

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	1
ВВЕДЕНИЕ	3
Определение понятий	3
Цели и задачи.....	4
Методика работ	4
ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РЕГИОНА	6
Вывод:	6
СОЦИАЛЬНЫЕ ФАКТОРЫ	8
Вывод:	8
ПОЛИТИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ	9
Вывод:	9
ОСНОВНЫЕ СФЕРЫ И ОБЪЕМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ	10
Выводы	14
МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВАЯ БАЗА УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ПРОГНОЗ ПРОИЗВОДСТВА УГЛЕЙ	18
Красноярский край (Канско-Ачинский бассейн)	20
Иркутская область.....	20
Читинская область.....	21
Республика Саха (Якутия).....	21
Амурская область	22
Хабаровский край.....	23
Приморский край	23
Сахалинская область	23
Выводы	24
МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВАЯ БАЗА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ВОЗМОЖНОСТИ РАЗВИТИЯ ГАЗОДОБЫЧИ	26
Иркутская область.....	26
Республика Саха (Якутия).....	31
Эвенкийский АО	33
Шельф острова Сахалин	33
Выводы	34
МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВАЯ БАЗА НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТИ	36
Сахалинская область и шельф острова Сахалин.....	37
Республика Саха (Якутия).....	38
Эвенкийский АО	38

Иркутская область.....	38
Прогноз добычи и использования нефти на востоке Российской Федерации.....	39
ВАРИАНТНЫЙ АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ТЭК ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА.....	41
Сценарий 1. Развитие ТЭК на базе местных ресурсов и запасов газа.....	41
Сценарий 2. Развитие ТЭК на базе местных ресурсов и запасов углей.....	42
Сценарий 3. Развитие ТЭК на базе нетопливных энергоресурсов.....	42
Оптимальный сценарий развития ТЭК Восточной Сибири и Дальнего Востока.....	43
Вывод.....	44
ПРОГНОЗ РЕАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ УГЛЕЙ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ РОССИИ.....	45
ПРОГНОЗ РЕАЛЬНОГО СПРОСА НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ.....	46
Прибайкалье и Забайкалье.....	46
Сахалинская область, Хабаровский край, Приморский край.....	47
Республика Саха (Якутия).....	49
Страны Восточной Азии.....	49
Выводы.....	51
БАЛАНС ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ.....	53
Выводы.....	55
РЕГИОНАЛЬНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	56
Выводы.....	60
ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ГАЗОДОБЫЧИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ.....	61
Выводы.....	64
ВАРИАНТНЫЙ АНАЛИЗ ТРАНСПОРТНЫХ СХЕМ.....	65
Выводы.....	68
ПРОБЛЕМЫ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	71
Использование стабильного конденсата.....	71
Использование этана, пропана и бутана.....	71
Утилизация конденсата.....	72
ПРОБЛЕМА ВЫДЕЛЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕЛИЯ.....	74
Вывод.....	76
ПЕРЕЧЕНЬ ПРОЕКТОВ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ОПТИМАЛЬНОЕ РАЗВИТИЕ ТЭК НА ВОСТОКЕ РОССИИ.....	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	79
ПРИЛОЖЕНИЕ. ПОЛНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ЛИЦЕНЗИЙ НА ПОИСКИ, РАЗВЕДКУ И ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГАЗОВЫХ и газодержащих МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	81

ВВЕДЕНИЕ

Данная работа подготовлена совместными усилиями специалистов информационно-аналитического центра "Минерал" ФГУНПП "Аэрогеология" МПР России и ОАО "Компания РУСИА Петролеум" в сентябре-ноябре 2002 г. Для анализа перспектив развития газодобычи в восточных регионах России использовались следующие материалы:

- Проект Энергетической стратегии России до 2020 г., сентябрь 2002 г.
- Отчет рабочей группы при Администрации Иркутской области "Рынки природного газа регионов Российской Федерации и Монголии", 2000 г.
- Выпуски Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации, 2001-2002 гг.
- Информационные и аналитические материалы Госкомстата Российской Федерации, энергетических компаний, информационных агентств и научно-исследовательских организаций.

Определение понятий

В орбиту исследования включены газовые ресурсы и месторождения районов Восточной Сибири и Дальнего Востока, расположенные в пределах Эвенкийского АО, Иркутской области, Республики Саха (Якутия), а также острова Сахалин и его шельфа. В качестве альтернативных (конкурирующих) энергоносителей рассматриваются ресурсы и запасы нефти, известные в пределах нефтегазоносных бассейнов Восточной Сибири и Охотского моря, а также угольные месторождения южных районов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Исключены из рассмотрения нефтяные и газовые ресурсы акваторий Берингова и арктических морей, рентабельное освоение которых до 2020 г. не представляется возможным. Не рассматриваются также нефтяные и газовые ресурсы и месторождения севера Красноярского края (Норильский район), Чукотки и Камчатки, а также угольные месторождения северных районов Восточной Сибири и Дальнего Востока, которые в ближайшие 20 лет будут иметь лишь региональное значение.

В качестве энергопотребляющих регионов в работе рассматриваются южная часть Красноярского края, Республика Хакасия, Иркутская область, Республика Бурятия, Читинская область, Амурская область, южная и центральная части Республики Саха (Якутия), Хабаровский край, Приморский край, Сахалинская область. Исключены из рассмотрения северные районы Восточной Сибири и Дальнего Востока России, использующие в качестве энергоносителей привозное жидкое топливо и местные угли.

Цели и задачи

Главная цель данной работы – подготовить необходимую информационно-аналитическую базу и концептуальную модель освоения газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока, которые в дальнейшем могут быть использованы для разработки соответствующей государственной программы. В свою очередь, реализация государственной программы должна способствовать решению следующих задач:

- Полностью и с высокой степенью надежности обеспечить промышленность и население региона всеми необходимыми видами энергии; исключить возможность возникновения местных энергетических кризисов.
- Укрепить энергетическую безопасность региона за счет диверсификации сырьевого обеспечения генерирующих мощностей.
- Содействовать решению социальных проблем путем сохранения имеющихся рабочих мест в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) региона и создания дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест в сфере добычи, транспортировки и переработки газа.
- Существенно увеличить налоговые поступления в консолидированный бюджет.
- Обеспечить приток частных инвестиций в ТЭК региона за счет коммерческой привлекательности проектов, предусмотренных программой.
- Минимизировать прямые и косвенные бюджетные затраты на реализацию проектов, предусмотренных программой.

Методика работ

При анализе перспектив освоения газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока необходимо учитывать влияние огромного числа прежде всего экономических, а также политических, географических и социальных факторов. Сложность и многовариантность поставленной задачи определили следующую логическую последовательность анализа, которая прямо отразилась на порядке изложения материала.

- Анализ основных экономико-географических и социально-политических процессов и факторов, на фоне которых будет происходить освоение газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

- Анализ основных сфер потребления энергоресурсов и прогноз динамики их потребления до 2020 г.
- Анализ минерально-сырьевой базы региона и перспектив добычи энергетического сырья.
- Прогноз развития ТЭК региона, рассмотрение альтернатив и обоснование оптимального, с точки зрения достижения заявленных выше целей, варианта.
- Составление баланса спроса и предложения энергоносителей.
- Анализ экономических факторов, от которых зависит принципиальная реализуемость оптимального варианта развития ТЭК.
- Анализ перспектив и стратегия развития газовой промышленности в рамках оптимального варианта развития ТЭК региона.
- Подготовка общего перечня коммерческих проектов, связанных с развитием ТЭК региона.

ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РЕГИОНА

На развитие газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке непосредственно влияют следующие географо-экономические особенности рассматриваемого региона.

- Исключительное богатство природными ресурсами (полезными ископаемыми, в том числе энергоносителями, лесом, водой, биоресурсами), освоение которых требует значительных материальных затрат.
- Индустриально-аграрный профиль экономики с преобладанием предприятий, ориентированных на добычу и первичную переработку природных ресурсов.
- Отставание Восточной Сибири и Дальнего востока от западных регионов России по степени развития высокотехнологических отраслей промышленности, которое прогнозируется на протяжении всего рассматриваемого периода (до 2020 г.).
- Суровый климат, определяющий повышенный расход энергии на обеспечение жизнедеятельности населенных пунктов и предприятий.
- Низкий уровень развития инфраструктуры (прежде всего, транспортной).
- Низкая плотность населения, сконцентрированного в основном в крупных городах и населенных пунктах, сформировавшихся вокруг градообразующих предприятий.
- Огромные пространства тайги, в пределах которых постоянное население практически отсутствует.
- Наличие уникальных природных объектов, являющихся общемировым достоянием (район озера Байкал).
- Близость к региону государств с очень высокой плотностью населения, что влечет за собой легальную и нелегальную миграцию.

Вывод:

Экономико-географические особенности Восточной Сибири и Дальнего Востока сильно затрудняют широкомасштабную газификацию региона. В период до 2020 г. экономически целесообразной может быть лишь газификация крупных промышленных центров, расположенных вдоль трасс магистральных газопроводов.

СОЦИАЛЬНЫЕ ФАКТОРЫ

При разработке программы развития газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке необходимо учитывать ее возможное влияние на социальную ситуацию в регионе. Демографическая обстановка в восточной части России вызывает большую тревогу. В настоящее время на территории Дальневосточного ФО и Забайкалья проживает около 9.4 млн чел., за последние 10 лет население региона сократилось примерно на 10.7%. Общее снижение численности населения вызвано превышением смертности над рождаемостью и миграционным оттоком. Число родившихся на 1000 населения в 2000 г. сократилось по сравнению с 1990 г. на 41.3%, умерших – увеличилось на 58.8%. Характерным показателем при оценке вовлечения населения в трудовой процесс служит уровень его экономической активности. В конце 2000 г. уровень экономической активности составлял 66.3%, были заняты всеми видами экономической деятельности 86.2%, 13.8% не имели занятия, но активно его искали и в соответствии с методологией МОТ классифицировались как безработные.

Прямая занятость в топливной промышленности региона в 2000 г. оценивается в 65-70 тыс.чел., косвенная (с учетом членов семей, смежных производств, социальной инфраструктуры и сферы обслуживания) – 600-700 тыс.чел. Основное количество занятых в топливной промышленности приходится на градообразующие предприятия угольной отрасли.

Вывод:

Производственная деятельность предприятий угольной промышленности Восточной Сибири и Дальнего Востока прямо влияет на социальную обстановку в регионе. Даже незначительное сокращение объемов производства углей прямо скажется на уровне жизни и политических предпочтениях десятков и сотен тысяч людей.

ПОЛИТИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

При анализе развития газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России необходимо учитывать влияние следующих политических факторов.

- Опасность нелегальной иммиграции на территорию Дальнего Востока и Забайкалья, которая происходит на фоне миграционного оттока русскоговорящего населения, сокращения рождаемости и увеличения смертности.
- Исключительная важность для России расширения торгово-экономических отношений со странами восточной Азии и Азиатско-Тихоокеанского региона. Минеральное сырье, в том числе природный газ, является основным экспортным товаром, в поставках которого заинтересованы близлежащие государства.
- Неизбежность объединения двух Корей. Такие события всегда происходят неожиданно, поэтому при разработке крупных стратегических программ необходимо учитывать экономические последствия их реализации.
- Регулярно случающиеся энергетические кризисы на Дальнем Востоке являются не только экономическим, но и политическим дестабилизирующим фактором, свидетельствующим о недостаточном уровне энергетической безопасности региона.

Вывод:

Организация широкомасштабной газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России, приток экономически активного населения из других районов страны и СНГ, заключение долгосрочных соглашений о поставках газа на внешний рынок, появление в регионе альтернативного первичного энергоносителя позволят смягчить, а иногда и блокировать развитие негативных процессов, укрепить безопасность этого удаленного региона.

ОСНОВНЫЕ СФЕРЫ И ОБЪЕМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Первичное природное топливо в России потребляется в различных сферах (таблица 1). Напрямую в качестве топлива на тепловых и электростанциях, в промышленности и коммунально-бытовом секторе используется 77% угля, 92% газа и лишь 1% нефти. На переработку в другие виды топлива и иные продукты используется 33% угля (в основном на кокс), 8% газа и 99% нефти.

Таблица 1
Сферы и объемы потребления природного топлива в России в 1999 г.
(по данным Госкомстата России), млн т у.т.

	Всего	Нефть	Газ	Уголь
На преобразование в другие виды энергии	366.3	2.8	265.3	95.9
На конечное потребление	169.9	0.9	150.6	14.3
<u>Всего прямое использование</u>	536.2	3.7	415.9	110.2
На переработку в другие виды топлива	250.1	213.2	4.6	32.2
На производство нетопливной продукции	45.2	25.7	19.2	0.2
Прочие сферы, включая потери	18	6.5	9.7	1.7
<u>Всего использование на переработку</u>	313.3	245.4	33.5	34.1
<u>Общее потребление природного топлива</u>	849.5	249.1	449.4	144.3

Из всего объема природного топлива, которое используется в первичном виде, более двух третей тратится на энергетические нужды (производство тепла и электроэнергии), менее одной трети – в промышленности и коммунально-бытовом секторе.

Теплоснабжение и электроэнергетика тесно взаимосвязаны. При совместном производстве электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях (ТЭС) России вырабатывается примерно 37% тепловой энергии; в свою очередь, на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) вырабатывается около 30% электроэнергии. Годовой объем производства электрической энергии в России составляет 878 млрд кВт*ч. На выработку 1 кВт*ч электроэнергии требуется примерно 0.5-0.6 кг у.т.

На территории Восточной Сибири и Дальнего Востока действуют два объединения электроэнергетических систем – "ОЭС Сибири" и "ОЭС Востока", на которые приходится 22.2% и 5.5% суммарной мощности семи ОЭС, входящих в Единую электроэнергетическую систему (ЕЭС) России. Главными их особенностями, которые необходимо учитывать при разработке стратегии развития ТЭК региона, являются:

- Изолированность ОЭС Сибири и ОЭС Востока друг от друга и от ОЭС, расположенных в западной части России.
- Наличие изолированных энергосистем внутри обеих ОЭС. Так, в структуре ОЭС Востока лишь четыре энергосистемы связаны между собой: юг Якутии (Нерюнгринский узел), Амурская область, Хабаровский край и Приморье, а все остальные – Магаданская, Республики Саха (Якутия) без Нерюнгринского узла, Сахалинская, Камчатская и Чукотская работают изолированно. В структуре ОЭС Сибири изолированно от остальных работает энергосистема Норильского промышленного узла.
- Существенные различия в структуре потребления первичных энергоносителей. В ОЭС Востока тепловыми электростанциями производится более 80% электроэнергии, а в ОЭС Сибири – чуть более 50%, остальное приходится на гидроэлектростанции (ГЭС).

В последние 10 лет в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, как и в России в целом, произошло снижение спроса на электроэнергию. Изолированность энергосистем и невозможность выдачи мощности электростанций за пределы ОЭС Сибири привело к образованию избыточных генерирующих мощностей, оцениваемых примерно в 25% как для ГЭС, так и для ТЭС. Этот неостребованный потенциал к концу 90-х годов составил 40-45 млрд кВт*ч относительно дешевой электроэнергии. Начиная с 1999 г. происходит рост потребления электроэнергии. В 1999 и 2000 гг. он составил 12 млрд кВт*ч или в среднем по 3.5% в год, в 2001 г. –0.7%.

Основным топливом для ТЭС Сибири являются бурые угли Канско-Ачинского бассейна. Используются также угли Иркутского бассейна и отдельных месторождений Республики Бурятия и Читинской области. Доля газа и жидкого топлива в производстве электроэнергии незначительна. В настоящее время Восточная Сибирь является энергоизбыточным регионом, полностью обеспечивающим себя энергоносителями, а также поставляющим их в другие регионы на западе и востоке страны. По расчетам, сделанным в РАО «ЕЭС России», потребность ТЭС Сибири в топливе увеличится с 50 млн т у.т. в 2000 г. до 70 млн т у.т. в 2010 г., в том числе в угле с 46 млн т у.т. в 2000 г. до 66 млн т у.т. в 2010 г. Потребность в жидком и газовом топливе увеличится очень незначительно.

На долю угля в структуре топливной составляющей энергосистемы Дальнего Востока приходится 87%. В сегодняшнем топливно-энергетическом балансе Дальневосточного региона наблюдается острый дефицит энергетических ресурсов. Даже такая благополучная территория, как Республика Саха (Якутия), обеспечивает себя собственными энергетическими ресурсами только на 85%.

Сферы и объемы потребления природного топлива в России (по данным Госкомстата России) в 1999 г. (млн т у.т.)



Остальные 15% приходятся на жидкое топливо для дизельных электростанций северных поселков, которое завозится с материка. В Хабаровском крае более 80% потребностей в твердом топливе удовлетворяется за счет ввоза из Якутии, Забайкалья и других регионов России. В Приморье доля привозного угля составляет 30%, в Амурской области – около 40%, в Сахалинской области – 13% от общей потребности.

На ТЭС Востока РАО «ЕЭС России» прогнозирует увеличение потребности в топливе с 10 млн т у.т. в 2000 г. до 12 млн т у.т. к 2010 г. Необходимо отметить, что подобный рост не обеспечивает даже «сценария выживания». При благоприятном развитии экономики потребность должна увеличиться до 13.2-13.4 млн т у.т. По прогнозу РАО «ЕЭС России» существенно – с 8% в 2000 г. до 13% в 2010 г. – увеличится доля газа в топливном балансе ТЭС. Доля угля к 2010 г. снизится с 87% до 80%. Частичная

газификация Хабаровского края, Приморья и Сахалинской области предусматривается за счет сахалинских месторождений, Якутии и Иркутской области – за счет местных ресурсов газа.

Прогнозируя развитие электроэнергетики на востоке России, следует обратить внимание на темпы ее роста в последние десятилетия XX века (таблица 2). В десятилетие 1970-80 гг. объемы производства электроэнергии увеличились на 74%, в период 1980-90 гг. – на 28%, а в последнее десятилетие XX века – снизились на 9%. Поэтому прогнозируемый рост производства электроэнергии (на 92-93% в ближайшие 20 лет) не кажется фантастическим.

Таблица 2

Ретроспектива производства электроэнергии в восточных регионах России (по данным Госкомстата России), млрд кВт*час.

	1970	1980	1990	1995	2000
Республика Бурятия	0.9	4.4	4.6	3.4	3.2
Республика Хакасия	0.2	4.3	21.9	27.5	25.7
Красноярский край (без Таймырского АО)	33.3	50.3	51.7	49.9	50.8
Иркутская область	36.3	59.5	67.1	59.5	54.1
Читинская область	1.9	4.0	3.6	4.5	5.9
Республика Саха (Якутия)	1.3	4.3	8.5	7.2	7.6
Приморский край	4.3	8.4	11.8	8.8	8.1
Хабаровский край	3.4	5.8	9.7	7.9	8.5
Амурская область	1.4	4.4	7.8	6.8	6.9
Сахалинская область	1.6	2.6	3.4	2.7	2.7
Всего	84.6	148	190.1	178.2	173.5

Тепловой баланс России не ведется уже много лет. Ситуация в разных регионах различается весьма значительно. Ежегодно в России производится около 2300 млн Гкал тепловой энергии, затраты топлива на теплоснабжение оцениваются в 450-470 млн т у.т в год, а удельный расход топлива на выработку тепла в среднем по стране составляет 200 кг у.т/Гкал. Объем топливных энергоресурсов, потребляемых в теплоэнергетике, в среднем по России составляет 76% от ресурсов, потребляемых в электроэнергетике

Объем топливных энергоресурсов, потребляемых в промышленности и коммунально-бытовой сфере, в среднем по России составляет 46% от ресурсов, потребляемых в энергетике (таблица 1). Не имея конкретных данных о потребности рассматриваемого региона в топливе для теплоэнергетики, промышленности и коммунально-бытовой сферы, можно предположить, что она пропорциональна потребности региона в топливе для электроэнергетики и выполнить расчет, исходя из общероссийских показателей.

Исходя из конечных задач данного исследования потребностью в топливе транспортных отраслей промышленности региона можно пренебречь, так как в

этой сфере используются почти исключительно нефтепродукты и масштабного перевода моторной техники на газ в ближайшие два десятилетия не предвидится.

К прогнозу потребления топливных энергоносителей в восточных регионах России (таблица 3), выполненному специалистами центра «Минерал» ФГУНПП «Аэрогеология», необходимо сделать следующие примечания:

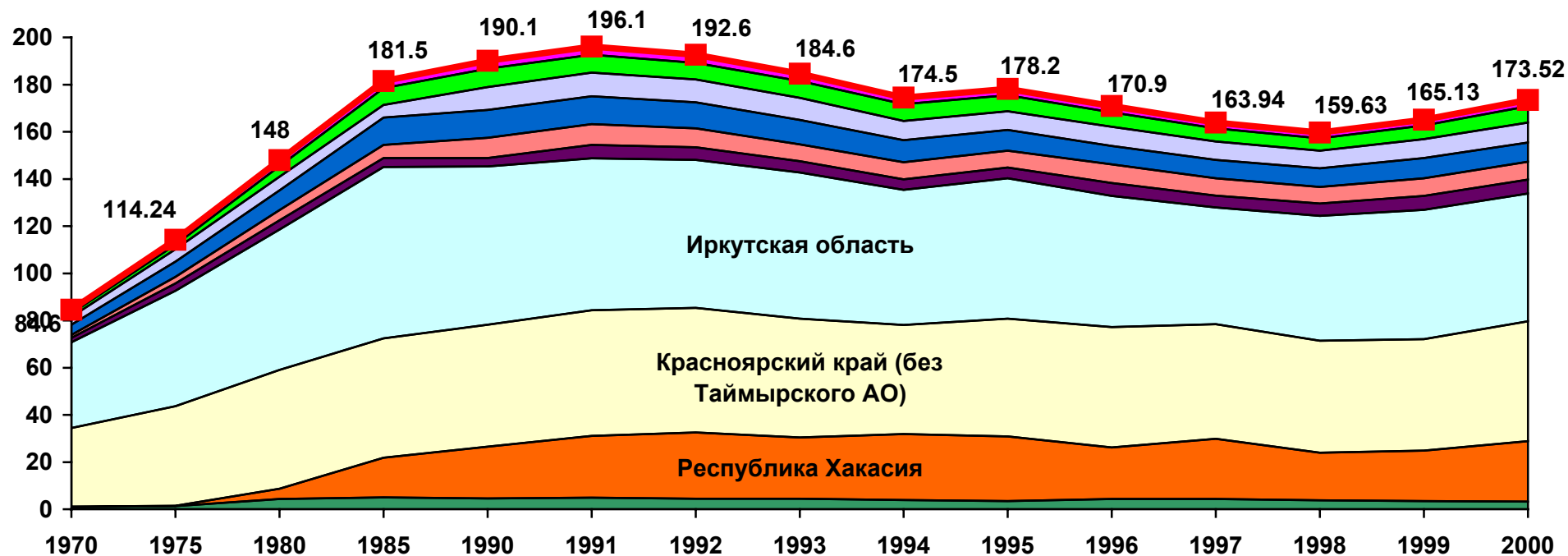
- Предполагается, что экономика региона и России в целом будет развиваться по благоприятному сценарию (рост ВВП и ВРП составит 3-6% в год).
- Прогнозы производства электрической энергии в России в целом приняты по данным РАО «ЕЭС России»
- Прогноз потребности в топливе выполнен, исходя из нынешнего удельного потребления топлива на единицу произведенной тепловой и электрической энергии.
- Предполагается, что по мере роста спроса на энергию, генерирующие мощности, расположенные в разных субъектах Российской Федерации, будут загружаться пропорционально.
- В прогнозе учитывался планируемый ввод в эксплуатацию новых ГЭС: Бурейской, Среднеканской и Вилуйской-3.
- Предполагается, что потребности региона в топливе для теплоснабжения, промышленных и коммунально-бытовых нужд будут расти пропорционально потребностям электроэнергетики.
- Потребности региона в топливе для транспортных нужд в таблице 3 не учтены.

