газ.





**ГОРЯЧЕВ
Александр
Андреевич —**

инженер центра изучения мировых энергетических рынков отдела развития нефтегазового комплекса России и мира ИНЭИ РАН.

В 2009 г. окончил МАТИ РГТУ им. К. Э. Циолковского по специальности «Экономика и управление на предприятии».

Область научных интересов: мировое газовое и энергетическое моделирование, мировой рынок газа.

Для построения такой модели необходимо сначала рассмотреть особенности газового рынка и газа как продукта потребления.

Гомогенный фактор. Газ с точки зрения моделирования может рассматриваться как гомогенный товар, то есть его потребители не имеют никаких предпочтений в плане поставщика или товарных свойств газа. Стоит отметить, что данное утверждение верно только при использовании в модели энергетических единиц измерения, поскольку основным видом применения природного газа является энергетическое.

Инвестиционный фактор. Для любого инфраструктурного проекта требуется значительный поток инвестиций и гарантии их окупаемости, причем между принятием решения и непосредственным вводом проекта в действие, как правило, проходит значительный промежуток времени.

Временной фактор. Неравномерность (сезонная, суточная) потребления газа приводит к необходимости создания транспортных и добычных проектов с учетом запаса под пиковую загрузку и подземных хранилищ газа для уравнивания потоков газа.

Географический фактор. Газ по пути к потребителю транспортируется на все большие расстояния, при этом в рамках дальнейшего развития мирового газового рынка этот путь и взаимное влияние региональных рынков друг на друга может увеличиваться, что обуславливает необходимость использования глобальной мировой модели.

Инфраструктурный фактор. Реальные и оптимальные прогнозные потоки газа функционально зависят от регионального распределения поставщиков, потребителей и транспортной инфраструктуры. Это вызывает необходимость описания существующих и проектных транспортных мощностей, причем не только с технической (пропускная способность, режимы работы), но и с экономической (капитальные затраты, тариф на транспортировку) точек зрения.

Существует ряд зарубежных мировых моделей газа, в той или иной степени учитывающих описанные особенности. Однако непрозрачность методологической проработки и исходного набора сценарных предпосылок в таких моделях существенно ограничивает их применимость для получения надежного результата.

Все это обуславливает необходимость использовать собственный инструментарий для анализа перспектив развития мирового газового рынка. Рассмотрим требуемые основные методологические и функциональные особенности такого инструментария:

- гибкость и возможность применения под различные постановки задачи;
- возможность достижения высокой степени региональной детализации;
- возможность учета сезонных неравномерностей потребления газа для более полной оценки перспективы использования ПХГ;
- возможность оценки перспектив ввода инфраструктурных объектов на всем горизонте прогнозирования для проведения экономического анализа проектов;
- учет сценарных и неэкономических ограничений (в том числе контрактных);
- оценка перспектив развития газового рынка с увязкой с ТЭБ путем учета возможности переключения потребителей на другие виды топлива.

В качестве программной реализации описанной методологии используется блок прогнозирования мировой энергетики модельно-информационного комплекса SCANNER Института энергетических исследований РАН, как отвечающий вышеперечисленным требованиям. Применительно к исследуемой проблеме выходная информация образуется в газовом ресурсном модуле (мировой модели рынков газа) [2].

Мировая модель рынков газа — линейно-оптимизационная модель, описывающая мировой газовый рынок и имитирующая организацию рынка по принципу совершенной конкуренции, учитывая:

- долгосрочные контракты;
- сценарные и инфраструктурные ограничения;
- межтопливную конкуренцию путем переключения на другие виды топлива.

По своему географическому охвату модель включает в себя все страны, производящие, транспортирующие или потребляющие газ, кроме совсем малозначимых (суммарное потребление газа которых не превышает 0,1% мирового спроса на 2009 год по данным IEA Natural Gas Information 2011). Крупные страны-участники газового рынка (Россия, США, Китай и некоторые другие страны, в том числе СНГ) разделены на несколько узлов.

