

**РАЗРАБОТКА СЦЕНАРИЯ ПРОГНОЗА РАЗВИТИЯ
УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

Дальний Восток занимает особое место в экономике Российской Федерации. Выгодное географическое положение и большой природно-ресурсный потенциал определяют производственную специализацию и создают благоприятные условия для его развития. Дальний Восток граничит с США, КНР, КНДР и Японией, а морские, воздушные пути и железная дорога связывают Россию с большинством стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР).

Сложившаяся структура баланса потребления первичных энергоресурсов в мировой практике повторяется в структуре баланса Российской Федерации. Показатели баланса нашей страны практически соответствуют среднемировым показателям с некоторым увеличением доли природного газа и уменьшением доли угля (нефть – 24,5%, природный газ – 50,5%, уголь – 19,0%, атомная энергия – 3,8%, другие виды энергии – 2,2%). На формирование такого баланса в стране, естественно, оказало влияние то обстоятельство, что Российской Федерации принадлежит 2-е место (после Саудовской Аравии) по добыче нефти и 1-е место по добыче природного газа (по итогам работы в 2000 году). Немаловажную роль сыграл и глубокий спад уровня производства в угледобывающей отрасли в 90-х годах.

Ситуация с потреблением энергоресурсов в различных регионах Российской Федерации складывается по-разному, в зависимости от расположения региона по отношению к основным разрабатываемым месторождениям углеводородов, коммуникаций и других факторов. С этой точки зрения в благополучном положении находится большинство регионов европейской части страны и западные регионы Сибири. В совершенно иной ситуации оказался ДВЭР.

Освоение экономического потенциала ДВЭР сдерживается влиянием большого количества факторов, среди которых основными являются дефицит производства электроэнергии из-за слабой и устаревшей генерирующей базы в виде районных тепловых электростанций и хронический недостаток топлива. Структура потребления топливных ресурсов тепловыми электростанциями региона однозначно показывает ориентацию последних на уголь.

Во многом это предопределено исторически сложившейся ситуацией в производстве топливно-энергетических ресурсов в регионе (табл. 1).

Таблица 1

Динамика производства топливно-энергетических ресурсов в ДВЭР

Вид ресурсов	1985-91 гг. (макс.уровень)	1995	1997	1998	1998/1985-91, %
Уголь, млн. т	57,20	33,90	32,80	27,50	48,10
Нефть, млн.т	2,60	1,90	1,95	1,86	71,50
Природный газ, млрд. м ³	3,40	3,30	3,40	3,40	100,00

Общая ситуация потребления первичных энергоресурсов всеми отраслями в ДВЭР (табл. 2) отличается значительным использованием углей и очень небольшой долей природного газа.

Таблица 2

Потребление первичных энергоресурсов всеми отраслями в ДВЭР

Регион	Уголь	Природный газ	Нефтяные топлива	Гидро- и атомная энергия	Прочие
ДВЭР	45,1	9,7	34,4	7,9	3,0
в т.ч. доля ввозимых ресурсов	17,4	0	83,0	0	0
Россия	11,8	51,0	32,8	4,4	0

Дефицит потребляемых и производимых регионом ресурсов восполняется ископаемыми углями. С другой стороны, имеющиеся на территориях региона месторождения нефти и природного газа практически не осваиваются. Исключение составляют шельфовые месторождения о. Сахалина, осваиваемые нефтедобывающей компанией «Сахалинморнефтегаз» (Роснефть). Добыча нефти этой компанией в 2000 году составила 1474,3 тыс. т, природного газа – 1738,0 млн. м³ [1].

С учетом экспорта части добываемой нефти (около 60%) и газа, и отсутствия коммуникаций для транспортирования этих ресурсов по региону в настоящий момент углеводороды местных месторождений могут быть использованы только в Сахалинской и Камчатской областях и Хабаровском крае. Предпосылкой для этого является наличие действующего газопровода Оха – Комсомольск-на-Амуре и нефтепровода Сахалин – Комсомольск-на-Амуре.

Приморский край и другие субъекты в регионе вынуждены экспортировать нефтепродукты и природный газ из других регионов страны, расходуя на транспортировку средства, превышающие их стоимость в 2 – 4 раза.