Выводы

1. При среднегодовом приросте ВВП в 2.5% в год («сценарий выживания») дефицита генерирующих мощностей на Востоке России до 2020 г. не возникнет. При благоприятном сценарии развития событий (рост ВВП 3-6% в год) для обеспечения региона теплом и электроэнергией в 2012-2015 гг. потребуются ввод дополнительных генерирующих мощностей.
2. В ближайшие 20 лет потребность региона в топливе увеличится почти вдвое: с 83.3 млн т у.т. в 2000 г. до 160.3 млн т у.т. в 2020 г. При столь значительном увеличении спроса необходимо заранее проанализировать альтернативные варианты обеспечения региональной энергетики топливом.
3. Рассмотрение альтернатив развития энергетики (строительство газовых или угольных электростанций) необходимо отложить, не менее, чем на 10 лет, так как вопрос строительства станет актуальным не ранее 2012 г.

Ретроспектива производства электроэнергии в восточных регионах России (по данным Госкомстата России)

млрд кВт*час



Республика Бурятия
Приморский край
Сахалинская область

Читинская область
Хабаровский край
всего по региону

Республика Саха (Якутия)
Амурская область

Таблица 3

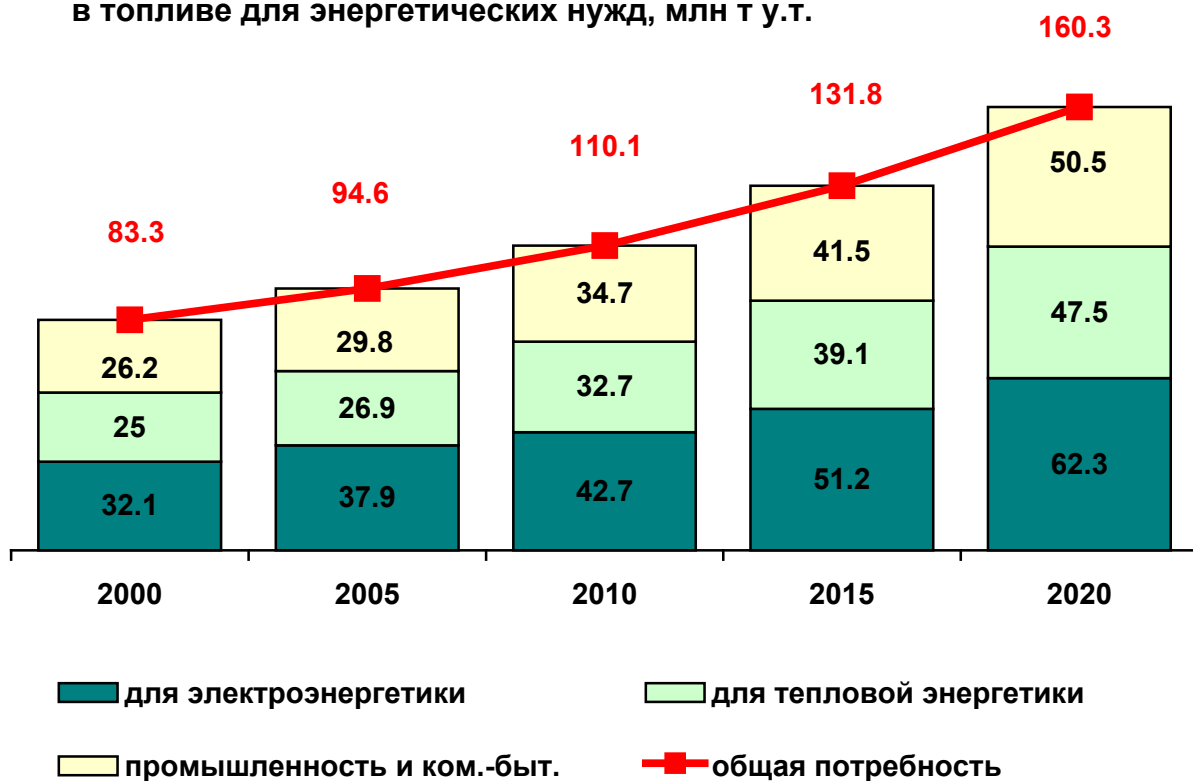
Прогноз производства тепловой и электрической энергии в восточных регионах России и потребности в топливе для энергетических нужд

	Ед. изм.	2000	2005	2010	2015	2020
Темпы роста ВВП в России	%%		3.8	4.4	5.0	5.4
Прогноз производства электроэнергии в России	млрд кВт*час.	877.8	1000	1160	1400	1700
Прогноз производства тепловой энергии в России	млн Гкал	2300	2622	3042	3650	4417
Прогноз производства электроэнергии на Востоке России	млрд кВт*час.	173.5	197.1	229.3	274.6	333.8
в том числе на ТЭС	млрд кВт*час.	103.6	117.7	137.0	164.1	199.5
Потребность региона в топливе для электроэнергетики	млн т у.т.	46.3	52.6	61.2	73.3	89.1
Потребность в топливе для тепловой энергетики (76% от потребностей электроэнергетики)	млн т у.т.	35.2	40.0	46.5	55.7	67.7
<u>Общая потребность в топливе для энергетических нужд *</u>	млн т у.т.	57.1	64.8	75.4	90.3	109.8
Потребность в топливе промышленности и коммунально-бытового сектора (46% от потребностей энергетики)	млн т у.т.	26.2	29.8	34.7	41.5	50.5
<u>Общая потребность региона в топливе</u>	млн т у.т.	83.3	94.6	110.1	131.8	160.3

Примечание:

* С учетом выработки дополнительного тепла на ТЭС и электроэнергии на ТЭЦ (коэффициент 0.7)

**Прогноз потребности восточных регионов России
в топливе для энергетических нужд, млн т у.т.**



МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВАЯ БАЗА УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ПРОГНОЗ ПРОИЗВОДСТВА УГЛЕЙ

В восточной части России имеется большое количество угольных бассейнов и отдельных месторождений; суммарные ресурсы углей которых составляют 1.58 трлн т, балансовые запасы категорий А+В+С1 – 84.6 млрд т (таблица 4). Для развития энергетики региона большое значение имеют не только угольные бассейны федерального значения (Канско-Ачинский, Иркутский, Южно-Якутский), но и отдельные небольшие месторождения, освоение которых позволит ликвидировать опасность возникновения локальных энергетических кризисов.

Таблица 4

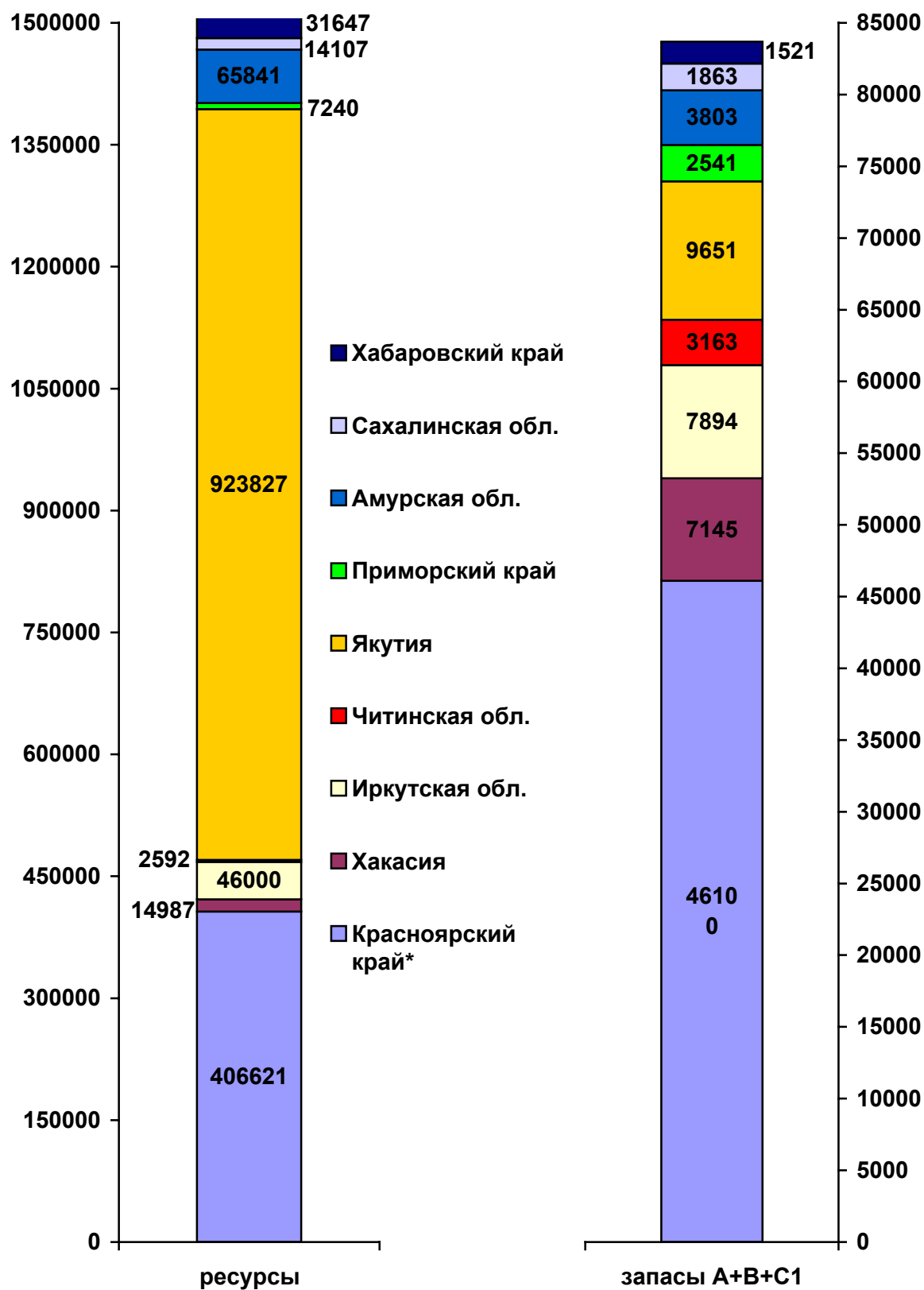
Ресурсы и запасы углей в восточных регионах России

	Прогнозные ресурсы угля, млн т	Запасы угля категорий А+В+С1, млн т
Красноярский край*	406621	46100.00
Республика Хакасия	14987	7145.00
Иркутская область	46000	7893.65
Читинская область	2592	3163.00
Республика Саха (Якутия)	923827	9650.53
Приморский край	7240	2540.92
Амурская область	65841	3803.12
Сахалинская область	14107	1862.72
Хабаровский край	31647	1520.95
Всего	1512862	83679.89

Примечание:

* Без учета углей Тунгусского бассейна и отдельных месторождений

Ресурсы и запасы углей в восточных регионах России, млн т



Примечание:

* Без учета углей Тунгусского бассейна и отдельных месторождений

Красноярский край (Канско-Ачинский бассейн)

В Красноярском крае расположена вторая после Кузбасса топливно-энергетическая база России федерального значения – Канско-Ачинский бурогольный бассейн. Располагая значительными балансовыми запасами (почти 46.1 млрд т или более 23% всех запасов России), бассейн является уникальным по их концентрации на небольшой глубине. Преимуществом бассейна является и его близость к Транссибирской железнодорожной магистрали.

Основные месторождения: Назаровское, Березовское, Боготольское, Бородинское, Переясловское, Абанское. Поставки угля осуществляется, в основном, в Красноярский край (70%) и другие регионы Восточной Сибири (12%), а также в Европейскую часть России. Основными потребителями угля являются электростанции – 76%, ведутся работы по получению из угля жидкого топлива, а также транспортабельных брикетов.

Угольная промышленность Красноярского края представлена ОАО "Красноярская угольная компания" (три разреза и ОАО "Шахта Котуй"), и ОАО "Красноярсккрайуголь" (четыре разреза), добыча которых за 2000 г. составила 37.4 млн т и 2.29 млн т соответственно. Производственная мощность основных разрезов Канско-Ачинского бассейна – 60 млн т, следовательно, уровень ее использования составляет всего 55%. Себестоимость добычи 1 т угля – 40.36 руб., добыча угля на разрезах осуществляется без дотаций из бюджета.

Сырьевая база Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса не накладывает ограничений на развитие угледобычи. Расширение использования углей бассейна затруднено лишь стоимостью его транспортировки. Так, затраты на транспортировку угля на Новосибирскую ТЭЦ (около 500 км) составляют 45% общей стоимости (в пересчете на т у.т.), на Рязанскую ГРЭС (более 3000 км) – более 70%. В случае успешной реализации проекта производства транспортабельных угольных брикетов и расширения добычи Канско-Ачинский бассейн, будучи мощным и надежным источником дешевого топлива, сможет ликвидировать дефицит местных углей в любом субъекте Российской Федерации на востоке страны.

Иркутская область

Иркутский угольный бассейн расположен в южной части Иркутской области около Транссибирской железнодорожной магистрали, вдоль которой он протянулся на 500 км. В пределах бассейна насчитываются 29 месторождений. Наиболее изученными являются Черемховское, Мугунское, Азейское, Вознесенское, Ишидейское, Нукутское, Ишинское, Каранцайское, Новометелкинское, Головинское. Угольные пласты этих месторождений характеризуются значительной (4-12 м) мощностью и относительно неглубоким залеганием; 96% запасов пригодны для отработки открытым способом.

Качество углей разнообразно. В северо-западной части бассейна они бурые (Мугунское, Азейское месторождения), в центральной части и на юго-востоке – каменные (Каранцайское, Новометелкинское, Черемховское,

Головинское месторождения). Каменные угли разрабатываемых и подготовленных к освоению месторождений отличаются высокой прочностью, обладают хорошей транспортабельностью и выдерживают длительное хранение. Наиболее высоким качеством по всем указанным параметрам характеризуются угли Ишидейского месторождения.

Добычу угля в Иркутской области производят 8 организаций, при этом основная доля (80%) приходится на АО "Востсибуголь". Уровень добычи угля, достигнув максимума в 1987 г. (27.3 млн т), в настоящее время стабилизировался на уровне 14.0-14.5 млн т в год. Действующие предприятия обеспечены запасами угля на 10-80 лет; наиболее остро проблема сырьевой базы стоит на Черемховском и Тулунском разрезах. В целом состояние сырьевой базы не накладывает ограничений на развитие угледобычи.

На севере области строится углеразрез Вереинский с балансовыми запасами 37.63 млн т угля. В настоящее время на разрезе добывается 40-50 тыс.т угля для местных нужд. Проектируемая мощность углеразреза – 5-6 млн т угля в год для обеспечения Братско-Илимского района.

Читинская область

В Читинской области известны 22 месторождения бурого и каменного угля. Основную часть балансовых запасов области составляют бурые угли. Прогнозные ресурсы области составляют 2.6 млрд т угля.

Балансовые запасы угля (А+В+С1) составляют 3.2 млрд т, добыча преимущественно открытым способом в 2000 г. составила 15.474 млн т, в 2001 г. – 18.034 млн т. В Читинской области добычу угля ведут: ТОО «Хараноруголь» (Харанорское месторождение), «Приаргунское ПГХО» (Уртуйское месторождение), АО «Востсибуголь» (Олонь-Шибирское месторождение), ОАО «Читинская угольная компания» (Татауровское месторождение), и ТОО ПКК «Малый Апсат» (Апсатское месторождение). Основной объем добычи бурого угля в 2000 г. пришелся на Харанорский (58.2%) и Уртуйский (14.2%) углеразрезы. В настоящее время угольные предприятия Читинской области добывают больше топлива, чем расходуется на местных электростанциях; часть углей вывозится в Хабаровский и Приморский края.

На перспективных месторождениях Читинской области (Нерчуганское Зашуланское, Апсатское, действующие разрезы Уртуйский и Харанорский) осуществляется ряд инвестиционных проектов по добыче угля, реализация которых позволит удовлетворить прогнозируемый рост спроса на топливо.

Республика Саха (Якутия)

Республика Саха (Якутия) обладает значительными запасами угля категорий А+В+С1, которые на столетия гарантируют энергетическую безопасность не только республики, но и прилегающих к ней регионов России. Промышленностью осваивается 702.83 млн т, или 7.3% от запасов республики. Подготовлено для освоения 3746.24 млн т. Большая часть этих углей – высококачественные коксующиеся и каменные угли, которые имеют не только

республиканское, но и общероссийское значение. Добыча угля в республике составляет 9.2-10 млн т. Значительная доля добываемых углей, прежде всего коксующихся, экспортируется.

В 2000 г. в республике добычей угля занимались 14 угледобывающих предприятий общей производственной мощностью 18.27 млн т угля в год. Компания «Якутуголь» – одна из самых динамично развивающихся организаций отрасли. В 2000 г. компанией было добыто 9.019 млн т угля, из которых 36% было отправлено на экспорт, более половины – российским потребителям в других регионах и 10% – на внутренние нужды республики.

В Ленском бассейне запасы категорий А+В+С1 составляют 4.9 млрд т, из которых промышленностью осваивается лишь 7.4%. Практически весь уголь используется на месте, из-за отсутствия устойчивых транспортных связей с западными областями страны и южной частью Дальнего Востока.

Южно-Якутский бассейн представлен 4 угленосными районами: Турчинским (Усмунским), Алдано-Чульманским, Гонамским и Токинским. Балансовые запасы по категориям А+В+С1 составляют 4.4 млрд т. Запасы коксующихся углей – 4.0 млрд т или 90.5% от запасов бассейна. Запасы пригодные для открытой отработки – 1.8 млрд т или 42.5% от запасов бассейна.

Уголь добывается на Денисовском месторождении шахтой мощностью 0.75 млн т угля в год и пятью углеразрезами (Нерюнринский, Олонгринский, Ингалинский, Локучатинский и Угольный) общей мощностью 15.80 млн т угля в год. В 1999-2001 гг. добыча составляла 8.1-8.6 млн т угля в год. Себестоимость добычи 1 тонны угля на разрезе Нерюнгринский 178.43 руб. (плановая – 188.05 руб.). Планируется расширение добычи коксующихся углей на Денисовском и Чульмаканском месторождениях, а также ввод в эксплуатацию Эльгинского месторождения.

Эльгинское месторождение расположено в 320 км от станции Улак линии БАМ. В канун 2002 г. был проложен 60-й километр дороги от этой станции к месторождению. Сейчас эти работы приостановлены. Угли Эльгинского месторождения имеют высокое качество и представляют интерес для металлургической промышленности. Запасы угля на месторождении составляют 2.8 млрд т, а планируемая добыча – 20 млн т угля в год, что позволит обеспечить значительную часть перспективных потребностей Дальнего Востока.

Основным фактором, препятствующим расширению использования углей южной Якутии на электростанциях Дальнего Востока, является их высокое качество и, соответственно, стабильный платежеспособный спрос со стороны зарубежных и отечественных металлургических компаний.

Амурская область

Производственная мощность угледобывающих предприятий Амурской области составляет 6.17 млн т угля в год, в в 2001 г. было добыто 2.707 млн т. Отставание добычи от потребления обуславливает необходимость завоза угля в область в объеме около 2.2 млн т ежегодно. В настоящее время осваиваются четыре угольных месторождения, которые должны будут снять проблему

дефицита топлива на длительную перспективу. Наиболее крупное в Амурской области Ерковецкое месторождение осваивается с 1990 г. Его прогнозные ресурсы составляют 3.5 млрд т, разведанные запасы – 540 млн т, проектная мощность строящегося разреза – 4.5 млн т угля в год. Райчихинское месторождение имеет общие запасы 60 млн т, Архаро-Богучанское бурогольное месторождение – 87.6 млн т, Огоджинское месторождение – 137.7 млн т.

В Амурской области имеются еще четыре перспективных угольных месторождения, из которых наиболее значимым является Свободненское месторождение бурых углей.

Хабаровский край

Прогнозные ресурсы края превышают 31 млрд т, из них 4 млрд т коксующихся углей, балансовые запасы категорий А+В+С1 составляют 1548 млн т. Производственная мощность угледобывающих предприятий составляет 4.4 млн т, годовой объем добычи – 1.9-2.4 млн т. Еще около 7 млн т углей ежегодно завозится из соседних регионов. В настоящее время осваиваются четыре месторождения: Ургальское, Хурмулинское, Буреинское, Сатанки. Известны еще пять перспективных объектов: шахтное поле Солони Ургальского месторождения, Лианское, Мухенское и Пушкинское месторождения бурых углей, освоение которых позволит смягчить (но не ликвидировать) дефицит твердого топлива в регионе.

Приморский край

Приморский край богат углем: Балансовые запасы составляют 2.5 млрд т, из них – 88% бурые угли. В 2001 г. добыча в крае составила 7.579 млн т, еще 5-7 млн т ежегодно ввозится в область из других регионов. В настоящее время отрабатываются Бикинское, Павловское, Тавричанское и Хасанское бурогольные месторождения, а также небольшие каменноугольные месторождения: Ильичевское, Липовецкое, Подгорненское, Тигровское и Старо-Партизанское. Большая часть добытых углей используется на ТЭС. К 2010 г. намечено освоить еще несколько небольших месторождений и довести добычу угля до 15.5 млн т. На наш взгляд, этот уровень вряд ли будет достигнут, но даже он не покроет растущие потребности энергетики, а поскольку многие виды углей неприемлемы по теплоте сгорания и зольности, к 2010 г. в крае сохранится дефицит угля до 20%.

Сахалинская область

Наиболее важными на Сахалине являются Углегорское месторождение каменных углей, Солнцевское бурогольное и каменноугольная шахта «Долинская». Практически весь добываемый уголь (98.5%) используется в регионе, а доля поставок сахалинского угля в общем потреблении области составляет 89%. Перспективы угольной отрасли Сахалинской области в настоящее время полностью зависят от темпов развития газовой

промышленности и системы газоснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей.

