



Доктор геол.-мин. наук
А.В.Козлов
(СПГГИ)

Канд. геол.-мин. наук
В.А.Степанов
(СПГГИ)

НЕКОТОРЫЕ ГЕОПОЛИТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ ТЭК РОССИИ

Ключевые задачи развития минерально-сырьевого комплекса России связаны в настоящее время с решением следующих стратегических проблем: наращивания хозяйственного присутствия в северных и восточных регионах страны; создания новой сырьевой отрасли ТЭК – морской добычи нефти и газа, в том числе на шельфе арктических морей; выхода на сырьевой рынок Азиатско-Тихоокеанского региона. ■

The principal key-targets of the Russian economical strategy concerning the oil and gas supply include, among others, the following ones: expansion of economical activities in the northern and eastern regions of the country; development of the new branch of fuel supply – from the oil and gas fields at the sea shelf, e.g. in the arctic seas; entry of the Russian fuel export in the Pacific Asia fuel market. ■

1. СТРУКТУРА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Некоторые итоги хозяйственной жизни России в 1998 г. и в первом полугодии 1999 г. приводят к неожиданному выводу: несмотря на финансовый кризис, неблагоприятную конъюнктуру цен мирового рынка, огромный государственный долг, с весны 1999 г. экономика страны отчетливо обозначила признаки подъема [9]. Ключевой элемент в структуре народного хозяйства — топливно-энергетический комплекс — даже при сложном финансово-экономическом положении выполнил свои основные задачи:

- обеспечил потребности страны в топливе и энергии;
- удовлетворил платежеспособный спрос потребителей на внутреннем рынке;
- сохранил сложившийся уровень экспортных поставок (в физическом выражении).

О наметившемся промышленном подъеме свидетельствуют, например, данные РАО «ЕЭС России»: заявки на подачу электроэнергии по стране на 2000 г. превышают текущий

уровень на 6 %. Резкий рост спроса на энергию более чем необычен для последнего десятилетия (табл.1) и может иметь только одну причину – планируемый рост объемов производства. Костяком электроэнергетики в стране является топливно-энергетическое сырье, причем Россия – единственное в мире государство, где более половины электричества (50,2 %) производится за счет природного газа [7].

В 1998 г. в России было добыто и произведено 1359,4 млн.т у.т. первичного топливно-энергетического сырья, что на 0,7 % больше, чем в 1997 г. (табл.2).

Таблица 1

Основные показатели энергетики России в 1990-2000 гг.

Показатель	1990	1994	1998	2000
Электропотребление, млрд.кВт·ч	1074	856,4	808,8	933,0
Среднегодовые темпы роста, %	0,2	-5,5	-0,9	2,25
Производство электроэнергии, млрд.кВт·ч	1082	875,4	826,1	940,0
В том числе:				
ТЭС	797,0	601,1	563,7	633,1
ГЭС	166,8	177,0	158,7	172,0
АЭС	118,3	97,8	103,7	134,9

Таблица 2

Добыча (производство) основных видов топливно-энергетического сырья в России

Показатель	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Нефть+газоконденсат, млн.т	399	354	318	307	301	306	303
Переработка нефти, млн.т	256	223	186	182	176	177	164
Природный газ, млрд.м^3	641	618	607	595	601	571	591
Уголь, млн.т	337	306	272	263	257	245	232
Топливный торф, млн.т	7,8	2,5	2,9	4,4	4,1	3,4	1,7
Горючие сланцы, млн.т	3,8	3,3	3,3	2,4	1,5	2,1	1,7

Внутреннее потребление составило 849,7 млн.т у.т., поставка энергоресурсов за пределы России – 509,7 млн.т у.т. (на 4 млн.т больше, чем в 1997 г.). Прежде всего, увеличился экспорт нефти – до 135,3 млн.т, в то время как поставки природного газа за границу снизились до 200,6 млрд.м^3 (98,9 % от уровня 1997 г.). Глубокое падение цен мирового рынка на энергоносители сильнее всего отразилось на налоговых поступлениях в федеральный бюджет: они составили лишь 66,7 % от уровня 1997 г. [9]. Поэтому весьма скромным оказался в 1998 г. и удельный вес ТЭК в валовом внутреннем продукте Российской Федерации – всего 17,8 % .

Добыча нефти. Объемы добычи в последние годы стабилизировались на уровне около 300 млн.т и оставались практически независимыми от колебаний уровня цен (табл. 2). На 1.01.99 г. в разработке находилось 1137 нефтяных и нефтегазовых месторождений. Добычу нефти и конденсата на них осуществляли 15 нефтяных компаний-холдингов, 7 организаций ОАО «Газпром», 75 мелких российских нефтедобывающих организаций и 42 совместных предприятия с иностранным участием (на них пришлось 6,7 % общего объема добычи).

Нефтепереработка. На всех 35 нефтеперегонных заводах (НПЗ) России была сохранена тенденция к увеличению глубины переработки нефтяного сырья (в среднем около 65 %) и росту производства высококачественных видов моторного топлива. В 1998 г. произошло сокращение объемов производства автобензина (на 1,2 млн.т или на 4,5 % к уровню 1997 г.), дизельного топлива (на 2,0 млн.т или на 4,2 %), керосина для реактивных двигателей (на 1,1 млн.т или на 13,3 %). Главной причи-

ной снижения, как обычно в последние годы, было сокращение поставок сырой нефти на НПЗ [2].

Газовая промышленность. Добыча газа составила в 1998 г. 591,0 млрд.м^3 (103,5 % к уровню 1997 г.). Предприятия ОАО «Газпром» обеспечили 93,7 % от общего объема. Потребителям в России было поставлено 388,9 млрд.м^3 газа (на 5,6 млрд.м^3 больше, чем в 1997 г.). Поставки за границу составили 200,6 млрд.м^3, т.е. 98,9 % к уровню прошлого года: некоторое сокращение связано с падением платежеспособного спроса в странах ближнего зарубежья. В 1998 г. были введены в действие 453 км магистральных газопроводов и пять компрессорных станций, пробурено 149,1 тыс.м и закончено строительство 139 глубоких скважин; 52,4 млрд.м^3 газа было закачано в подземные газохранилища, причем 37,2 млрд.м^3 в хранилища на территории России. Их активная емкость возросла за год на 3,1 млрд.м^3.

Проблемы производства в газовой отрасли были связаны как с общими условиями финансово-экономического кризиса (задолженность потребителей, недостаточность финансирования и т.п.), так и с наметившимся ухудшением геологических условий эксплуатации. Около 85 % газа в 1999 г. будет получено из месторождений с падающей добычей [8].

Угольная промышленность. В 1998 г. уголь в России добывали 154 шахты (173 технических единицы) и 75 разрезов (93 единицы); действовали 65 обогатительных фабрик и одна брикетная фабрика. Общий объем добычи составил 232,2 млн.т угля (94,5 % к 1997 г.), из которых 65 % приходится на открытый способ разработки. В отличие от других стран СНГ отрасль сохраняет активный производственный потенциал и перспективы роста. Деятельность угольных компаний была рентабельной в Кемеровской области, Красноярском крае, Хакасии и в Восточной Сибири. Для угольных предприятий в других регионах России необходимы государственные дотации; их объем на 1999 г. оценивается в 12 млрд.руб. В стране продолжается строительство новых шахт и разрезов, рассчитанных на рентабельную разработку, на месторождениях с благоприятными условиями. Суммарная проектная мощность строящихся объектов составляет 42,5 млн.т угля в год [9].