По своей структуре модель охватывает все важнейшие особенности и взаимосвязи газовой промышленности. Газовый модуль включает в себя обширные базы данных по добывающим и инфраструктурным проектам, в том числе трубопроводы, терминалы сжижения и регазификации, маршруты СПГ, ПХГ, газовые контракты.

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

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

где

$\sum_{\text{МЕСТ}} I_{\text{ДОБ}}$ — суммарные издержки на добычу газа по всем месторождениям;

$\sum_{\text{ТРУБ}} I_{\text{ТР}}$ — суммарные издержки на трубопроводный транспорт газа по всем транспортным коридорам;

$\sum_{\text{СПГ}} I_{\text{СЖИЖ}}$ — суммарные издержки на сжижение газа по всем заводам СПГ;

$\sum_{\text{СПГ}} I_{\text{ТР}}$ — суммарные издержки на транспортировку СПГ по всем возможным маршрутам транспортировки;

$\sum_{\text{СПГ}} I_{\text{РЕГ}}$ — суммарные издержки на регазификацию по всем заводам по регазификации;

$\sum_{\text{ПХГ}} I_{\text{ХРАН}}$ — суммарные издержки на хранение газа по всем ПХГ;

$\sum_{\text{ТРУБ}} I_{\text{КОН}}$ — суммарные издержки по оплате контрактов по трубопроводному газу;

$\sum_{\text{СПГ}} I_{\text{КОН}}$ — суммарные издержки по оплате контрактов на поставки СПГ;

$\sum_{\text{УЗЛ}} I_{\text{ПЕР}}$ — суммарные издержки на переключение потребителей на альтернативные виды топлива.

Для удовлетворения описанных выше требований к методологии моделирования в модели был усовершенствован блок ПХГ. В результате процесс использования ПХГ характеризуется определенным набором параметров и уравнений:

$$O_{\text{БУФ}} \leq O_{\text{ТЕК}}^T \leq O_{\text{ПОЛН}},$$

$$O_{\text{ЗАК}} \leq O_{\text{ЗАК}}^{\text{МАКС}},$$

$$O_{\text{ОТБ}} \leq O_{\text{ОТБ}}^{\text{МАКС}},$$

$$O_{\text{ТЕК}}^T = O_{\text{ТЕК}}^{T-1} + O_{\text{ЗАК}}^T - O_{\text{ОТБ}}^T,$$

где $O_{\text{БУФ}}$ — буферный объем хранилища;

$O_{\text{ТЕК}}^T$ — текущий объем газа в хранилище в период времени T ;

$O_{\text{ПОЛН}}$ — максимальный технически возможный объем хранилища согласно проектной документации;

$O_{\text{ЗАК}}$ — объем закачки газа;

$O_{\text{ЗАК}}^{\text{МАКС}}$ — максимальный (согласно проектной документации) объем закачки газа;

$O_{\text{ОТБ}}$ — объем отбора газа;

$O_{\text{ОТБ}}^{\text{МАКС}}$ — максимальный (согласно проектной документации) объем отбора газа.

Сумма затрат системы газоснабжения на ввод в эксплуатацию и использование ПХГ ($\sum_{\text{ПХГ}} I_{\text{ХРАН}}$) имеет вид:

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

где

$\sum_{\text{ПХГ}} \text{КАП}_{\text{ВЛ}}$ — капитальные вложения по всем объектам ПХГ;

$\sum_{\text{ПХГ}} \text{ПЕР}_{\text{ИЗД}}$ — переменные издержки (линейно зависящие от объемов закачки и отбора) по всем ПХГ;

$\sum_{\text{ПХГ}} \text{ПОСТ}_{\text{ИЗД}}$ — постоянные издержки по всем построенным объектам ПХГ.