Выводы

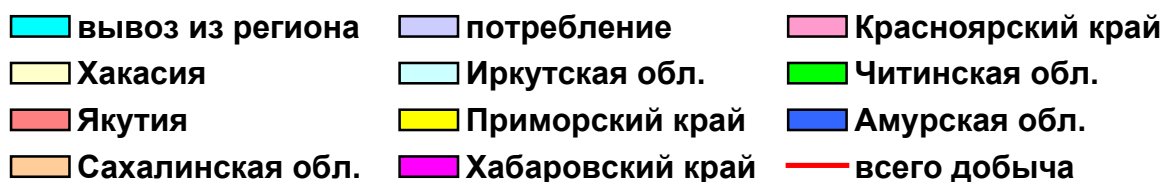
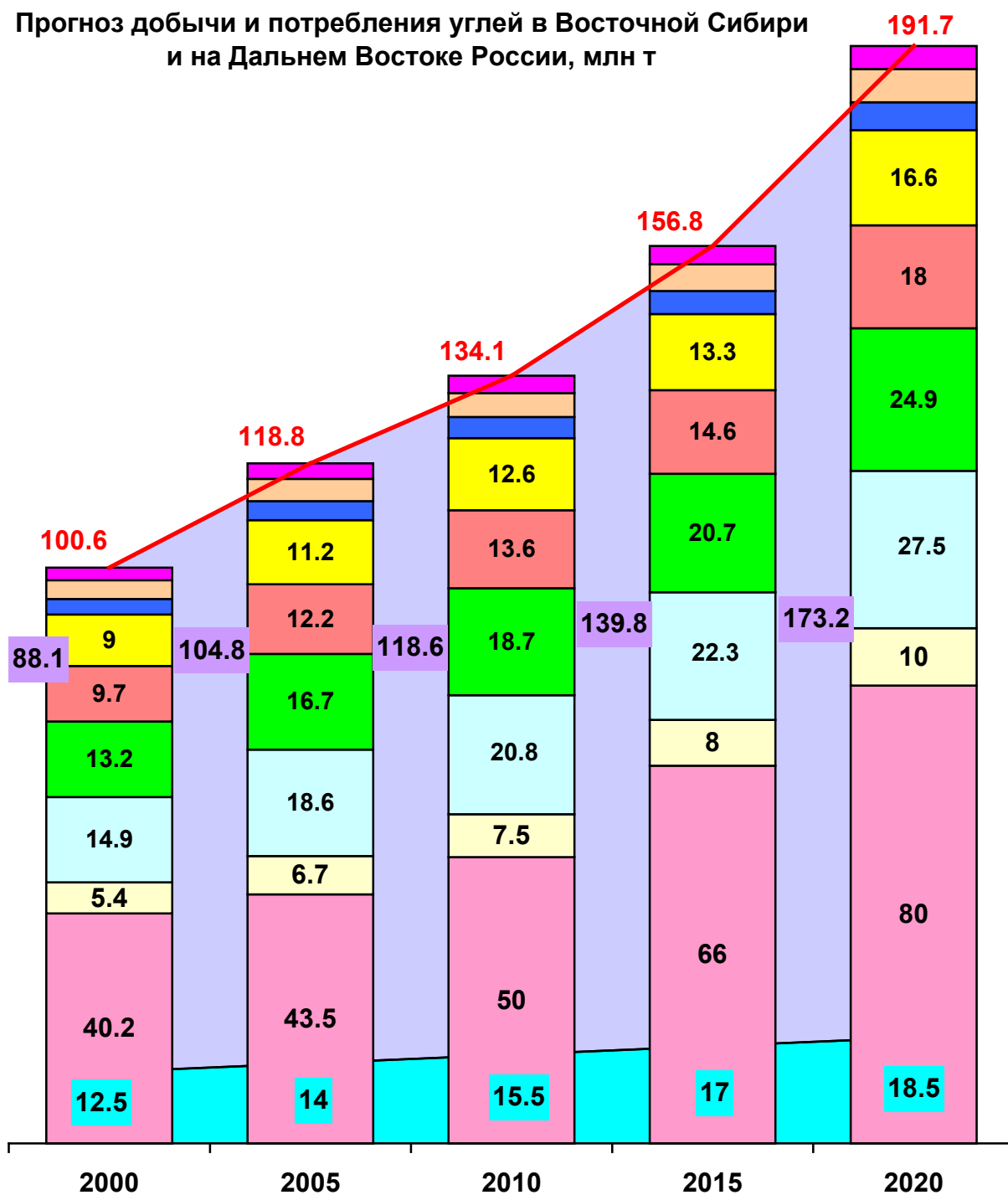
1. В настоящее время в рассматриваемом регионе производится на 12 млн т больше углей, чем потребляется. При этом основной объем добычи приходится на западную часть региона (Красноярский край, Иркутская и Читинская области), а Дальний Восток России испытывает постоянный дефицит энергетических углей в объеме 12-13 млн т/год, порождающий периодические энергетические кризисы.
2. Угольный потенциал Восточной Сибири и Дальнего Востока России вполне достаточен для решения энергетических проблем региона. В ближайшие 20 лет объемы добычи угля в регионе могут быть увеличены почти вдвое: с нынешних 100 млн т до 190 млн т, а объемы потребления – более, чем вдвое: с 88 млн т до 173 млн т (таблица 5).
3. Стабильный платежеспособный спрос со стороны зарубежных и отечественных металлургических компаний стимулируют добывающие предприятия Якутии наращивать вывоз коксующихся углей в западные регионы страны и государства ЮВ Азии.
4. В случае успешного решения проблемы транспортировки дополнительным и практически неисчерпаемым источником углей для восточных регионов страны могут служить месторождения Канско-Ачинского бассейна.
5. Дефицит энергетических углей в Приморье и Хабаровском крае, который в обозримой перспективе представляется неизбежным, может быть смягчен за счет перевода части генерирующих мощностей региона на сахалинский природный газ.

Таблица 5
Прогноз добычи и потребления углей в восточных регионах России (млн т)

	2000	2000*	2005	2010	2015	2020
Красноярский край	40.2	+13.2	43.5	50	66	80
Республика Хакасия	5.4	+3.2	6.7	7.5	8.0	10.0
Иркутская область	14.9	+0.8	18.6	20.8	22.3	27.5
Читинская область	13.2	+4.2	16.7	18.7	20.7	24.9
Республика Саха (Якутия)	9.70	+5.90	12.2	13.6	14.6	18.0
Приморский край	9.00	-5.40	11.2	12.6	13.3	16.6
Амурская область	2.7	-1.48	3.3	3.7	4.0	4.9
Сахалинская область	3.30	-0.10	3.9	4.2	4.7	5.8
Хабаровский край	2.2	-7.80	2.7	3.0	3.2	4.0
<u>Всего добыча</u>	100.6	+12.5	118.8	134.1	156.8	191.7
Вывоз из региона	12.5		14	15.5	17	18.5
Потребление в регионе	88.1		104.8	118.6	139.8	173.2

* Дефицит (-) и избыток (+) углей

Прогноз добычи и потребления углей в Восточной Сибири
и на Дальнем Востоке России, млн т



МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВАЯ БАЗА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ВОЗМОЖНОСТИ РАЗВИТИЯ ГАЗОДОБЫЧИ

В недрах Восточной Сибири и Дальнего Востока содержится 19.8% всех начальных суммарных ресурсов природного газа материковой части России. На шельф острова Сахалин приходится 3.9% всего начального ресурсного потенциала российского шельфа. Разведанность начальных ресурсов в регионе крайне мала: для суши – всего 9.4%, для шельфа – 4.0%. В Восточно-Сибирском регионе средняя плотность бурения на перспективных территориях составляет 2.4 м проходки глубоких скважин на 1 кв.км (по России эта величина составляет в среднем 23 м/кв.км, а в хорошо изученных районах Урало-Поволжья и Северного Кавказа – от 60 до 300 м/кв.км).

Промышленные запасы газа разведаны в Эвенкийском АО, в Иркутской области, в Республики Саха (Якутия), в Сахалинской области и на шельфе о-ва Сахалин (Охотское и Японское моря) (таблица 6). Все открытия были сделаны в советское время. Газовая инфраструктура развита очень локально – только в Якутии и в Сахалинской области, где и ведется добыча газа в ограниченных объемах. В регионе выявлено более 100 месторождений с запасами свободного газа, из которых наибольшее значение для определения стратегии освоения недр имеют уникальные по запасам Ковыктинское и Чаяндинское, слабо изученные Юрубчено-Тохомское и Собинское, а также ресурсная база шельфа Сахалина. Перечень всех основных недропользователей приведен в приложении.

Иркутская область

Балансовые запасы природного газа по категории C1+C2 Ковыктинского газоконденсатного месторождения на начало 2002 г. составляли 1.902 трлн куб.м, в том числе по категории C1 – 1.282 трлн куб.м. Месторождение содержит также крупные запасы конденсата и гелия. Можно полагать, что в ходе доразведки газоносная площадь будет расширена и запасы увеличены до 2-2.5 трлн куб.м. Месторождение приурочено к плотным низкопроницаемым коллекторам. Для его рентабельной разработки требуется строительство горизонтальных скважин или использование методов интенсификации притока газа к забою скважин (гидро разрыв пласта и др.).

Таблица 6

Газовый потенциал Восточной Сибири и Дальнего Востока на 01.01.2002 г., млрд куб.м (ГС/ГШ)

Регион, субъект РФ	Начальные суммарные ресурсы (НСР)	Добыча и потери с начала разработки	Добыча за 2001 г.	Балансовые запасы		Выработанность разведанных запасов, %	Ресурсы перспективные (С ₃) и прогнозные (Д ₁ +Д ₂)	Разведанность НСР, %
				A+B+C ₁	C ₂			
Красноярский край*	12371.6			62.9/30.3	90.8/44.0		11442.6	0.7
Эвенкийский АО	9043.0			290.3/0	719.4/0		8033.3	3.2
Иркутская область	8442.5	0.542	0.028	1424.0/7.4	763.1/0	0.04	6247.5	17.0
Республика Саха (Якутия)	10159.5	34.777	1.570	621.9/595.1	931.3/132.3	2.8	7844.1	12.3
Сахалинская область	362.2	43.073	1.439	40.7/9.1	16.9/1.7	46.4	250.8	25.6
Шельф о.Сахалин	2966.6			339.0/400.7	222.0/46.1		1958.7	24.9
Магаданская область	4.0						4.0	
Амурская область	82.0						82.0	
Хабаровский край	74.0			0.4/0	1.6/0		72	0.5
Приморский край	5.0						5.0	
Всего	30973.8	78.392	3.037	3821.373	2967.789	2.0	24334.3	12.6

Примечание:

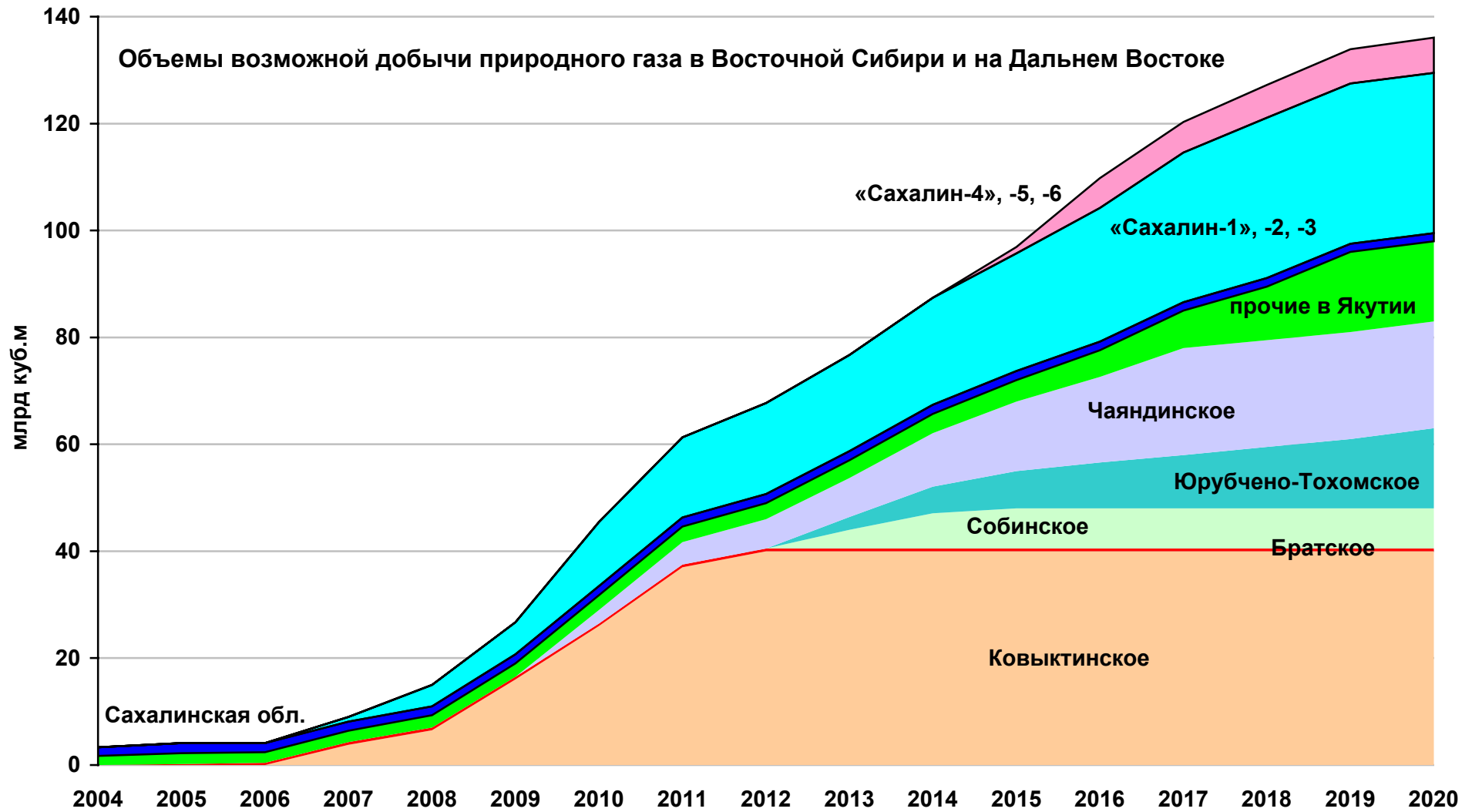
* без Таймырского АО

Таблица 7

Теоретически возможная динамика развития газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России (оценка центра "Минерал")

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Иркутская область	4.3	7.0	16.5	34.1	40.5	40.5	40.5	40.5	40.5	40.5	40.5	40.5	40.5	40.5
Ковыктинское	3.8	6.5	16	26	37	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Братское и прочие	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Эвенкийский АО	–	–	–	–	–	–	5.9	11.6	14.5	16.1	17.5	19	20.5	22.5
Собинское НГКМ	–	–	–	–	–	–	3.5	6.6	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
Юрубчено-Тохомское НГКМ	–	–	–	–	–	–	2.4	5.0	7.0	8.6	10	11.5	13	15
Республика Саха (Якутия)	2.1	2.3	2.5	5.3	7.1	8.5	10.6	13.6	17	21	27	30	35	35
Чаяндинское	–	–	–	2.5	4.2	5.5	7.3	10.0	13	16	20	20	20	20
Прочие	2.1	2.3	2.5	2.8	2.9	3.0	3.3	3.6	4	5	7	10	15	15
Сахалинская область	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5
Шельф Сахалина	0.9	4	6	12	15	17	18	20	23.2	30.6	33.7	36.1	36.4	36.6
«Сахалин-1», -2, -3	0.9	4	6	12	15	17	18	20	22	25	28	30	30	30
«Сахалин-4», -5, -6	–	–	–	–	–	–	–	–	1.2	5.6	5.7	6.1	6.4	6.6
Всего по региону	9	15	26.7	53.1	64.3	67.7	76.7	87.4	96.9	109.8	120.3	127.2	133.9	136.1

Объемы возможной добычи природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке



С 1993 г. лицензией на поиски, разведку и добычу углеводородов на месторождении владеет компания «РУСИА Петролеум». В 2001 г. в состав лицензионной площади были включены смежные Хандинский и Южно-Устькутский участки. За период с 1993 г. объем капиталовложений в освоение месторождения составил более 200 млн дол., создана инфраструктура – базы, дороги, энергоузел, линии электропередачи, позволяющая вести геологоразведочные работы и начинать промышленное освоение месторождения. Пока на месторождении ведется опытно-промышленная эксплуатация в ограниченном объеме.

При благоприятном развитии событий промышленная добыча на Ковыктинском месторождении может начаться в 2007 г., максимальный уровень добычи – 40 млрд куб.м – может быть достигнут уже в 2011 г. (таблица 7).

На территории Иркутской области запасы газа выявлены еще на девяти месторождениях. Вехнечонское НГКМ (запасы по категориям C1+C2 – 95.5 млрд куб.м, в том числе C1 – 11.7 млрд куб.м) в настоящее время выделяется в отдельный проект, для его разработки создано ОАО «Верхнечонскнефтегаз».

Лицензии на освоение Ярактинского (40 млрд куб.м) и Марковского (17.4 млрд куб.м) нефтегазоконденсатных месторождений принадлежит ОАО «Усть-Кутнефтегаз». В настоящее время в рамках опытно-промышленной эксплуатации «Усть-Кутнефтегаз» добывает на Ярактинском месторождении около 20 тыс.т нефти в год; газ сжигается. Добыча на Марковском месторождении ведется в мизерных объемах. Нефть и газ здесь используются для тепло- и энергообеспечения поселка.

Лицензии на Дулисьминское (68.4 млрд куб.м) НГКМ, Даниловское (11 млрд куб.м) газонефтяное и Атовское (2.1 млрд куб.м) газоконденсатное месторождения переданы трем ООО, созданным при участии ГП «Востсибнефтегазгеология».

Всего на территории области сейчас добывается около 30 млн куб.м газа в год. Сложность освоения небольших месторождений Иркутской области состоит в их относительной удаленности от Ковыктинского ГКМ и возможных маршрутов транспортировки газа. Для промышленной разработки этих месторождений необходимо создание собственной инфраструктуры, что может оказаться нерентабельным.

Наиболее реальным является проект освоения Братского (10.8 млрд куб.м) газоконденсатного месторождения. В Братске, где на сегодня топливом для местных ТЭЦ и котельных на 99% является уголь, сложилась тяжелейшая экологическая обстановка. Для ее улучшения предполагается частичная замена угля природным газом. Освоение месторождения началось в 1994 г., когда в рамках федеральной программы «Экология Братска» местной администрацией была создана компания «Братскэкогаз».

Проектный пик добычи на месторождении – 430 млн куб.м газа и 50 тыс.т конденсата в год (таблица 7). На ввод месторождения в эксплуатацию, подключение местных ТЭЦ и котельных, а также перевод их с угля на газ

требуется около 44 млн дол. В 2001 г. контрольный пакет акций (более 70%) «Братскэкогаза» купила «ИТЕРА», гарантировав инвестиции в размере 40 млн дол. в период до 2005 г. Бюджетное финансирование проекта также сохраняется.

Республика Саха (Якутия)

В Республике Саха (Якутия) на государственном балансе числятся запасы свободного газа по 29 месторождениям, которые сосредоточены в двух нефтегазоносных областях – Непско-Ботуобинской и Вилюйской, – отстоящих друг от друга на расстояние более 400 км. Среди них выделяются уникальное Чаяндинское и пять крупных с запасами более 100 млрд куб.м каждое: Среднеботуобинское, Средневилюйское, Среднетюнгское, Тас-Юряхское и Верхневилючанское (таблица 8). По этим месторождениям утверждены запасы категории С1 в объеме 997.1 млрд куб.м и запасы категории С2 в объеме около 933.3 млрд куб.м. Разведка завершена по пяти месторождениям (кроме Чаяндинского). Значительная часть запасов газа сосредоточена в газовых шапках нефтяных залежей, что осложняет их освоение. Из-за сложного строения месторождений коэффициент газоотдачи вводимых в разработку газовых месторождений Якутии будет не более 0.7.

Таблица 8

Крупнейшие газовые месторождения Якутии, млрд куб.м

Место рождение, его тип	Началь ные запасы	Добы ча и поте ри с начала разра ботки	Добы ча и потери за 2001 год	Балансовые запасы	
				А+В+С1 (ГС/ГШ)	С2 (ГС/ГШ)
Чаяндинс- кое, НГК	379.790	0.083	0	115.675/264.032	805.798/55.399
Среднетю- нгское, ГК	156.439	0.264	0.004	156.175/0	9.225/0
Среднебо- туобинс- кое, НГК	154.726	3.121	0.245	18.705/132.9	15.519/3.04
Средневи- люйское, ГК	147.927	15.448	1.293	132.479/0	0/0
Тас- Юряхское, НГК	102.785	0.052	0	6.854/95.879	6.916/4.395
Верхневил- ючанс- кое, НГ	74.461	0.024	0	23.727/50.71	15.184/17.869
Всего			1.542	997.136	933.345

В республике ежегодно добывается около 1.5-1.6 млрд куб.м газа, который направляется на снабжение гг. Якутска, Мирного и некоторых улусных центров, а также поставляется на Якутский газоперерабатывающий завод.

Наиболее крупное Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (нераспределенный фонд недр; геологической лицензией владеет АО "Саханефтегаз") рассматривается в качестве базового по запасам и потенциальной добыче. Запасы газа (три горизонта) по категории С1 – 379.7 млрд куб.м, С2 – 861.2 млрд куб.м; конденсата – 5.7 млн т, нефти – 42.5 млн т. Кроме того, месторождение содержит значительные запасы гелия.

Месторождение приурочено к обширной ловушке неантиклинального типа в терригенных отложениях венда: три продуктивных горизонта песчаников (ботуобинский, хамакинский и талахский), частично перекрывая друг друга в плане, выклиниваются на выступе кристаллического фундамента. Глубины залегания этих горизонтов – 1600-1800 м. Площадь промышленной газоносности – 4 тыс. кв. км. Месторождение изучено достаточно полно. Здесь пробурено 64 скважины общим метражом 120 тыс. пог. м. Промышленные притоки получены из 47 скважин. Долговременная пробная эксплуатация проведена на 13 скважинах. Около 90% разведочных скважин оказались в контуре продуктивности. Для месторождения характерны достаточно высокие дебиты скважин: по ботуобинской залежи преобладают значения 200-400 тыс. куб. м/сут, имеются поля и с дебитом до 600 тыс. куб. м/сут. Дебиты по хамакинской и талахской залежам – соответственно 200 тыс. куб. м/сут и 100 тыс. куб. м/сут.

В регионе выявлен целый ряд крупных перспективных ловушек неантиклинального типа, сходных по строению с Чаяндинским месторождением, перспективные ресурсы (С3) которых оцениваются в 500 млрд куб. м.

План развития Средневилюйского газоконденсатного месторождения предусматривает рост добычи до 4 млрд куб. м газа в год; на Среднеботуобинском месторождении предполагается добывать 250-260 млн куб. м газа в год. Лицензиями на Средневилюйское и Среднеботуобинское месторождения владеет ОАО «Якутгазпром».

Расчеты, проведенные специалистами Госкомгеологии Республики Саха (Якутия), ННГК ОАО «Саханефтегаз» и АО «Якутгазпром» показывают, что с учетом имеющихся и прогнозируемых запасов газа Якутии крупные газовые проекты вполне реальны. Возможная максимальная годовая добыча по Чаяндинскому месторождению оценивается в 20 млрд куб. м. Период постоянной добычи – 21 год. Темп отбора запасов в среднем 2.3% в год. За 30-летний период здесь будет извлечено 62% от общих запасов месторождения.