Электроэнергетика. В 1998 г. в России было произведено 826,1 млрд.кВт·ч электроэнергии (на 0,9 % меньше, чем в 1997 г.), энергопотребление внутри страны составило 808,8 млрд.кВт·ч (см. табл.1).

По сравнению с 1997 г., в 1998 г. в 4 раза увеличился ввод в действие системообразующих электросетевых объектов: всего было построено 2,9 тыс.км линий электропередачи с напряжением 35 кВ и выше, в том числе 945 км ЛЭП-220 кВ и выше. Объем производства тепловой энергии в стране составил 1436 млн.Гкал.

Энергетика – ключевая отрасль народного хозяйства, является базовой составляющей любого производства. Единая, выстраивавшаяся в течение десятилетий, сбалансированная энергосистема СССР обеспечивала потребности всех регионов страны, но имела резерв мощности, не превышавший 10-12 %. Само ее разделение после 1991 г. на национальные энергосистемы многочисленных независимых государств создало серьезные проблемы. Резко сократились возможности маневра в перераспределении и концентрации энергетических мощностей. В настоящее время из 71 территориального структурного образования РАО «ЕЭС России» 51 является энергодефицитным и лишь 20 – энергоизбыточными.

Производственный потенциал электроэнергетики России составляют более 700 электростанций общей мощностью свыше 215 млн.кВт: 70 % тепловых конденсационных станций и теплоэлектроцентралей, 20 % гидравлических и 10 % - атомных станций.

Система электроэнергетики страны включает 2,5 млн.км линий электропередачи, в том числе 150 тыс.км сетей с напряжением от 220 до 1150 кВ. В связи с экономическим кризисом было прекращено строительство 60 электростанций общей мощностью более 100 млн.кВт [9]. Важнейшими объектами строительства остались линии электропередачи, обеспечивающие независимость энергоснабжения Северного Кавказа (от энергосистем Украины), южных областей Сибири (от энергосистем Казахстана) и т.п. От развития сетей передачи и перераспределения электроэнергии зависят возможности расширения ее экспорта – в перспективе до 40 млрд.кВт·ч (при текущем уровне около 5 млрд.кВт·ч). Это направление внешней торговли обещает весьма высокую рентабельность, так как стоимость 1 кВт·ч в России в 2,5-3 раза ниже, чем в европейских странах.

Как отмечалось, в балансе расхода топлива на ТЭС России ключевым видом является природный газ – его доля превышает 60 %. За счет сжигания газа производится более половины электроэнергии в стране. В планах на 2000 г. при общем расходе на ТЭС

325,9 млн.т у.т. на газ приходится 210,3 млн.т у.т., нефть – 23,8 млн.т, уголь – 86,0 млн.т, прочие виды топлива – около 5,6 млн.т [9]. Вплоть до 2010 г. доля газа в энергообеспечении страны будет поступательно расти при сокращении объемов использования мазута и умеренном увеличении роли угля. Поэтому программы строительства газопроводов непосредственно определяют перспективы газификации и энергообеспечения северных и восточных регионов России. Например, с созданием магистрального газопровода Ямал – Европа эти проблемы будут решены для Республики Карелия, Архангельской области и других энергодефицитных регионов Северо-Запада.

2. СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО КОМПЛЕКСА

Минерально-сырьевой комплекс (МСК) играет особую роль в экономике России и эффективность его использования непосредственно влияет на величину национального дохода, уровень внутреннего потребления, занятость населения и т.д., в конечном итоге определяет экономический климат в стране. Валовая стоимость сырья, извлекаемого из недр в России, в зависимости от конъюнктуры цен меняется от 95 до 105 млрд.дол. в год. Около 80 % этой суммы обеспечивают основные виды топливно-энергетического сырья. В федеральном бюджете 1999 г. доля прямых поступлений от МСК (акцизы, платежи за недра, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы) составляет 16,1 % доходной части, а с учетом налогов и таможенных пошлин его вес составляет не менее 50 %.

В проекте государственного бюджета на 2000 г. предполагается, что среднегодовая цена нефти на мировом рынке составит не менее 19 дол. за баррель. Практически, доходная часть бюджета опирается на производные от этой величины, ожидаемые поступления от налогов и сборов, акцизов и экспортных пошлин.

Однако доля инвестиций в МСК в последние годы остается крайне низкой: 2,5 млрд.дол. в 1998 г., из них 800 млн.дол. иностранных капитальных вложений. Реальная инвестиционная емкость сектора добычи и первичной переработки минерального сырья (включая необходимые затраты на ГРР) составляет не менее 100 млрд.дол. [6]. Причем ни одна другая отрасль страны не обладает такими возможностями для эффективного развития в настоящее время, принимая во внимание уровень спроса на внутреннем и внешнем рынке, производственный потенциал, масштабы инфраструктуры, кадровые ресурсы.

Имеющаяся база разведанных запасов топливно-энергетического сырья позволяет выйти на уровень добычи 1990 г. и превысить его. Вместе с тем, эффективное освоение МСК требует решения на новой основе нескольких взаимосвязанных стратегических проблем, имеющих не только экономическое, но и геополитическое значение:

- наращивание хозяйственного присутствия в северных и восточных регионах России;
- создание новой сырьевой отрасли ТЭК – морской добычи нефти и газа, в том числе на шельфе арктических морей;
- восстановление круглогодичной навигации по Северному морскому пути;
- освоение сырьевого рынка Азиатско-Тихоокеанского региона;
- загрузка построенной Байкало-Амурской магистрали на рациональной экономической основе.

Решение этих задач жизненно необходимо, так как сырьевая база ранее освоенных регионов в значительной мере истощена и обеспечить потребности страны на перспективу она не может. Новые перспективные центры добычи нефти и газа – нефтегазоносные провинции (НГП), практически не затронутые разработкой: север Тимано-Печорской НГП (Ненецкий НО), Ямал, нефтегазоносные области Восточной Сибири (в Эвенкии, Якутии, Иркутской области) (табл.3), на шельфе Баренцева, Карского и Охотского морей. Достаточные для начала эксплуатации ресурсы углеводородов там уже выявлены, но для полномасштабного освоения требуется развитие магистралей трубопроводного транспорта, строительство морских терминалов. На перспективные нефтегазоносные области приходится около половины территории России – свыше 8 млн.км^2 суши, не считая акватории шельфа. Но по регионам природные ресурсы и объемы добычи нефти и газа распределены крайне неравномерно (рис.1-4).

