

Перспективы развития и экономика ядерной энергетики

Б. Б. Батуров, Н. М. Синев

На Третьей международной конференции по использованию атомной энергии (Женева, 1964) главным был вопрос о перспективах и путях развития экономической ядерной энергетики в различных странах мира. Обсуждению и рассмотрению этого вопроса было посвящено свыше 50 докладов * и сообщений более чем от 20 стран. Кроме того, почти во всех докладах, посвященных конкретным конструкциям и материалам, топливному циклу, сырью и другим вопросам, в той или иной мере затрагивался вопрос о перспективах развития ядерной энергетики.

Обсуждение показало, что ядерная энергетика выходит из периода опытов и демонстрации возможностей в период широкого промышленного развития. Уже в настоящее время тепловые реакторы вступают в стадию с каждым годом растущего, экономически оправданного строительства; быстрые реакторы вступят в эту

стадию достижения значительных величин в зависимости от предположений о росте населения и общего уровня энергетики. Однако признается, что доля ядерной энергетики в покрытии энергетических потребностей к 2000 г. может составить около 50%.

Эта цифра представляется вероятной, несмотря на то что, согласно оценкам доклада 256, мировых запасов обычного химического топлива может хватить в среднем до середины будущего столетия. Замещение ядерным горючим обычного топлива начнется задолго до истощения его запасов. Естественно, что этот процесс будет охватывать длительный период времени *, исчисляемый десятками лет (256) **.

Условий конкурентоспособности АЭС с тепловыми электростанциями в различных странах и в разных районах одной и той же страны резко отличаются в зависимости от обеспеченности энергоресурсами и мас-

Таблица 1

Установленная мощность всех электростанций, млн. квт (192, 256, 294)

Страна или группа стран	1964 г.		1970 г.		1975 г.		1980 г.	
	всего	АЭС	всего	АЭС	всего	АЭС	всего	АЭС
США	—	0,94	257	6—7	354	21—37	472	60—90
Остальные капиталистические страны	—	3,25	117	14—15	171	35—50	240	80—110
СССР	102,4	0,9	180—200	Несколько млн. квт	—	—	500—600	Несколько десятков млн. квт

стадию несколько позднее, возможно в ближайшие 6—10 лет. В этом один из главных выводов конференции.

Согласно прогнозам, установленные мощности АЭС в капиталистических странах могут составить к 1980 г. от 14 до 20% всех установленных мощностей электростанций (табл. 1). Следует вспомнить, что во время Первой Женевской конференции (1955) мощности АЭС составляли всего лишь 500 квт, а в 1964 г. уже ~ 5 000 000 квт. Прогнозные оценки суммарных мощностей АЭС после 1980 г. менее достоверны. Здесь рас-

штаба энергопотребностей. Универсального показателя уровня конкурентоспособности АЭС, не зависящего от конкретных географических, промышленных и сырьевых условий не существует. В отдельных случаях признается экономически оправданным сооружение АЭС относительно малой мощности (~50—100 Мвт); например,

* Следует иметь в виду, что в ближайшие десятилетия могут появиться и получить промышленное развитие новые источники энергии и новые направления развития энергетики: термоядерный синтез, магнито-гидродинамические генераторы, непосредственное преобразование тепловой энергии в электрическую и т. д. Однако в настоящее время невозможно четко представить влияние этих новых факторов на дальнейшее развитие ядерной энергетики.

** В круглых скобках указаны номера докладов.

* Перечень докладов советских ученых опубликован в «Атомной энергии», 17, вып. 3, 235 (1964), а список докладов зарубежных ученых в «Атомной технике за рубежом» № 9, 27 (1964).

для некоторых районов Пакистана и других развивающихся стран [1].

Общая тенденция, направленная на улучшение экономических показателей АЭС, заключается в разработке АЭС единичной мощностью 500—600 Мет, а в отдельных случаях и выше, с повышенной средней глубиной выгорания горючего: до 4000 Мет·сутки/т U в газо-графитовых реакторах; 10 000 Мет·сутки/т U в тяжеловодных реакторах и 20 000 Мет·сутки/т U в водо-водяных реакторах. Достижение указанных технических показателей позволит получить конкурентоспособную стоимость электроэнергии АЭС в развитых промышленных странах, а для многих других районов более низкую стоимость по сравнению со стоимостью электроэнергии, получаемой от обычных тепловых электростанций (1, 10, 31, 37, 192, 216, 247, 559, 561).