При отборе такого же процента запасов по каждому из пяти других месторождений темпы отбора изменяются в пределах 2-3.5% в год, а период добычи составляет не менее 23 лет. Максимальная годовая добыча по шести крупным месторождениям может достигать 35 млрд куб. м в течение 40 лет.

При благоприятном развитии событий широкомасштабная разработка якутских месторождений начнется в 2015 г.

Эвенкийский АО

В Эвенкийском АО в качестве базовых рассматриваются Юрубчено-Тохомское и Собинское месторождения.

Контуры Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения сугубо условные и определяются зоной предполагаемого распространения коллекторов в разрезе рифея и отсутствием этой толщи над выступами кристаллического фундамента. Разведанные запасы газа месторождения по категории С1 составляют 130 млрд куб.м; по категории С2 – 568.5 млрд куб.м. Лицензией на добычу владеет ОАО "ВСНК", дочерняя компания НК "ЮКОС".

Для начала опытно-промышленной эксплуатации Юрубчено-Тохомского месторождения требуются инвестиции в объеме около 370 млн дол. и наличие транспортной инфраструктуры. При благоприятном развитии событий месторождение сможет давать до 15.5 млрд куб.м в год, начиная с седьмого года промышленной эксплуатации.

Запасы газа Собинского нефтегазоконденсатного месторождения по категории С1 составляют 138.4 млрд куб.м; по категории С2 – 19.6 млрд куб.м. Месторождение имеет сложное геологическое строение (разбито на ряд блоков). Разведаны нефтяные оторочки с извлекаемыми запасами С1 – 4.9 млн т. На Собинском месторождении добыча может достичь 7.5 млрд куб.м газа.

Для дальнейшего наращивания запасов требуется усиление поисково-разведочных работ, в первую очередь увеличение объемов как разведочного, так и поискового бурения в районах, примыкающих к Юрубчено-Тохомскому и Собинскому месторождениям. Промышленная добыча газа на месторождениях Эвенкийского АО должна планироваться в комплексе с добычей нефти. Начало разработки – не ранее 2013 г.

Шельф острова Сахалин

Практически все месторождения газа расположены на северо-востоке шельфа о.Сахалин, свыше 60% запасов категорий А+В+С1 (452.3 млрд куб.м) сконцентрировано в крупнейшем нефтегазоконденсатном месторождении Лунское (входит в проект «Сахалин-2»).

Акватория острова к настоящему времени поделена на 9 тендерных участков. На двух из них, «Сахалин-1» и «Сахалин-2», идут работы по добыче нефти и газа на условиях СРП, вступивших в силу в 1996 г. Еще два участка находятся в стадии подготовки соглашений СРП, принятие которых ожидается в 2003 г. Во всех проектах основная доля участия принадлежит иностранным инвесторам. «Сахалин-2» разрабатывается консорциумом во главе с Shell без российского участия. В трех других случаях наряду с иностранными компаниями в разработке участвует «Роснефть», а в качестве оператора выступает ExxonMobil.

«Сахалин-1» – проект разработки шельфовых нефтегазовых месторождений Чайво, Одопту и Аркутун-Даги. Объем капитальных вложений в проект может составить 12 млрд дол. По этому проекту инвестору еще предстоит подготовить проектные технологические документы для

рассмотрения и утверждения их Центральной комиссией по разработке месторождений горючих полезных ископаемых Минэнерго России. Главная причина задержки работ по проекту – нерешенный вопрос с маршрутом нефтепровода. Прогнозируемый максимальный уровень добычи газа – 11 млрд куб.м.

Проект «Сахалин-2» включает два месторождения в 15 км от северо-восточного побережья Сахалина – газонефтяное Пильтун-Астохское и нефтегазовое Лунское. Инвестиции в проект могут составить более 8 млрд дол. Промышленная добыча нефти осуществляется с июля 1999 г. К 2005-2006 гг. должна быть построена основная промышленная инфраструктура, проектная мощность составит 8.5 млн т нефти и 19 млрд куб.м газа в год. В рамках второго этапа проекта планируется строительство берегового технологического комплекса для подготовки газа Лунского месторождения, строительство сухопутного газопровода протяженностью 800 км для транспортировки газа из северной в южную часть о.Сахалин, строительство завода (две технологические линии) по производству сжиженного природного газа (СПГ) производительностью до 9.6 млн т в год и терминалов отгрузки СПГ на незамерзающем южном берегу Сахалина.

Среди нераспределенных участков в качестве первоочередных для проведения тендеров рассматриваются «Сахалин-4», -5, -6, содержащие наибольший потенциал ресурсов углеводородов. Ввод в эксплуатацию месторождений по этим проектам начнется не раньше 2015 г. К 2020 г. годовой уровень добычи на месторождениях может составить 6.6 млрд куб.м (таблица 7).

Выводы

1. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке подготовлена реальная сырьевая база, позволяющая ускоренными темпами развивать добычу природного газа. Имеющихся запасов и прогнозируемых ресурсов газа вполне достаточно для того, чтобы начать реализацию крупных газовых проектов. При благоприятном развитии событий (наличие инвесторов, создание необходимой инфраструктуры) к 2020 г. годовая добыча в восточной части России может достичь 136 млрд куб.м газа (таблица 7).
2. В Иркутской области добыча на Ковыктинском месторождении может начаться в 2007 г. и в целом по области достичь 40.5 млрд куб.м газа в год к 2020 г.
3. В Эвенкии начало добычи прогнозируется в районе 2013-15 гг., к 2020 г. годовой объем добычи может достичь 22.5 млрд куб.м в год.
4. В Республике Саха (Якутия) добыча газа будет постепенно возрастать, а широкомасштабная добыча может начаться в районе 2015 г. и составить 35 млрд куб.м в год и более.
5. На шельфе о.Сахалин промышленная добыча начнется в районе 2006-08 гг.; к 2020 г. остров Сахалин и его шельф смогут давать 38 млрд куб.м в год.
6. В Сахалинской области имеется возможность сохранить достигнутые объемы добычи газа на протяжении нескольких десятилетий.

7. Наряду с разведанными запасами газа имеются надежные резервы для дальнейшего наращивания сырьевой базы. Проведение геологоразведочных работ на территории перспективных и прогнозируемых ловушек позволит существенно повысить надежность крупных газовых проектов.
8. Природные газы Восточной Сибири и Якутии характеризуются высоким содержанием полезных углеводородных компонентов (этана-3.4-6.1%, пропана-1.1-1.7%, бутанов-0.4-1.1%, стабильного конденсата-0.3-72.3 г/куб.м), которые могут служить ценным сырьем для нефтехимической промышленности. Концентрации гелия в газах месторождений Восточной Сибири и юго-западной Якутии исключительно велики: в газе Собинского месторождения – 0.5%, Ковыктинского – 0.26%; в месторождениях Якутии – 0.2-0.6%. Проблема извлечения и использования гелия и других полезных компонентов должна быть решена до начала добычи природного газа.
9. Главным препятствием, тормозящим развитие крупных газовых проектов на востоке России, является проблема сбыта. Серьезных инвестиций частного капитала в освоение месторождений можно ожидать лишь при условии заключения долгосрочных контрактов на поставку добытого сырья.

МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВАЯ БАЗА НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТИ

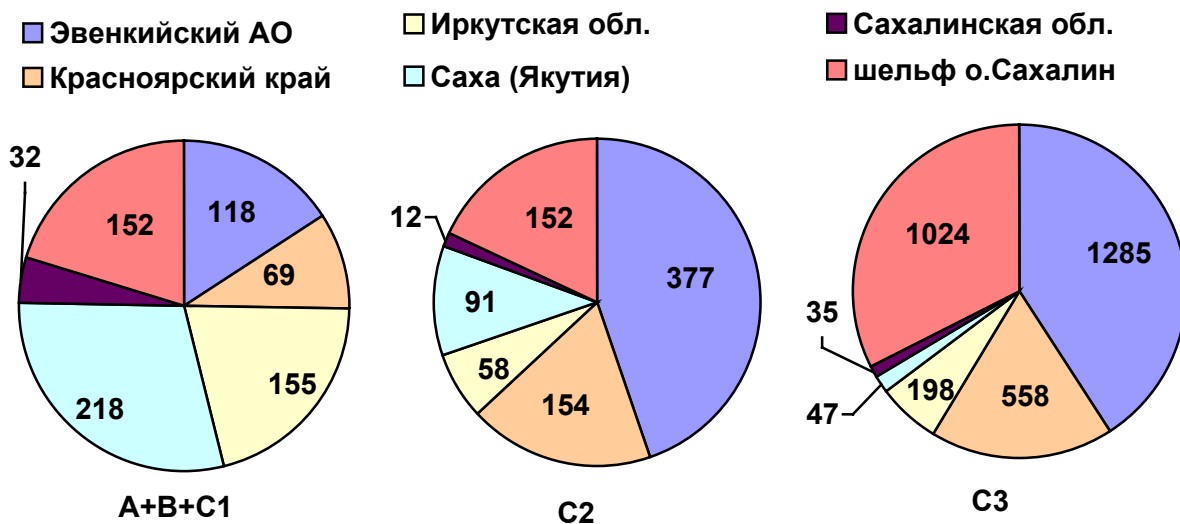
Прогнозные ресурсы нефти Сибирского и Дальневосточного регионов России превышают 15 млрд т. Большая их часть локализована в удаленных арктических районах и вряд ли будет востребована в ближайшие 20 лет. Исключение составляют суша о-ва Сахалин, прилегающий к острову шельф Охотского моря, а также слабо населенные районы Республики Саха (Якутия), Иркутской области и Эвенкийского АО. Суммарные прогнозные и перспективные ресурсы этих территорий превышают 7 млрд т. Здесь же сконцентрированы и основные разведанные запасы нефти (таблица 9). Нефть большинства месторождений характеризуется высокими товарными качествами, но для их освоения необходимо строительство транспортных коммуникаций, прежде всего нефтепроводов.

Таблица 9

Извлекаемые запасы, перспективные ресурсы и добыча нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России, млн т

	A+B+C1	C	C3	Добыча
Эвенкийский АО	117.7	376.9	1285.4	0.1
Красноярский край	69.4	154.1	558.1	0
Иркутская область	154.8	57.5	197.7	0.04
Республика Саха (Якутия)	218.1	91.0	47.2	0.36
Сахалинская область	31.6	12.4	35.1	1.57
Шельф о.Сахалин	151.7	142.3	1024.0	1.79
Итого	743.3	834.2	3147.5	3.86

**Извлекаемые запасы нефти в Восточной Сибири
и на Дальнем Востоке России, млн т**



Сахалинская область и шельф острова Сахалин

Сахалинская область в настоящее время является основной нефтедобывающей областью в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Всего на суше и на прилегающем шельфе Охотского моря известно более 60, в основном мелких, нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. Вероятность открытия новых месторождений высока, так как разведанность суммарных ресурсов суши составляет около 50%, а шельфа – менее 5%.

В добыче нефти на суше ведущую роль играют месторождения Катангли, Колендо, Мухто, Монгли, Охинское и др., которые разрабатываются компанией «Роснефть-Сахалинморнефтегаз». Добыча в последнее десятилетие XX века стабилизировалась на уровне 1.5-1.6 млн т в год и существенного ее прироста не ожидается. Степень выработанности разведанных запасов превышает 70%, перспективные и прогнозные ресурсы невелики, но достаточны для обеспечения вдвое большего объема добычи в течение 30-40 лет.

Основные перспективы роста нефтедобычи на Сахалине связаны с шельфом Охотского моря и активностью иностранных инвесторов.. В настоящее время реализуется проект «Сахалин-1», предусматривающий освоение месторождений Чайво, Одопту и Аркутун-Даги с суммарными запасами категорий A+B+C₁ 30 млн т и категории C₂ 109.3 млн т. Опытная добыча началась в августе 1998 г. на месторождении Одопту, но промышленная добыча на этом объекте начнется только в 2005 г. Максимальный объем добычи по этому проекту составит 6 млн т нефти в год. Проект «Сахалин-2» предусматривает освоение Пильтун-Астохского и Лунского месторождений с суммарными извлекаемыми запасами 140 млн т. Добыча нефти в рамках проекта началась в 1999 г. Максимальная добыча здесь должна достичь уровня 8 млн т в

год. В 2006–2010 гг. должна начаться разработка месторождений, входящие в проекты «Сахалин-3» (Кириинский, Восточно-Одоптинский и Аяшский блоки) и «Сахалин-5» (Восточно-Шмидтовский участок). Максимальные уровни добычи нефти по этим проектам (35-40 млн т по каждому) скорее всего будут достигнуты уже после 2020 г.

Республика Саха (Якутия)

На начало 2002 г. в республике открыто 12 месторождений, в основном средних и мелких по размерам запасов. На двух месторождениях началась добыча нефти, три подготовлены к промышленному освоению и 7 мелких месторождений законсервированы. В республике создается три комплекса по добыче и переработке нефти на базе Талаканского, Среднеботуобинского и Иреляхского месторождений. Только одно из них (Талаканское) относится к крупным. Степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти в регионе не превышает 8%, что позволяет надеяться на новые серьезные открытия. Развитие нефтедобычи в Якутии в значительной степени зависит от выхода региона на международные рынки. Планы строительства нефтепровода в направлении Талакан – Верхняя Чона – Ангарск – Китай пока находятся в стадии предварительного обсуждения.

Эвенкийский АО

Основные запасы и ресурсы нефти Эвенкийского АО связаны с месторождениями и перспективными участками Юрубчено-Тохомской зоны. На начало 2002 г. открыто 4 нефтяных месторождения. Перспективные ресурсы подсчитаны по 13 площадям и по невоскрывшим пластам Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского (Северный и Центральный блоки) месторождений. Развитие нефтедобычи в округе связано главным образом с началом разработки Юрубчено-Тохомского месторождения компанией ЮКОС, уже вложившей в его освоение 1.5 млрд дол. Компания намерена в 2005 г. добыть здесь 7 млн т нефти, в дальнейшем среднегодовая добыча возрастет до 20-25 млн т.

В настоящее время разрабатывается ТЭО экспортного нефтепровода от Юрубчено-Тохомского месторождения в северный Китай. Нефтепровод должен вступить в строй в 2005 г. Его полная мощность составит 20 млн т нефти в год.

Степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти в округе не превышает нескольких процентов, поэтому здесь возможно открытие новых (и очень значительных по масштабам) нефтяных месторождений.

Иркутская область

На начало 2002 г. в области открыто 7 месторождений нефти, 6 из них – мелкие, а одно, нефтегазоконденсатное Верхнечонское, относится к крупным. Четыре месторождения подготовлены для промышленного освоения, три – находятся в стадии разведки. Кроме того, выделено 11 перспективных площадей, на которых могут быть открыты мелкие или средние месторождения. Область располагает значительным нефтяным потенциалом (степень

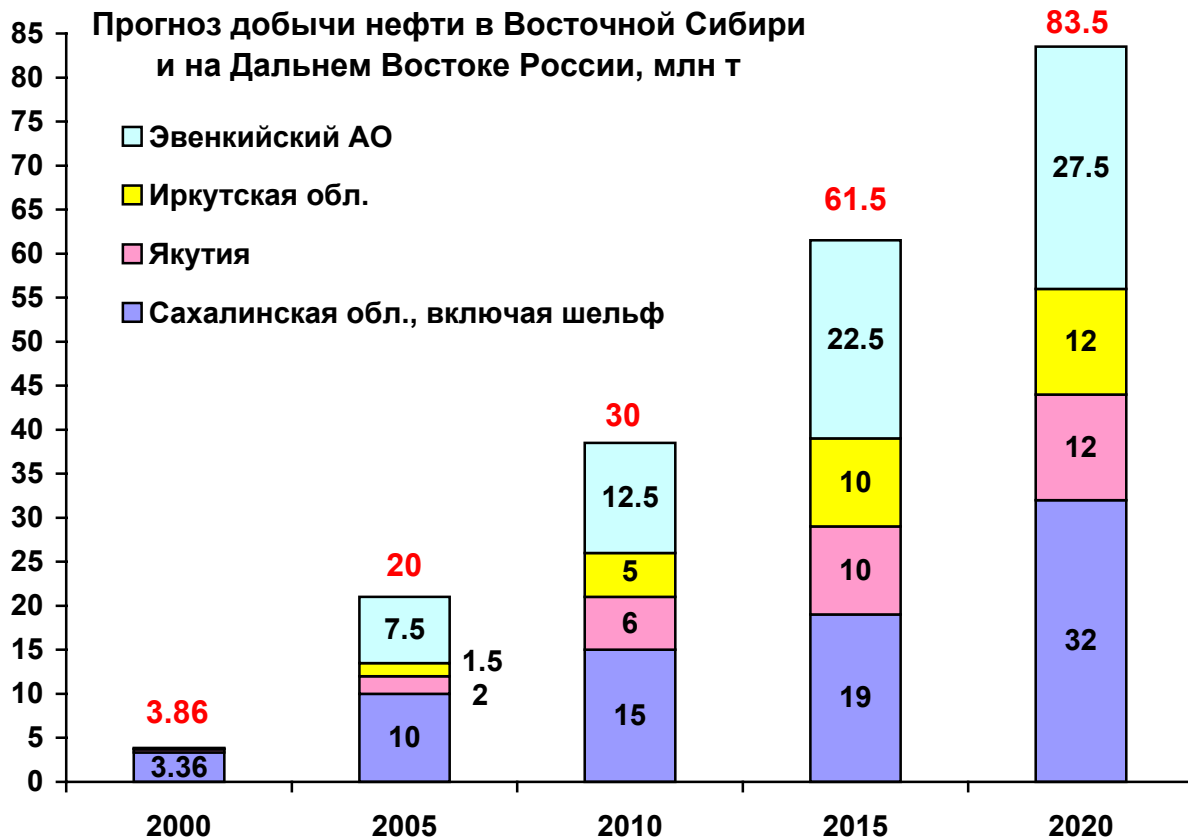
разведанности начальных суммарных ресурсов не превышает 10%). Добыча в области может реально вырасти при реализации планов строительства нефтепроводов в направлении Талакан – Верхняя Чона – Ангарск – Китай.

Прогноз добычи и использования нефти на востоке Российской Федерации

Прогнозируемый рост добычи нефти в регионе, приведенный в таблице 10, сделан из предположения о благоприятном развитии ситуации, активности иностранных инвесторов на сахалинском шельфе, строительстве экспортных нефтепроводов в направлении Сибирь – Китай, законодательном урегулировании правовых вопросов и устойчивой экономической ситуации в стране.

Таблица 10
Прогноз добычи нефти на востоке Российской Федерации, млн т

Регион	2000	2005	2010	2015	2020
Сахалинская область, включая шельф	3.36	10	15	19	32
Республика Саха (Якутия)	0.36	2	2	10	12
Иркутская область	0.04	0.5	0.5	10	12
Эвенкийский АО	0.1	7.5	12.5	22.5	27.5
Всего	3.86	20	30	61.5	83.5



Ежегодно на нефтеперерабатывающие заводы восточных регионов страны (Ачинский – Красноярский край, Ангарский – Иркутская область, Хабаровский и Комсомольский – Хабаровский край) из Западной Сибири поступает 15-16 млн т нефти. Комсомольский и Хабаровский НПЗ в дальнейшем будут полностью переориентированы на сахалинскую нефть. Видимо, часть западносибирской нефти на Ачинском НПЗ заменит эвенкийская. Полная замена западносибирской нефти на Ачинском и Ангарском НПЗ на восточносибирскую и якутскую до 2020 г. будет экономически невыгодной, поскольку отберет слишком большой объем нефти (20–25 млн т) с китайского рынка.

Значительная часть добываемой в регионе нефти может быть экспортирована. Спрос на нефть в странах Азии к 2010 г. может вырасти примерно на 18% относительно 2000 г., а к 2020 г. – на 43%. Особенно резко возрастет спрос в Китае (соответственно на 31% и 102%), тогда как темпы роста спроса в Японии и странах Юго-Восточной Азии будут ниже. Учитывая, что Япония и Южная Корея не имеют собственных запасов нефти, а китайская добыча останется практически неизменной на протяжении рассматриваемого периода с тенденцией к ее сокращению в конце 2010-х гг., то можно утверждать, что региональный спрос во все большей мере будет удовлетворяться за счет импорта. Восточные регионы России вполне могут стать ведущими партнерами в нефтяной торговле стран Восточной Азии. В перспективе возможен и выход на рынки Юго-Восточной Азии, поскольку в нефтедобыче Малайзии и Индонезии наметились тенденции к продолжительному спаду. Для экспорта в эти страны можно использовать сахалинскую нефть, если она выдержит ценовую конкуренцию с продукцией стран Персидского залива.

Для транспортировки восточносибирской нефти внешние рынки и российские НПЗ на востоке страны предполагается строительство нефтепровода Ангарск–Дацин (КНР), который пройдет через Улан-Уде, Читу и Забайкальск на Дацин, где соединится с китайской нефтепроводной системой. Соглашение о разработке ТЭО нефтепровода с планом начала поставок нефти в Китай в 2005 г. было подписано летом 2001 г. Стоимость строительства нефтепровода определена в 1.7 млрд дол., причем китайская сторона полностью оплачивает строительство трассы на своей территории. Планируемая пропускная способность нефтепровода 20-25 млн т в год. В дальнейшем может быть проложен дополнительный трубопровод по российской территории в направлении Чита-Хабаровск-Находка (вдоль трассы Транссибирской железнодорожной магистрали). Прежде всего, на этот маршрут ориентируется разработка месторождений Юрубчено-Тохомской зоны. Для транспортировки нефти с месторождений этого района строится нефтепровод, соединяющийся с существующей магистралью Западная Сибирь – Ангарск возле Тайшета. Возможно также строительство магистральной ветки от месторождений севера Иркутской области и юго-запада Якутии к Ангарску (около 1000 км). При реализации этих планов экспорт нефти в Китай из Якутии и Восточной Сибири может возрасти к 2020 г. до 40-45 млн т в год.

ВАРИАНТНЫЙ АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ТЭК ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Развитие газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке должно протекать в русле более общей модели развития всего топливно-энергетического комплекса региона. В настоящее время единой стратегии развития ТЭК восточных регионов России не существует, а известные проекты программных документов часто противоречат друг другу. В связи с этим представляется необходимым предложить несколько более или менее вероятных сценариев развития ТЭК региона, оценить их с точки зрения экономической целесообразности и соответствия государственным интересам и предложить оптимальный вариант, который может быть принят за основу при разработке государственной программы освоения газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока России.