Подходы к решению этих стратегических задач намечались еще во времена СССР. Теперь их придется решать с учетом принципиальных изменений в политическом и экономическом устройстве России. За последнее десятилетие произошла радикальная децентрализация экономики страны и стали реальностью следующие факторы [1]:



Рис.1. Удельный вес субъектов Российской Федерации по запасам нефти (%)

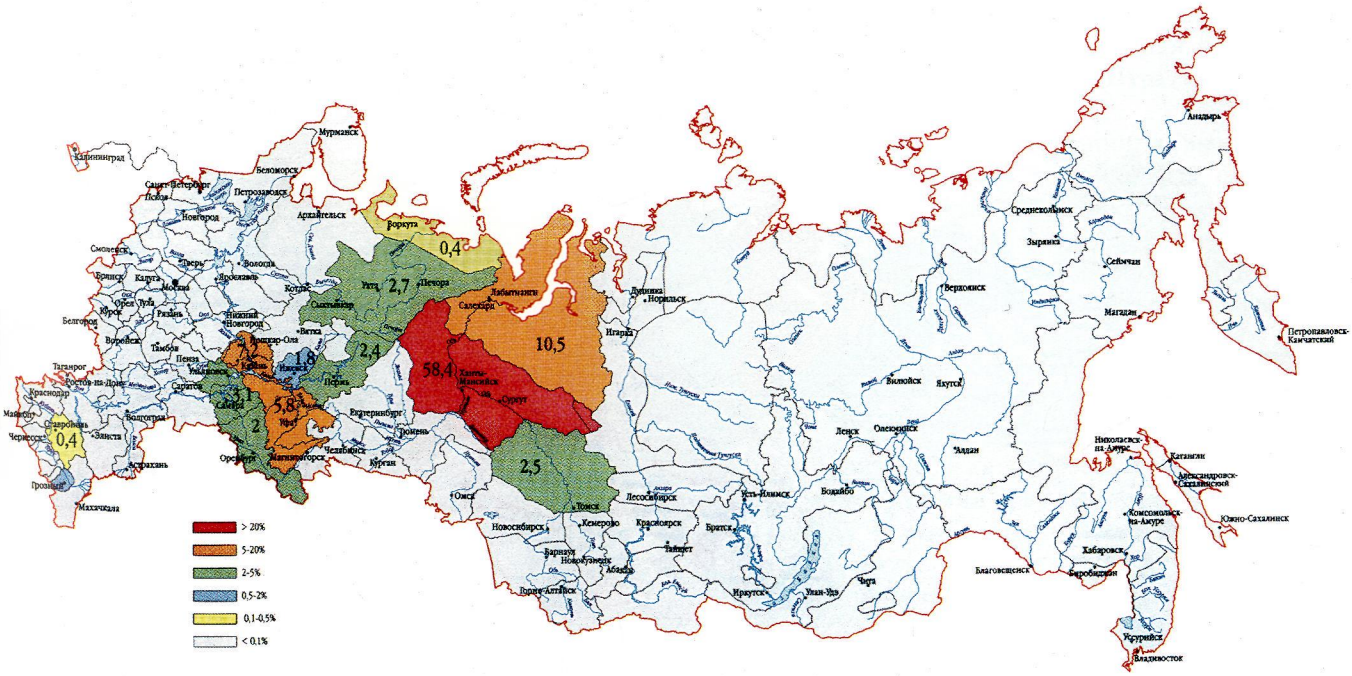


Рис.2. Удельный вес субъектов Российской Федерации в добыче нефти (%)

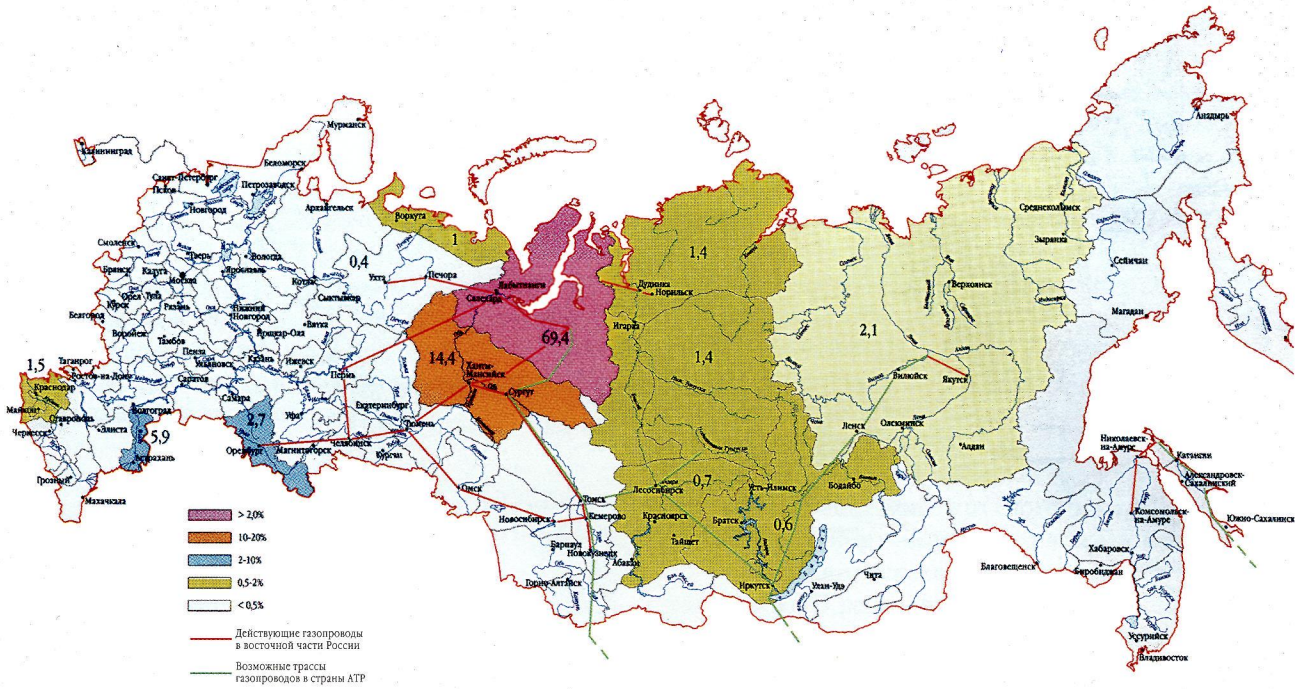


Рис.3. Удельный вес субъектов Российской Федерации по запасам природного газа (%)