Все уравнения в модели составляются по каждому временному интервалу расчета. На данный момент модель работает по кварталам до 2035 года.

Стоит отметить, что подземным хранилищам газа присуща сугубая проектная индивидуальность в части технических и экономических параметров, вследствие чего при моделировании газового рынка приходится рассматривать каждый проект создания ПХГ по отдельности (рис. 1).

Более подробное описание процесса хранения газа в модели позволило произвести расчет необходимого объема резерва газа в ПХГ для обеспечения надежности экспортных поставок газа. Сценарием расчета послужили прогнозные значения уровня добычи природного газа в РФ и уровень объема экспорта российского газа на перспективу до 2035 года (рис. 2, 3) [3].

Результаты сценарного расчета на мировой модели рынков газа с усовершенствованным блоком ПХГ показали, что на сегодняшний день потребность

ЦИТАТА

Подземным хранилищам газа присуща сугубая проектная индивидуальность в части технических и экономических параметров.

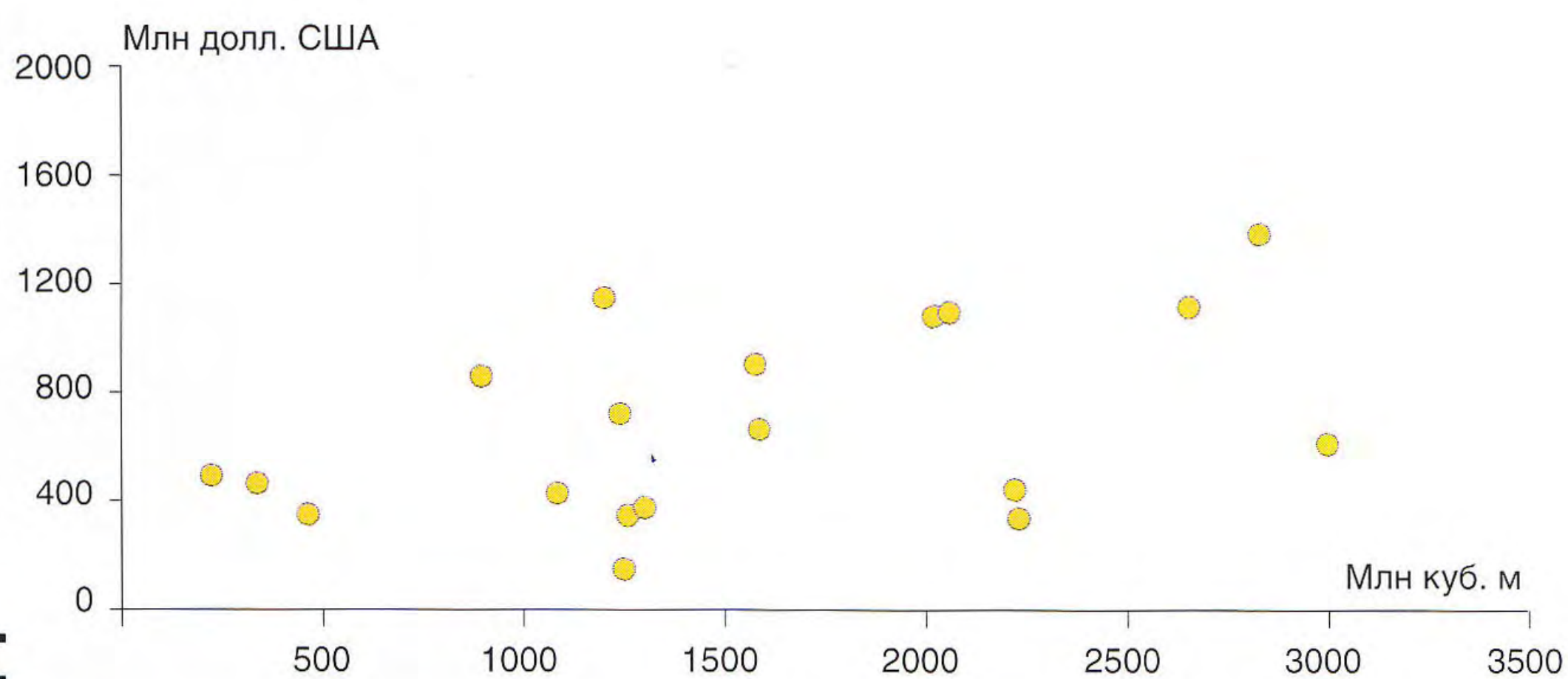


Рис. 1. Выборка данных по капитальным вложениям в создание активного объема газа в ПХГ