В соответствии с «Энергетической стратегией развития России до 2020 г.» [2], разработанной Министерством энергетики РФ и РАН, намечено увеличение производства электроэнергии к 2020 г. на 30%, а к 2020 г. – 80% к производству в текущем периоде. Проектирование прироста возможно при одновременном или опережающем увеличении производства энергоресурсов. Планируемое увеличение производства электроэнергии за счет введения в работу Бурейской ГЭС (2015 г.), и тем более Нижне-Бурейской ГЭС, строительство Приморской АЭС (пуск первого энергоблока – 2020 г.) в ближайшее время вопроса не решают. Также нет оснований надеяться на перевод существующих генерирующих мощностей региона (особенно в Приморском крае) на углеводородное топливо. Строительство газопровода, позволяющего газифицировать юг Сахалина, Хабаровский край, и особенно Приморский край, планируется на 2010 – 2015 гг.

В ближайшие годы изменений в топливном балансе (табл. 3) субъектов РФ в ДВЭР ожидать не приходится, роль основного поставщика энергии в регионе остается за углями. Более того, предполагаемый рост потребления энер-

гии в период 2015 – 2025 гг. неминуемо вызовет необходимость роста добычи и объемов переработки углей.

В материалах, подготовленных институтом «Энергосетьпроект» (табл. 4) рассмотрены два варианта развития событий, определяющих уровень потребности территорий ДВЭР в ископаемых углях [2]:

§ вариант минимального потребления, соответствующий условиям своевременного ввода Бурейской ГЭС, Приморской АЭС и других бестопливных электростанций регионального значения, осуществления проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2»;

§ вариант максимального потребления, обусловленный отставанием в выполнении ввода новых электростанций.

Таблица 3

Субъект	Доля (%)
Приморский край	68,0
Хабаровский край	65,0
Республика Саха	62,0
Сахалинская область	60,0
Амурская область	58,0
Магаданская область	24,0
Чукотский национальный округ	56,0
Камчатская область (с Корякским округом)	50,0
Средняя по региону	56,5

Таблица 4

Прогноз потребления угля в ДВЭР (млн. т натурального топлива)

Субъект	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Приморский край	14,3/14,3	15,0/15,7	15,9/16,7	17,3/17,5	17,5/17,8
Хабаровский край	8,1/8,1	7,7/11,5	8,0/12,8	7,9/13,9	6,3/14,0
Амурская область	4,3/4,3	4,9/5,1	6,0/6,1	6,3/6,3	6,0/7,9
Магаданская область	1,6/1,6	1,9/1,9	1,9/2,2	2,0/2,4	2,3/2,4
Сахалинская область	2,1/2,1	1,9/1,9	0,5/1,9	0,5/0,5	0,5/0,5
Всего по региону	30,4/30,4	31,4/36,1	32,3/39,7	34,0/40,6	32,6/42,6

Примечание: в числителе данные для первого варианта, в знаменателе – для второго.

Анализ прогноза показывает, что наибольший прирост добычи углей при развитии событий по любому из рассмотренных вариантов потребления нужен в Приморском крае. Неблагополучная ситуация складывается в Хабаровском крае, здесь просматривается большой разброс потребности в зависимости от варианта событий. Довольно сложная ситуация складывается в Амурской и Магаданской областях. Сахалинская область благополучна в силу ее близости к нефтегазовым месторождениям. Республика Саха не включена в таблицу в связи с полным обеспечением собственными ресурсами ГУП «Якутуголь».

Распространение угольных месторождений по территориям и их запасы в ДВЭР позволяют обеспечить все потребности субъектов собственными углями. В недрах региона сосредоточена значительная доля ископаемых углей РФ (табл. 5).

Запасы и прогнозные ресурсы углей в ДВЭР (млрд. т)

Субъект	По состоянию на 01.01.1997 г.						
	Всего	Запасы, учтенные Госбалансом			Запасы, не учтенные балансом	Прогнозные ресурсы (P ₁ +P ₂ +P ₃)	
		Всего	A+B+C ₁	C ₂		Всего	P ₁
Российская Фе- дерация	4778,1	279,6	299,6	79,0	47,8	4450,7	529,7
ДВЭР	1281,2	30,5	19,8	10,7	6,7	1243,9	88,2
доля в РФ, %	27	11	10	13	14	28	17
угли бурые	827,7	16,5	11,8	4,7	3,9	807,1	54,6
угли каменные	453,5	14,0	8,0	6,0	2,8	436,8	33,6
в т.ч. коксующиеся	85,9	7,1	4,2	2,9	1,7	77,0	3,3
в т.ч. пригодные для открытых работ	206,4	16,7	13,0	3,8	3,0	186,6	34,6
доля в регионе, %	16	55	6,4	3,7	45	15	39