В настоящее время реально просматриваются три альтернативных варианта. Первый вариант предусматривает освоение газовых месторождений на западе (Иркутская область, Якутия, Эвенкийский АО) и востоке (Сахалин) региона, строительство транспортной инфраструктуры и постепенную газификацию всего региона (с запада и с востока к центру). Второй вариант основан на приоритете освоения местных ресурсов углей и погашении неизбежного дефицита топлива за счет запасов Канско-Ачинского и Иркутского бассейна. И, наконец, третий вариант подразумевает ускоренное развитие нетопливной (атомной и гидро-) энергетики

Сценарий 1. Развитие ТЭК на базе местных ресурсов и запасов газа

Разведанные запасы и прогнозные ресурсы природного газа Восточной Сибири и Дальнего Востока в принципе позволяют выстраивать стратегию развития ТЭК региона на базе этого экологически чистого энергоносителя. Данный сценарий предусматривает освоение газовых месторождений на западе (Иркутская область, Якутия) и востоке (Сахалин) региона, строительство транспортной инфраструктуры и постепенную газификацию всей территории в направлении к Читинской и Амурской областям. Однако при этом потребуются

осуществлять жесткое регулирование внутренних цен на газ, поскольку большинство потребителей не могут и в ближней перспективе не смогут оплачивать затраты на освоение месторождений и создание транспортной инфраструктуры, которые, естественно, будут включены в рыночную цену газа. Такое регулирование может осуществляться двумя путями. Первый путь – инвестиции средств государственного бюджета в освоение месторождений и строительство газопроводов, второй путь – дотации потребителям энергии из бюджетных средств. Оба этих пути экономически иррациональны и непосильны для бюджета, поскольку суммарный объем необходимых инвестиций составляет несколько десятков миллиардов долларов.

Вторым существенным недостатком данной модели развития ТЭК является частичная ликвидация угольной промышленности Восточной Сибири и Дальнего Востока, благодаря которой сотни тысяч жителей региона имеют сегодня рабочие места.

Сценарий 2. Развитие ТЭК на базе местных ресурсов и запасов углей

Промышленные запасы углей Восточной Сибири и Дальнего Востока обеспечивают проектную загрузку мощностей действующих добывающих предприятий на многие десятки лет. В настоящее время все крупнейшие угледобывающие предприятия региона работают на 50-60% проектной мощности и имеют реальную возможность обеспечить любой прогнозируемый спрос на энергоносители. При этом разведанные запасы углей резервных площадей и участков могут обеспечить добычу на протяжении всего текущего столетия.

В случае реализации данного сценария газовая промышленность будет в основном ориентирована на экспорт. При этом появляется возможность провести либерализацию цен на газ в региональном масштабе, поскольку любая прогнозируемая схема подачи восточносибирского газа на экспорт будет работать изолированно от единой системы газоснабжения (ЕСГ) в западных районах страны. В условиях общепринятого (мирового) паритета цен на газ и уголь будет возможна газификация платежеспособных внутренних потребителей, расположенных вдоль трасс экспортных газопроводов.

Главной опасностью, связанной с реализацией данного сценария, является риск возникновения в регионе локальных энергетических кризисов. На наш взгляд, эта опасность не является критической, поскольку по своей сути эти события являются не энергетическими и не сырьевыми кризисами, а кризисами управления. Очевидно, что рано или поздно, российская энергетика пойдет по пути западных стран, пути слияния генерирующих и сырьевых компаний, что позволит оптимизировать менеджмент и производственные процессы.

Сценарий 3. Развитие ТЭК на базе нетопливных энергоресурсов

Гидроэнергетика имеет большие перспективы на Дальнем Востоке России, где ее потенциал используется не более, чем на 3-5%. Даже такая богатая

углеводородным сырьем страна, как Норвегия, производит на гидроэлектростанциях более 90% электроэнергии. Опыт государств с низкой плотностью населения, но богатых гидроэнергетическими ресурсами позволяет высоко оценивать экономические перспективы строительства небольших ГЭС на Дальнем Востоке России, тем более, что себестоимость электроэнергии, получаемой на ГЭС, всегда бывает существенно ниже, чем на ТЭС.

Столь же высоко можно оценить перспективы развития атомной энергетики на востоке России. Из-за низкой плотности населения, сконцентрированного в основном в городах, строительство крупных АЭС вряд ли будет экономически оправдано, однако небольшие атомные станции, снабжающие электроэнергией отдельные города, градообразующие предприятия и связанные с ними населенные пункты, могут оказаться вполне рентабельными. Тем более, что Россия имеет большой опыт строительства и эксплуатации мини-АЭС, свидетельствующий об их надежности и экономичности.

Основным недостатком нетопливной энергетики является ее высокая капиталоемкость, длительный период строительства и долгий срок окупаемости проектов (более 10 лет), к тому же у России нет ни необходимой законодательной базы, ни опыта строительства атомных и гидроэлектростанций за счет частных инвестиций.

Оптимальный сценарий развития ТЭК Восточной Сибири и Дальнего Востока

Оптимальным вариантом развития ТЭК Восточной Сибири и Дальнего Востока является сохранение приоритета местных ресурсов и запасов углей в энергетике региона. Газ преимущественно пойдет на экспорт, а некоторая его часть – на локальную газификацию платежеспособных потребителей.

Основными преимуществами данного сценария развития ТЭК являются:

- Стабильное или увеличивающееся количество рабочих мест в угольной промышленности
- Создание новых рабочих мест в сфере добычи, переработки и транспортировки газа и нефти
- Существенный рост бюджетных доходов, в том числе – от экспорта газа
- Возможность реализации данного сценария без привлечения бюджетных средств, исключительно за счет частных инвестиций.

К числу недостатков данного сценария развития ТЭК региона относятся:

- Отказ от преимуществ, связанных с экологической чистотой газового сырья
- Временный отказ от преимуществ, связанных со слиянием газотранспортных систем Восточной Сибири и ЕСГ западных регионов России.

Экологический аспект данной проблемы можно рассматривать под разными углами зрения. С одной стороны, природный газ, безусловно, является наиболее чистым топливным энергоносителем, поэтому газификация крупных промышленных центров, в которых сложилась крайне неблагоприятная экологическая обстановка, представляется совершенно необходимой. Однако с другой стороны, рассматриваемый регион в целом является одним из наиболее

экологически чистых в мире и крупные промышленные центры здесь очень немногочисленны. Отметим также, что современная угольная энергетика в таких странах, как США и Австралия, благодаря широкому внедрению новых технологий сжигания угля и очистки отходящих газов, успешно развивается как экологически вполне безопасная отрасль.

Как было показано в предыдущих разделах работы минерально-сырьевая база региона, вполне достаточна для реализации любого сценария развития топливно-энергетического комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации, поскольку количество и качество рентабельных для разработки запасов и прогнозных ресурсов минерального сырья в недрах не ограничивает развитие добычи. Таким образом, для реализации предлагаемого (или любого другого) сценария развития ТЭК необходимы лишь заинтересованность бизнеса, желание власти и поддержка общества.

В дальнейших разделах работы рассматривается оптимальный вариант развития ТЭК Восточной Сибири и Дальнего Востока России.

Вывод

Основными преимуществами предлагаемого сценария развития ТЭК региона являются:

- Стабилизация работы угольных предприятий региона с сохранением или увеличением числа рабочих мест.
- Создание новых рабочих мест в сфере добычи, переработки и транспортировки газа и нефти
- Существенный рост бюджетных доходов, в том числе – от экспорта газа
- Возможность реализации большинства проектов без привлечения бюджетных средств, исключительно за счет частных инвестиций

ПРОГНОЗ РЕАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ УГЛЕЙ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ РОССИИ

Прогнозируемые объемы производства углей на добывающих предприятиях региона приведены в таблице 5. Прогнозируемые объемы потребления в регионе (таблица 11) рассчитаны, исходя из объемов производства и предполагаемого вывоза углей на экспорт и в другие районы страны. Предполагается, что вывоз углей Канско-Ачинского бассейна на запад не увеличится, так как они вряд ли смогут составить конкуренцию более качественным углям Кузбасса, а вывоз углей из южной Якутии вырастет с 6 млн т в 2000 г. до 12 млн т в 2020 г.

Таблица 11
Прогноз добычи и потребления углей в восточных регионах России (млн т)



ПРОГНОЗ РЕАЛЬНОГО СПРОСА НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

В отличие от угля, продажи которого могут достаточно гибко регулироваться в зависимости от географии спроса, поставки природного газа от месторождений к потребителям жестко привязаны к конкретным рынкам и системе магистральных газопроводов. Поэтому прогнозированию реальной добычи газа должен предшествовать прогноз реального спроса на потенциальных рынках сбыта. В отношении восточносибирского, якутского и сахалинского газа такими рынками являются близлежащие регионы Российской Федерации и соседние государства, прежде всего Монголия, Китай, Северная и Южная Корея, Япония.

Прибайкалье и Забайкалье

Маркетинговое исследование рынков природного газа юга Иркутской области, Республики Бурятия, Читинской области и Монголии, выполненное рабочей группой при Администрации Иркутской области, является наиболее представительным прогнозом состояния рыночной конъюнктуры природного газа в регионе. В общем виде результаты исследования можно экстраполировать и на другие регионы России, расположенные в восточной части страны. По данным рабочей группы в настоящий момент рынок природного газа практически не развит, в основном потребляется сжиженный газ в жилищном и бытовом секторе.

В течение ближайших 2-3 лет реальный спрос на природный газ в Иркутской области может составить 2.3 млрд куб.м/год. В расчет включены потребности двух ТЭЦ, производства аммиака и бутиловых спиртов, энергоблока ЭП-300 на ОАО «АНХК», цементно-горного комбината, керамического завода и газоснабжение г. Ангарска.

Дальнейшее наращивание спроса может происходить по двум вариантам:

- Быстрое наращивание спроса при реализации проекта экспорта электроэнергии в Китай. При реализации проекта реальный спрос на природный газ к 2004 г. может достигнуть 4.5 млрд куб.м/год. До 2010 г. возможен рост спроса на природный газ до 6.5-7.0 млрд куб.м/год. В последнее время этот проект заморожен.

- Если проект экспорта электроэнергии в Китай не будет реализован, возможен более медленный рост спроса в зависимости от темпов роста экономики области, в первую очередь экономики городов Ангарска, Иркутска, Усолья-Сибирского.

Прогнозируемое на краткосрочную перспективу потребление природного газа в Республике Бурятия составляет не более 500 млн куб.м/год, в Читинской области – 1200 млн куб.м/год, в Монголии – не более 400-500 млн куб.м/год.

Таким образом, суммарная потребность в природном газе районов Прибайкалья и Забайкалья, с учетом возможных потребностей соседней Монголии составляет не более 4.5 млрд куб.м в год в период до 2015 г. (таблица 12).

Сахалинская область, Хабаровский край, Приморский край

Федеральной целевой программой «Газификация Сахалинской области, Хабаровского и Приморского краев» (утверждена постановлением Правительства РФ от 24 июля 1999 г.) определены необходимые поставки газа в 2005 г. в Сахалинскую область в объеме 3.75 млрд куб.м, в Хабаровский край – 3.34 млрд куб.м, в Приморский край – 5.76 млрд куб.м (всего 13 млрд куб.м). К 2020 г. расчетная потребность в газе Сахалинской области, Хабаровского и Приморских краев оценивается суммарно в 20 млрд куб.м. При этом цена на газ для потребителей Дальневосточного региона России в настоящее время в 16 раз ниже цены в Республике Корея и Японии.

Таблица 12

Прогноз реальных потребностей в российском газе, млрд куб.м

Регион	2000	2005	2010	2015	2020
Потребности внутри России					
Прибайкалье и Забайкалье	0	0	2.5	4	5.5
Сахалинская область	1.4	1.4	1.4	1.7	2.0
Хабаровский и Приморский края	0	0.5	1.5	1.7	3.0
Республика Саха (Якутия) *	1.5	2	5	7	7
Итого	2.9	3.9	10.4	14.4	17.5
Экспортные потребности					
Монголия	0	0	0.5	0.5	0.5
Япония**	0	0	12	25	30
Корея (Ю+С)***	0	0	5	10	15
Китай	0	0	15	25	35
Итого	0	0	32.5	60.5	80.5
Суммарный реальный спрос	2.9	3.9	42.9	74.9	98

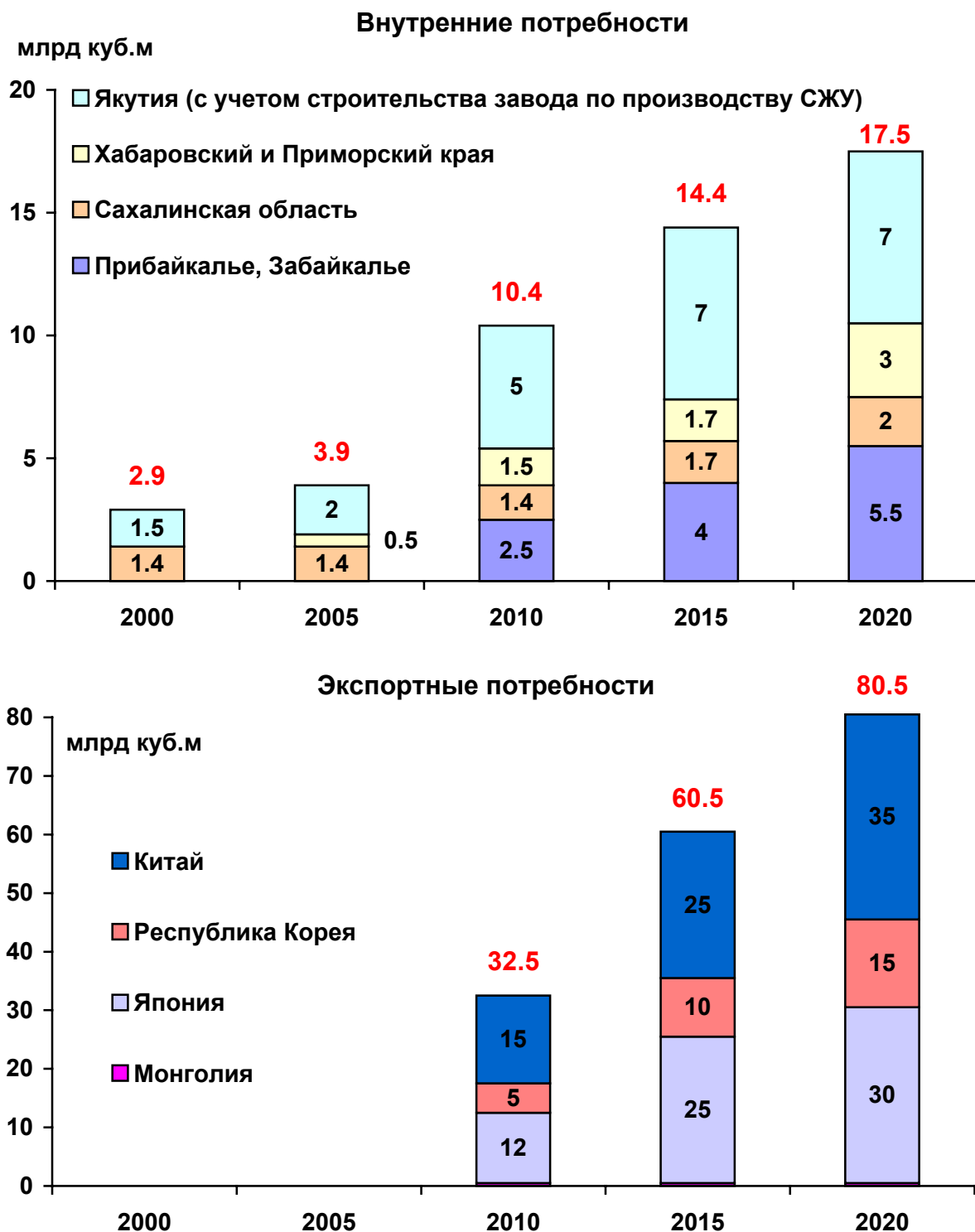
Примечания:

* С учетом строительства завода по производству синтетических жидких углеводородов.

** С учетом сахалинского газа, который может поставляться в Японию в сжиженном виде и в виде электрической энергии.

***Без учета эффекта объединения двух Корей

Прогноз внутренних и экспортных потребностей в природном газе
Восточной Сибири и Дальнего Востока России



Низкая цена на газ и неплатежеспособность внутренних потребителей не позволяют обеспечить рентабельность освоения месторождений в рамках проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», в то время как масштабная газификация всех трех субъектов РФ и выполнение принятой федеральной программы

потребуется отвлечения на эти цели всей прогнозируемой добычи газа 2010 г. и не менее половины добычи, прогнозируемой в 2020 г. Поэтому реальные объемы поставок газа в регион будут значительно ниже запланированных (таблица 12).

Республика Саха (Якутия)

В Республике Саха (Якутия) существенного роста потребления газа в традиционных сферах в ближайшие годы не ожидается.

Весьма перспективным направлением использования природного газа в удаленных районах Восточной Сибири является его преобразование в жидкие углеводороды. По данным компании Shell International Gas Ltd., строительство заводов для получения синтетических жидких углеводородов из газа становится рентабельным при цене на нефть на уровне 20 дол./барр. Установка «газ в жидкость», производящая 2.1 млн т синтетических жидких углеводородов в год, потребляет 5 млрд куб.м природного газа в год, а срок ее окупаемости составляет восемь лет.

На наш, взгляд строительство установки "газ в жидкость" наиболее актуально для районов центральной Якутии, где расположены крупные газовые месторождения, которые из-за своей удаленности могут остаться невостребованными на протяжении многих лет. В тоже время, производство солянки и бензина "на месте" позволило бы решить ежегодную и очень затратную проблему северного завоза топлива для транспортных предприятий и дизельных электростанций северных поселков Якутии.

Страны Восточной Азии

Существенно более емким рынком являются государства Восточной Азии, в которых объемы потребления природного газа, по прогнозу Института экономики энергетики Японии к 2010 г. вырастут в 1.5-2.3 раза (таблица 13). Все страны региона, за исключением Китая, не обладают сколько-нибудь значительными месторождениями газа и импортируют его в сжиженном виде.

Таблица 13
Прогноз потребления газа в странах Восточной Азии, млрд куб.м

	2000 г.	2010 г.
Китай	27.3	60-110
Южная Корея	19.6	25-35
Япония	72.5	83-100
Тайвань	6.9	25-27
Всего	126.3	193-272

Япония по импорту сжиженного природного газа занимает ведущее положение в мире. В стране осуществляется политика реструктуризации потребления энергоресурсов, направленная на снижение зависимости от

импорта нефти. Потребление сжиженного природного газа в Японии выросло за последние 10 лет на 50%. Газовые поставки производятся преимущественно из стран тихоокеанского региона и, в меньшей степени, из района Персидского залива (Оман, Катар и ОАЭ). В планы японского правительства входит отказ от регулирования розничного рынка газа, что должно способствовать росту конкуренции и снижению цен. На развитие потребления газа негативно влияет слабое развитие газопроводной сети (всего 2100 км) в стране. Действующие терминалы по приему СПГ, количество которых превышает 20 единиц, не связаны между собой; газ с них поступает на расположенные рядом ТЭС.

Прогнозируемые потребности Японии в российском газе приведены в таблице 12.

Южная Корея по объему импорта СПГ занимает второе место в мире. Газовая инфраструктура страны развита недостаточно: национальная газотранспортная сеть имеет протяженность 2435 км. Доля газа в балансе первичного потребления энергоресурсов увеличилась за период 1990 -2000 гг. с 1% до 10% и, по прогнозным оценкам, в 2015 г. достигнет 33%. По прогнозам государственной компании KOGAS, в 2010 г. спрос на газ приблизится к 30 млрд куб.м. Заключенные на сегодня контракты способны покрыть только часть этого объема. Международное Энергетическое Агентство (МЭА) оценивает развитие спроса на газ несколько выше. Если принять за основу прогноз МЭА, то дефицит газа серьезно проявится уже в 2005 г. Учитывая наличие в мире свободных незаконтрактованных мощностей по производству СПГ, Южная Корея может заключить новые долгосрочные контракты на его импорт. Но KOGAS, проводя политику правительства, планирует диверсифицировать импорт газа в страну и внедрить в газовую отрасль трубопроводные поставки на долгосрочной основе.

Существенный объем дополнительного спроса прогнозируется в случае реализации планов объединения Республики Корея и КНДР. Сейчас природный газ в энергобалансе Северной Кореи отсутствует. После создания единого корейского государства, по разным сценариям выравнивания уровней жизни в обеих Кореях, доля природного газа в балансе первичных энергоресурсов Северной Кореи составит от 12% до 24%. В абсолютных показателях прирост спроса на газ за счет «эффекта объединения» достигнет примерно 22-24 млрд куб.м. Прогноз потребностей Республики Корея в российском газе (таблица 12) приведен без учета эффекта объединения двух Корей.

Китай располагает немалыми собственными запасами газа. В рамках программы газоснабжения страны импортный газ рассматривается только в качестве дополнения к собственной добыче. Рынок газа в стране практически не развит. Газификация носит точечный характер; единая газотранспортная сеть отсутствует. Правительство страны стремится увеличить потребление газа. Согласно плану развития китайской экономики на период до 2005 г., потребление газа в стране предполагается увеличить до 50 млрд куб.м в год, а к 2010 г. – примерно до 100 млрд куб.м.

Создание единой системы газоснабжения Китая началось со строительства газопровода «Запад–Восток», который свяжет месторождения Таримского бассейна (Синьцзян-Уйгурский автономный район) с Шанхаем. По данным китайских геологов, на конец 2001 г. доказанные запасы газа в регионе составляли около 500 млрд куб.м, в 2002 г. – они могут возрасти до 650 млрд куб.м. В трубопровод будет поступать также газ с месторождения Чанцин (запасы – 310 млрд куб.м), расположенного во Внутренней Монголии (Ордосский бассейн). Всего по газопроводу протяженностью 4167 км будет прокачиваться 20 млрд куб.м газа в год. Строительство стоимостью примерно 5 млрд дол. планируется завершить в 2004–2005 гг.

Потребности КНР в импортном газе, по разным прогнозам, к 2010 г. могут составить 20-40 млрд куб.м, к 2020 г. – 45-60 млрд куб.м, в дальнейшем – могут возрасти до 80 млрд куб.м. В северных и центральных провинциях акцент будет сделан на использование трубопроводного газа, единственным реальным источником которого является Восточная Сибирь, в южных и юго-восточных провинциях – на использование сжиженного газа. В таблице 12 оценка потребностей Китая в российском газе сделана, исходя из того, что трубопроводный газ из Восточной Сибири и сжиженный газ от других поставщиков будут поступать в страну в примерно равном количестве.

Выводы

1. Реальная прогнозируемая потребность восточных регионов России, Монголии и стран Восточной Азии в российском газе в сумме составляет 43 млрд куб.м в 2010 г. и 98 млрд куб.м в 2020 г. (таблица 9). Основной объем газа, добытого на Сахалине и в Восточной Сибири, в ближайшие 20 лет будет отправляться на экспорт.
2. Из-за низких внутренних цен на газ и неплатежеспособности потребителей проекты масштабной газификации восточных районов России останутся нереализованными. Российские потребители на востоке страны могут рассчитывать на получение 8 млрд куб.м газа в 2010 г. и 13 млрд куб.м газа в 2020 г. Еще 5 млрд куб.м газа, начиная с 2010-13 гг. может быть преобразовано в жидкое топливо и использовано для снабжения дизельных электростанций и транспортных предприятий Якутии.
3. В Центральной Якутии основным потребителем природного газа будет Якутская ГРЭС, которая в настоящее время реконструируется с увеличением электрической мощности с 240 до 320 МВт; тепловой – с 320 до 572 Гкал/час.
4. В связи с планируемым вводом в эксплуатацию Ковыктинского месторождения газа и строительством экспортного трубопровода произойдет частичная газификация энергообъектов в Иркутской и Читинской области. В других регионах Восточной Сибири увеличения потребления газа не будет.