Источник: База данных блока прогнозирования мировой энергетики ИНЭИ РАН

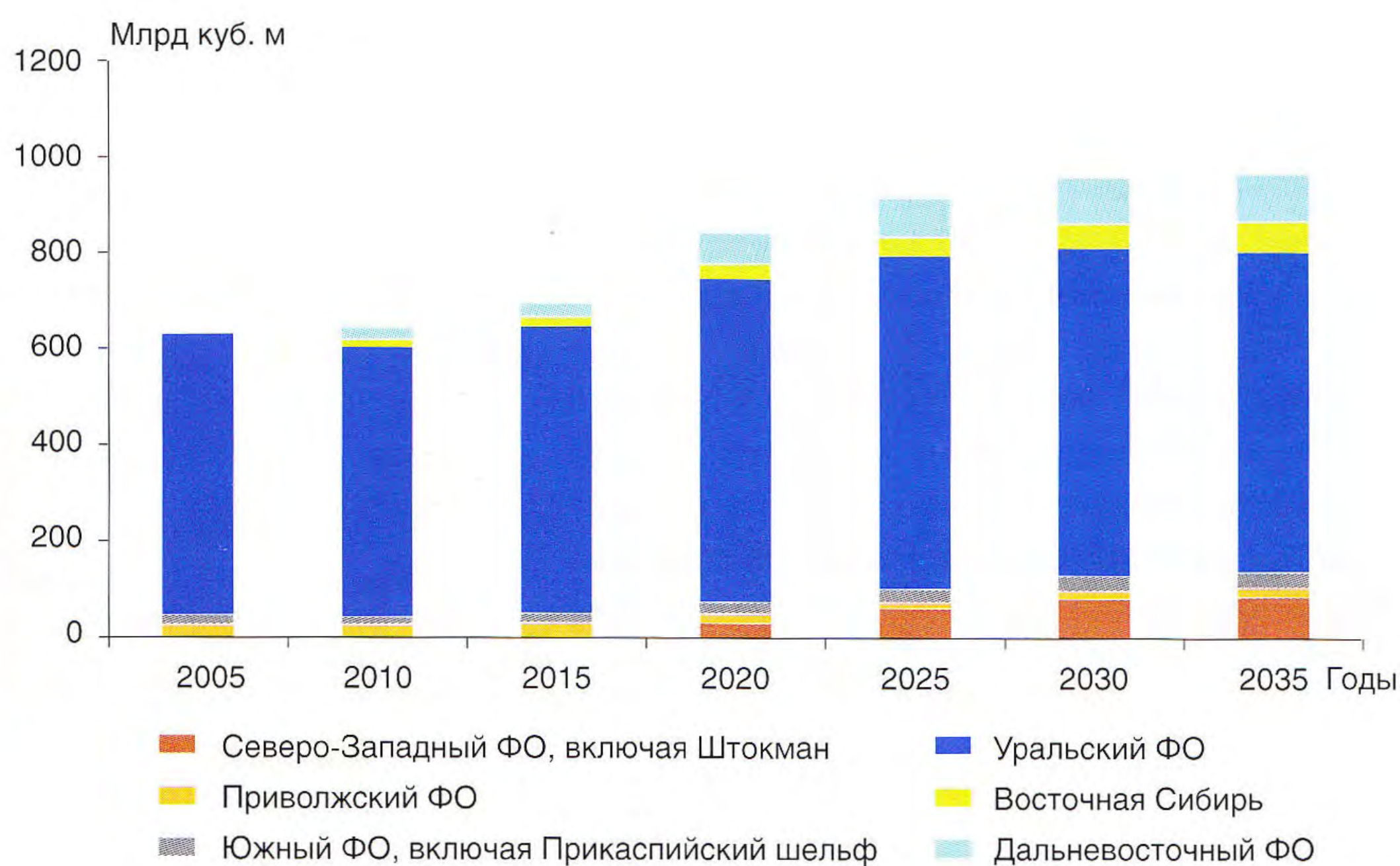


Рис. 2. Прогноз добычи природного газа в РФ по регионам до 2035 года

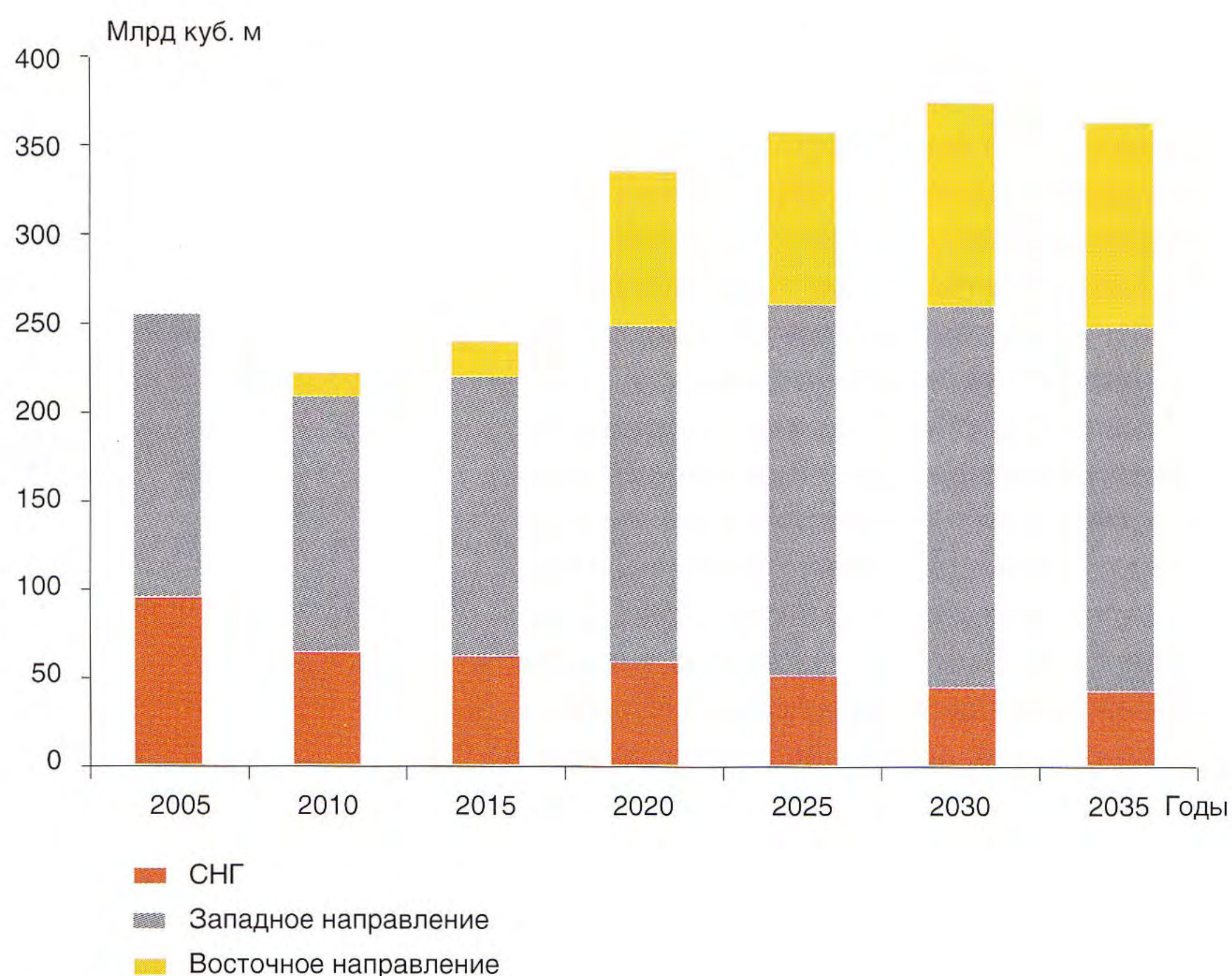


Рис. 3. Экспорт российского природного газа на перспективу до 2035 года

в резервных мощностях ПХГ для обеспечения надежности поставок газа по трубопроводам составляет 2,78 млрд куб. м, потребная мощность в ПХГ на 2035 год — 5,6 млрд куб. м. Структура потребности в мощностях ПХГ на 2035 год по направлениям экспорта газа по трубопроводам представлена на рис. 4.

По состоянию на 2010 год активный объем газа группы «Газпром» в ПХГ Европы составляет 2,5 млрд куб. м. При этом компания приняла стратегию развития системы подземных хранилищ газа в Европе, в соответствии с которой планируется наращивание мощностей хранения до уровня более 5 млрд куб. м активного газа уже к 2015 году [4]. Сходимость уровней активного объема газа в ПХГ, по расчетам мировой модели рынков газа ИНЭИ РАН и расчетам ООО «Газпромэкспорт», говорит о качественном уровне оценки потребностей в мощностях ПХГ в группе «Газпром».

При выборе оптимального размещения резервных мощностей ПХГ учитывалась потребность создания хранилищ в непосредственной близости от потребителя (при наличии подходящих геологических структур), а также необходимость резервирования газопроводов в периоды проведения плановых работ, требующих прекращения поставок газа, в случае форс-мажорных ситуаций. В этой связи оптимальным вариантом является размещение ПХГ на территории европейских государств. Наиболее перспективными странами для создания и развития резервных мощностей ПХГ являются Германия, Болгария, Чехия и Австрия (рис. 5).

Следует отметить, что для размещения рассчитанного необходимого резерва газа в ПХГ не обязательно создавать

