

УДК 553.98.042 (470+571)

Ильинский А.А.ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ)», Санкт-Петербург, Россия ins@vnigri.spb.su**Шамалов Ю.В.**ООО «Газфлот» ОАО «Газпром», Москва, Россия gazflot@gazflot.gazprom.ru

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПРИОРИТЕТЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Рассмотрено современное состояние минерально-сырьевой базы нефти и природного газа, приведены основные индикаторы развития нефтегазового комплекса за последние годы, включая добычу и приросты запасов углеводородного сырья. Выявлены основные проблемы, сдерживающие интенсивное и сбалансированное развитие нефтяной и газовой отрасли России. Определены основные направления развития сырьевой базы нефтегазодобывающей промышленности, развития производственной и транспортной инфраструктуры. Обоснована необходимость внедрения инновационных программ комплексной переработки нефти и природного газа, развития технологий повышения нефтеотдачи месторождений и проч.

Ключевые слова: стратегические инициативы, нефтегазовый комплекс, прогнозные ресурсы углеводородного сырья

Россия обладает огромным углеводородным потенциалом, входит в число ведущих нефтедобывающих стран мира, удовлетворяя как текущие и перспективные потребности экономики России в нефти, природном газе и продуктах их переработки, так и поставляет их в значительном количестве на экспорт. Структура ресурсов нефти и газа, величина их запасов, качество, степень изученности и направления хозяйственного освоения оказывают непосредственное влияние на экономический потенциал страны, социальное развитие регионов.

В условиях новых геополитических и социально-экономических реалий стратегическое значение для национальной экономики страны имеет проблема комплексного и сбалансированного освоения углеводородного потенциала.

Россия обладает огромным углеводородным потенциалом, позволяющим реализовать прогнозы добычи нефти и газа до 2030 г. В то же время состояние минерально-сырьевой базы нефти характеризуется снижением текущих разведанных запасов и низкими темпами их воспроизводства. Объемы геологоразведочных работ не обеспечивают воспроизводство минерально-сырьевой базы, что в средне- и долгосрочной перспективе, особенно в условиях быстрого роста добычи нефти и газа, может стать серьезной угрозой энергетической и экономической безопасности страны. Кроме того, следует учитывать, что свыше 92% текущих запасов нефти и более 85% запасов газа находятся в распределенном фонде недр. В

связи с этим уровни добычи, объемы инвестиций в разработку и геологоразведку в значительной степени определяются бизнес-планами вертикально интегрированных компаний (ВИНК). Дефицит инвестиций ведет к сокращению объемов поисково-разведочного бурения и, как следствие, снижаются темпы ввода новых месторождений в разработку [Энергетическая стратегия..., 2003].

По мере поддержания высоких темпов роста на фоне замедления снижения энергоемкости российская экономика сталкивается с обостряющимся дефицитом энергии. Темп снижения энергоемкости ВВП упал с 4.2-4.5% в 2002-2003 гг. до 2.4% в 2006 г., а при расчете по полезно потребленной электроэнергии – до 1.3%. Примерно половина этого падения объясняется ростом доли энергоемкой продукции в выпуске промышленности.

В последние годы резко изменилась модель экономического роста в России: экономика перешла от наращивания производства за счет повышения загрузки производственных мощностей, введенных еще в советский период (восстановительный рост), к развитию на основе масштабного строительства новых мощностей (инвестиционный рост). Даже в условиях восстановительного роста в 1999-2005 гг. снижение энергоемкости ВВП в среднем на 4.6% в год не привело к ограничению спроса на энергию, который резко ускорился при переходе к модели инвестиционного роста.

Основные целевые установки при подготовке стратегии освоения углеводородного потенциала России должны быть ориентированны на ряд факторов (рис. 1).

Важным элементом, способным обеспечить целевые установки стратегического развития нефтегазового комплекса России, является научная и методологическая составляющие долгосрочной стратегии. На настоящее время практически единственным законодательно утвержденным программным документом в этой сфере является Энергетическая стратегия развития России до 2020 г. До сих пор отсутствует единая парадигма управления недропользованием, концепция и механизмы сбалансированного развития и регулирования углеводородной энергетики, включая ресурсную, технологическую и финансовую составляющие.