5. Развитие энергетики Сахалина будет связано с газификацией региона. С твердого топлива на газ будут переведены Сахалинская ГРЭС и Южно-Сахалинская ТЭЦ-1. Международным проектом «Энергомост Россия–Япония» предусматривается сооружение Сахалинской ТЭС мощностью 4500 МВт, из которых 500 МВт будет оставаться на Сахалине.
6. Будут переведены на газовое топливо некоторые энергообъекты вдоль строящегося газопровода Комсомольск-на-Амуре–Хабаровск. После ввода в 2000 г. ветки магистрального газопровода Оха–Комсомольск-на-Амуре–Амурск на сахалинский газ уже переведены две электростанции в Хабаровском крае.
7. В дальнейшем, когда магистральный газопровод будет продлен до Владивостока, на сахалинский газ будут переведены и некоторые энергообъекты Приморского края.

БАЛАНС ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

Сводный баланс возможного производства и реального потребления топливных ресурсов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России (таблица 14) основан на табличном материале, приведенном в разделах, посвященных анализу производства и прогнозируемого потребления углей, возможной добычи и реального спроса на природный газ. Прогнозируемые объемы потребления жидкого топлива в энергетике региона приняты на уровне 2000 г.

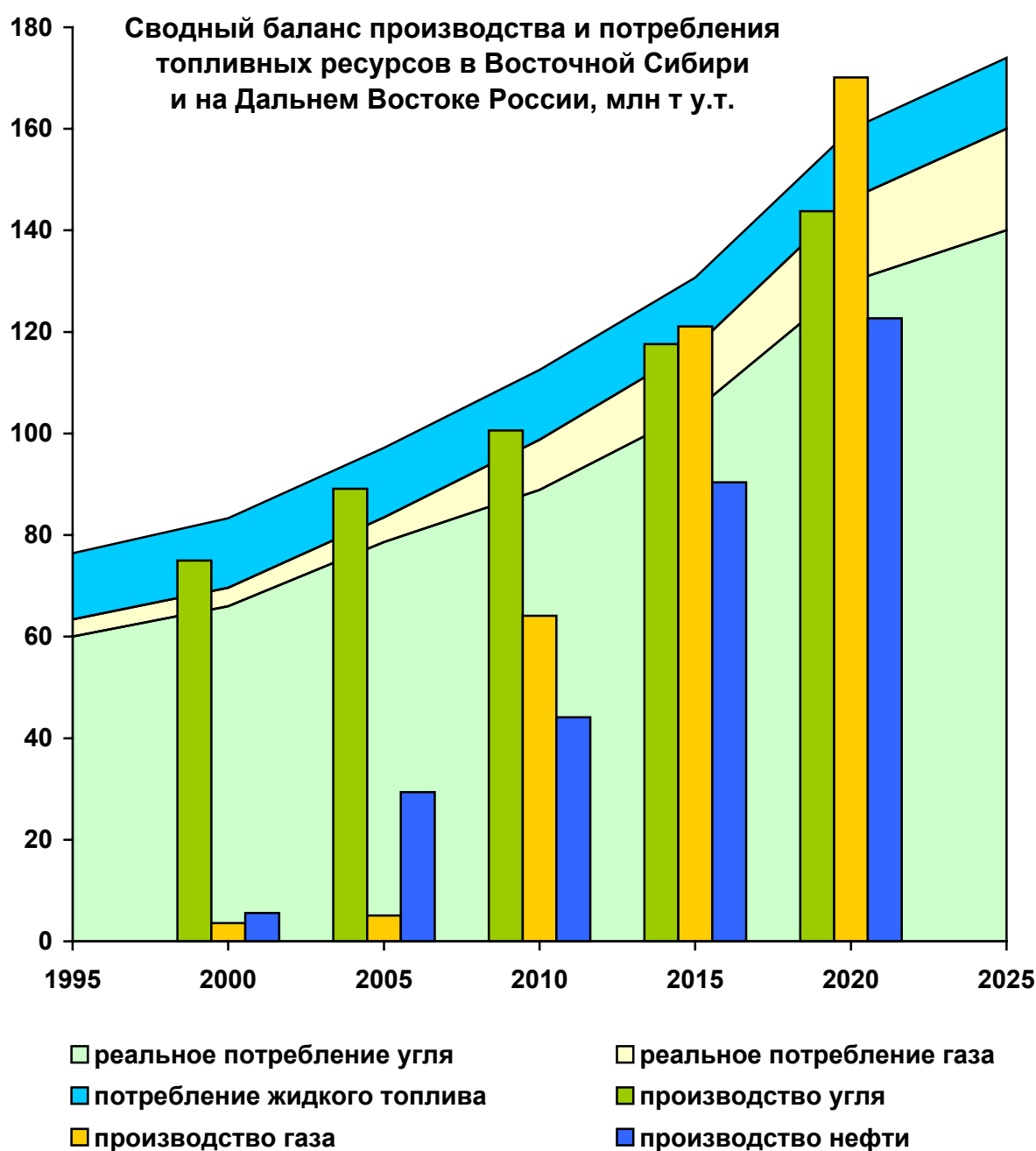
Таблица 14
Сводный прогноз производства и потребления топливных ресурсов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России

	2000	2005	2010	2015	2020
Уголь					
Прогноз реального потребления угля в восточных регионах России, млн т у.т.	66.0	78.6	88.9	104.6	129.9
Прогноз производства угля в восточных регионах России, млн т у.т.	75.0	89.1	100.6	117.6	143.8
Дефицит (-) или избыток (+)	+9.0	+10.5	+11.7	+13.0	+13.9
Природный газ					
Прогноз реального потребления газа в восточных регионах России, млн т у.т.	3.6	4.9	9.9	12.4	16.3
Прогноз производства газа в восточных регионах России, млн т у.т.	3.6	5.1	64.1	121.1	170.1
Дефицит (-) или избыток (+)	0	+0.2	+54.2	+108.7	+153.8
Жидкое топливо					
Прогноз потребления жидкого топлива в восточных регионах России, млн т у.т.**	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7
Прогноз производства нефти в восточных регионах России, млн т у.т.	5.6	29.4	44.1	90.4	122.7
Дефицит (-) или избыток (+)	-8.1	+15.7	+30.4	+76.7	+109.0

Примечание:

* Без учета преобразования "газ в жидкость"

** Без учета потребностей дизельных электростанций северных поселков



Для составления сводного прогноза производства и потребления энергоресурсов прогнозные значения добычи и потребления углей и газа были переведены в тонны условного топлива. Следует подчеркнуть, что при составлении сводного прогноза использовались совершенно самостоятельные, не связанные друг с другом, прогнозы. Получившийся в итоге дисбаланс между прогнозируемым спросом на энергоресурсы и возможностями добывающих отраслей показывает, что при условии быстрого (но вполне реального по темпам) развития добычи, Восточная Сибирь и Дальний Восток России уже в ближайшие годы могут стать энергоизбыточными регионами, способными

поставлять значительные объемы энергоресурсов в западные районы страны и на экспорт.

Приведенный баланс, безусловно, имеет вероятностный характер. Он составлен, исходя из благоприятного сценария развития отечественной экономики, подразумевающего ежегодный рост ВВП на уровне 3-6%, и представляется весьма оптимистичным. Кроме того, при составлении баланса не учитывалась проблема сбыта избытка энергоносителей, прежде всего газа. Его реализация зависит, прежде всего, от инвестиционной привлекательности российской экономики в целом и успешности переговоров с зарубежными потребителями.

Выводы

1. При условии быстрого (но вполне реального по темпам) развития добычи углей и природного газа, восток России уже в ближайшие годы может стать энергоизбыточным регионом.
2. Прогнозируемый баланс потребления энергоносителей в восточных регионах России подразумевает освоение угольных месторождений и существенный рост производства углей, основной объем которых будет использован на ТЭС региона.
3. Объемы потребления углей могут оказаться несколько меньшими, чем показано в балансе, в связи с увеличением объемов экспорта качественных коксующихся углей Южно-Якутского бассейна. При необходимости дефицит углей может быть покрыт за счет Канско-Ачинского бассейна. Себестоимость их перевозки существенно снизится после того, как будет налажено производство транспортабельных брикетов.
4. Теоретически возможные объемы добычи природного газа позволяют почти полностью покрыть все потребности Восточной Сибири и Дальнего Востока России в топливных ресурсах. Показанные в балансе объемы добычи наверняка не будут достигнуты, во-первых, из-за проблем со сбытом газа, а во-вторых, из-за недостаточно быстрых темпов строительства газопроводных систем.
5. Тем не менее объемы добычи газа в регионе очень скоро превысят реально прогнозируемый внутренний спрос. Избыток природного газа в основном будет направляться на экспорт. При наличии экономических стимулов часть якутского газа может быть использована на производство бензина и солярки, что позволит снизить объемы "северного завоза" топлива, используемого на дизельных электростанциях региона и для транспортных нужд.

РЕГИОНАЛЬНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Реальная прогнозируемая потребность Восточной Сибири, Дальнего Востока России и стран Восточной Азии в российском газе в сумме составляет 43 млрд куб.м в 2010 г. и 98 млрд куб.м в 2020 г. Теоретически возможные объемы добычи газа в регионе составляют 53 млрд куб.м в 2010 г. и 136 млрд куб.м в 2020 г. (таблица 15). Их сопоставление позволяет с уверенностью утверждать, что теоретически возможные уровни добычи не будут достигнуты. В случае объединения двух Корей экспортные потребности в газе могут возрасти на 20-25 млрд куб.м, но, во-первых, подобный рост можно прогнозировать лишь за пределами 2020 г., а во-вторых, даже он не сможет обеспечить необходимого спроса.

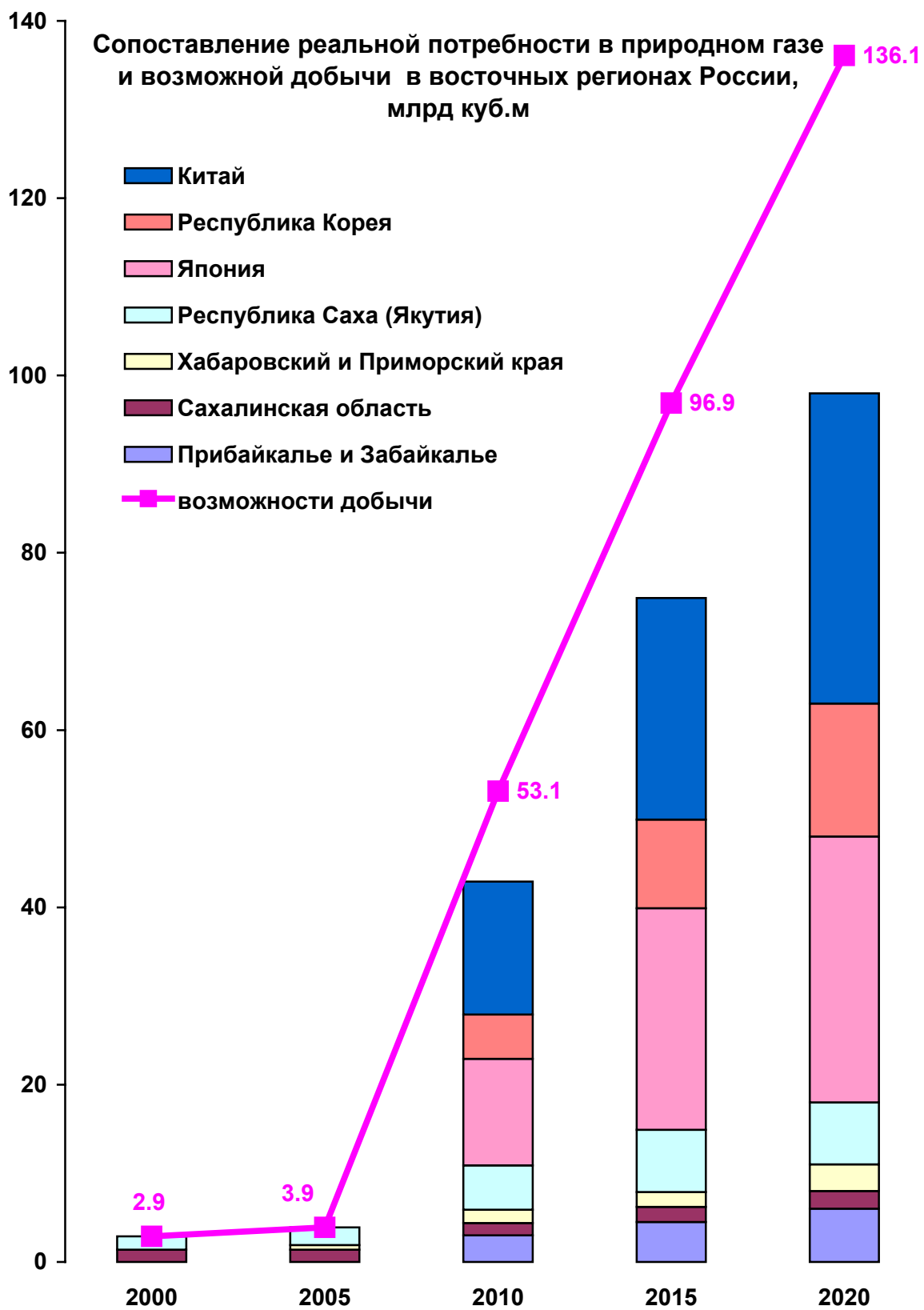
Таблица 15

Сопоставление реальной потребности в природном газе и возможной добычи в восточных регионах России, млрд куб.м

	2000	2005	2010	2015	2020
Прибайкалье и Забайкалье	0	0	3	4.5	6
Сахалинская область	1.4	1.4	1.4	1.7	2.0
Хабаровский и Приморский края	0	0.5	1.5	1.7	3.0
Республика Саха (Якутия) *	1.5	2	5	7	7
<i>Итого потребности внутри России</i>	2.9	3.9	10.9	14.9	18
Япония	0	0	12	25	30
Республика Корея	0	0	5	10	15
Китай	0	0	15	25	35
<i>Итого экспортные потребности</i>	0	0	32	60	80
<i>Всего потребности</i>	2.9	3.9	42.9	74.9	98
Возможности добычи	2.9	3.9	53.1	96.9	136.1

Примечание:

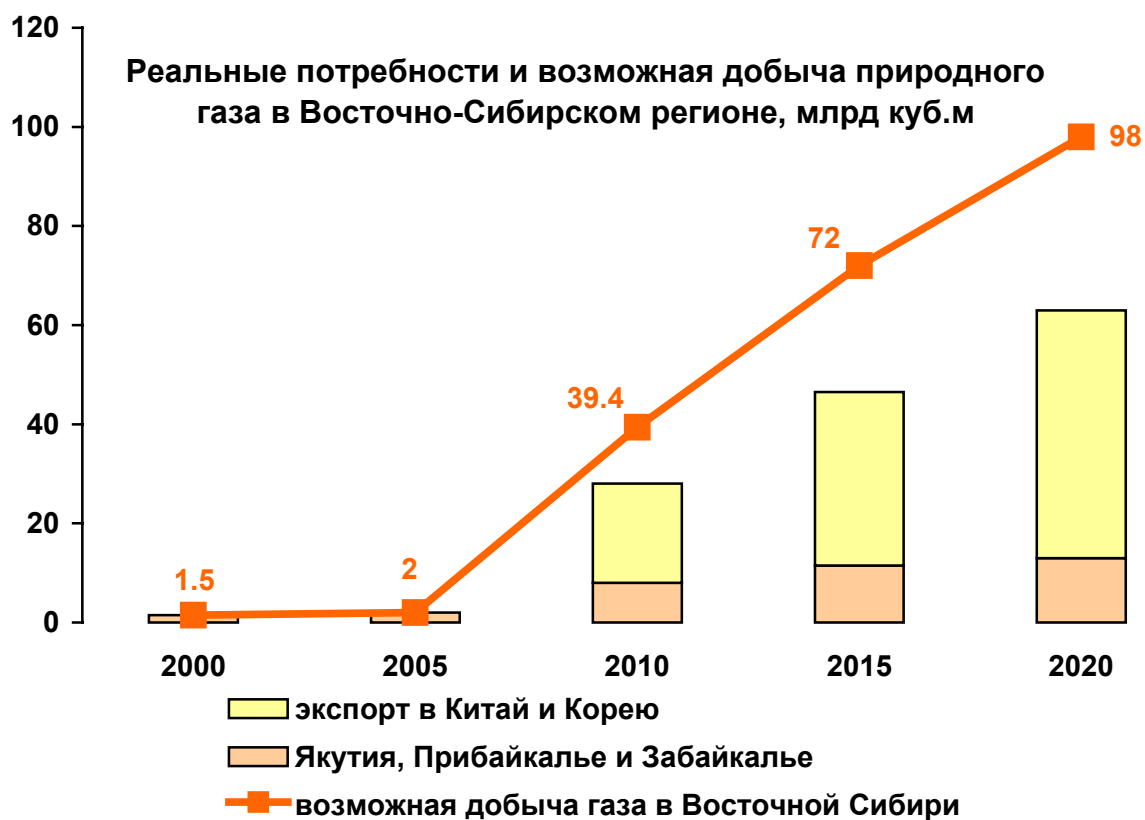
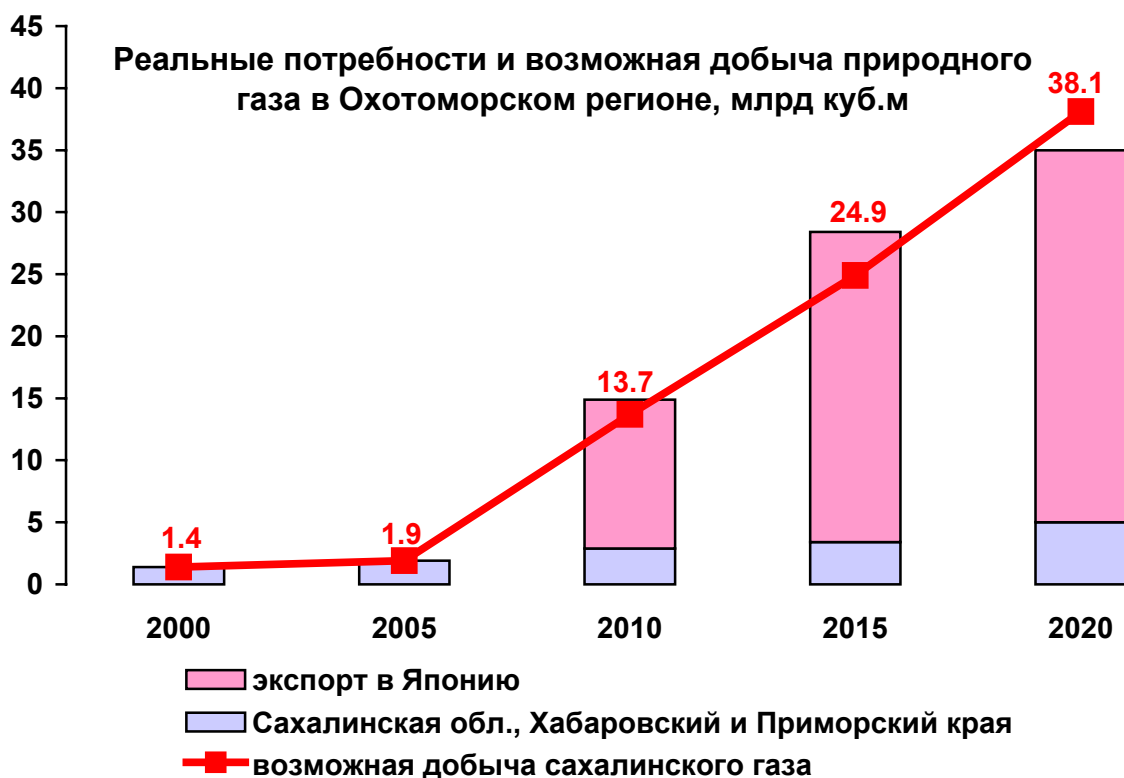
* С учетом преобразования "газ в жидкость"



В связи с тем, что в восточной части России отчетливо выделяются две не связанные друг с другом области добычи газа, которые, скорее всего, будут ориентироваться на разные рынки сбыта, можно попытаться составить балансы реальных потребностей и возможной добычи по каждому региону в отдельности (таблица 16). Предполагается, что добыча на Сахалине будет ориентирована на рынки Японии, Сахалинской области, Приморского и Хабаровского краев, а газ из Восточной Сибири и Якутии будет направлен на рынки Китая, Кореи и удовлетворение нужд Прибайкальского и Забайкальского регионов России. Из таблицы 16 отчетливо видно, что в период до 2017-18 гг. прогнозируемый реальный спрос на сахалинский газ не полностью покрывается возможной добычей, то есть развитие газодобычи в этом регионе не будет тормозиться ограниченным спросом. В Восточной Сибири просматривается совершенно иная ситуация. Здесь на протяжении всего рассматриваемого периода примерно треть природного газа, который может быть добыт, не найдет платежеспособного покупателя. Следовательно, стратегия освоения иркутских, якутских и эвенкийских месторождений должна строиться с учетом этого обстоятельства.

Таблица 16
Региональные балансы реальных потребностей и возможной добычи природного газа,
млрд куб.м

	2000	2005	2010	2015	2020
Охотоморский регион					
Потребности Сахалинской области, Хабаровского и Приморского краев	1.4	1.9	2.9	3.4	5.0
Экспорт в Японию	0	0	12	25	30
<u>Итого потребности в Сахалинском газе</u>	1.4	1.9	14.9	28.4	35.0
Возможная добыча сахалинского газа	1.4	1.9	13.7	24.9	38.1
Дефицит (-) или избыток (+) сахалинского газа	0	0	-1.2	-3.5	+3.1
Восточно-Сибирский регион					
Потребности Республики Саха (Якутия), Прибайкалья и Забайкалья	1.5	2.0	7.5	11.0	12.5
Экспорт в Китай, Корею, Монголию	0	0	20.5	35.5	50.5
<u>Итого потребности в восточносибирском газе</u>	1.5	2.0	28.0	46.5	63.0
Возможная добыча газа в Восточной Сибири	1.5	2.0	39.4	72.0	98.0
Дефицит (-) или избыток (+) восточносибирского газа	0	0	+11.4	+25.5	+35.0



Выводы:

1. На шельфе о.Сахалин промышленная добыча начнется в районе 2006-08 гг.; к 2020 г. остров Сахалин и его шельф смогут давать 38 млрд куб.м в год. При этом в самой Сахалинской области (на суше) достигнутые объемы добычи газа будут сохранены на протяжении нескольких десятилетий. Практически весь сахалинский газ найдет своего покупателя.
2. В Восточной Сибири широкомасштабная добыча может начаться в 2007-10 гг. Однако, поскольку возможности сырьевой базы этого региона превышают реальный прогнозируемый спрос, представляется необходимым разработать согласованный план, определяющий последовательность ввода месторождений в эксплуатацию и объемы добычи на каждом из них.