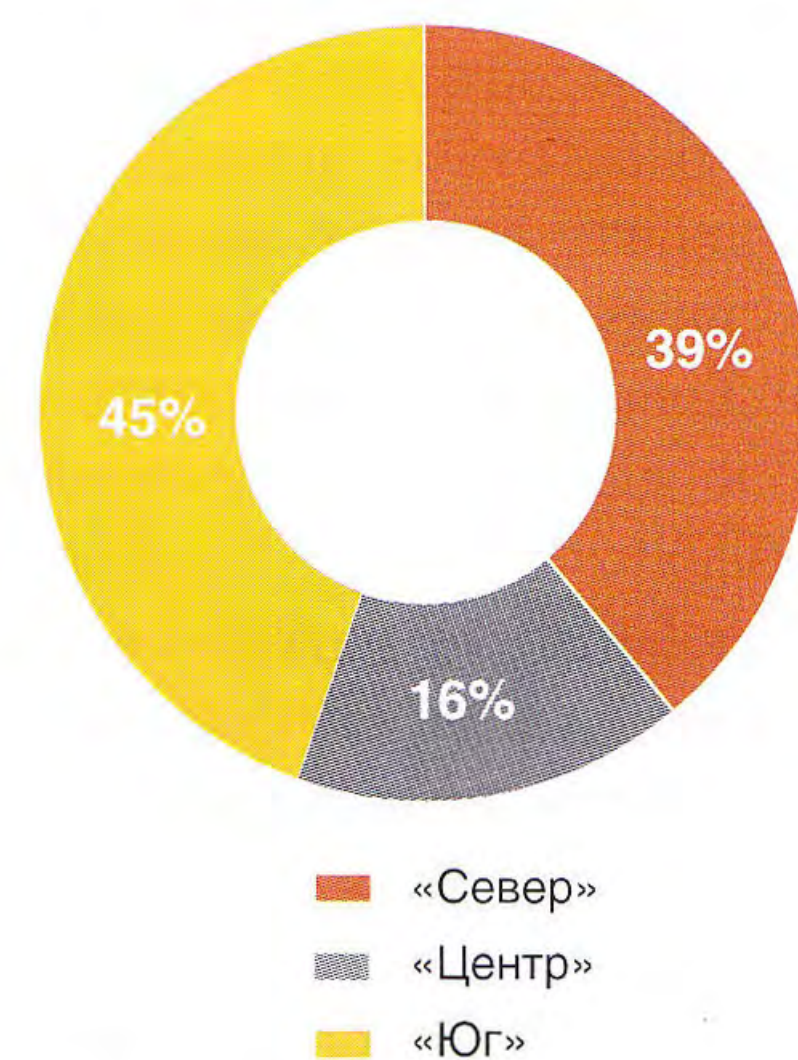


Рис. 4. Структура необходимого объема резерва газа в ПХГ по направлениям экспорта российского газа по трубопроводам на 2035 год