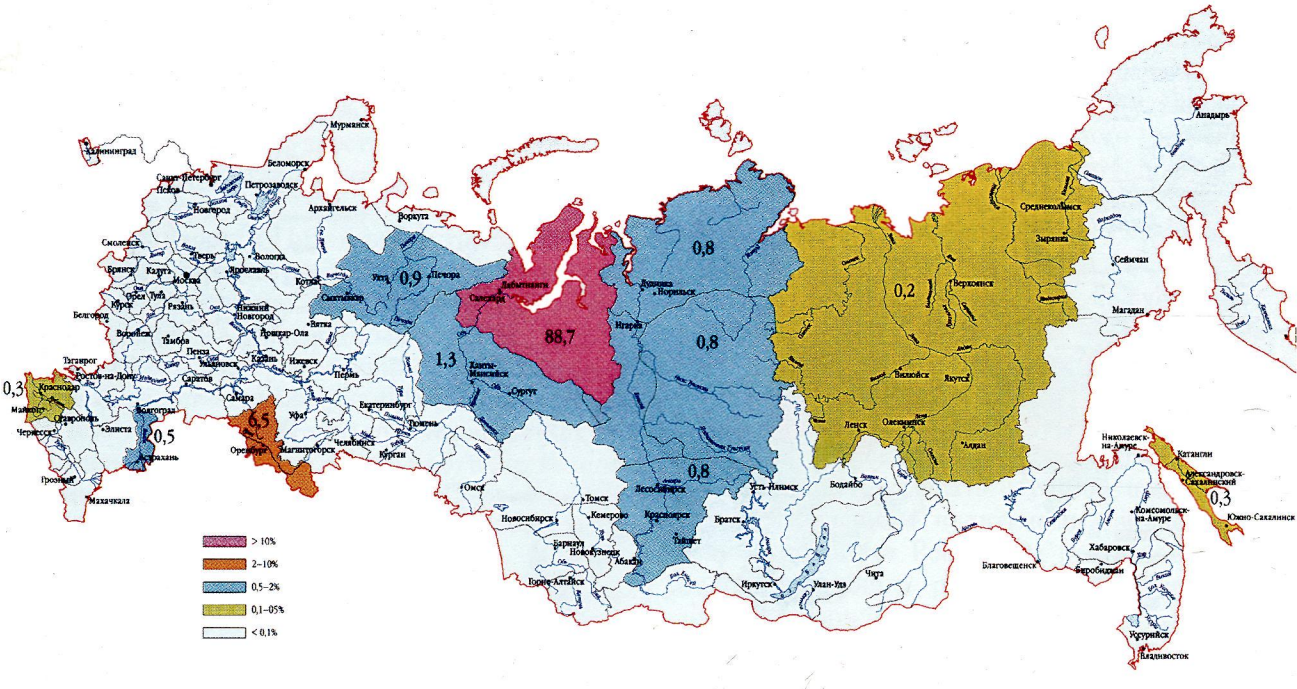


Рис.4. Удельный вес субъектов Российской Федерации в добыче природного газа (%)

• ресурсы недр, в том числе минерально-сырьевая база ТЭК распределены на лицензионной основе между многочисленными недропользователями;

• растет самостоятельность субъектов экономической деятельности, их независимость от государства;

• появились различные формы собственности на средства производства, изменился характер движения финансовых потоков;

• спрос имеет определяющее влияние на уровень производства;

• при сохранении решающей роли государства углубилась либерализация внешнеэкономической деятельности.

Таблица 3

Распределение запасов и добычи нефти и газа между субъектами Российской Федерации, % [9]

Субъект федерации	Нефть		Природный газ	
	Запасы	Добыча	Запасы	Добыча
Ханты-Мансийский НО	54,9	58,4	14,4	1,3
Ямало-Ненецкий НО	16,5	10,5	69,4	88,7
Татарстан	4,2	7,2	–	–
Ненецкий НО	4,2	0,4	1,0	-
Республика Коми	2,9	2,7	0,4	0,9
Пермская область	2,4	2,4	–	–
Башкортостан	2,4	5,8	–	–
Оренбургская область	2,2	2,0	2,7	3,7
Астраханская область	–	–	5,9	0,5
Томская область	2,1	2,5	–	–
Удмуртия	2,0	1,8	–	–
Ульяновская область	1,5	3,1	–	–
Иркутская область	0,9	–	0,6	–
Эвенкийский НО	0,7	–	1,4	–
Республика Саха (Якутия)	0,7	–	2,1	–
Ставропольский край	0,4	0,4	–	–
Краснодарский край	–	–	1,5	0,3
Чеченская республика	0,3	–	–	–
Сахалинская область	1,0	0,5	0,6	0,3
Прочие регионы	1,7	2,3	–	–
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0

Примечание. В балансе не учтены ресурсы Арктического шельфа.

Все эти факторы в полной мере действуют в сфере добычи топливно-энергетического сырья, которое относится к так называемым экспортоориентированным видам продукции.

Вместе с тем, и в новых экономических условиях МСК как объект производства сохраняет свои базовые черты. Минерально-сырьевые ресурсы «привязаны» к месту: к территории и пространству недр. Сырьевой потенциал страны складывается из потенциала отдельных регионов, субъектов федерации (табл.3). МСК является структурообразующим объектом экономики: начало освоения ресурсов недр вызывает волну последующих процессов, развитие сопряженных, потребляющих, обслуживающих, сопутствующих производств, социальных структур [1, 10].

3. КРИЗИС ЦЕН 1998 г. И ДОБЫЧА НЕФТИ В РОССИИ

На экономических форумах последнего десятилетия, в научной печати не раз звучал мотив кризиса в нефтедобывающей отрасли России. Падение объемов добычи, начавшееся в 1986 г., после 1991 г. приобрело обвальный характер: 1985 г. – 542,3 млн.т (Россия), 1991 г. – 462 млн.т, 1996 г. – 301,2, 1997 г. – 306, 1998 г. – 303 млн.т (см. табл.2). Положение стабилизировалось, но дорогой ценой. Россия потеряла привычное лидерство в нефтедобыче, отступив на третью позицию после США и Саудовской Аравии. Если в 1980 г. для компенсации 1 млн.т выбывающих мощностей требовалось вводить в действие 72 новых скважины, то в 1990 г. – уже 166, а в 1995 г. – строить 250 новых эксплуатационных скважин. Одновременно снизился технологический уровень добычи: 25 % залежей в эксплуатации имеют выработанность свыше 80 %, для 70 % эксплуатационных скважин дебиты составляют менее 20 т/сутки, в том числе и на вновь построенных. Для трети добываемой нефти уровень обводненности в традиционных районах добычи превысил 70 %, иными словами из скважин поступает водонефтяная эмульсия, требующая дополнительных затрат на разделение.

Все эти факторы осложнили экономику отрасли. Себестоимость сырой нефти франко-промысел возрастала примерно в 2 раза за каждые 10 лет, потребность в текущих капитальных затратах за тот же период увеличивалась на 30 %. Падение мировых цен на нефть в 1997-1998 гг. стало тяжелым испытанием для вновь созданных российских нефтяных компаний именно на фоне накопившихся издержек. На 1.01.98 г. четверть фонда эксплуатационных скважин бездействовали либо из-за отсутствия финансовых средств на их ремонт и реконструкцию, либо из-за нерентабельности. Положение усугублялось и негибкой налоговой политикой, не учитывающей различий в объективных геологических факторах, непосредственно влияющих на экономику нефтепромыслов [3].

По мнению многих экспертов, Россию ожидало неизбежное снижение добычи нефти до 260-255 млн.т уже в 1999-2000 гг. При том, что уровень в 300 млн.т является критическим, минимально необходимым. Стране жизненно необходимо перерабатывать не менее 170-180 млн.т для обеспечения внутренних потребностей в нефтепродуктах и экспортировать не менее 120-130 млн.т для поддержания валютных доходов [10]. Для большинства нефтедобывающих компаний страны экспорт – основной способ погашения иностранных кредитов, получения «живых» денег [4]. После 1991 г. произошло резкое падение, а затем и полное прекращение государственных инвестиций в МСК, которое не было компенсировано из каких-либо иных источников [1]. Последовавшее резкое сокращение объемов добычи и воспринималось как кризис. Но объективный анализ свидетельствует, что никакого кризиса не было: платежеспособный спрос на топливо и сырье удовлетворялся, экспорт был стабильным и даже возрастал.