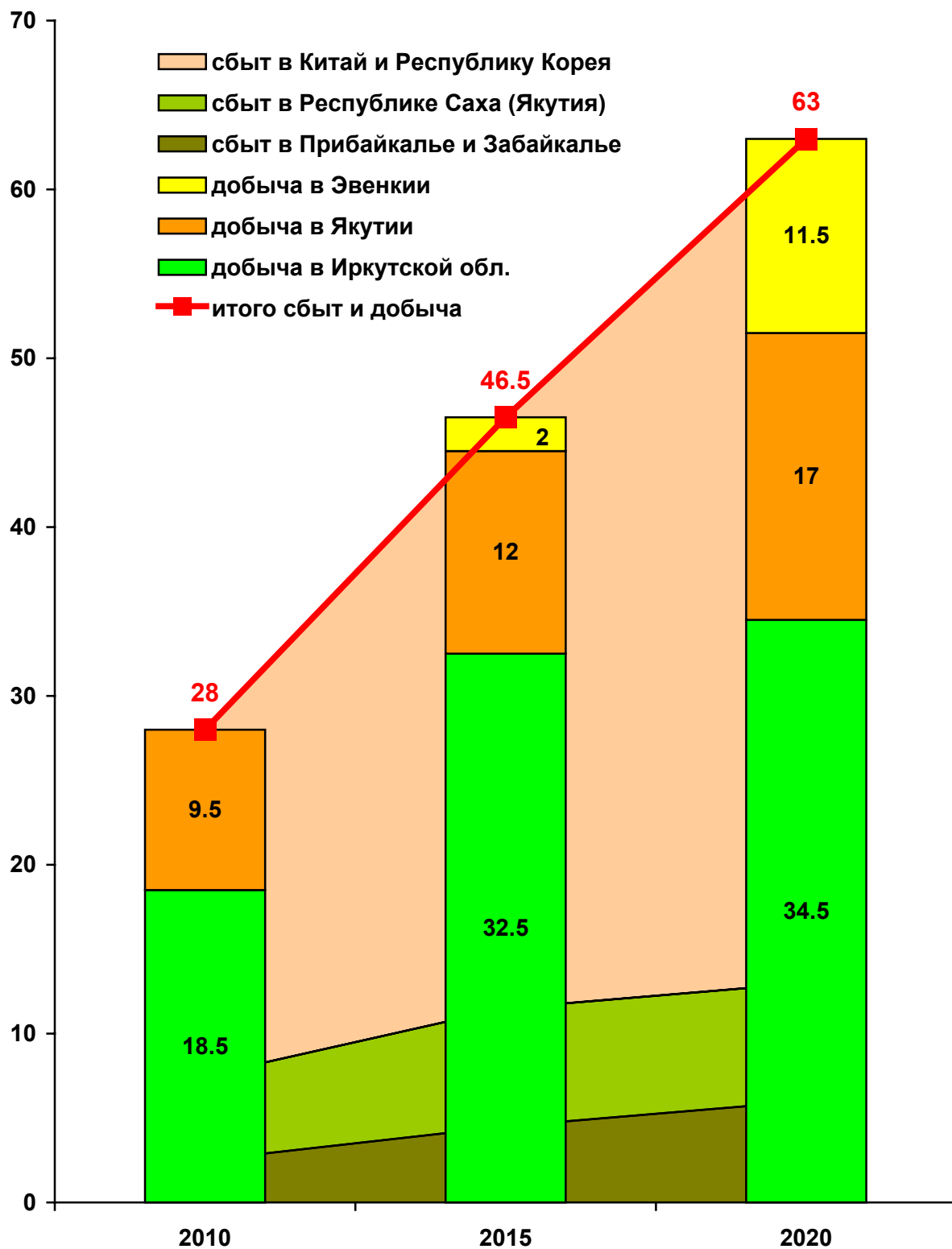
ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ГАЗОДОБЫЧИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Прогнозируемый баланс добычи природного газа и направлений его сбыта по группам месторождений Восточной Сибири приведен в таблице 17.

Таблица 17
Баланс добычи и сбыта природного газа по группам месторождений Восточной Сибири на 2010-20 гг., млрд куб.м

		Добыча			Итого спрос
		Иркутская область	Якутия	Эвенкия	
		2010 год			
Направление сбыта	Прибайкалье и Забайкалье	2.5	0	0	2.5
	Республика Саха (Якутия)	0	5	0	5
	Китай и Республика Корея	16	4.5	0	20.5
	<u>Итого добыча</u>	18.5	9.5	0	28
			2015 год		
Направление сбыта	Прибайкалье и Забайкалье	4.5	0	0	4.5
	Республика Саха (Якутия)	0	7	0	7
	Китай и Республика Корея	28	5	2	35
	<u>Итого добыча</u>	32.5	12	2	46.5
			2020 год		
Направление сбыта	Прибайкалье и Забайкалье	4.5	0	0	6
	Республика Саха (Якутия)		7	0	7
	Китай и Республика Корея	30	10	11.5	50
	<u>Итого добыча</u>	34.5	17	11.5	63

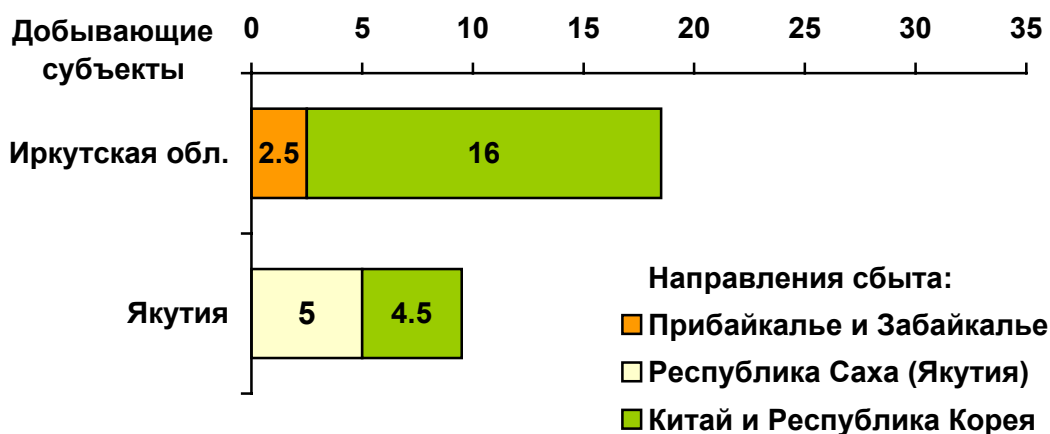
Баланс объемов добычи и сбыта природного газа по Восточно-Сибирскому региону в целом на 2010-2020 гг., млрд куб.м



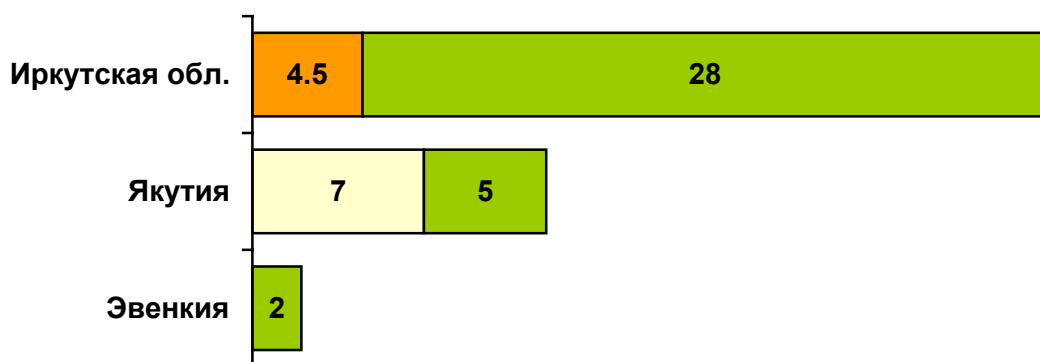
Баланс объемов добычи и сбыта природного газа по группам месторождений Восточно-Сибирского региона на 2010-2020 гг., млрд куб.м

2010 год

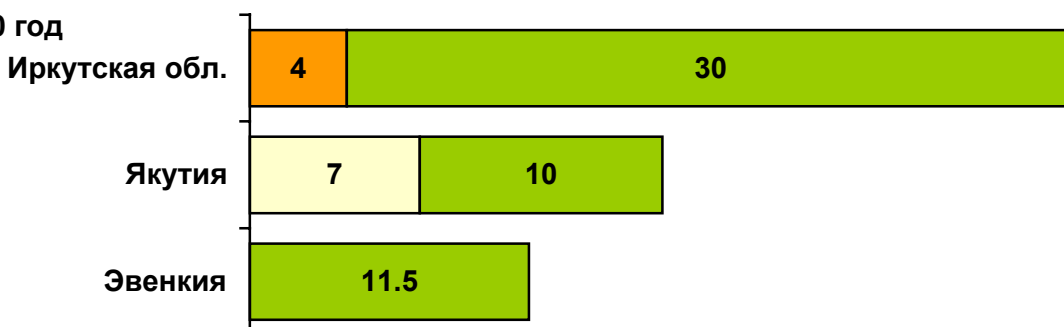
Объем добычи и сбыта, млрд куб.м



2015 год



2020 год



При составлении баланса учитывались реальные потребности платежеспособных покупателей, удаленность месторождений от рынков сбыта, проектируемые маршруты транспортировки газа, а также принцип

пропорционального распределения газа различных месторождений между внутренними и зарубежными покупателями. Кроме того, баланс составлен в соответствии с принципом освоения новых нефтегазовых провинций "от близких месторождений к дальним". Таким образом, добыча газа на основных месторождениях Восточной Сибири прогнозируется в следующих объемах (таблица 18).

Таблица 18
Прогнозируемые объемы добычи газа на основных месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока, млрд куб.м

	2005	2010	2015	2020
Иркутская область	0	18.5	32.5	34.5
Ковыктинское ГКМ	0	18	32	34
Эвенкийский АО	0	0	2	11.5
Собинское НГКМ	0	0	0	4.5
Юрубчено-Тохомское НГКМ	0	0	2	7
Республика Саха (Якутия)	2	9.5	12	17
Чаяндинское НГКМ	0	4.5	5	10
Прочие в Якутии	2	5	7	7
Итого по Восточной Сибири	2	28	46.5	63

Выводы:

1. В настоящее время в Восточной Сибири природный газ добывается в ограниченных объемах на месторождениях Республики Саха (Якутия). В ближней перспективе ожидается начало эксплуатации небольшого Братского месторождения в Иркутской области для газификации г.Братска.
2. Широкомасштабная добыча в Восточной Сибири может начаться с вводом в эксплуатацию Ковыктинского месторождения; уже в 2010 г. добыча на месторождении может достичь 18 млрд куб.м газа в год.
3. Немного позже может начаться освоение якутских месторождений. Газ Чаяндинского месторождения целесообразно направить в едином русле на экспорт, тогда остальные месторождения вполне смогут обеспечить внутренние потребности республики, даже в случае реализации проекта строительства завода по переработке газа в жидкое топливо.
4. В Эвенкии крупномасштабная добыча прогнозируется после 2015 г. Газ с эвенкийских месторождений может быть направлен либо в общее русло в направлении на юго-восток, либо, в случае разработки взаимоприемлемых условий поставок и строительства газопровода "Эвенкия-Томск", на запад, на соединение с ЕСГ России.

ВАРИАНТНЫЙ АНАЛИЗ ТРАНСПОРТНЫХ СХЕМ

При сегодняшних ценах на газ и уровне платежеспособности потенциальных потребителей внутри России освоение газовых месторождений Восточной Сибири и Сахалина ради поставок сырья на внутренние региональные рынки невозможно. Инвестиции в промышленную разработку месторождений и строительство газопроводов появятся лишь тогда, когда будут найдены покупатели газа за рубежом и заключены долгосрочные контракты на его поставку по ценам, близким к среднемировым.

Выбор покупателей и маршрутов магистральных трубопроводов является сложной задачей, оптимальное решение которой требует учета многих факторов. В настоящее время озвучено и находится в разной стадии проработки несколько проектов поставки природного газа Восточной Сибири в страны АТР, в первую очередь в Китай (карта). Главными являются следующие маршруты (таблица 19).

"Ковыкта-Китай-Корея". «Генеральное соглашение по разработке ТЭО строительства трубопровода с Ковыктинского газоконденсатного месторождения Иркутской области РФ в КНР, а также для потенциальных потребителей в третьих странах, и разработке Ковыктинского газоконденсатного месторождения» было подписано «РУСИА Петролеум» и китайской CNPC при поддержке российского и китайского правительств в феврале 1999 г. Была сформирована международная рабочая группа по составлению ТЭО проекта. В сентябре 2000 г. к ней присоединилась южнокорейская государственная компания KOGAS. Сроки подготовки ТЭО неоднократно переносились. Основное препятствие – невозможность прийти к согласию о ценах на газ. Инвестиционная емкость трубопроводного проекта, включая добычный комплекс и транспортную инфраструктуру, оценивается примерно в 10 млрд дол.

Предварительную методику формирования цены на газ планируется принять на очередном заседании координационного комитета по разработке международного ТЭО Ковыктинского проекта, которое намечено провести в январе 2003 г. в Сеуле. Предполагается, что 20 млрд куб.м газа будет поставляться в Китай и до 10 млрд куб.м – в Республику Корея.

Таблица 19

Протяженность прогнозируемых маршрутов транспортировки газа, км

	По России	Вне России	По морю	Всего
Ковыкта-Чита-Далянь-Корея	1950	1770	530	4250
Ковыкта-Монголия-Пекин-Корея	1280	2050	580	3910
Ковыкта-Чита-Китай-С. и Ю. Корея	2010	1800		3810
Ковыкта-Находка	4250			4250
Ковыкта-ЕСГ	2015			2015
Эвенкия-ЕСГ	800			800
Якутск-Тында-Владивосток-Сеул	4540	710		5250
Чаянда-Благовещенск-Китай	3130	1360		4490
Чаянда-Ковыкта	760			760
Эвенкия-Ковыкта	970			970
Сахалин-Хабаровск-Пекин	990	1910		2900
Сахалин-Владивосток-Шанхай	1920	960	800	3680
Сахалин-Япония	850	1200	100	2150
Сахалин север - Сахалин юг	850			850

Более или менее определен первый участок газопровода – он пройдет от Ковыкты через Ангарск, обходя Байкал с юга. Далее возможны три варианта маршрутов:

1. Вдоль трассы Транссибирской магистрали через Улан-Удэ и Читу в северо-восточный Китай (Дацин и Харбин), далее в Далянь и в Корею. Протяженность маршрута до побережья Китая – около 3720 км (в том числе по китайской территории – 1770 км). Самый сложный участок газопровода – морская часть трассы (530 км) по дну Желтого моря.
2. Через Монголию (вдоль железной дороги Улан-Удэ–Улан-Батор–Пекин) с выходом на Пекин и далее к портовому г.Циндао. Протяженность трассы 3910 км (в том числе по территории Монголии – 875 км, по территории Китая – 1175 км). Морская часть трассы более протяженная, чем в первом варианте – 580 км. Монголия могла бы получать часть газа в оплату за транзит. Против этого маршрута выступает Китай.
3. В результате межкорейского диалога, направленного на объединение КНДР и Республики Корея в единое государство, появился вариант маршрута газопровода из Китая в Южную Корею через территорию Северной Кореи. В этом случае капиталовложения в строительство трубопровода и транспортные расходы снизятся, соответственно уменьшится и конечная цена газа. Длина маршрута 3810 км, из которых 2010 км проходят по российской территории.

При реализации последнего варианта возникает возможность (пока потенциальная) увеличения объемов поставок на 50%. С одной стороны, это приведет к увеличению капитальных затрат на сооружение экспортного газопровода примерно на 1 млрд дол. С другой – увеличение пропускной

способности приведет к снижению тарифа на транспортировку газа примерно на 20%. Снижение транспортных тарифов приведет, в свою очередь, к уменьшению цены российского сетевого газа и повышению его конкурентоспособности.

4. **"Ковыкта–Находка"**. Маршрут длиной 4250 км пролегает вдоль Транссиба через Хабаровск и, сворачивая круто на юг, заканчивается в Находке. Этот маршрут совпадает с одним из двух прорабатываемых «Транснефтью» основных вариантов маршрута нефтепровода в восточном направлении. Для этого трубопровода гораздо труднее найти потенциальных инвесторов – Китай и Корея в его строительстве участвовать не будут. Однако строительство газопровода до Находки дает бóльшую возможность выбора покупателей газа. В Находке (лучший российский порт на Дальнем Востоке) возможно строительство завода по производству СПГ.
5. **"Ковыкта–ЕСГ"**. Этот вариант предполагает прокладку газопровода протяженностью 2010 км от Иркутска на запад вдоль железной дороги на Томск. Его реализация преследует конкретную задачу: вовлечение в топливно-энергетический баланс страны дополнительных ресурсов газа Восточной Сибири за счет продвижения Единой системы Газоснабжения (ЕСГ) на восток. Для этого маршрута при сегодняшних внутренних ценах на газ вообще невозможно привлечение частных инвестиций: ни российских, ни зарубежных.
6. **"Саха–Ю.Корея"**. В 1995 г. в Республике Саха была образована национальная нефтегазовая компания ОАО ННГК «Саханефтегаз», которая официально приступила к работам по якутскому проекту. Совместно с корейскими специалистами и представителями «ВНИПИГаздобыча» было подготовлено предварительное ТЭО разработки месторождений и строительства экспортного газопровода из Якутии в Южную Корею протяженностью около 5250 км (из них 4540 км по российской территории) и пропускной способностью 20 млрд куб.м по трассе Якутск–Алдан–Нерюнгри–Тында–Хабаровск–Владивосток–Пхеньян–Сеул. Проект был отложен из-за экономической непривлекательности.
7. **"Саха–Китай"**. В ноябре 2001 г. компанией «Саханефтегаз» совместно с китайской CNPC были завершены работы по составлению предварительного ТЭО проекта газопровода Чаяндинское месторождение–Благовещенск–Харбин–Далянь. Протяженность трассы по российской территории – около 4490 км. Эта трасса является прямым конкурентом маршрута Ковыкта–Китай, в то время как экономическая целесообразность согласованного подхода к освоению иркутских и якутских месторождений газа очевидна.
8. **"Чаяндинское–Ковыкта–Китай"**. Экономически более оправданным представляется объединение потоков ковыктинского и якутского газа в единое русло по трассе «Чаяндинское–Ковыкта–Китай». Расстояние между двумя месторождениями – около 800 км.

"Сахалин–Китай". В рамках сахалинских проектов также разрабатываются конкурирующие между собой варианты транспортировки газа.

Для проекта «Сахалин-1» предложено два варианта трассы, проходящей через российскую территорию в Китай: "Сахалин–Хабаровск–Харбин–Шеньян–Пекин" длиной 2900 км и "Сахалин–Хабаровск–Владивосток–Далянь–Шанхай" длиной 3680 км. Реализации одного из этих вариантов, с одной стороны, ускорит решение проблемы газификации Приморья и Хабаровского края, а, с другой – породит неизбежную конкуренцию сахалинского и восточносибирского газа на китайском рынке.

"Сахалин–Япония". В октябре 2002 г. начались переговоры о строительстве газопровода длиной 1920 км с шельфовых месторождений Сахалина на Хоккайдо (также в рамках проекта «Сахалин-1»). Предполагаемая мощность газопровода, который пройдет по дну Японского моря или Тихого океана, – 8 млрд куб.м газа в год. Оформление окончательных договоренностей между Россией и Японией на высшем уровне намечены на январь 2003 г.

"Сахалин север – Сахалин юг". По проекту «Сахалин-2» предполагается прокладка газопровода на юг острова и строительство к 2005 г. в районе незамерзающего порта Корсаков завода по сжижению природного газа производительностью 8.9 млн т в год и отгрузочного терминала.

Выводы:

1. Все газовые месторождения восточных регионов России находятся на расстоянии тысяч километров от потенциальных потребителей. Для их освоения необходима разработка единой стратегии транспортировки сырья, которая учитывала бы интересы всех заинтересованных сторон (федерального центра, регионов, недропользователей и потребителей).
2. В Восточной Сибири наиболее близко к потенциальным потребителям находится Ковыктинское месторождение в Иркутской области, освоение которого должно начаться в первую очередь. Оптимальный маршрут сибирского газопровода проходит вдоль Транссибирской магистрали через Улан-Удэ и Читу в северо-восточный Китай, далее на юг Китая и в Корею. При освоении эвенкийских и якутских месторождений целесообразно использовать трассу "Ковыкта–Китай", которая к тому времени уже будет построена. Часть эвенкийского газа может быть направлена на запад, для этого необходимо будет построить газопровод, соединяющий восточносибирские месторождения с ЕСГ России.
3. Строительство газопровода с Сахалина в Китай, с одной стороны, ускорит решение проблемы газификации Приморья и Хабаровского края, а, с другой – породит неизбежную конкуренцию сахалинского и восточносибирского газа на китайском рынке.

ПРОБЛЕМЫ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

В природном газе месторождений Восточной Сибири кроме метана содержатся его гомологи: этан, пропан, бутаны и др., а также гелий. Запасы этана, пропана и гелия поставлены на государственный баланс.

Использование стабильного конденсата

При низкотемпературной сепарации газа до 15.4% пропана и 31.2% бутанов Ковыктинского месторождения концентрируются в нестабильном конденсате, из которого в соответствии с проектом могут быть выделены при стабилизации конденсата и поданы в топливную сеть.

Основная часть содержащихся в газах стабилизации пропана и бутана может быть использована на промыслах для выработки тепла и электроэнергии.

Возможен вариант, когда часть содержащихся в топливном газе бутана и пропана выделяется в виде сжиженного газа и может использоваться для газификации близлежащих районов (Жигаловского и Казачинско-Ленского в районе Ковыктинского месторождения). В этом случае сжиженную пропан-бутановую фракцию необходимо будет доставлять потребителям автотранспортом, так как строительство газопроводов, учитывая сравнительно небольшие объемы транспортировки, окажется экономически нецелесообразным. Вопрос об экономической целесообразности выделения на промыслах и использования сжиженного газа необходимо проработать в ТЭО соответствующих проектов. Потребности в сжиженном газе, по оценке рабочей группы при администрации Иркутской области, могут составить 9.3 тыс.т в год.

Использование этана, пропана и бутана

Учитывая значительные количества этана, пропана и бутана в природном газе Восточной Сибири и, прежде всего, Ковыктинского месторождения на стадии ТЭО необходимо проработать экономическую целесообразность их выделения. Частично эти компоненты могли бы использоваться в ОАО «АНХК» на установке ЭП-300. Но, учитывая, что на этой же установке планируется для получения этилена использовать нефть, выделяемую из конденсата

Ковыктинского месторождения, использование этана, пропана и бутанов для вовлечения в производство этилена будет вряд ли целесообразно.

Если рассматривать перспективу дальнейшего развития нефтехимических производств в рыночных условиях, то учитывая удаленность Иркутской области и, тем более, Якутии от потребителей химической продукции, здесь целесообразно размещение только таких производств, для которых транспортная составляющая в цене продукции будет незначительна. В наибольшей степени этим требованиям отвечает производство пластических масс. Тем более, что в Иркутской области уже существуют производства мономеров и пластмасс на их основе: поливинилхлорида мощностью 250 тыс.т/год на ОАО «Саянскхимпром» и 24 тыс.т/год на ОАО «Усольехимпром», полиэтилена мощностью 72 тыс.т/год и полистирола мощностью 30 тыс.т/год на ОАО «АНХК».