Современная парадигма развития углеводородного потенциала страны должна интегрировать определяющие современные геополитические тенденции и концепции развития. Сюда следует отнести концепцию глобализации энергетического пространства; устойчивости социально-экономического развития; рационального природопользования и недропользования; комплексного освоения и использования минерального сырья; энергетической безопасности; экологизации топливно-энергетического комплекса; кластеров

конкурентоспособности; энергоэффективной экономики; нулевой эмиссии парниковых газов и др [Прищепа, 2007].



Рис. 1. Целевые установки стратегии освоения углеводородного потенциала России

Современная парадигма развития углеводородного потенциала, несомненно, должна учитывать риски, возникающие в нефтегазовой промышленности, и современные инструментарииминимизации потерь проектного финансирования, а также увеличение реальной стоимости инвестиционных проектов, реализуемых в нефтегазовом комплексе. Оценка стратегического потенциала и конечный этап стратегического анализа должны быть направлены на определение экономической эффективности освоения месторождений углеводородного сырья, развития транспортных проектов и перерабатывающего комплекса в нефтегазовой промышленности (НГП). При этом потенциал социально-экономической значимости проектов нефтегазового комплекса региона должен быть также оценен с учетом

их влияния на отрасли: машиностроения, судостроения, химической и других подотраслей промышленности.

Вектор стратегических приоритетов должен предусматривать рациональную организацию воспроизводства минерально-сырьевой базы (МСБ) и лицензионной политики; развитие новых центров нефтедобычи, опережающее инновационное развитие технологий поисков и разведки запасов нефти (компенсирующих объективные тенденции ухудшения условий освоения ресурсов); внедрение длинных технологических цепочек преобразования углеводородного сырья (УВС) с замещением экспорта ресурсов на экспорт технологически переработанного сырья, формирование системы оптимальных объемов резервов углеводородного сырья; внедрение экологосбалансированных систем, включая CCS (улавливание и секвестрация углекислого газа) и др. Рассмотрим далее перечисленные направления более детально.

Минерально-сырьевая база. Современное состояние МСБ нефти характеризуется снижением текущих разведанных запасов нефти и низкими темпами их воспроизводства. Объемы геологоразведочных работ не обеспечивают воспроизводство МСБ нефтяной промышленности, что в средне- и долгосрочной перспективе, особенно в условиях быстрого роста добычи нефти, может стать серьезной угрозой энергетической и экономической безопасности страны.

В целом анализ ситуации, складывающейся в нефтяной промышленности, позволяет выявить основные проблемы нефтяной и газовой отрасли России:

- Минерально-сырьевая база истощается: годовая добыча с 1994 г. по нефтедобывающим регионам не компенсируется приростами запасов, приближаются сроки исчерпания активных эксплуатируемых запасов, в структуре запасов быстро нарастает доля трудноизвлекаемых запасов (в Ханты-Мансийском автономном округе их доля – 67%);

- Произошла убыль активных прогнозных ресурсов, практически отсутствует резерв объектов, на которых возможно получение существенных приростов запасов. В последние 10 лет резко ухудшилась структура новых открытий: практически все они относятся к разряду мелких и мельчайших УВ скоплений, снижается эффективность ГРП.

- Основной прирост запасов идет за счет доразведки «старых» месторождений путем перевода запасов категории C_2 в C_1 и пересчетов запасов (с увеличением коэффициента извлекаемости нефти (КИН) при условии внедрения новых технологий разработки). В то же время КИН на месторождениях в целом по стране падает. Это связано с тем, что происходит

выборочная отработка месторождений и сверхнормативные отборы, постановка на баланс запасов вновь открываемых месторождений с низкими значениями КИН.

▪ При реализации «Энергетической стратегии России» нефтяная промышленность столкнется с рядом технологических проблем. Мировая практика добычи нефти и газа не имеет большого опыта освоения месторождений на арктическом шельфе морей со сложной ледовой обстановкой. Сложным в технологическом плане будет и создание транспортной инфраструктуры [Энергетическая стратегия..., 2003].

▪ Технологические сложности при освоении нефтяных месторождениях будут возникать в новых регионах, таких как п-ов Ямал, Восточная Сибирь, республика Саха (Якутия). Значительные сложности связаны с низкой температурой нефтегазоносных пластов – до $6-8^{\circ}\text{C}$, аномально низкие пластовые давления, самые древние в мире резервуары, громадные толщи многолетнемерзлых пород, сложнейшие природно-климатические условия.