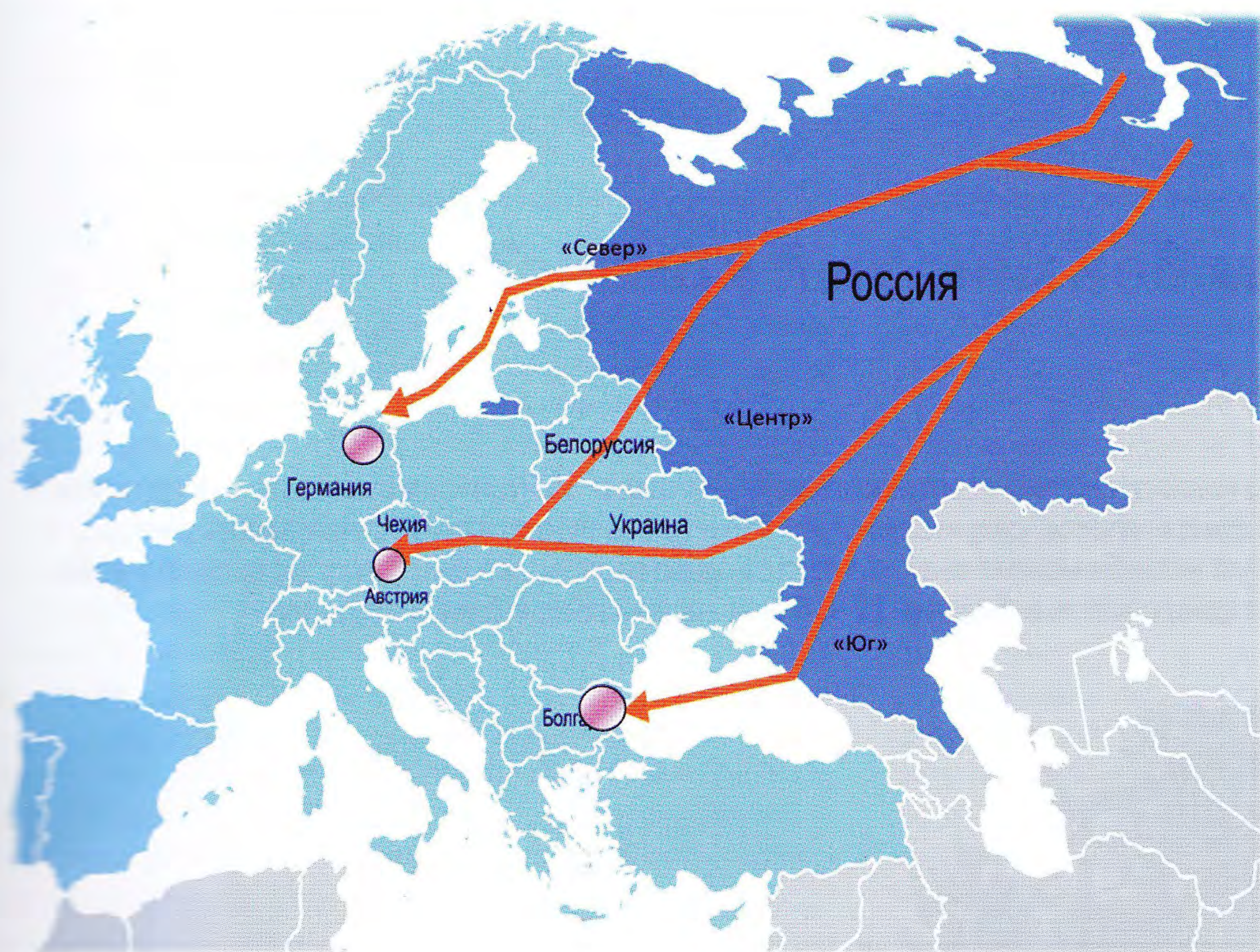


Рис. 5. Схема маршрутов экспорта российского газа по трубопроводам и оптимальные районы размещения мощностей ПХГ

новые хранилища. По оценкам немецкой компании E.ON Ruhrgas, в Европе уже существует профицит мощностей ПХГ, который составляет 30–40 млрд куб. м, и до 2020 года этот профицит сохранится. В этой связи возможен вариант использования существующих мощностей ПХГ Европы. Условия использования европейских хранилищ могут быть различными: от аренды до приобретения доли у компании-оператора. При решении создать новые мощности наиболее оптимальным выглядит вариант организации совместных предприятий с долевым участием группы «Газпром» в 50%.

Необходимо отметить и тот факт, что экспорт газа в европейские страны будет осуществляться также и за счет поставок СПГ (завод СПГ в Мурманской области, проект «Ямал»). Разработка данных проектов будет производиться в сложных климатических условиях в районах Заполя-

