

МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ НА ДОЛГОСРОЧНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛЬНЫХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ

Тарасов А.Э.

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

Аннотация: Статья посвящена моделированию долгосрочного развития нефтегазовой отрасли Российской Федерации в условиях глобальных неопределенностей, возникающих на внешних рынках сетевого и сжиженного газа, рынках сервисных услуг в области газодобычи и в финансировании углеводородных проектов.

Ключевые слова: нефтяная отрасль, газовая отрасль, попутный газ, природный газ, модель.

Введение

Несмотря на глобальные изменения, происходящие на мировых рынках газа и нефти из-за перехода к возобновляемой энергетике, Российская Федерация продолжает оставаться ведущей страной в области добычи природного и попутного нефтяного газа (ПНГ) и поставки его на экспорт в мире [1]. По общим доказанным запасам газа естественного (природного и ПНГ) Россия в настоящее время занимает первое место в мире [1]. Добыча попутного нефтяного газа в РФ на протяжении последнего десятилетия демонстрировала уверенный рост и в 2020 г. составила 13,7 % от общей добычи газа, и 13,2% в 2021 г., что дает насущную необходимость учета при анализе общего баланса российского газа [2], [3]. Рассчитанные в модели нефтяной отрасли РФ на долгосрочную перспективу объемы добычи нефти определяют объемы добычи ПНГ. По известным объемам добычи попутного нефтяного газа и балансу газа естественного могут быть рассчитаны объемы добычи и импорта природного газа на длительную перспективу.

Рынок сжиженного природного газа (СПГ) начал осваиваться Россией с 2006 г. вхождением ПАО Газпром в проект Сахалин 2 с поставкой сжиженного газа танкерами в страны АТР. По мнению экспертов [3], [4] наиболее масштабные перспективы роста на рынках СПГ стран АТР в средне и долгосрочной перспективе вероятны у Китая и Индии. Европейский рынок СПГ в настоящее время для российского газа не столь привлекателен ввиду общей тенденции стран Евросоюза по переходу к безуглеродной энергетике и стремлением отказаться от российского газа вообще после начала специальной военной операции на Украине и введенным запретом на заходы в порты Европы российским судам. Рынок СПГ стран-импортеров, не имеющих выхода к морю, в настоящее время очень мал и ограничивается Монголией, закупающей СПГ у Якутской топливно-энергетической компании с поставкой в Улан-Батор по железной дороге. Развитие поставок СПГ в страны СНГ в настоящее время не рассматривается ввиду имеющейся трубопроводной инфраструктуры, оставшейся со времен существования СССР.

Экспортные поставки российского сетевого газа в настоящее время осуществляются на европейский газовый рынок, рынок стран СНГ и с 2009 г. – на рынок стран АТР. Европейский рынок сетевого газа, традиционный для поставок из РФ с конца 60-х годов прошлого века, стагнирует уже более 10 лет и трудно предсказуем даже на среднесрочную перспективу ввиду широкого распространения возобновляемых источников энергии (ВИЭ), непредсказуемости погодных условий и массового внедрения энергосберегающих технологий [4], [5]. С началом Специальной военной операции на Украине руководством Евросоюза был выдвинут призыв к отказу от российского газа вообще и европейский рынок газа начал закрываться для России. В настоящее время нет поставок газа из РФ в Великобританию, Болгарию, Финляндию и Польшу, закрыт польский участок газопровода Ямал-Европа и частично украинский через Сохрановку. Полностью отказаться от поставок российского газа сразу страны Евросоюза не в состоянии, поскольку не у всех стран, имеющих выход к морю, есть терминалы для приема СПГ и отсутствуют газопроводы-коннекторы от стран с имеющимися терминалами для приема СПГ к соседним, не имеющим выход к морю. Мощность имеющихся терминалов значительно меньше объемов газа поставляемого из России. Свободные объемы СПГ в мире очень малы, поскольку все заводы СПГ строятся с поставкой практически всего производимого газа по долгосрочным контрактам и только крайне малая часть СПГ поступает на спотовый рынок. Заменить поставки российского газа поставками со спотового рынка не получится из-за недостаточных объемов предлагаемого газа и отсутствия инфраструктуры по приему СПГ у ряда европейских стран. Крупнейшие поставщики СПГ в мире – США и Катар [1]