▪ В освоенных районах, таких как Западная Сибирь, нефтяная промышленность столкнется с проблемой уменьшения размеров месторождений, ухудшением качества коллекторов. Это потребует больших усилий науки по многим направлениям. Необходимо найти решения снижающие стоимость глубокого бурения, транспортного строительства и др.

Приоритетными стратегическими направлениями развития сырьевой базы УВ России являются Уральский, Приволжский, Северо-Западный, Сибирский Федеральные округа и моря. Эти регионы и акватории могут обеспечить основной объем прироста новых рентабельных запасов нефти и газа и максимальные доходы государства и инвесторов от их освоения. Главный центр нефтяной промышленности – Западная Сибирь. В этом регионе сосредоточено более 53 % начальных суммарных ресурсов. Другие крупные нефтедобывающие регионы страны – Урало-Поволжский (14,2 % от начальных суммарных ресурсов), Дальневосточный (3,0 %), Северо-Кавказский (1,6 %), а в перспективе – Восточно-Сибирский (10,5 %) и шельф (12,4 %).

Динамика основных индикаторов развития за последние годы в целом по стране приведена в табл. 1.

Предусматриваются следующие основные направления развития сырьевой базы нефтегазодобывающей промышленности:

1. Расширение масштабов геологоразведочных работ с целью выявления и разведки новых промышленно значимых запасов нефти и газа.

2. Увеличение объемов запасов на разрабатываемых месторождениях за счет повышения коэффициентов нефтеотдачи и вовлечения в промышленный оборот трудноизвлекаемых запасов.

3. Ввод в промышленный оборот разведанных месторождений новых нефтегазоносных регионов (включая тяжелые нефти и битумы).

4. Вовлечение в освоение морского нефтегазового потенциала.

Таблица 1

Добыча и прирост запасов нефти и газа в России в 2001–2007 гг. [Прищепа, 2007]

Показатель / Год	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	1994-2007
Добыча нефти, млн т	348	380	421	459	470	480	496	4721
Прирост запасов нефти, млн т	300	260	380	239	285	353	385	3469
Кратность восполнения запасов нефти	0,86	0,68	0,9	0,52	0,61	0,74	0,78	0,73
"Проедание" / расширение запасов нефти (прирост минус добыча), млн т	-48	-120	-120	-220	-185	-127	-111	-1252
Добыча газа, млрд м ³	581	595	620	634	640	656	661	7867
Прирост запасов газа, млрд м ³	500	514	560	582	660	560	630	5343
Кратность восполнения запасов газа	0,86	0,86	0,9	0,92	1,03	0,85	0,95	0,68
"Проедание" / расширение запасов газа (прирост минус добыча), млрд м ³	-81	-81	-60	-52	20	-96	-31	-2524
Объем глубокого разведочного бурения на нефть и газ, тыс. м	1847	1105	1080	925	804	923	980	16862
Эффективность глубокого бурения, т у.ув/м	433	700	870	888	1176	989	1036	523

Первое направление развития отрасли базируется на количественной оценке прогнозных ресурсов УВ. Во всех основных регионах страны имеется значительный объем еще невыявленных запасов. Увеличение объемов геологоразведочных работ позволит открыть новые месторождения и обеспечить воспроизводство минерально-сырьевой базы нефтегазодобывающей промышленности.

Второе направление связано с эксплуатируемой сырьевой базой и на ближайшие 10 лет останется ведущим. Здесь имеются достаточные резервы неосвоенных, но, в основном, трудно извлекаемых запасов. Главное препятствие для извлечения этих запасов – необходимость внедрения прогрессивных методов разработки.

Согласно третьему направлению, значительный объем добычи нефти и газа может обеспечить ввод в промышленный оборот новых крупных нефтегазоносных регионов (Восточная Сибирь, Ненецкий автономный округ). Однако при этом требуется привлечение огромных инвестиций в создание транспортной и промышленной инфраструктуры.

Наконец, четвертое направление - освоение морских ресурсов нефти и газа России в промышленный оборот является новым альтернативным направлением развития нефтегазодобывающей промышленности. Существующие оценки морского ресурсного углеводородного потенциала превосходят аналогичные оценки по крупнейшим нефтегазоносным бассейнам мира.