Поведение экспортеров нефти на мировом рынке в 1997-1998 гг. было крайне нерациональным. Из-за финансового кризиса в Юго-Восточной Азии (на регион приходится около четверти мирового энергопотребления) спрос на топливо упал. Так как добыча нефти при этом росла, то результатом стало затяжное падение цен на нефть, достигшее рекордного уровня – менее 9 дол. за баррель – в декабре 1998 г. И хотя Россия экспортировала в 1998 г. на 8,5 млн.т нефти больше, чем в 1997 г., но получила на 8 млрд.дол. меньше. Эксперты прогнозировали снижение мировых цен в 1999 г. до 7 и даже 5 дол. за баррель. Прогноз оказался ошибочным.

В целом, объем упущенной выгоды на мировом рынке нефти в 1998 г. составил около 300 млрд.дол. В марте 1999 г. страны ОПЕК, контролирующие 40 % мировой добычи, договорились о квотах, обеспечивающих снижение общих объемов экспорта нефти на 3 %, которые должны действовать до апреля 2000 г. Этого оказалось вполне достаточно: уже в апреле рост цен стал устойчивым, в мае они превысили 15 дол. за баррель, в августе – 20 дол., в сентябре цена нефти на мировом рынке достигла 22-24 дол. за баррель. После тяжелых финансовых проблем прошлого года для нефтедобывающих компаний России сложилась более чем благоприятная ситуация. В то же время отчетливо обозначился целый ряд проблем в сфере государственного контроля над нефтяным сектором топливно-энергетического комплекса.

Динамика цен мирового рынка носит циклический характер: 1995-1996 гг. – благоприятная конъюнктура, 1997-1998 гг. – кризисное падение, 1999 г. – рост цен, обеспечивающий сверхприбыли. В этих условиях ведущие нефтяные компании России оказались не в состоянии оперативно реагировать на изменения рыночной конъюнктуры. Ответом на быстрый рост цен не стало наращивание объемов производства; основные усилия компаний были сосредоточены на перераспределении товарных потоков. Сверхприбыльность экспорта привела к топливному кризису на внутреннем рынке: дефицитными стали бензин и мазут. Рост цен на бензин составил во второй половине 1999 г. 25-30 %; в августе государство запретило экспорт котельного топлива. Нефтяные компании, которые год назад решительно требовали налоговых льгот и государственной поддержки, теперь – в благоприятных условиях – решительно не желают делиться с федеральным правительством вновь обретенными сверхприбылями [2]. Кроме традиционных способов укрывания прибыли, были опробованы новые: при попытке увеличить в 1,5 раза размер экспортной пошлины на нефть (с 5,0 до 7,5 евро за тонну) в сентябре 1999 г. «ЛУКОЙЛ» и Тюменская нефтяная компания немедленно подали в суд на федеральное правительство.

Иными словами, хотя 13 крупнейших нефтедобывающих компаний-холдингов («ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», СИДАНКО, ЮКОС и др.) организационно включены в систему Минтопэнерго, фактически они ведут себя как вполне частные корпорации. Основной мотив их экономического поведения – делать деньги в нефтяном бизнесе. В круге интересов этих реальных недропользователей стратегические цели рационального освоения и развития топливно-энергетического комплекса страны отходят по крайне мере на второй план. Эту новую для России реальность еще предстоит анализировать: запасы углеводородного сырья, добывающие мощности находятся в распоряжении частных структур с их особыми интересами (табл.4).

Рассматривая актуальность перечисленных выше стратегических (общегосударственных, общефедеральных) задач, теперь необходимо отдельно, и в первую очередь, учитывать, как в этих направлениях развивается реальная производственно-экономическая деятельность ведущих компаний России (ОАО «Газпром», НК «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» и др.

Таблица 4

Показатели производственной деятельности ведущих нефтедобывающих компаний России в 1998 г.

НК	Объем добычи нефти, млн.т	Запасы на балансе (А + В + C_1)		Экспорт сырой нефти, тыс.т	Объем переработки, тыс.т	Фонд эксплуатационных скважин		Ввод новых скважин за год	Глубокое бурение, тыс.м	
		млн.т	%			Всего	В том числе в добыче		эксплуатационное	разведочное
ЛУКОЙЛ	53,7	1577,0	10,04	15770,9	16554,8	19708	16294	290	483,8	139,5
Сургутнефтегаз	35,2	1374,4	8.75	12252,6	15946.6	14506	12466	629	1423,2	158,2
ЮКОС	34,1	2159,7	13,75	10410,3	20110,8	14898	9521	201	298,5	61,7
Татнефть	24,4	642,2	4,09	7079,0	5600,4	20600	16770	296	492,3	30,9
СИДАНКО	19,9	2670,2	17,00	5115,9	12100,7	10885	7135	152	233,5	32,6
Тюменская	19,7	1889,6	12,03	5906,9	8137,6	10155	5378	67	65,9	14,8
Сибнефть	17,3	829,3	5,28	4780,5	13106,0	6950	3963	209	464,1	100,1
Башнефть	12,9	344,0	2,19	3003,6	17261,6	15070	13207	141	128,7	101,0
Роснефть	12,6	1833,0	11,67	6362,7	3657,7	7542	5846	125	172,8	62,1
Восточная	10,7	391,1	2,49	2674.1	5103,0	3972	2361	109	222.4	25,4
Славнефть	11, 8	303,15	1,93	3797,7	7624,5	3583	2696	111	248,5	27,4
ОНАКО	7,9	390,0	2,48	1836,2	4426,2	2800	1766	40	75,7	33,9
КомиТЭК	8,5	628,3	4,00	1175,9	2066,2	1586	682	6	1,3	1,3
В целом по России	303	15707	100,0	135,3	164,0	–	–	–	–	–

4. СЫРЬЕВАЯ БАЗА НЕФТИ И ГАЗА В РОССИИ: КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ТЕРРИТОРИАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ

Сложившееся положение требует глубокого анализа состояния минерально-сырьевой базы нефтедобывающей отрасли в масштабах всей страны. И начать его целесообразно с анализа факторов, которые предопределяют и технологические решения, и экономические показатели: с геологической характеристики месторождений природных углеводородов, группирующихся в крупные нефтегазоносные провинции и отдельные области в их составе (табл.4).

На 1.01.98 г. на государственном балансе Российской Федерации было учтено 2129 месторождений нефти и газа, включающих около 12 тысяч отдельных залежей с запасами, разведанными по категориям А + В + C_1. Из них в разработке находились 1137 месторождений, т.е. 53 % объектов, на которые приходится 75 % разведанных извлекаемых запасов. Территориально и в структурно-геологическом отношении эти многочисленные месторождения группируются в обособленные нефтегазоносные провинции (НГП), формационная природа которых — бассейны седиментации. На территории России выделено 11 таких провинций, отдельно учтена Балтийская нефтегазоносная область на территории Калининградской области (табл.5).