Основные негативные моменты в освоении сырьевой базы ДВЭР:

§ расположение большинства угольных месторождений в местах, удаленных от освоенных районов территорий, потребителей и транспортных путей;

§ отсутствие достаточного количества участков, подготовленных для эффективной добычи угля;

§ сложные горно-геологические условия, не позволяющие вести экономически эффективную добычу угля традиционными способами;

§ неминуемое ухудшение экологической обстановки в ущерб флоре и фауне территорий.

Особенностью большинства угольных месторождений Дальнего Востока являются сложные горно-геологические условия, где возможности применения на подземных работах современной высокопроизводительной техники ограничены. В этих условиях значительным резервом повышения качественных показателей угледобычи является применение скважинной технологии: дегазации с целью извлечения метана, скважинной гидродобычи (СГД), подземной газификации угля (ПГУ) и комбинаций этих способов.

Большинство угольных бассейнов и месторождений региона являются аккумуляторами запасов метана, по своим энергетическим и химическим параметрам аналогичному природному газу. Прогнозные ресурсы пластового метана в регионе составляют 26437 млрд. м³, в том числе в освоенных Буринском, Партизанском и Сахалинском угольных бассейнах – 382 млрд. м³. Это сопоставимо с запасами природного газа в Сахалинской области, которые оцениваются величиной 503,1 млрд. м³ [3,4].

Извлекаемый из угольных месторождений пластовый газ можно использовать в качестве: топлива для энергетических установок; моторного топлива в виде сжатого или сжиженного газа для стационарных и передвижных установок с двигателями внутреннего сгорания (ДВС), в том числе для автотранспорта на открытых работах по добыче угля; сырья для химической промышленности, исходного продукта для получения жидкого топлива для ДВС (метанола) с помощью малогабаритных установок.

Опыт применения метана в качестве моторного топлива для ДВС за рубежом и в России позволяет рекомендовать это направление для промышленного внедрения.

Скважинная гидродобыча (СГД) – метод разработки месторождений, при котором разрушение массива твердого полезного ископаемого, перевод его в подвижное состояние и выдача на поверхность производится гидродинамическим воздействием через скважины [5]. Скважинная гидродобыча эффективно применяется при разработке слабых руд, песков, суспензий и т.п. Серьезное внимание этой технологии уделяется в США, Индии, Венгрии и Польше. В США в середине 70-х и начале 80-х годов проводились опытные работы по СГД на пластах каменных углей. В 1992 г. руководством АО «Росуголь» коллективу горного отделения АЕН было поручено проведение подготовки опытных работ по применению скважинной гидродобычи углей. Выполненный в результате этого большой объем исследовательских, конструкторских и проектных работ позволил создать основу для образования методики применения СГД на угольных месторождениях России [5]. Разработанные проектные технико-экономические параметры опытной установки СГД для крутопадающих пластов Кузнецкого бассейна показали высокую эффективность скважинной технологии в сравнении с традиционной технологией действующих шахт в аналогичных условиях.

В 1997 г. в «ДальвостНИИпроектуголь» выполнено ТЭО по применению методов СГД для отработки каменноугольного пласта с углями большой крепости на Липовецком месторождении Приморского края. В 2000 г. научным коллективом кафедры РМПИ Горного института ДВГТУ выполнена привязка скважинной технологии к разработке бурых углей мощного пласта Вахрушевского месторождения о. Сахалин. В результате этой привязки проектная месячная производительность должна достигнуть величины 131 т/раб., себестоимость – 209,7 р./т, а рентабельность производства – 34%. Эти показатели значительно отличаются в лучшую сторону от аналогичных показателей действующего в настоящее время на этом месторождении разреза. Выполненные научные проработки показали, что технология с применением СГД может эффективно использоваться на угольных месторождениях Дальнего Востока.

В результате проведенных научных проработок, широкомасштабных экспериментальных работ и практической эксплуатации станций «Подземгаз» в странах СНГ и аналогичной работы за рубежом создана технология подземной газификации углей (ПГУ) на современной научной основе, позволяющей эффективно разрабатывать угольные пласты в различных горно-геологических условиях на глубинах до 400-500 м.