В настоящее время континентальный шельф России является основным резервом нефтегазодобывающей промышленности страны на ближайшую и отдаленную перспективу. Континентальный шельф Российской Федерации имеет площадь 6.2 млн. км², из них 4 млн. км² являются перспективными на нефть и газ. Начальные извлекаемые ресурсы углеводородного сырья, в пересчете на нефть, оцениваются в 90-100 млрд. т. К настоящему времени раскрыта общая геологическая структура шельфа, выявлены основные нефтегазоносные бассейны, очерчены их границы, определена общая мощность осадочного чехла. Установлено, что средняя плотность начальных извлекаемых ресурсов составляет 20-25 тысяч тонн на 1 км² площади.

Выявлено более 800 локальных структур, 130 из них подготовлены к глубокому бурению. Поисковое бурение проводилось на 61 объекте, на 31 из них открыты нефтяные и газовые месторождения, подсчитаны запасы. Тем не менее, геолого-геофизическая изученность континентального шельфа России остается крайне неоднородной и в целом очень низкой. К настоящему времени здесь выполнено чуть более 1 млн. км сейсмических профилей и пробурено 197 глубоких скважин, в основном – на дальневосточном шельфе и в Западной Арктике. При этом восточно-арктические моря остаются практически неизученными.

Суммарные извлекаемые запасы морских месторождений составляет 10.8 млрд. т у. т., 52% которых – запасы промышленных категорий АВС1. Перспективные ресурсы составляют 8,5 млрд. т у. т. В структуре извлекаемых запасов преобладает газ. Нефть и конденсат составляют чуть более 10%. Основная часть запасов сосредоточена в Баренцевом, Печорском, Карском, Охотском и Каспийском морях.

Технически доступные ресурсы нефти континентального шельфа Российской Федерации составляют, по экспертным оценкам, около 9.2 млрд. т. Из них рентабельных

ресурсов – 5.1 млрд. т. Особую ценность представляют высокорентабельные ресурсы, объем которых превышает один миллиард тонн. Они рассматриваются как приоритетные для широкомасштабного освоения. Объем нормально-рентабельных ресурсов нефти в два раза превышает объем высокорентабельных. Эти ресурсы в целом следует рассматривать в качестве второго эшелона при освоении недр континентального шельфа. Освоение гранично-рентабельных ресурсов возможно при высоких ценах на нефть или с внедрением принципиально новых технических средств.

В качестве отдаленного резерва могут рассматриваться нерентабельные морские ресурсы нефти в объеме около 4 млрд. т. Их вовлечение в промышленный оборот потребует принципиальных изменений в технике и технологии морской добычи нефти. Технически доступные ресурсы свободного газа оцениваются в 47.0 трлн. м³, около половины их них являются рентабельными [Белонин, Подольский, 2006].

Таким образом, на сегодняшний день имеются все предпосылки для перехода к широкомасштабным геологоразведочным работам и начала освоения, прежде всего, наиболее крупных месторождений российского шельфа. Вероятность открытия новых значительных объектов оценивается как весьма высокая.

Для обеспечения объемов добычи запланированных в Новой энергетической стратегии России до 2030 г. необходима интенсификация геологоразведочных работ, которые позволят аккумулировать извлекаемые промышленные запасы нефти в объеме 10-13 млрд. т (в том числе высокорентабельных 1.3-1.5 млрд. т), и газа в объеме 10-18 трлн. м³ (в том числе высокорентабельных 2.0-4.6 трлн. м³). В период с 2006 по 2010 гг. на проведение региональных геологоразведочных работ потребуется 6.8 млрд. руб. из федерального бюджета. В период с 2011 по 2020 г. эта сумма составит около 26.4 млрд. руб. Таким образом, суммарная величина затрат на выполнение работ для подготовки аукционных участков составит 33.2 млрд. руб. или 1.2 млрд. долл. США.

Поисковые, поисково-оценочные и разведочные работы, обустройство месторождений, развитие промышленной и транспортной инфраструктуры будет осуществляться за счет средств инвесторов при координации и контроле со стороны государства. По ориентировочным расчетам инвестиционная емкость всего комплекса работ оценивается в 72-113 млрд. долл. США, в том числе по нефти 30-50 млрд. долл. США, по газу 35-57 млрд. долл. США.