К настоящему времени нефтегазоносные провинции к востоку от Западной Сибири практически не затронуты добычей (см. рис.2, 4). Более 60 месторождений в Красноярском крае, Иркутской области, в Якутии находятся в стадии отложенного освоения. Стимулом развития нефтяной и газовой промышленности в регионе, развертывания геолого-разведочных работ на нефть и газ может послужить разработка и реализация проектов крупномасштабного экспорта углеводородного сырья. После европейского рынка крупнейшим для России перспективным объектом торговли является Азиатско-Тихоокеанский регион, на который приходится более 30 % мирового энергопотребления.

5. ВАРИАНТЫ ВЫХОДА НА АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКИЙ РЫНОК

В апреле 1999 г. в системе ОАО «Газпром» для координации работ в восточных районах России была создана новая структура — ОАО «Востокгазпром». Объемы добычи газа в стране в последние годы определяются, главным образом, уровнем платежеспособного спроса на это сырье. В 1998 г. они составили 589,6 млрд.$м^3$ при следующих поставках на экспорт: 85,5 млрд.$м^3$ — в страны СНГ и Балтии, 120,5 млрд.$м^3$ — в Центральную и Западную Европу. Планы увеличения добычи газа

Таблица 5

Нефтегазоносные провинции и области России

Нефтегазоносные провинции (НГП), области (НГО), районы (НГР), нефтеносные (НО) и газоносные (ГО) области	Площадь, тыс.км^2	Максимальная мощность осадочного чехла, км	Число месторождений	Основные нефтегазоносные комплексы
Балтийская НГО	100	3,5	26	$Є_2$ (O_3 – S_1)
Тимано-Печорская НГП (суша)	350	12	72	T_2 – O_3
Ижма-Печорская НГО	116	4	24	D_{2-3}
Печоро-Колвинская НГО	43	8	23	P_2 – C_1,D_{2-3}
Хорейвер-Мореюская НГО	42	10	18	P_1 – C_2,D_3,S
Варандей-Адьзвинская НГО	12,5	10	12	C_2 – D_3, D_1
Северо-Предуральская НГО	90	12	7	T_2, P_{1-2}, C_1
Малоземельско-Колгуевский НГР	22	6	2	T_2
Баренцевоморская НГП	750	18	10	C_2 – P_1
НГО Печорского моря	22	10	5	T_2 – P_1
Северо- и Южно-Баренцевоморские НГО	720	18	5	J_{2-3}
Мезенская перспективная НГО	287	3	–	R_3 – V
Волго-Уральская НГП	700	12	919	P_2 – D_2
Татарская НО	100	5	165	C_2 – D_2
Верхнекамская НО	47	8	75	C_2 – D_2
Пермско-Башкирская НО	70	8	96	C_2 – D_3
Мелекесско-Абдулинская НГО	40	6	92	C_2 – D_3
Уфимско-Оренбургская НГО	38	10	54	P_1 – D_2
Средневолжская НГО	120	6	261	P_2 – D_2
Южно-Предуральская НГО	100	12	81	P_1 – D_3
Нижневолжская НГО	70	5,5	95	C_1 – D_2
Прикаспийская НГП (на территории России)	107	11	27	N_2 – D_2
Волгоградско-Карачаганакская ГНО	23	9	11	P_1 – D_2
Бузачинский НГР	17	8	6	K_1, J_2
Астрахано-Калмыцкая НГО	67	11	10	K_2 – J_1
Северо-Кавказская НГП	270	12	239	N_2 – J_2
Индоло-Кубанская НГО	24	12	72	N_1 – P_1
Азовско-Ейская ГО	34	6	18	N_1 – P_2, K_1
Восточно-Кубанская ГО	40	8	27	K_2 – J_2
Ставропольская ГО	20	3	12	N_2 – P_1
Восточно-Предкавказская НГО	60	8	72	N_1 – P_3, K_1 – J_2
Терско-Каспийская НГО	95	12	38	N_1 – J_3
Промысловский НГР	2	5	18	K_{1-2}
Западно-Сибирская НГП	2200	9	346	K_2 – J_1
Ямальская ГНО	111,2	6	13	K_2, K_1,
Гыданская ГО	84,5	9	5	K_2, K_1, J_{1-2}
Пур-Тазовская НГО	173,7	9	14	K_2, K_1, J_{2-3}
Надым-Пурская НГО	165,6	8	46	K_1 – J_3
Приуральская НГО	112,7	2	56	K_1 – J_{2-3}
Фроловская НГО	203,5	6	23	K_1, J_{1-2}
Среднеобская НГО	160,3	4,5	112	K_1, J_{2-3}
Каймысовская НГО	139,7	3,5	34	J_{2-3}, PZ
Васюганская НГО	78,3	3	37	J_{2-3}, PZ
Пайдугинская НГО	186,0	3	6	K_1, J_3
Енисейско-Анабарская НГП	405	15	14	K_1 – P_1
Енисейско-Хатангская ГО	280	15	12	K_1 – J_{2-3}
Лено-Анабарская НГО	125	8	2	T_2 – P_1

Окончание табл.5

Нефтегазоносные провинции (НГП), области (НГО), районы (НГР), нефтеносные (НО) и газоносные (ГО) области	Площадь, тыс.км^2	Максимальная мощность осадочного чехла, км	Число месторождений	Основные нефтегазоносные комплексы
Лено-Тунгусская НГП	875	12	20	$Є_1 - R_3$
Байкитская НГО	150	6	4	$Є_1 - R_3$
Катангская НГО	220	4,5	1	$Є_1 - R_3$
Непско-Ботуобинская НГО	335	3	13	$Є_1 - V$
Ангаро-Ленская НГО	170	4	2	$Є_1 - V$
Лено-Вилюйская НГП	250	14	8	$J_3 - P_2$
Предверхоянская ГНО	130	14	2	J_{1-2}
Вилюйская ГО	120	14	6	$J_3, J_1, T_1 - P_2$
Охотская НГП	1200	7	57	N_1
Сахалинская НГО	340	7	56	N_1^{2-3}
Охотско-Камчатская НГО	280	7	1	N_1

до 700-750 млрд.м^3 в 2005-2010 гг. предполагают расширение рынка в Европе (для этого строится магистральный газопровод Ямал – Европа), возможно также развертывание поставок в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) [8].

Энергетический рынок АТР является весьма перспективным и динамичным, проблема обеспечения энергоносителями в регионе со временем усиливается. Разрыв между планируемым уровнем потребления газа и собственными объемами добычи должен составить здесь в 2020-2030 г. не менее 180 млрд.м^3 в год. Основные потенциальные импортеры – Япония, Китай, Республика Корея. В регионе слабо развита система газопроводов, основной формой поставок из Индонезии, Малайзии, стран Персидского залива является сжиженный природный газ (Япония, например, ввозит 60-62 млрд.м^3 газа) [5].

Разрабатывается несколько проектов трубопроводов в АТР из регионов с избыточными газовыми ресурсами; все они пока далеки от реализации. Например, компаниями КННК (Китай), «Mitsubishi" и «Эксон» рассматривается вариант строительства газопровода протяженностью 6 тыс.км из Туркменистана через Узбекистан, Казахстан (Джунгарские ворота) в Западный Китай и далее до портов Тихоокеанского побережья. Есть варианты более короткой трассы, но через территории с нестабильными политическими режимами (Афганистан, Пакистан). В такой ситуации поставка газа из России имеет явные преимущества ввиду относительной географической близости и возможности газопроводного транспорта.