При добыче на Ковыктинском месторождении 30-40 млрд куб.м газа в год для развития химической промышленности региона может быть использовано этана более 2 млн т/год, пропана более 500 тыс.т/год и бутанов более 250 тыс.т/год. Из этих компонентов природного газа возможно получение этилена и пропилена, использование которых позволит загрузить все существующие и создать новые мощности по производству пластмасс.

Есть две основные проблемы в решении этой задачи. Во-первых, для подтверждения экономической целесообразности выделения этих компонентов в условиях российского рынка необходимо выполнить ТЭО. Второй проблемой будет поиск инвесторов, так как даже при положительном экономическом обосновании создание полимерного комплекса потребуют значительных средств, привлечь которые будет чрезвычайно сложно: необходимо создать полную технологическую схему от выделения этана, пропана и бутанов до получения мономеров и пластических масс на их основе.

Утилизация конденсата

Конденсат Ковыктинского ГКМ легкий, характеризуется низкой плотностью, низким содержанием твердых парафинов и смолистых компонентов, высоким содержанием светлых фракций. Переработку конденсата целесообразно вести с получением бензиновой фракции (нафты) и дизельных топлив.

По данным исследований, проведенных во ВНИИНП (г. Москва) и ЦНИЛ ОАО «АНХК» (г. Ангарск) выход нафты из конденсата Ковыктинского ГКМ может колебаться от 51 до 65%, а дизельного топлива – от 49 до 33%.

В зависимости от спроса на продукты процесс разделения возможен либо с максимальным выходом нафты, либо дизельного топлива. В зависимости от потребности возможно получение дизельных топлив различных марок: летнего, зимнего, арктического. Выход дизельного арктического топлива может быть доведен до 49% от исходного продукта.

Бензиновые фракции конденсата имеют невысокое содержание нафтеновых углеводородов (7-14%) и низкое содержание ароматических

углеводородов (менее 4%). Целесообразно использовать нефть в качестве сырья пиролиза для получения этилена. По заключению фирмы «Луммус Крест» при использовании нефти из конденсата Ковыктинского месторождения для получения этилена его выход может увеличиться на 5% по сравнению с использованием в качестве сырья прямогонных бензинов западносибирской нефти. Наиболее реальным потребителем нефти является установка ЭП-300 (ОАО «АНХК»), которая в настоящее время загружена не на полную мощность из-за недостатка сырья.

ПРОБЛЕМА ВЫДЕЛЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕЛИЯ

Гелий, содержащийся в природных горючих газах, относится к числу минеральных ресурсов, которые легко утратить, но невозможно восстановить. В настоящее время в мире известно четыре региона с крупными запасами гелия: два из них находятся в США, один – на севере Африки и один – в Восточной Сибири. Ежегодно в мире производится около 150 млн куб.м гелия, в том числе порядка 80% – в США. В России, на Оренбургском гелиевом заводе из низкокачественного сырья месторождений Урало-Поволжья ежегодно производится 4.2 млн куб.м гелия, большая часть которого экспортируется.

В СССР и России гелий считался и считается стратегическим видом сырья, необходимым для обеспечения безопасности страны. В настоящее время гелий используется в криогенных исследованиях, военной и космической технике, сварке и резке металлов, атомной энергетике, летательных аппаратах, водолазных работах, медицине (томографы), синхрофазотронах, спектрометрии, хроматографии. В настоящее время потребление гелия в мире сокращается, как за счет новых научных решений (открытие высокотемпературной сверхпроводимости), так и в связи с сокращением военных программ.

США также на протяжении многих лет финансировали работы по добыче и хранению гелия. Однако в 1996 году президент США подписал закон 104-273 о прекращении производства и сбыта гелия госсектором, закрытии и распродаже всех активов по извлечению гелиевого концентрата, производству и реализации гелия. В соответствии с законом предусмотрена также распродажа большей части федеральных запасов гелиевого концентрата.

Таким образом, Соединенные Штаты Америки, являющиеся основным производителем, потребителем и экспортером гелия, коренным образом пересмотрели свою политику и более не рассматривают гелий как продукт, имеющий стратегическое значение. Можно предположить, что все это приведет к дальнейшему обострению конкурентной борьбы на рынке сбыта гелия. В этих условиях выявить свободную нишу и занять ее российским производителем представляется крайне затруднительным.

Месторождения Восточной Сибири являются самыми богатыми в России и одними из самых богатых в мире по содержанию гелия. При добыче порядка 40-60 млрд куб.м природного газа в год из недр будет извлекаться 120-150 млн куб.м гелия, что примерно соответствует годовой общемировой потребности в этом газе. Таким образом, за 30 лет эксплуатации можно накопить 3-5 млрд куб.м гелия, хозяйственное использование которого будет весьма проблематичным по следующим причинам.

- Внутренний спрос на гелий очень невелик.
- Потенциальные потребители находятся вдалеке от центров добычи, но проблема транспортировки гелия железнодорожным транспортом в настоящее время не решена (не только в России, но и в мире).
- Потребности наиболее близких к месторождениям стран АТР в гелии не превышают 15-20 млн куб.м/год. Сегодня поставки гелия в страны АТР обеспечиваются американскими фирмами, которые не заинтересованы в появлении альтернативного продавца. К тому же и в этом варианте использования транспортировка гелия остается серьезной проблемой.

Таким образом, в настоящее время просматриваются четыре варианта решения гелиевой проблемы.

- Создание подземного хранилища гелия объемом не менее 1 млрд куб.м и завода по его выделению. В этом случае параллельно с добычей горючего газа можно будет получать азотно-гелиевый концентрат и хранить его с расчетом использования в необозримом будущем. Этот вариант возможен, если государство возьмет на себя большую часть затрат, на других условиях ни один инвестор не согласится предоставить средства на проекты освоения гелийсодержащих газовых месторождений. Стоимость гелиевого завода (без мощностей по тонкой очистке гелия и по его сжижению) в районе Ангарска на объем переработки природного газа 32 млрд куб.м в год составит около 880 млн дол., а затраты на создание подземных хранилищ гелиевого концентрата – примерно 1 млн дол. на 1 млн куб.м концентрата (ежегодно на заводе будет вырабатываться около 90 млн.куб.м концентрата). Эксплуатационные затраты, включая амортизацию, по заводу составят 105 млн дол. в год, а по хранилищам – в размере 10% от основных фондов.
- Консервация гелийсодержащих газовых месторождений до решения проблем с транспортировкой и сбытом гелия. В этом случае произойдет существенная (не менее чем на 20-30 лет) задержка освоения не только крупнейших газовых месторождений региона, но и всей восточносибирской нефтегазоносной провинции. Упущенная выгода при отказе от добычи газа, снабжения углеводородным сырьем российских регионов и экспортных поставок за многие годы консервации месторождений Восточной Сибири составит сотни миллиардов долларов
- Разработка месторождений и использование углеводородного сырья; утрата и списание содержащихся в них запасов гелия.

- Транспортировка газа в Китай, строительство завода по выделению гелия на его территории и совместные усилия по продвижению товара на рынок стран АТР. Этот вариант несомненно потребует сложных переговоров с китайской стороной, но в нынешней ситуации он был бы наиболее приемлемым для России.

Вывод

Совершенно очевидно, что первый вариант освоения месторождений Восточной Сибири не может быть реализован, поскольку в обозримом будущем федеральный бюджет не сможет взять на себя нагрузку по финансированию строительства и эксплуатации мощностей, связанных с гелием.

Консервация месторождения до лучших времен – этот вариант наиболее прост в исполнении, т.к. не требует никаких затрат для его реализации. Однако бюджеты Российской Федерации, Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Эвенкийского АО на многие годы будут лишены выручки от добычи и экспорта природного газа.

Следовательно, месторождения Восточной Сибири необходимо либо разрабатывать без извлечения гелия из добываемого газа, либо договариваться с китайской стороной о совместном строительстве и эксплуатации предприятий по извлечению и переработке гелия. Этот вариант является единственным, при котором наиболее полно будут учтены государственные интересы.

ПЕРЕЧЕНЬ ПРОЕКТОВ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ОПТИМАЛЬНОЕ РАЗВИТИЕ ТЭК НА ВОСТОКЕ РОССИИ

Оптимальный сценарий развития ТЭК Восточной Сибири и Дальнего Востока подразумевает реализацию большого числа разномасштабных коммерческих проектов, главными из которых являются следующие.

- Развитие добычи углей на действующих предприятиях региона, а также включение в оборот неосвоенных запасов и ресурсов высокотехнологичных энергетических углей, в том числе мелких и средних месторождений. Минерально-сырьевая база углей вполне достаточна для надежного обеспечения региональных потребностей энергетики на протяжении многих десятков лет.
- Развитие добычи газа и нефти и геологоразведочных работ на нефть и газ за счет частных инвестиций. Ресурсный потенциал Восточной Сибири позволяет рассчитывать на постепенное формирование здесь крупного центра добычи нефти и газа федерального значения.
 - Очевидно, что в первую очередь должно начаться освоение Ковыктинского месторождения в Иркутской области.
 - Во вторую очередь может начаться освоение Чаяндинского и других месторождений Республики Саха (Якутия). Транспортировка якутского и иркутского газа может осуществляться по единой транспортной схеме, что позволит снизить капитальные затраты на строительство газопроводов.
 - В последнюю очередь к ним может присоединиться газ, добываемый в Эвенкии. При этом не исключен проект самостоятельной разработки месторождений Юрубчено-Тохомской зоны и транспортировки газа в западном направлении.
 - Освоение сахалинских месторождений будет осуществляться в рамках самостоятельных проектов, изолированно от месторождений Восточной Сибири.
 - Строительство магистральных трубопроводных систем и экспорт основных объемов добываемого газа на юг и восток (Китай, Корея, Япония, в далекой перспективе и США)

- Проект утилизации и долгосрочного хранения гелия. Главную проблему составит поиск средств на осуществление этого экономически малопривлекательного проекта. В любом случае, прямо или косвенно, проект должен финансироваться за счет государственного бюджета.
- Серия проектов, ориентированных на использование попутного сырья: газового конденсата, этана, пропана, бутанов.
- Частичная газификация в зоне влияния магистральных трубопроводов. Для реализации этого проекта необходимо согласование вопроса о ценах на газ между недропользователями, государством и потенциальными потребителями сырья.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Широкомасштабное освоение любой новой нефтегазоносной провинции, а Восточная Сибирь и шельф Сахалина безусловно таковыми являются, должно протекать в рамках общей стратегии развития всего топливно-энергетического комплекса региона и России в целом, учитывающей также состояние и тенденции развития мировых рынков энергетического сырья. В настоящее время единой стратегии развития ТЭК восточных регионов России не существует, а известные проекты программных документов часто противоречат друг другу. В связи с этим нам представляется полезным предложить к обсуждению оптимальный, с нашей точки зрения, вариант развития ТЭК Восточной Сибири и Дальнего Востока России, который в той или иной степени может быть использован при разработке соответствующей государственной программы.

- На наш взгляд, оптимальным вариантом развития ТЭК Восточной Сибири и Дальнего Востока является сохранение приоритета местных ресурсов и запасов углей в энергетике региона. При этом объемы потребления природного газа в регионе к 2020 г. вырастут почти в пять раз и составят 16-18 млрд куб.м в год. Основными преимуществами данного сценария развития ТЭК являются:
 - Превращение Восточной Сибири и Дальнего Востока России в энергоизбыточный регион уже в самое ближайшее время, что вполне возможно при условии быстрого (но реального по темпам) развития добычи углей и природного газа.
 - Стабильное или увеличивающееся количество рабочих мест в угольной промышленности.
 - Создание новых рабочих мест в газовой и нефтяной промышленности.
 - Существенный рост бюджетных доходов, в том числе – от экспорта газа.
 - Возможность реализации данного сценария без привлечения бюджетных средств, исключительно за счет частных инвестиций.
- На шельфе о.Сахалин промышленная добыча газа может начаться в районе 2006-08 гг.; к 2020 г. остров Сахалин и его шельф смогут давать 38 млрд куб.м в год. Часть газа может быть использована в Сахалинской

области, Хабаровском и Приморском краях, но основной его объем будет направляться в Японию.

- В Восточной Сибири широкомасштабная добыча может начаться в 2007-10 гг. с ввода в эксплуатацию Ковыктинского газоконденсатного месторождения. При этом на мелких месторождениях Иркутской области может вестись ограниченная добыча газа для местных нужд (например, для газификации г.Братска).
- Немного позже может начаться освоение якутских месторождений. Газ Чаяндинского месторождения целесообразно направить на экспорт, остальные месторождения вполне смогут обеспечить внутренние потребности республики, даже в случае реализации проекта строительства завода по переработке газа в жидкое топливо. В Эвенкии крупномасштабная добыча может начаться в районе 2015 г.
- Месторождения Восточной Сибири необходимо либо разрабатывать без извлечения гелия из добываемого газа, либо договариваться с китайской стороной о совместном строительстве и эксплуатации предприятий по извлечению и переработке гелия. Этот вариант является единственным, при котором наиболее полно будут учтены государственные интересы.

**ПРИЛОЖЕНИЕ. ПОЛНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ЛИЦЕНЗИЙ НА ПОИСКИ, РАЗВЕДКУ И
ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГАЗОВЫХ И ГАЗОСОДЕРЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Серия	Номер	Название объекта	Привязка	Недропользователь	форма собственности
Эвенкия					
ТУР	00050	Оморинский участок	Эвенкийский АО, Байкитский р-н,	Красноярскгазпром	ОАО
ТУР	00051	Аявинский участок	Эвенкийский АО, Тунгусско- Чунский р-н	Нефтяная компания ЮКОС	ОАО
ТУР	00052	Джелиндуконский участок	Эвенкийский АО, Тунгусско- Чунский р-н	Нефтяная компания ЮКОС	ОАО
ТУР	00053	Оскобинский участок	Эвенкийский АО, Тунгусско- Чунский р-н	Нефтяная компания ЮКОС	ОАО
ТУР	10430	Юрубченский блок	Эвенкийский АО, Байкитский р-н, в 150 км к ЮВ от п. Байкит	Восточно-Сибирская нефтегазовая компания	ОАО
ТУР	10646	Терско- Камовский блок (Южная часть)	Эвенкийский АО, Байкитский р-н	Восточная нефтяная компания	ОАО
ТУР	11086	Куюмбинский блок	Эвенкийский АО, Байкитский р-н	Славнефть- Красноярскнефтегаз	ООО
ТУР	11087	Терско- Камовский блок (Северо- Восточный участок)	Эвенкийский АО, Байкитский р-н	Славнефть- Красноярскнефтегаз	ООО

ПРИЛОЖЕНИЕ. ПОЛНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ЛИЦЕНЗИЙ НА ПОИСКИ, РАЗВЕДКУ
И ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГАЗОВЫХ И ГАЗОСОДЕРЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Серия	Номер	Название объекта	Привязка	Недропользователь	форма собственности
Якутия					
ЯКУ	00506	Северо-Нелвинское		Якутгазпром	ГП
ЯКУ	00506	Северо-Нелвинское	Мирнинский улус,	Якутгазпром	ГП
			басс.р.Улэгир		
ЯКУ	00947	Таас-Юряхское	Мирнинский улус	Якутгазпром	АО
ЯКУ	01525	Чаяндинская зона		ННГК Саханефтегаз	АООТ
ЯКУ	01525	Чаяндинская зона	Ленский и Мирнинский улусы	ННГК Саханефтегаз	АООТ
ЯКУ	01564	Мастахское		Якутгазпром	АООТ
ЯКУ	01564	Мастахское	Кобяйский улус	Якутгазпром	АООТ
ЯКУ	01566	Средневилъюское		Якутгазпром	АООТ
ЯКУ	01566	Средневилъюское	Вилъюский улус	Якутгазпром	АООТ
ЯКУ	01828	Верхневилючанское		ННГК Саханефтегаз	ОАО
ЯКУ	01828	Верхневилючанское	Ленский и Сунтарский улусы	ННГК Саханефтегаз	ОАО
ЯКУ	01848	Южно-Сунтарская площадь (скв.361-0)		ННГК Саханефтегаз	ОАО
ЯКУ	01848	Южно-Сунтарская площадь (скв.361-0)	Сунтарский улус	ННГК Саханефтегаз	ОАО
ЯКУ	11144	Среднеботуобинское		АЛРОСА-ГАЗ	ОАО
ЯКУ	11144	Среднеботуобинское	Мирнинский улус	АЛРОСА-ГАЗ	ОАО
ЯКУ	11255	Талаканское, Центральный блок		Ленанефтегаз	ОАО
Иркутская область					
ИРК	01161	Марковское	Усть-Кутский р-н	УстьКутНефтегаз	ОАО
ИРК	01162	Ярактинское	Усть-Кутский р-н	УстьКутНефтегаз	ОАО
ИРК	01192	Верхнечонское	Катангский р-н	РУСИА Петролеум	ОАО
ИРК	01193	Ковыктинское	Жигаловский р-н	РУСИА Петролеум	ОАО
ИРК	01306	Даниловское	Катангский р-н	Нефтяная компания Данилово	ООО

*ПРИЛОЖЕНИЕ. ПОЛНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ЛИЦЕНЗИЙ НА ПОИСКИ, РАЗВЕДКУ
И ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГАЗОВЫХ И ГАЗОСОДЕРЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ*

Серия	Номер	Название объекта	Привязка	Недропользователь	форма собственности
ИРК	01565	Ангаро-Ленский участок	Усть-Удинский и Балаганский р-ны	Петромир	ООО
ИРК	01588	Братское	Братский р-н, в 30 км В г.Братск	Братскэкогаз	ОАО
ИРК	01628	Дулисьминское	Киренский р-н	Нефтяная компания Дулисьма	ООО
ИРК	01642	Атовское	Усть-Удинский р-н	Атовгаз	ОАО
ИРК	01726	Пилюдинское	Киренский р-н	Пилюда	ООО
ИРК	10811	Правобережный участок	Усть-Удинский и Жигаловский р-ны	Петромир	ООО
ИРК	10812	Левобережный участок	Усть-Удинский и Балаганский р-ны	Петромир	ООО
ИРК	10813	Балаганкинский участок	Усть-Удинский р- н	Петросиб	ООО
ИРК	10814	Тагнинский участок	Зиминский, Заларинский и Черемховский р-ны	Петросиб	ООО
ИРК	11055	Южно-Усть- Кутский участок	в 410 км к ССВ от г.Иркутск	Ковыктанефтегаз	ООО
ИРК	11056	Хандинский участок	в 380 км к ССВ от г.Иркутск	Ковыктанефтегаз	ООО
Сахалинская область					
ЮСХ	00197	Астрахановское	в 60 км ЮЗ г.Охи	Роснефть- Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00198	Узловое	60 км ЮЗ г.Охи	Роснефть- Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00200	Кыдыланьи	Охинский р-н, в 8 км СВ п.Нефтегорск	Роснефть- Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00201	Малое Сабо	Охинский р-н, в 6 км СЗ п. Нефтегорск	Роснефть- Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00202	Паромай	Охинский р-н, в 19 км ЮВ п.Нефтегорск	Роснефть- Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00203	Усть-Эвай	в 55 км С пгт.Ноглики	Роснефть- Сахалинморнефтегаз	ОАО

*ПРИЛОЖЕНИЕ. ПОЛНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ЛИЦЕНЗИЙ НА ПОИСКИ, РАЗВЕДКУ
И ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГАЗОВЫХ И ГАЗОСОДЕРЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ*

Серия	Номер	Название объекта	Привязка	Недропользователь	форма собственности
ЮСХ	00204	Усть-Томи	в 26 км С пгт.Ноглики	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00207	Набиль	Ногликский р-н, 34 км ЮВ пгт.Ноглики	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00211	Оха Северная	в 7 км С г.Охи	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00212	Восточно-Кайганское	в 6 км В г.Охи	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00214	Гиляко-Абунан	в 14 км ЮЗ г.Охи	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00217	Нельма	Охинский р-н, в 7 км З п.Тунгор	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00218	Шхунное	в 36 км ЮЗ г. Охи	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00220	Сабо (с участком Южное Эрри)	Охинский р-н, в 2 км З п. Сабо	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00221	Мухто	Охинский р-н, в 7 км ЮВ п. Нефтегорск	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00222	Восточно-Осскойская структура	Охинский р-н, 98 км Ю г.Охи	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00223	Восточно-Горомайская структура	110 км Ю г.Охи	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00224	им.Р.С.Мирзоева	44 км С пгт.Ноглики	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00225	Каурунанинская структура	в 28 км С пгт.Ноглики	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00226	Восточное Даги	в 36 км С пгт.Ноглики	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00227	Нижнее Даги	в 38 км С пгт.Ноглики	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00228	Набиль (южная часть)	Ногликский р-н, в 42 км ЮВ пгт.Ноглики	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00232	Колендо	Охинский р-н, в 4 км СВ п. Колендо	Роснефть-Сахалинморнефтегаз	ОАО

*ПРИЛОЖЕНИЕ. ПОЛНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ЛИЦЕНЗИЙ НА ПОИСКИ, РАЗВЕДКУ
И ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГАЗОВЫХ И ГАЗОСОДЕРЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ*

Серия	Номер	Название объекта	Привязка	Недропользователь	форма собственности
ЮСХ	00233	Монги	в 28 км С пгт.Ноглики	Роснефть- Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00234	Тунгор	Охинский р-н, в 1 км В п. Тунгор	Роснефть- Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00235	Волчинка	в 28 км З г.Охи	Роснефть- Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00237	Крапивненское	10 км ЮЗ п.Нефтегорск	Роснефть- Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	00250	Пограничный прогиб	Смирныховский р- н, В побережье Центрального Сахалина	Петросах	СП ЗАО
ЮСХ	00257	Призаливная площадь	в 27 км Ю п.г.т. Ноглики	Востокнефтегаз	СП ЗАО
ЮСХ	00263	Восточно- Прибрежная площадь	Ногликский р-н, в 3 км ЮВ п.Катангли	Набильнефть	ООО
ЮСХ	00278	Джимданская площадь	Ногликский р-н, в 6 км СЗ п.Ноглики	ДАСХ	ООО
ЮСХ	00281	Некрасовское и Некрасовская площадь	Охинский р-н, в 6 км ЮЗ пос. Некрасовка	НК Север-Шельф	ООО
ЮСХ	00291	Южно-Луговское	в 5 км З г.Анива	Анивагаз	ЗАО
ЮСХ	00292	Заречная площадь	в 5 км СЗ г.Анивы	Анивагаз	ЗАО
ЮСХ	00293	Восточно- Луговское	в 5 км З г.Анива	Анивагаз	ЗАО
ЮСХ	00310	Усть-Эвай (северная часть)	Ногликский р-н, вблизи с.Вал	Роснефть- Сахалинморнефтегаз	ОАО
ЮСХ	10815	Холмская площадь	Холмский р-н, в 1 км В п.Костромское	Костроманефтегаз	ОАО
ЮСХ	10973	Пионерская площадь	Западная часть о.Сахалин	Холмскнефтегаз	ЗАО