Ниже дается краткий обзор общих концепций развития и условий достижения конкурентоспособности ядерной энергетики по ведущим зарубежным странам *.

США

К 1980 г. мощности АЭС в США могут составить 60—90 млн. кет (192).

На заседании Атомного промышленного Форума в Сан-Франциско 1 декабря 1964 г. Председатель КАЭ Глен Сиборг сообщил, что Федеральная комиссия по энергетике США считает, что мощности АЭС в 1980 г. должны составить около 70 млн. кет, а мощности всех электростанций — 550 млн. кет. Таким образом, доля АЭС достигнет 13—14% [2]. В большинстве АЭС будут использоваться водо-водяные реакторы. После 1970 г. все увеличивающуюся долю вводимых мощностей будут составлять АЭС с усовершенствованными тепловыми реакторами-конверторами, которые должны обеспечить более эффективное потребление урана за счет повышения коэффициента воспроизводства (плутониевого коэффициента). Эти работы будут вестись в основном частными промышленными фирмами.

По заявлению Г. Сиборга, к этому времени (до 1980 г.) «...КАЭ США будет концентрировать свои усилия исключительно на строительстве реакторов-размножителей с большим коэффициентом воспроизводства. Наша сегодняшняя программа создания усовершенствованных реакторов-конверторов достигнет к тому времени коммерческого выхода». «...К 1980 г. основное внимание КАЭ будет уделять горючему, материалам и другим компонентам, необходимым для реакторов-размножителей. Большинство возможностей и ограничений по материалам, горючему, технологиям переработки и т. д. будет изучено и освоено к 1980 г., так что, когда улучшенные реакторы-размножители мощностью от 1000 до 1500 Мет будут готовы для использования энергетическими фирмами, точные данные по стоимости будут иметься почти для всякого планирования строительства АЭС»**.

После 1985 г. начнут вступать в коммерческую эксплуатацию все более быстрыми темпами реакторы-размножители. При этом будет продолжаться эксплуата-

ция реакторов на легкой воде, усовершенствованных реакторов-конверторов. Доля каждого типа реакторов в общей выработке электроэнергии АЭС будет зависеть от сравнительной экономичности, темпа роста мощностей АЭС, воспроизводства горючего в быстрых реакторах и цен на уран.

КАЭ намеряет вести разработку пяти типов усовершенствованных тепловых реакторов-конверторов: 1) высокотемпературного с газовым (гелиевым) охлаждением; 2) тяжеловодного с органическим теплоносителем (большой мощности для двухцелевой АЭС с опреснительной установкой); 3) с запальной зоной и зоной воспроизводства (для уран-ториевого цикла); 4) со сдвигом спектра; 5) графито-натриевого. С 1964 г. первым трем типам будет уделяться большое внимание, поскольку они имеют наибольший потенциал для достижения экономической конкурентоспособности и перспективу использования цикла Th — U²³³ почти в «размножительном» режиме.

Программа изучения и строительства усовершенствованных реакторов-конверторов признается КАЭ как обеспечивающая время, необходимое для разработки высокоэффективных реакторов-размножителей. Считается, что программа США не может основываться на предположении, что такие реакторы-размножители будут разработаны и внедрены в промышленность в короткий срок и в достаточных масштабах.

Разработка технологии усовершенствованных реакторов-конверторов представляется в США более простой задачей, решение которой позволит осуществить широкую программу строительства экономичных АЭС и предотвратить быстрое истощение ресурсов относительно недорогого урана при развитии ядерной энергетики, основанной только на тепловых реакторах типа PWR и BWR. Отмечается, что разработка реакторов-размножителей должна быть выполнена своевременно, с тем чтобы доля реакторов-конверторов и реакторов-размножителей, построенных за это время, позволила обеспечить производство дешевой электроэнергии (192).