не смогут заместить поставки российского трубопроводного газа в Европу, поскольку для американского СПГ европейский рынок не столь выгоден, как рынок стран АТР с традиционно более высокими по сравнению с европейским рынком ценами, заставить принудительно частные американские компании поставлять газ невозможно, плечо прогона танкеров при таких поставках существенно длиннее. При поставках СПГ в Европу из Катара поставщиком выдвигаются неприемлемые для стран Евросоюза условия: длительность контракта - 20 лет, запрет на перепродажу купленного газа в третьи страны, привязка цены СПГ в контракте к нефтяным, а не спотовым ценам и отказ от существующих и возможных в будущем претензий европейских антимонопольных ведомств к поставщику. Поставки сжиженного газа из Катара диверсифицированы по разным странам и резкое увеличение объемов поставок в одну европейскую страну, даже такую как Германия, не вписывается в стратегию поставок катарского министерства энергетики. На разработку месторождения, строительство завода СПГ и спуск на воду танкеров Катар отводит 5 лет. Поэтому у России будет определенный временной промежуток для модернизации инфраструктуры отрасли с целью диверсификации экспортных поставок газа.

Рынок стран СНГ для российского сетевого газа существенно уменьшился с отказом Украины начиная с 2015 г. от прямых закупок и перехода к так называемым «виртуальным реверсным поставкам» в которых российский газ, закупаемый европейскими странами, перепродается затем Украине с прямым отбором из экспортных поставок в Европу. Поставки российского газа в республику Беларусь в последние 10 лет не превышают 18 – 20 млрд м³ [6] и с вводом в промышленную эксплуатацию второго энергоблока БелАЭС в конце 2022 г. и введенными Евросоюзом санкциями на белорусские товары том числе и на электроэнергию, в лучшем случае останутся на уровне прошлых лет [5]. Экспорт российского трубопроводного газа в Молдавию и Армению уже многие годы достаточно стабильно стоит на отметках порядка 3 млрд м³ и 2 млрд м³ соответственно и рост объемов поставок по мнению экспертов [4], [5] маловероятен. Продажи газа в Узбекистан и Киргизстан на 2020 г. не превышают 0,9 млрд м³ и 0,3 млрд м³ соответственно [6]. Весьма умеренные перспективы роста в принципе возможны, но они будут ограничены размерами платежеспособного спроса [5]. Азербайджан, Казахстан и Туркменистан являются странами-экспортерами газа. С Казахстаном и Туркменистаном ПАО «Газпром» ведет полноценное сотрудничество, заключающееся в закупках газа для экспорта в страны дальнего зарубежья и перекрестных поставках газа с Казахстаном для загрузки мощностей Оренбургского газоперерабатывающего завода. Азербайджанский газ после ввода в промышленную эксплуатацию Трансадриатического газопровода перестал экспортироваться в РФ и поставляется в страны Южной Европы.

Вхождение России на рынок сетевого газа стран АТР началось с пуском экспортного газопровода Сила Сибири в 2009 г. По мнению экспертов [4], [5] поставки сетевого газа в Китай в средне и долгосрочной перспективе будут расти и пропускной способности действующего газопровода Сила Сибири будет явно недостаточно. У России есть возможность построить еще один экспортный газопровод в КНР через Монголию мощностью до 50 млрд м³ газа в год. Договоренность с китайской стороной достигнута и проект газотранспортной магистрали Союз - Восток, соединяющей экспортный газопровод Сила Сибири 2 с Китаем через территорию Монголии в настоящее время перешел в стадию проектно-изыскательских работ.

1 Анализ текущего состояния газовой отрасли России

Первоочередной задачей в области геологоразведки стоящей перед российской газовой отраслью в настоящее время – это оснащение аппаратурой и датчиками отечественной разработки для геологоразведки, а так же разработка отечественного программного обеспечения для анализа огромного объема полученных первичных данных, поскольку введенные США и странами Евросоюза санкции прямо или косвенно ограничивают доступ к закупкам оборудования, программного обеспечения и сервисным услугам в данной области. Главной задачей геологоразведки является восполнение выбывающей естественным путем минерально-сырьевой базы ввиду выработки месторождений. Несмотря на то, что в настоящее время по запасам разведанного газа Россия занимает первое место в мире [1], супергигантских месторождений аналогичных Уренгойскому или Ямбургскому в имеющемся балансе запасов газа нет и заменять выбывающие ввиду глубокой выработки такие месторождения придется более мелкими и расположенными в отдалении от существующих баз газодобычи. В итоге это может привести к увеличению инвестиций и операционных расходов, в результате чего российским газом могут быть потеряны свои конкурентные преимущества на внутреннем и внешних рынках. Снизить затраты на освоение новых

