

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ ТРАНСФОРМАЦИИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РФ В УСЛОВИЯХ УЖЕСТОЧЕНИЯ КОНКУРЕНЦИИ

Тарасов А.Э.

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

Аннотация: Статья посвящена совершенствованию моделирования долгосрочных перспектив трансформации газовой отрасли в условиях ужесточения конкуренции на газовых рынках и рынках электроэнергетики европейских стран и стран АТР в условиях ограничений, наложенных со стороны Евросоюза, и санкций - со стороны США.

Ключевые слова: газовая отрасль, трансформация, модель.

Введение

Одним из самых экологически чистых видов ископаемого органического топлива является метан, добываемый в виде природного и попутного газа. Россия является одним из мировых лидеров в области добычи и экспорта газа естественного (природного и попутного) [1]. Анализ прогнозов ведущих мировых энергетических агентств и крупнейших мировых энергетических корпораций показывают рост спроса на газ мире в перспективе до 2035-2040 гг. [2] – [6]. Основную долю в этом приросте дадут развивающиеся страны с КНР и Индией. В прогнозах различаются только темпы роста и достигнутые в конце периода прогноза уровни потребления. Европейские страны в среднесрочной перспективе будут увеличивать импорт газа для покрытия падения объемов собственной добычи даже в том случае если внутренний рынок газа ЕС не будет расти.

1 Анализ газовых рынков

Газовый рынок США начал терять привлекательность для внешних поставщиков с 2006 г. когда добыча газа низкопроницаемых коллекторов (ГНК) (shale gas) достигла 5% в от общей добычи по стране в целом. Стремление правительства США обеспечить энергетическую безопасность страны было подкреплено передачей добывающим компаниям геологических данных и после впечатляющих прорывов в высокоточном горизонтальном бурении и гидроразрыве пласта вкупе с дешевыми кредитами очень развитого американского инвестиционного рынка удалось существенно снизить себестоимость добычи ГНК. Немало способствовала этому и попутная добыча конденсата, продажа которого позволяла реализовывать газ практически по любой цене. В итоге СПГ из Катара был переориентирован на другие рынки, а разработка Штокмановского месторождения, большая часть объемов газа которого предназначалась для поставок в США в виде СПГ, была отложена на неопределенный срок.

Европейский рынок газа состоит из двух рынков - рынка стран СНГ и рынка стран Западной Европы. Рынок стран СНГ после отказа Украины в прямых закупках российского газа значительно

сузился. Самым большим покупателем российского газа на нем является республика Беларусь. По оценке экспертов ИНЭИ РАН емкость рынка не превысит 36-42 млрд куб м в 2040 г. с учетом строительства АЭС в Белоруссии [7] и внедрение в энергетику СНГ ВИЭ преимущественно на солнечных батареях, ветряках и биометане.

В энергетике стран ЕС газу приходится конкурировать с углем и в последнее время все больше и больше с ВИЭ. Совсем недавнее превалирование более экологически грязной угольной генерации над газовой в странах Западной Европы было обусловлено привлекательной ценой угля по сравнению с газом. В настоящее время цена газа на европейском рынке не высока, и сейчас превалирует газовая генерация. В последнее время как угольная, так и газовая генерации испытывают серьезную конкуренцию с ВИЭ, широко субсидируемые правительствами европейских стран и руководящими органами ЕС. Наибольшее распространение в странах Европы получили такие новые виды ВИЭ как ветряная и солнечная энергетика. Данные виды ВИЭ обладают прерывистым циклом генерации, поскольку способны вырабатывать электроэнергию только при соответствующих внешних условиях – дует ветер в определенном диапазоне скоростей и светит солнце на безоблачном небе. В случае форс-мажорных условий, аналогичных тем, что сложились в Германии весной 2018 г., когда в течение 9 дней отсутствовал ветер и была сильная облачность, наиболее оперативно можно ввести в работу только газовые генерирующие мощности, поскольку их время выхода на номинальный режим составляет от 1,5 до 3 часов, а не 1 – 2 суток как у угольных. Достижение не буферизированными ВИЭ с прерывистым циклом генерации порога в 8-10% от мощности всей энергосистемы приводит к резкому снижению ее устойчивости. В Европе эта проблема известна как «50,2 Гц» и до настоящего времени не решена. Невысокая цена российского газа дает основные конкурентные преимущества как перед углем, так и перед американским СПГ.