Добыча нефти и газа. Для устойчивой работы нефтегазового комплекса России первостепенной задачей является формирование новых крупных центров нефтегазодобычи в

перспективных регионах.

К 2010 г. добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) может достичь 12–13 млн. т. В этот период ожидается начало промышленной разработки Талаканского, Юрубчено-Тохомского, Куюмбинского месторождений, будут организованы поставки конденсата с Ковыктинского месторождения. На шельфе о. Сахалин будет завершён ввод в эксплуатацию производственных объектов проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», что позволит довести суммарную добычу в Сахалинской области до 23 млн. т. В дальнейшем при проведении активной государственной политики в области недропользования и лицензирования недр, резком расширении ГРП, развитии перерабатывающей и транспортной инфраструктуры добыча нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке (с учетом добычи на острове Сахалин и его шельфе) может быть к 2020 г. доведена до 90 млн. т, а к 2030 г. – до 145 млн. т.

На шельфе о-ва Сахалин будет сформирована новая крупная система нефтеобеспечения и расширены экспортные поставки в Японию, Китай, Южную Корею, Индию, Филиппины, другие страны АТР, а также на тихоокеанское побережье США. Кроме того, планируется увеличить загрузку сахалинской нефтью Комсомольского НПЗ. Поставки на Хабаровский НПЗ, вероятно, будут организованы с месторождений Республики Саха. В настоящее время уровень загрузки производственных мощностей Комсомольского НПЗ составляет чуть более 70 %, Хабаровского – менее 60 %. Доля сырья, поставляемого на эти заводы из Западной Сибири, – свыше 80 и 100 %, соответственно.

Развитие МУН. К настоящему времени в России освоены и применяются в промышленных масштабах следующие четыре группы методов увеличения нефтеотдачи: тепловые, газовые, химические, гидродинамические методы воздействия на пласты. Дополнительная добыча нефти в России за счет применения методов увеличения нефтеотдачи за период 1996-2005 гг. достигла 69,5 млн. т. Такой объем дополнительной добычи соответствует примерно 15 % от общей добычи и примерно половине всей добыче из трудноизвлекаемых запасов.

Эффективное использование методов увеличения нефтеотдачи позволит значительно прирастить рентабельные запасы разрабатываемых месторождений, а также повысить коэффициент извлечения нефти на стадии проектирования технико-экономического обоснования и проекта разработки перспективных площадей. В связи с этим, в настоящее время актуальной задачей является стимулирование и интенсификация внедрения методов увеличения нефтеотдачи в реальную хозяйственную практику. Прогноз добычи нефти в РФ с

учётom МУН до 2020 года был выполнен по трём вариантам: ресурсный, благоприятный и умеренный.

В рамках ресурсного варианта добыча нефти с использованием МУН может достигнуть к 2010 г. – 78 млн. т (14,9 % суммарной добычи), к 2015 году – 87 млн. т (15,0%), в 2020 г. – 96 млн. т (15,2 %). Согласно благоприятного варианта производство нефти с применением МУН достигнет в 2010 г. 73 млн. т, в 2015 г. – 76 млн. т, в 2020 г. – 79 млн. т. В умеренном варианте этот показатель составит в 2010 г. 72 млн. т, в 2015 г. – 73 млн. т, в 2020 г. – 74 млн. т.

Транспорт. Существенное увеличение объемов внешней торговли из Северо-Западных и дальневосточных регионов страны привели к возникновению дефицита специализированных производственных мощностей морских портов и к нехватке пропускных возможностей железнодорожных подходов к ним. Вместе с тем переориентация экономики с импорта на экспорт, выход России на новые международные рынки предполагают системную диверсификацию инфраструктуры всех видов транспорта, обеспечивающих внешнеторговую деятельность [Ильинский, 2006]. Отставание в решении этой проблемы может создать реальные ограничения реализации потенциала внешней торговли России.

Предусматриваются следующие главные направления развития систем транспорта нефти:

- *Северо-Балтийское направление* (расширение мощности Балтийской трубопроводной системы и реализация проекта БТС-2, предусматривающая строительство нового трубопровода Унеча-Приморск и увеличение мощностей терминала в Приморске).

- *Каспийско – Черноморско – Средиземноморское направление* (строительство нефтепровода Бургас – Александрополис, пропускная способность нефтепровода протяженностью 285 км составит 35 млн. тонн в год с возможностью увеличения до 50 млн. тонн в год).