Выполненными в ДВГТУ исследованиями горно-геологических условий в регионе определены 22 угольных месторождения, пригодных для строительства станций «Подземгаз». Объемы производства газа здесь могут составить около 60 млрд. м³ в год, что эквивалентно добыче 21 млн. т бурого угля Павловского разреза.

Прошли всестороннюю промышленную проверку технологические схемы ПГУ с получением низкокалорийного газа (3,2 – 4,19 МДж/м³) пригодного

для сжигания в котельных и электростанциях. Разработана схема процессов для получения технологического газа для синтеза жидкого топлива (метанола), завершено проектирование экологически чистой энергоустановки, производящей электроэнергию и жидкое топливо, разработаны установки, используемые для получения газа ПГУ твердые бытовые отходы.

Определено, что наиболее экономичным вариантом освоения месторождения является строительство подземного газогенератора на участке месторождения, отработанным способом СГД. Мощность станции при этом определяется в 250 млн. м³ газа в год, калорийность получаемого газа – 8,34 МДж/м³, мощность энергоустановки – 25 МВт, производство метанола – 1000 т/год.

Таким образом, основным направлением комплексной разработки угольных месторождений региона следует считать применение скважинной технологии с предварительным или одновременным извлечением метана, через скважины, пробуренные с поверхности. При предварительной дегазации извлекающие метан скважины в последующем используются для СГД, а при одновременном применении дегазации и СГД используются одни и те же скважины. Применение дегазации и СГД позволяет извлечь из участка месторождения до 80 – 85% метана и 35 – 40% запасов угля. В процессе скважинно-гидравлической выемки угля в пласте проходятся каналы, и формируется подземный газогенератор, с помощью которого газифицируются оставшиеся запасы угля. Последовательное использование скважин для различных технологий значительно снижает общие капитальные вложения, увеличивает нагрузку на месторождение, позволяет сократить время введения мощностей на производство метана, товарного угля, электроэнергии и жидкого топлива.

В заключение следует отметить, что особо перспективными с точки зрения предлагаемой технологии в регионе являются угольные месторождения: Шкотовское, Баневуровское, Бикинское (Приморский край); Вахрушевское, Бошняковское, Тихменевское (Сахалинская область); Хабаровское (Хабаровский край); Сергеевское, Мухинское (Амурская область); Ланковское (г. Магадан).

До настоящего времени угольные минеральные ресурсы, в основном, рассматривались как энергоносители в топливно-энергетическом и металлургическом комплексах и жилищно-коммунальном хозяйстве. В этих комплексах уголь обычно перерабатывается тремя промышленно освоенными технологическими методами: обогащением, брикетированием, коксованием. Но современный технический потенциал для обработки угольных месторождений должен представляться различными технологиями по переработке угля и получения угольной продукции топливного и не топливного назначения.

В предлагаемой технологии переработки угольного минерального сырья они объединены в две группы: первая группа – это промышленно освоенные методы переработки угля, включающие обогащение, брикетирование, коксование. Во вторую группу входят новые технологии по облагораживанию углей для получения продукции топливного и нетопливного назначения, включающие три направления: технологии, обеспечивающие повышение качества угольной продукции; технологии, обеспечивающие производство продукции с

новыми потребительскими свойствами топливного назначения; технологии, обеспечивающие переработку углей в продукцию нетопливного назначения (табл. 6).

Таким образом, при разработке оптимального перспективного планирования и размещения угледобывающих предприятий в Дальневосточном экономическом регионе России ведущим звеном в определении стратегических целей должна стать научно обоснованная система стратегического планирования, в основе которой будет лежать единая целостная концепция развития угледобывающей отрасли региона на длительную перспективу. Под таким подходом понимается разработка организационного ядра плана, его техническая, технологическая и экономическая сущность, а в содержательную часть стратегического плана должны войти основные принципы и методы обоснования повышения конкурентоспособности угольной продукции, оценка возможных путей и темпов развития и размещения угледобывающих предприятий, а также пути и средства реализации намеченного плана.