рья, что накладывает определенные риски на надежность поставок газа. Учитывая данный факт, рекомендуется резервировать и этот вид поставок. Поскольку поставки сжиженного газа европейским потребителям будут осуществляться на контрактной основе, а сами контракты еще не заключены, определение необходимых объемов резерва газа в ПХГ для обеспечения надежности экспортных поставок СПГ и районов их размещения является перспективным направлением исследований данного вопроса.

Таким образом, предложенный подход численного моделирования для оценки перспектив развития мощностей ПХГ позволяет разработать стратегию создания гибкой и надежной системы газоснабжения европейских потребителей с учетом индивидуальных особенностей поставок газа и комплексной взаимозависимости всего газового рынка.

ЛИТЕРАТУРА

1. Фурман И. Я. Экономика магистрального транспорта газа. М.: Недра, 1978. С. 271.
2. Модельно-информационный комплекс «SCANER» / Науч. руков. А. А. Макаров. М.: ИНЭИ РАН, 2011. 72 с.
3. Прогноз развития энергетики мира и России до 2035 года / Под ред. А. А. Макарова и Л. М. Григорьева. М.: ИНЭИ РАН, РЭА, 2012. 194 с.
4. ООО «Газпром экспорт» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gazpromexport.ru/projects/storage/> (дата обращения: 24.04.2012).

С. Н. Сорокин, А. А. Горячев