Санкции введенные США против компаний энергетического сектора РФ технологического и финансового характера, отдельных месторождений и технологий, а так же компаний, оказывающих сервисные услуги для РФ имеют перед собой цель – обеспечить конкурентные преимущества американскому газу в Европе

2 Моделирование трансформации газовой отрасли России

Моделирование трансформации газовой отрасли России осуществлялось в модифицированной модели ОМО «Газ», входящей в комплекс Scaner [8]. Территориальные сдвиги (трансформации) в газовой отрасли РФ обусловлены естественными сырьевой отрасли причинами - существенным исчерпанием запасов в главном районе добычи газа - Надым-Пур-Газовском районе (НПТР) Тюменской области Западной Сибири. Сеноманские залежи большинства уникальных газовых месторождений-гигантов НПТР, еще недавно обеспечивавшие основной объем добычи газа в России, уже давно работают в режиме падающей добычи, накопили достаточно высокий коэффициент извлечения газа (КИГ) (Таблица 1) и не в состоянии обеспечить необходимые объемы добычи газа без ввода в строй новых месторождений. Помимо проектного

Таблица 1. Текущий КИГ сеноманских залежей месторождений НПТР

Месторождения	Текущий КИГ, %
Вынгапуровское	87
Медвежье	82
Уренгойское	87
Ямбургское	93

Источник: ИНЭИ РАН

снижения дебита скважины сеноманских горизонтов на заключительной стадии существования залежей подвержены самозадавлению из-за существенного обводнения и пескопроявления. Для восстановления добычи на таких скважинах устанавливается сетчатый или гравийный фильтр и монтируется установка для непрерывной подачи жидких поверхностно-активных веществ (ПАВ). Данный вид капитального ремонта скважин характеризуется следующими величинами:

$x_{пз}^{\circ}(t)$ – дополнительные удельные эксплуатационные затраты на ПАВ, за период t ,

$x_{пк}^{\circ}(t)$ – дополнительные удельные капитальные затраты на фильтр и установку для ПАВ,

Новые месторождения газа часто имеют сложное геологическое строение (Чаяндинское), расположены на шельфе со сложной ледовой обстановкой (Южно-Кириновское, Штокмановское), в сложных геокриологических условиях (Харасавэйское), имеют сложный многокомпонентный состав (Ковыктинское, Чаяндинское), что приводит к увеличению капитальных вложений в обустройство месторождений и эксплуатационных затрат в добычу и транспортировку газа до потребителя. Таким

образом при традиционной разработке газ новых месторождений будет иметь большую по сравнению с действующими себестоимость и растеряет свою коммерческую привлекательность по сравнению с более дорогим американским СПГ.

Для снижения издержек в газовой отрасли России необходимо широкое внедрение инновационных технологий на всем технологической цепочке газовой отрасли – от разведки и добычи до глубокой переработки, транспортировки, хранения и сжижения газа.

В настоящее время активно проводится 2D и 3D геологоразведка инновационными методами над сенонских и под валанжинских залежей на уже действующих месторождениях. Так была открыта сенонская залежь Уренгойского месторождения с запасами около 800 млрд. м³. Затраты и капитальные вложения в геологоразведку характеризуются значениями:

$C_i^{ГРР}(t)$ – удельные затраты на геологоразведку i -го месторождения за период t ,

$k_i^{ГРР}(t)$ – удельные капитальные затраты на геологоразведку i -го месторождения за период t .