месторождений позволит доразведка пластов, лежащих выше сеноманских горизонтов и ниже валанжинских на действующих месторождениях, поскольку в этом случае при обнаружении продуктивных залежей есть возможность воспользоваться существующей инфраструктурой месторождения и нет необходимости нести затраты на обустройство. Так были открыты сенонская залежь Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения и ачимовская залежь Ямбургского, что позволит продлить эксплуатацию данных месторождений еще на долгие годы. Геологическое строение данных залежей существенно отличается от классических газовых сеноманских и валанжинских, что потребует разработки новых технологий добычи углеводородов. Большим подспорьем в области добычи представляется утилизация низконапорного газа месторождений, выведенных из промышленной эксплуатации ввиду чрезвычайного падения пластового давления.

В области магистрального транспорта газа основной проблемой является достаточно быстрое старение линейной части уникальной транспортной единой системы газоснабжения (ЕСГ) России. В Таблице 1 представлена структура ЕСГ по сроку эксплуатации на основании данных владельца - ПАО «Газпром» [6]. Для продления ресурса магистральных газопроводов и отводов служит система

Таблица 1. Структура ЕСГ на территории России по сроку эксплуатации, тыс. км

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
10 лет и менее	20,6	19,9	17,3	17,3	16,7	17,5	18,6
От 10 до 20 лет	20,7	19,1	15,8	16,2	15,7	15,5	15,9
От 21 года до 30 лет	50,6	47,3	40,9	40,9	34,8	35,3	24,4
От 31 года до 40 лет	46,6	49,2	55,2	55,2	59,1	60,0	62,8
От 41 года до 50 лет	20,6	23,3	24,9	24,8	26,3	26,7	31,5
Более 50 лет	11,6	12,4	17,7	17,7	20,0	20,2	23,6

планово-предупредительных ремонтов. Коррозионное обследование и внутритрубная дефектоскопия позволяют сделать оценку состояния участков магистральных газопроводов и сформировать систему капитальных ремонтов, позволяющих продлить безаварийную эксплуатацию. Необходимо создание мобильных компрессорных станций отечественного производства для откачки газа из участков магистральных газопроводов, выводимых в ремонт.

Для увеличения объемов экспортных поставок СПГ в страны АТР России необходимо строительство новых заводов по сжижению и новых танкеров как усиленного ледового класса Arc 7 для транспортировки по Северному морскому пути от завода до рейдовой перевалки на п-ве Камчатка, так и обычного класса ледостойкости Arc 4 для транспортировки вне районов со сложной ледовой обстановкой. Шансы на отмену введенных Евросоюзом и США санкций и возможность заказать технологические установки для сепарации, охлаждения и сжижения газа, криогенные насосы и теплообменники в настоящее время крайне малы, но даже если и удастся каким то образом заказать и изготовить оборудование, то неизбежно возникнут санкционные проблемы с логистикой изготовленного оборудования в Россию из-за запрета захода российских кораблей в порты стран Евросоюза и оплатой оборудования. В этой связи возникают угрозы реализации всего проекта Балтийский СПГ, а так же второй и третьей очередей проекта Арктик СПГ-2. Поэтому возникает насущная необходимость довести российскую технологию сжижения газа Арктический каскад до промышленного тиражирования сначала в среднетоннажном, а затем и в крупнотоннажном исполнении.

2 Моделирование долгосрочного развития нефтегазовой отрасли в условиях глобальных неопределенностей

Подавляющее большинство газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений России расположены в Восточной и Западной Сибири и полуостровах Ямал и Гыдан, которые характеризуются чрезвычайно суровым климатом и находятся в зоне многометровой вечной мерзлоты. Все проекты газовой и нефтяной отраслей России – в области добычи, транспортировки, переработки и сжижения характеризуются очень высокой капиталоемкостью, составляющей миллиарды долларов и продолжительным лагом длительностью от двух до пяти лет. В этой связи совместное моделирование в оптимизационных моделях газовой и нефтяной отраслей (ОМО «Газ» и

ОМО «Нефть») комплекса Scaneg производственных и финансово-экономических факторов газовой и нефтяной отраслей позволяет получить комплексную оптимизированную стратегию развития нефтегазового комплекса РФ на долгосрочную перспективу [7]. С учетом прогноза добычи ПНГ, рассчитанного в модели ОМО «Нефть» с учетом потребностей газовых рынков в модели ОМО «Газ» формируется оптимальный производственно-экономический план развития газовой отрасли России на долгосрочную перспективу.