В ОАО «Газпром» разрабатывается несколько вариантов добычи и поставок газа в АТР, учитывающих перспективы расширения сырьевой базы на севере Западной Сибири, в Восточно-Сибирском и Дальневосточном регионах России (см. рис.3):

- Западная Сибирь (Новый Уренгой) – Томск – Кемерово – Новокузнецк – Джунгария – далее по территории Китая до Шанхая;
- Север Западной Сибири – Томск – Иркутск – Улан-Удэ – Улан-Батор – Пекин.

В обоих случаях в качестве исходной сырьевой базы газопровода рассматриваются месторождения двух газоносных областей на северо-востоке Западной Сибири: Усть-Енисейской и Пур-Тазовской, с суммарными разведанными запасами более 3000 млрд.м^3 газа [8]. Не исключается возможность подключения по ходу трассы дополнительных источников газа, представленных месторождениями Томской области, Красноярского края (Юрубчено-Тохомское, Собинское), Иркутской области (Ковыктинское) и Республики Саха (Якутия), где расположены крупные залежи Непско-Ботуобинской группы).

Несколько иначе расставляют акценты, изучая перспективы выхода на рынок АТР, специалисты Министерства природных ресурсов РФ [5]. Они считают, что нет необходимости начинать газопроводную трассу издалека (из Усть-Енисейского района) и объединять общей системой трубопроводов НГО Западной и Восточной Сибири. Среди многочисленных вариантов трасс наиболее рациональным им представляется так называемый Иркутско-Китайский проект. В качестве базового источника в нем рассматривается Ковыктинское газоконденсатное месторождение в Иркутской области с разведанными запасами газа более 1100 млрд.м^3 (категории $C_1 + C_2$). Это позволяет

планировать годовую добычу в размере не менее 20 млрд.м^3, причем добыча может быть развернута в кратчайшие сроки. На начальном этапе потребуется строительство газопровода от месторождения до Ангарского НХК, далее через Улан-Удэ – Улан-Батор – на Пекин и до китайского порта Жичжао (общая протяженность трассы более 3,4 тыс.км). Возможен и вариант трассы в обход Монголии – через Читинскую область до границы России с Китаем (протяженность 4,5 тыс.км). На втором этапе осуществления проекта сеть трубопроводов может развиваться на север – к месторождениям Ванаварского и Нижнеангарского районов в Красноярском крае, и на северо-восток – к месторождениям Непско-Ботуобинской группы в юго-западной Якутии (см. рис.3.).

Общие капитальные вложения в разведку месторождений, обустройство, межпромысловый сбор и строительство газопроводов на российском участке могут составить 5-6 млрд. дол. [5]. Эффективность проекта может быть увеличена при одновременном строительстве в одном транспортном коридоре и газо- и нефтепровода. Стабильный уровень добычи нефти на месторождениях Восточной Сибири может составить 15-18 млн.т/год. Потребление нефтепродуктов внутри региона (Красноярский край, Иркутская область, Якутия) составляет 9,5-10,0 млн.т [5]. До настоящего времени нефть на Хабаровский и Комсомольский нефтеперегонные заводы поступает транзитом из Западной Сибири.

В целом любой вариант реализации крупномасштабного экспорта нефти и газа из России в страны АТР будет способствовать развитию экономики восточных районов России, расширению геолого-разведочных работ на углеводородное сырье, создаст новый потенциал региональной энергетики [4, 6, 8]. В ближайшей перспективе выход на Азиатско-Тихоокеанский рынок сырьевых ресурсов – важнейшая геополитическая задача России.

6. «САХАЛИН-2» – ПЕРВЫЙ ОПЫТ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА НА ОСНОВЕ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ

В ряд особо перспективных нефтегазоносных провинций на востоке России выдвинулась акватория Охотского моря. Ресурсы северного шельфа Сахалина оцениваются в 1 млрд.т нефти и не менее 3,6 трлн.м^3 газа. Освоение уже выявленных на акватории месторождений требует не менее 100 млрд.дол. капитальных вложений. Такая сумма неподъемна для российского бюджета на обозримую перспективу. Изначально (с 1990 г.) было решено привлекать к освоению иностранные компании. В серии из шести проектов: «Сахалин-1», «Сахалин-2» и т.д. – участвуют 10 крупных компаний, из них только одна российская – «Роснефть» (инвестиции во все проекты, кроме «Сахалин-2»). Растянувшаяся на длительный срок организация работ по проектам связана с тем, что иностранные участники согласны взаимодействовать с Правительством России только на основе соглашений о разделе продукции (СРП).

30 июля 1999 г. начата добыча нефти консорциумом «Sakhaline Energy» («Сахалинская энергия»). Консорциум был учрежден в 1994 г. четырьмя известными компаниями: «Marathon» (США, долевое участие 37,5 %), «Mitsui» (Япония, 25 %), «Royal Datch/Shell» (Нидерланды – Великобритания, 25 %) и «Mitsubishi» (Япония, 12,5 %), на основе заключенного с Правительством России СРП по проекту «Сахалин-2». Консорциум получил лицензии на разработку двух месторождений: нефтяного Пильгун-Астокского и газового Лунского с суммарными извлекаемыми запасами около 140 млн.т нефти и 408 млрд.м^3 газа.

Перспективные планы компании весьма масштабны: объем инвестиций для полной реализации проекта 10 млрд.дол. К настоящему времени освоен 1 млрд.дол. Добыча ведется в открытом море комплексом «Витязь». Он включает ледостойкую буровую платформу «Моликпак» с одноякорным причалом и двухкорпусное плавучее нефтехранилище – танкер «Оха», способный принять 1 млн. баррелей (158 тыс.т) нефти. На первом этапе добыча будет вестись сезонно, в безледовый период. Консорциум ориентируется на тактику «пошагового» освоения месторождений: каждый следующий шаг будет реализовываться после успеха предыдущего. Предусматривается постепенный перевод добычи на шельфе с сезонной на круглогодичную, установка кроме «Моликпак» еще одной или двух платформ, строительство трубопровода протяженностью 750 км к нефтеналивным причалам на юге Сахалина. В период после 2010 г. параллельно с нефтепроводом должен быть построен газопровод и начата добыча газа с поставками в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. В планы

«Сахалинской энергии» входит также строительство завода по сжижению газа и газоналивного терминала.

По соглашению о разделе продукции «Сахалин-2» России будет передаваться 50 % добываемой нефти. Общий доход России по проекту составит не менее 25 млрд.дол., причем это будет доход государства, а не коммерческих структур. Впервые после разделения нефтедобывающей промышленности между компаниями-холдингами государство получит в собственное распоряжение количество нефти, обеспечивающее его независимость от коммерческих поставщиков в Дальневосточном регионе. Эта нефть может быть реализована на рынке, а при необходимости использована как страховой фонд для снабжения топливом Камчатки, Чукотки и Магаданской области [3].