Таблица 6

Промышленно освоенные и новые технологии глубокой химической переработки угольного минерального сырья

1 группа – Освоенные промышленные методы переработки угля		
Обогащение	Брикетирование	Коксование
II группа – Новые технологии по облагораживанию углей для получения продукции топливного и нетопливного назначения		
<i>I направление – технологии, обеспечивающие повышение качества угольной продукции</i>	<i>II направление – технологии, обеспечивающие производство продукции с новыми потребительскими свойствами топливного назначения</i>	<i>III направление – технологии, обеспечивающие переработку углей в продукцию нетопливного назначения</i>
<p>1. Технологии получения твердого топлива, в наибольшей мере отвечающие требованиям потребителей: электростанций, коммунально-бытового хозяйства, населения.</p> <p>2. Технологии производства окуксованного топлива (термоугля) для потребителей с пылевидной системой сжигания.</p> <p>3. Производство термобрикетов из бурых углей и мелкозернистого термоугля из высоковлажных углей</p>	<p>1. Технологии газификации и сжижения углей, пиролиз топлива, получение различных суспензионных топлив.</p> <p>1.1. Метод газификации углей в генераторах кипящего слоя под давлением 3 МПа с горячей очисткой газа, получение синтез-газа.</p> <p>1.2. Технологии производства из угля жидкого топлива на основе его гидрогенезации. При переработке бурых и каменных углей получают бензин, дизельное топливо, мазут и химические продукты, метанол и др.</p>	<p>1. Технологии сухой перегонки бурого угля: получение каменноугольных смол, фенолов, полимерных продуктов, композиционных материалов, асфальта и др.</p> <p>2. Технологии мягкого окисления бурых углей: получение поликарбоновых алифатических, бензолкарбоновых кислот, ангидридов карбоновых кислот.</p> <p>3. Производство азотных удобрений, гипосульфита, растворителей органических веществ, буровых реагентов, горного воска, строительных материалов и др.</p>

Задачи, возникающие при разработке региональных программ комплексного хозяйственного освоения территорий, сложны и многообразны. Основные трудности их решения определяются комплексом и многообразием региональных проблем. В региональной программе должна быть увязана деятельность нескольких отраслей, а также решаться вопросы, связанные с развитием инфраструктуры, транспорта, с рациональным использованием природных, материальных и трудовых ресурсов, с охраной окружающей среды.

Результаты технологических исследований и экономико - математического моделирования процессов позволяют более детально рассматривать конфигурацию и параметры систем реструктуризации и диверсификации угольной промышленности, согласовывать и определять режимы работы подсистем управления и организации производства, прогнозировать технологические и экономические показатели вновь создаваемых и реструктуризуемых предприятий.

На основе анализа альтернативных направлений диверсификации угледобывающих и промышленных предприятий в Российской Федерации в Институте экономики и управления ДВГТУ и ОАО «ДальвостНИИпроектуголь» проведена научно-исследовательская работа по разработке экономических и технологических моделей и выбору приоритетных направлений диверсификации предприятий Приморского края на базе вновь создаваемого инновационного потенциала. Планируется разработка экономико-технологических моделей для выбора оптимальной производственной структуры предприятий, технических и технологических средств по комплексной химико-технологической переработке бурого и каменного угля.

Основным стратегическим направлением диверсификации и реструктуризации угольной промышленности в Дальневосточном экономическом регионе следует считать разработку комплексных взаимосвязанных мероприятий, направленных на совершенствование производственной и организационных структур угледобывающих предприятий с целью повышения их эффективности и решения социально-экономических проблем, включающих:

§ создание рентабельных компаний по добыче и комплексной переработке угля;

§ диверсификацию угольного производства и применение инновационных технологий;

§ развитие непрофильных производств и создание новых рабочих мест;

§ повышение конкурентоспособности угля за счет снижения производственных издержек и повышения качества перерабатываемой продукции.

Литература

1. Виноградова О. Нефть и газ за рубежом в 2000 году //Нефтегазовая вертикаль. – 2001. -№1. – С. 40 – 41.
2. Стратегия развития топливно-энергетического потенциала Дальневосточного экономического района до 2020 г. / А.П. Сорокин, Г.П. Авдейко, А.В. Алексеев и др. – Владивосток: Дальнаука, 2001. – 112 с.

3. Малышев Ю.Н. Современные подходы к рентабельному освоению угольных месторождений //Уголь. – 2000. №3. – С. 43.
4. Малышев Ю.Н., Трубецкой К.Н., Айруни А.Т. Фундаментальные прикладные методы решения проблемы метана угольных пластов. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 519 с.
5. Кондырев Б.И., Ивановский И.Г., Приеменко С.Б. Нетрадиционное освоение угольных месторождений: Учеб. Пособие. – Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2003. – 209 с.