Бурение и разработка новых месторождений проводится с использованием центров компетенции и цифровизации месторождений, что позволяет только на этапе интеллектуального бурения повысить коэффициент эффективности проходки пластов почти в 1,5 раза - с 65% до 92% (по данным «Газпром нефть»). При этом буровые установки арендуются у производителя, а буровые бригады не входят в штат добывающих компаний, а являются сотрудниками сервисных фирм. Затраты на обустройство i -го месторождения складываются из арендной платы за буровые установки $X_i^{БВ}(t)$ и оплаты за произведенное бурение и обустройство скважин $X_i^{БОВ}(t)$ сервисным компаниям.

Для стимулирования полного извлечения этана из газа правительством РФ предложен «обратный» акциз, который будет выплачиваться производителям этана и сжиженных углеводородных газов (СУГ), поставляемых как сырье для газохимии:

$N^{ЭТ}$ - ставка «обратного» акциза на этан,

$N^{СУГ}$ – ставка «обратного» акциза на СУГ.

Для снижения транспортных издержек для проектов Ямал СПГ и Арктик СПГ 2 запланировано строительство перевалочных терминалов в Мурманске вместо Норвегии и на Камчатке вместо Японии. Данное решение позволит сократить путь и количество танкеров СПГ усиленного ледового класса Arc7. Терминалы по перевалке СПГ расположенные в Мурманске и на Камчатке не связаны с узлами транспортной сети и характеризуются значениями:

$C_i^{СПГ}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты i -го терминала, включая амортизацию, за период t ,

$k_i^{СПГ}(t)$ – удельные капитальные затраты,

$a_i^{СПГ}(t)$ – удельные потери газа на собственные нужды терминала,

Управляющие переменные для терминалов СПГ

$u_i^{СПГ}(t)$ – поступление газа на i -ий терминал СПГ в последний год периода t ,

$u_{np\ i}^{СПГ}(t)$ – прирост емкости i -ого терминала СПГ за период t .

Перевалка СПГ $x_i^{СПГ}(t)$ в i -ом терминале в последний год периода t :

$$(1) \quad x_i^{СПГ}(t) = (1 - a_i^{СПГ}(t)) \cdot u_i^{СПГ}(t)$$

Емкость i -го терминала по перевалке СПГ $x_{mi}^{СПГ}(t)$ в последний год периода t ,

$$(2) \quad x_{mi}^{СПГ}(t) = x_{mi}^{СПГ}(t-1) + u_{np\ i}^{СПГ}(t),$$

Эксплуатационные затраты i -го терминала по перевалке СПГ $x_{3i}^{СПГ}(t)$ за период t ,

$$(3) \quad x_{3i}^{СПГ}(t) = C_i^{СПГ}(t) \cdot u_i^{СПГ}(t),$$

Капитальные затраты i -го терминала по перевалке СПГ $x_{ki}^{СПГ}(t)$ за период t ,

$$(4) \quad x_{ki}^{CIP}(t) = k_i^{CIP}(t) \cdot u_{np i}^{CIP}(t),$$

Приведенные изменения в модели ОМО «Газ» позволяют наиболее точно моделировать трансформации газовой отрасли России на длительную перспективу.

Литература

1. BP Statistical Review of World Energy 2018.
2. Annual Energy Outlook 2019 U.S. Energy Information Administration (EIA)
3. BP Energy Outlook – 2019 edition.
4. Shell 2018 Outlook for Energy: Scenarios energy models
5. Exxon Mobil A View to 2040
6. World Energy Outlook 2018 International Energy Agency
7. Global and Russian Energy Outlook 2016 / edited by A.A. Makarov, L.M. Grigoriev, T.A. Mitrova; ERI RAS – ACRF, Moscow, 2016. – 198 p.
8. A. Tarasov Modeling of long-term development of the Russian gas industry in modern conditions 2018 Eleventh International Conference "Management of large-scale system development" (MLSD) DOI: 10.1109/MLSD.2018.85519287.