- *Центрально – Европейское направление* (соединение трубопроводных систем «Дружба» и «Адрия» с целью поэтапного (5 – 10 – 15 млн. тонн в год) увеличения экспорта нефти из России и стран СНГ через нефтеперевалочный терминал в п. Омишаль (Хорватия). Интеграция трубопроводных систем Центральной и Восточной Европы в «Единую систему»).

- *Восточно – Сибирское направление* (важнейшим нефтетранспортным проектом России является строящийся в настоящее время магистральный нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан с отводом на Китай).

- *Дальневосточное направление* (создание транспортных магистралей для поставки углеводородного сырья с шельфа Сахалина на рынки АТР и Южной Азии. В рамках проекта «Сахалин - I» предусматривается сооружение нефтепровода мощностью 12,5 млн. тонн в год с морским переходом через Татарский пролив до терминала в пос. Де-Кастри (Хабаровский край).

В целях обеспечения экспорта нефтепродуктов с крупнейших НПЗ России, минуя таможенную территорию сопредельных государств, Энергетической стратегией предусматривается строительство нефтепродуктов «Сызрань – Саратов – Волгоград Новороссийск», «Андреевка – Альметьевск», а также нефтепродуктопровода «Кстово – Ярославль - Кириши – Приморск».

Приоритетные стратегические проекты по развитию трубопроводного транспорта – Балтийская трубопроводная система (БТС), Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) – не решают в полной мере проблемы покрытия дефицита экспортных мощностей в первую очередь по причинам, не зависящим от России (ограниченность пропускной способности турецких и датских проливов на Черном и Балтийском морях).

Нефтеперерабатывающая промышленность. Нефтеперерабатывающая промышленность России характеризуется, с одной стороны, избытком мощностей по первичной переработке нефти, особенно в Башкирии и Самаре, с другой стороны, недостатком вторичных мощностей, причем существующие мощности крайне изношены (до 80 %). Кроме того, в связи с резким падением объемов производства нефтехимии, на многих НПЗ ликвидированы мощности по производству ароматических углеводородов и других видов нефтехимического сырья.

Основные тенденции диверсификации отрасли определяются необходимостью повышения глубины переработки в сравнении с западными НПЗ, эффективных отечественных катализаторов для гидрогенизационных процессов.

В соответствии с принятой Правительством РФ Федеральной целевой программой «Топливо и энергия» (II редакция) – 1996–2000 гг. была разработана подпрограмма «Реконструкция и модернизация предприятий нефтеперерабатывающей промышленности», подготовленная Министерством энергетики РФ. Подпрограмма рассчитана на 12–15 лет и должна осуществляться поэтапно из-за большой капиталоемкости и ограниченности

инвестиционных ресурсов. Первый этап (1996–2000 г.г.) был ориентирован на рост глубины переработки нефти до 73–75 %, что не достигнуто (перенесено на 2010 г.), последующие этапы – до 82–85 % (перенесено на 2020 г.).

Утилизация попутного газа. Основные преимущества энергетического использования ПНГ на промыслах: выполнение условий лицензионных соглашений по утилизации ПНГ; значительное снижение затрат на энергоснабжение; высокая экономическая эффективность и короткие сроки окупаемости; отсутствие значительных инвестиций по строительству ЛЭП и инженерных сетей для постоянного энергоснабжения новых месторождений; отсутствие потерь от передачи энергии за счет выработки энергии на месте; высокое качество электроэнергии, производимой ГПЭС; снижение влияния факторов, влияющих на возникновение парникового эффекта (выработка энергии с пониженными выбросами CO₂).

В последнее время опять наблюдается рост интереса к газификации с приоритетом *установок внутрицикловой газификации* назначение которых - производство электроэнергии. С позиций применения как паровых, так и газовых турбин в малой энергетике, в России имеется огромное количество котельных, которые предназначены для теплоснабжения, но в то же время вырабатывают пар с высокими параметрами. Такой пар можно использовать для выработки электроэнергии в паровых противодавленческих турбинах. Оцениваемый потенциал составляет 25 тыс. МВт (12% от установленной мощности в РАО «ЕЭС России»). Причем расход топлива на генерацию электричества оказывается в 2 раза ниже, чем в РАО «ЕЭС».