В стратегическом плане освоение месторождений дальневосточного шельфа – одно из направлений компенсации надвигающегося снижения добычи нефти в Западной Сибири. Сам ход реализации проекта «Сахалин-2», состав его участников подтверждают весьма высокие перспективы Охотской НГП. Экономическое положение Сахалина может радикально измениться. Проект уже на начальном этапе дает ощутимые результаты: в бюджет области поступило 65 млн.дол., получено подрядов на 250 млн.дол., в том числе для предприятия «Сахалинморнефтегаз», на острове создано 3 тыс. новых рабочих мест. Сахалинской области по условиям СРП полагается 6 % добытой нефти, при достижении проектной добычи 35 млн.т у.т. в год это составит 2 млн.т, что в 1,5 раза больше, чем добывается на Сахалине в настоящее время.

По действующему законодательству 70 % подрядных работ по СРП должны выполняться местными организациями. Это значит, что для проекта «Сахалин-2» российские компании должны быть готовы провести в ближайшие 10 лет работы на сумму 7 млрд.дол.

Реализация проекта соответствует и интересам стран-соседей. Свою половину добываемой нефти «Сахалинская энергия» планирует реализовать в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Участие в консорциуме фирм «Mitsui» и «Mitsubishi» связано с тем, что сахалинские нефть и газ обеспечивают Японии снижение зависимости от поставок с Ближнего Востока, повышают энергетическую безопасность страны [5].

В то же время успешная реализации проекта «Сахалин-2» зависит от отношения компаний-инвесторов к другим проектам этой серии («Сахалин-1» и «Сахалин-3»): «Эксон», «Мобил», «Тексако» (США), СОДЕКО (Япония), «Роснефть», «Сахалинморнефтегаз» (Россия). Естественным было бы объединение финансовых усилий для создания запланированной «Сахалинской энергией» дорогостоящей инфраструктуры (трубопроводы на юг острова, обустройство терминалов и т.д.). Но именно в этой сфере между потенциальными партнерами могут возникнуть разногласия. Объектом разработки для «Сахалин-1» являются три месторождения на суше с небольшими запасами (Одопту, Чайво, Аркутун-Даги). При их освоении можно обойтись уже существующими элементами инфраструктуры в районе г.Охи и трубопроводами Оха – Комсомольск-на-Амуре. Проект «Сахалин-3» относится к объектам шельфа, но на первом этапе имеет лишь геолого-разведочное содержание. В этих условиях разумной является «пошаговая» тактика консорциума «Сахалинская энергия», многое будет зависеть также от внимания руководства России и Сахалинской области к инвестиционному климату в регионе.

7. СЕВЕРНЫЙ ЗАВОЗ И ПРОБЛЕМА ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ

На верфи «MTW Schiffwerft GmbH» в Висмаре (Германия) 7.10.99 г. был спущен на воду танкер ледового класса «Мурманск». Он построен по заказу российской нефтяной компании № 1 – «ЛУКОЙЛ». Танкер длиной 145 м и шириной 22,5 м может принять 15 тыс.т груза в семь танков с двойными корпусами; численность экипажа 19 человек.

Это рядовое, на первый взгляд, событие заслуживает внимания. После распада СССР и раздела его торгового флота Россия осталась вообще без танкеров ледового класса. В настоящее время общая потребность в судах такого типа составляет не менее 15 единиц. Шесть из них уже построены НК «ЛУКОЙЛ» на Адмиралтейской верфи Санкт-Петербурга и в Германии; «Мурманск» – четвертый по счету танкер, спущенный на воду в 1999 г. Эти корабли предназначены для вывоза нефти, добытой на месторождениях арктического побережья Тимано-Печорской провинции. В связи с отсутствием инфраструктуры в Ненецком НО транспортировка нефти оттуда возможна только по морю.

На 2000 г. НК «ЛУКОЙЛ» уже заключены договоры о поставках арктической нефти в страны Европы через Антверпен и Роттердам в количестве до 50 тыс.т. В дальнейшем объем поставок должен возрасти до 400 тыс.т в год, что соответствует при действующих ценах обороту в 50-60 млн.дол.

В настоящее время НК «ЛУКОЙЛ» становится обладателем самого мощного танкерного флота в России (70 судов общей грузоподъемностью около 1 млн.т) и планирует более широкое его применение в общегосударственных интересах. Компании принадлежит 50,2 % акций Мурманского морского пароходства, в хозяйственном ведении которого находятся все 10 ледоколов, принадлежащих Российскому государству. В 1998 г. руководство НК «ЛУКОЙЛ» обратилось к правительству с предложением предоставить компании исключительное право на поставки нефтепродуктов по всему Северному морскому пути, от Кольского полуострова до Камчатки и Сахалина. Основные аргументы этого предложения:

- «ЛУКОЙЛ» уже является фактическим монополистом северного завоза нефтепродуктов, так как осуществляет более 60 % их поставок в арктические регионы России;
- фактическое объединение под контролем одной компании всех ледоколов и танкеров ледового класса позволит снизить стоимость транспортных затрат на северный завоз не менее чем на 40 %.

На зимний период северным регионам России требуется около 3,3 млн.т горючего. Пока правительство сохраняет старую схему завоза (который каждый год оказывается под угрозой срыва): каждый регион запасается горючим самостоятельно за счет целевых средств государственного бюджета. Вероятно, руководство страны не хочет отдавать в распоряжение одной компании рынок объемом более 50 млрд.руб. На этом фоне наращивание флота, предназначенного для работы в сложных ледовых условиях, усиливает позиции НК «ЛУКОЙЛ» в стремлении «откупить» себе северный завоз.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Арбатов А.А.* Проблемы освоения и воспроизводства минерально-сырьевой базы с учетом регионального фактора // Минерально-сырьевые ресурсы России: экономика и управление. 1999. № 4.

2. *Асвадуров К.* Единство в борьбе за противоположное // Нефть и капитал. 1999. № 9.

3. *Клещев К.А., Мирончев Ю.П.* Долгосрочные проблемы воспроизводства сырьевой базы нефтегазового комплекса России // Минерально-сырьевые ресурсы России: экономика и управление. 1999. № 2.

4. *Москвин А.Т.* Экспорт российской нефти – на пути к сокращению? // Минерально-сырьевые ресурсы России: экономика и управление. 1999. № 2.

5. *Орлов В.П.* Перспективы развития экспорта нефти и газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона на основе ресурсной базы Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) // Минерально-сырьевые ресурсы России: экономика и управление. 1999. № 2.

6. *Орлов В.П.* О повышении экономической эффективности использования и изучения недр // Минерально-сырьевые ресурсы России: экономика и управление. 1999. № 4.

7. *Ремизов В.В.* и др. Состояние и перспективы развития сырьевой базы газовой промышленности России / В.В.Ремизов, В.А.Пономарев, В.А.Скоробогатов, В.И.Старосельский // Минерально-сырьевые ресурсы России: экономика и управление. 1998. № 4.

8. *Ремизов В.В.* и др. Об экспорте природного газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона / В.В.Ремизов, В.А.Пономарев, В.А.Скоробогатов, В.И.Старосельский // Минерально-сырьевые ресурсы России: экономика и управление. 1999. № 4.

9. Федеральный справочник: бюджет, финансы, налоги, экономика, торговля, социальная сфера, наука, природные ресурсы России. Вып. 5. М., 1999.

10. *Шиганов А., Смирнов Н.* В ожидании консенсуса // Нефть и капитал. 1999. № 9.