Эксплуатационные затраты и капитальные вложения в научные исследования и разработку новых технологий геологоразведки рассчитываются так:

$$C_{iS}^{SGD}(t) = C_i^G(t) + C_i^{SGE}(t) + C_i^{SGD}(t), \quad (1)$$

где $C_{iS}^{SGD}(t)$ – суммарные удельные эксплуатационные затраты на геологоразведку i -го пласта на месторождении за период t ,

$C_i^G(t)$ – удельные эксплуатационные затраты на геологоразведку i -го пласта за период t ,

$C_i^{SGE}(t)$ – удельные затраты в НИР по импортозамещению аппаратуры и программного обеспечения в геологоразведке i -го пласта за период t ,

$C_i^{SGD}(t)$ – удельные затраты в НИР новых технологий в геологоразведке i -го пласта за период t .

$$k_{iS}^G(t) = k_i^G(t) + k_i^{SGE}(t) + k_i^{SGD}(t), \quad (2)$$

где $k_{iS}^G(t)$ – суммарные удельные капитальные вложения в геологоразведку i -го пласта за период t ,

$k_i^G(t)$ – удельные капитальные вложения в геологоразведку i -го пласта за период t ,

$k_i^{SGE}(t)$ – удельные капитальные затраты в НИР новых технологий в геологоразведке i -го пласта за период t ,

$k_i^{SGD}(t)$ – удельные капитальные вложения в НИР по импортозамещению аппаратуры и программного обеспечения в геологоразведке i -го пласта за период t .

Эксплуатационные затраты и капитальные вложения в научные исследования и разработку новых технологий добычи газа в сенонских залежах и ачимовских свитах рассчитываются так:

$$C_{iS}^P(t) = C_i^P(t) + C_i^{PE}(t) + C_i^{PD}(t), \quad (3)$$

где $C_{iS}^P(t)$ – суммарные удельные эксплуатационные затраты на добычу газа из i -го пласта за период t ,

$C_i^P(t)$ – удельные эксплуатационные затраты на добычу газа из i -го пласта за период t ,

$C_i^{PE}(t)$ – удельные затраты в НИР новых технологий добычи газа из i -ого пласта за период t ,

$C_i^{PD}(t)$ – удельные затраты в НИР по импортозамещению оборудования для добычи газа из i -ого пласта за период t .

$$k_{iS}^P(t) = k_i^P(t) + k_i^{PE}(t) + k_i^{PD}(t), \quad (4)$$

где $k_{iS}^P(t)$ – суммарные удельные капитальные вложения в добычу газа из i -го пласта за период t :

$k_i^P(t)$ – удельные капитальные вложения в добычу газа из i -го пласта за период t

$k_i^{PE}(t)$ – удельные капитальные вложения в НИР новых технологий добычи газа из i -ого пласта за период t ,

$k_i^{PD}(t)$ – удельные капитальные вложения в НИР по импортозамещению оборудования для добычи газа из i -го пласта за период t .

Эксплуатационные затраты и капитальные вложения в научные исследования и разработку новых технологий диагностики и капитального ремонта магистральных газопроводов и отводов рассчитываются так:

$$C_{ijs}^P(t) = C_{ij}^P(t) + C_{ij}^{PE}(t) + C_{ij}^{PD}(t), \quad (5)$$

где $C_{ijs}^P(t)$ – суммарные удельные затраты в диагностику и капитальный ремонт магистрального газопровода от узла i до узла j за период t ,

$C_{ij}^P(t)$ – удельные затраты в диагностику и капитальный ремонт магистрального газопровода от узла i до узла j за период t ,

$C_{ij}^{PE}(t)$ – удельные затраты в НИР новых технологий диагностики и капитального ремонта магистрального газопровода от узла i до узла j за период t ,