Основные нераспределенные запасы попутного газа в России находятся в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах – на территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (объединенного Красноярского края, Иркутской области, Республики Саха). Начальные суммарные ресурсы ПНГ в Восточной Сибири составляют 1,5-2 трлн. м³. Поэтому для развития бизнеса, связанного с утилизацией попутного газа необходимо участвовать в проектах по освоению месторождений в этих регионах, либо создавать совместный бизнес с владельцами лицензий в Западной и Восточной Сибири.

Из крупных проектов можно выделить следующие.

В районах Западной и Восточной Сибири предстоит реализовать ряд проектов по развитию существующих и формированию новых предприятий нефте- и газоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности, создать крупномасштабное производство полимерных материалов. В Восточной Сибири необходимо сформировать крупные центры по производству и сжижению гелия, организовать систему его

крупнотоннажной транспортировки. В Иркутской области, в районе Саянска, необходимо построить газоперерабатывающий завод, начать формирование Восточно-Сибирского газохимического комплекса.

В Красноярском крае заводы по переработке газа, вероятно, целесообразно строить в районе Богучан. В Западной Сибири предполагается завершение строительства Новоуренгойского ГХК, развитие Тобольского НХК, а также реализация двух новых проектов. Первый – создание Томского перерабатывающего центра, что предусматривает строительство Володинского ГПЗ в составе Томского нефтегазохимического комбината (ТНХК) и последующую организацию производства полимеров. Этот комплекс позволит очищать энергетический газ от более тяжелых фракций, повышая его калорийность, и одновременно обеспечивать ТНХК ценным углеводородным сырьем. Второй проект предполагает сооружение завода по глубокой переработке нефти и газа в г. Куйбышев Новосибирской области, подключение его к системе производственных мощностей омских химических заводов. Реализация межрегиональной программы глубокой переработки углеводородного сырья для получения высоколиквидной химической продукции (полиэтилен, полипропилен, полистирол и т.д.) позволит создать крупное градообразующее производство в г. Куйбышеве и обеспечить полную сырьевую загрузку химических предприятий в Томской и Омской областях.

Литература

Белонин М.Д., Подольский Ю.В. Нефтегазовый потенциал России и возможности его развития. - СПб.: Недра, 2006. - 376 с.

Ильинский А.А. Нефтегазовый комплекс Северо-запада России: стратегический анализ и концепции развития. – СПб.: Наука, 2006. – 474 с.

Прищепина О.М. Воспроизводство запасов нефти и газа в современных условиях / Актуальные проблемы нефтегазовой геологии. - СПб.: ВНИГРИ, 2007. - С. 8-18.

Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. / Утв. Распоряж. Правительства РФ №1234-р от 28.08.2003

Рецензент: Макаревич Владимир Николаевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор

Ilinsky A.A.

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia

ins@vnigri.spb.su

Shamalov Yu.V.

OOO "Gasflot", Moscow, Russia gazflot@gazflot.gazprom.ru

STRATEGIC PRIORITIES OF DEVELOPING THE OIL-GAS COMPLEX OF RUSSIA IN PRESENT CONDITIONS

The present state of the Russian oil and natural gas resource base is considered; the major indices of developing the oil-gas complex during recent years, including hydrocarbon production and reserve additions, are shown. The major problems slackening the intensive and balanced development of the Russia oil and gas branch are established. The major lines of developing the resource base of oil-gas producing industry and also industrial and transport infrastructure are determined. The necessity of introducing the innovation programs of oil and natural gas complex processing and also developing the technologies of enhancing oil recovery and others is justified.

Key words: *strategic initiatives, oil-gas complex, forecast hydrocarbon resource.*

References

Belonin M.D., Podolsky Yu.V. Oil-gas potential of Russia and possibilities of its development. – SPb.: Nedra, 2006. - 376 p.

Ilinsky A.A. Oil-gas complex of Russian North-West: strategic analysis and development conceptions. – SPb.: Nauka, 2006. – 474 p.

Prischepa O.M. Renewal of oil and gas reserves in present conditions// In book: "Actual problems of oil-gas geology". SPb.: VNIGRI, 2007. P. 8-18.

The energy strategy of Russia during the period until 2020 confirmed by the RF Government Resolution №1234-r of 28.08.2003.