$C_{ij}^{PD}(t)$ – удельные затраты в НИР по импортозамещению оборудования диагностики и капитального ремонта магистрального газопровода от узла i до узла j за период t .

$$k_{ijs}^P(t) = k_{ij}^P(t) + k_{ij}^{PE}(t) + k_{ij}^{PD}(t) \quad (6)$$

где $k_{ijS}^P(t)$ – суммарные удельные капитальные вложения в диагностику и капитальный ремонт магистрального газопровода от узла i до узла j за период t

$k_{ij}^P(t)$ – удельные капитальные вложения в диагностику и капитальный ремонт магистрального газопровода от узла i до узла j за период t ,

$k_{ij}^{PE}(t)$ – удельные капитальные вложения в НИР новых технологий диагностики и капитального ремонта магистрального газопровода от узла i до узла j за период t ,

$k_{ij}^{PD}(t)$ – удельные капитальные вложения в НИР по импортозамещению оборудования для диагностики и капитального ремонта магистрального газопровода от узла i до узла j за период t .

Эксплуатационные затраты и капитальные вложения в научные исследования и доработку российской технологии сжижения Арктический каскад рассчитываются так:

$$C_{jS}^{LP}(t) = C_j^{LP}(t) + C_j^{LPE}(t), \quad (7)$$

где $C_{jS}^{LP}(t)$ – суммарные удельные эксплуатационные затраты j -го завода СПГ за период t :

$C_j^{LP}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты j -го завода СПГ за период t .

$C_j^{LPE}(t)$ – удельные затраты в НИР технологии Арктический каскад j -го завода СПГ период t ,

$$k_{jS}^{LP}(t) = k_j^{LP}(t) + k_j^{LPE}(t), \quad (8)$$

где $k_{jS}^{LP}(t)$ – суммарные удельные капитальные вложения в j -й завод СПГ за период t ,

$k_j^{LP}(t)$ – удельные капитальные вложения в j -й завод СПГ за период t ,

$k_j^{LPE}(t)$ – удельные капитальные вложения в НИР технологии Арктический каскад j -го завода СПГ период t .

Эксплуатационные затраты и капитальные вложения в научные исследования и доработку технологии переработки многокомпонентного газа рассчитываются так:

$$C_{iS}^{GR}(t) = C_i^{GR}(t) + C_i^{GRE}(t), \quad (9)$$

где $C_{iS}^{GR}(t)$ – суммарные удельные эксплуатационные затраты i -го газоперерабатывающего завода (ГПЗ) за период t ,

$C_i^{GR}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты i -го ГПЗ за период t .

$C_i^{GRE}(t)$ – удельные затраты в НИР новой технологии газопереработки i -го ГПЗ период t ,

$$k_{iS}^{GR}(t) = k_i^{GR}(t) + k_i^{GRE}(t), \quad (10)$$

где $k_{iS}^{GR}(t)$ – суммарные удельные капитальные вложения в i -й ГПЗ за период t ,

$k_i^{GR}(t)$ – удельные капитальные вложения в i -й ГПЗ за период t ,

$k_i^{GRE}(t)$ – удельные капитальные вложения в НИР новой технологии газопереработки i -го ГПЗ период t .

Заключение

Необходимость скорейшего внедрения мероприятий по поддержанию стабильной работы газовой отрасли России в условиях современных глобальных неопределенностей возрастает многократно. Технологическое развитие газовой отрасли Российской Федерации и полное импортозамещение являются первоочередными задачами, решение которых в перспективе позволит продолжить бесперебойную работу в условиях наложенных санкций. Дальнейшее развитие отрасли видится за счет расширения внутреннего рынка газа и роста поставок сетевого и сжиженного газа в страны АТР.

Литература

1. BP Statistical Review of World Energy – 2021 70th edition
2. Газовая промышленность Статистика за 2021 г. ТЭК России № 1 2022 – с.89.
3. Газовая промышленность Статистика за 2020 г. ТЭК России № 1 2021 – с.88.
4. BP Energy Outlook 2022 Edition
5. Перспективы развития мировой энергетики с учетом влияния технологического прогресса / под ред. В.А. Кулагина // М.: ИНЭИ РАН, 2020. 320 с.
6. Справочник «Газпром в цифрах» 2016-2020 [Электронный ресурс] URL: <https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/reports/2020/> (дата обращения 23.06.2022).
7. 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