Это замечание отражает опасение, что в связи с увеличением потребления урана и разработкой все более бедных руд цены на уран могут подняться и, следовательно, стоимость электроэнергии от реакторов-конверторов (более чувствительная к ценам на уран, чем стоимость электроэнергии от реакторов-размножителей) возрастет до значений, требующих ограничения числа строящихся, а возможно, и действующих реакторов-конверторов. Тем не менее отмечается (192), что не ожидается серьезных ограничений в развитии ядерной энергетики и что природный уран при эффективном его потреблении будет предоставляться по разумной цене. Потребность в природном уране при развитии ядерной энергетики с преимущественным использованием водо-водяных (типа PWR) и кипящих (типа BWR) реакторов приведена в табл. 2 (256). Хотя в настоящее время наблюдается перепроизводство природного урана и ожидается (256), что мировое производство урана будет уменьшаться (с ~ 20 000 в 1964 г. до ~ 14 000 т U₃O₈ в 1970 г.), это — кажущийся избыток урана.

Из табл. 2 следует, что мировая потребность в уране за 15 лет и ежегодная потребность на уровне 1980 г. весьма велики. Они не обеспечиваются запасами разведанного урана, который может быть получен по приемлемой цене, принимаемой в 17,6 долл/кг (256). В связи с этим, несмотря на кажущееся перепроизводство урана, уже в настоящее время необходимо расширение разведки урана и открытие новых месторождений, чтобы обеспечить быстрый рост ядерной энергетики в период после 1975 г. Только в этом случае

* Аналогичный обзор по СССР опубликован в журнале «Атомная энергия», 17, вып. 4, 243 (1964).

** Фирма «Дженерал электрик» (Nucleonics, 22, No. 11, 18, 1964) заявила, что она предполагает уже к 1974 г. отработать для промышленного использования экономичный реактор-размножитель, учитывая необходимость ускоренного развития этого типа АЭС и оправдания больших затрат, вкладываемых в их разработку.

Таблица 2

Потребность в природном уране (256), t U_3O_8 *

Страна или группа стран	1970 г.		1975 г.		1980 г.	
	в год	всего **	в год	всего **	в год	всего **
США	1450—3800	8 150—12 700	8 100—12 700	33 500—58 000	17 200—24 400	100 000—154 000
Другие капиталистические страны	5450—8150	25 400—30 000	12 700—17 200	72 500—100 000	21 800—29 000	163 000—218 000

* При развитии ядерной энергетики согласно данным табл. 1 с использованием реакторов типа PWR и BWR, учетом регенерации горючего, при отвале обогащенного производства 0,253% по U^{235} .

** Интегральная потребность начиная с 1965 г.

может быть обеспечен устойчивый рынок природного урана по объему и цене, от чего будет зависеть стабильность экономических показателей построенных реакторов.

Собственные надежные урановые запасы США, из которых можно добывать уран по стоимости от 11 до 22 долл/кг, оцениваются в 50—100 тыс. t . Возможные дополнительные запасы оцениваются в 250 тыс. t . Подчеркивается, что к моменту истощения запасов природного урана должны быть широко распространены усовершенствованные реакторы-конверторы и отработаны реакторы-размножители, что существенно сократит потребность в природном уране после 1980 г. Эта потребность при дальнейшем использовании АЭС с водо-водяными реакторами в США с учетом регенерации и возврата горючего составила бы (256): в 1980—1985 гг. 135 000 t (мощность АЭС 150 000 млн. $kвт$), в 1980—1990 гг. 380 000 t (мощность АЭС 280 000 млн. $kвт$), в 1980—2000 гг. 900 000 t (мощность АЭС 730 000 млн. $kвт$).

В заключительном докладе [4], подытоживающем работу конференции, Г. Сиборг заявил: «Некоторые делегаты считают, что в настоящее время не следует тратить усилия на создание реакторов-размножителей, поскольку имеющиеся в настоящее время реакторы, а также усовершенствованные реакторы-конверторы могут производить энергию в течение многих десятилетий. Этот взгляд будет значительно упрочен, если окажется возможным извлечение урана из морской воды по стоимости не выше 44 долл/кг».

Таким образом, для широкого развития ядерной энергетики в сырьевом и экономическом аспекте существует альтернатива:

либо развитие ядерной энергетики с использованием тепловых реакторов, имеющих определенное временное преимущество в степени отработки и все возрастающие размеры добычи рассеянного урана из относительно бедных руд (возможно, даже из скал и морской воды) в больших масштабах и, как следствие, зависимость стоимости электроэнергии от стоимости извлечения урана из бедных пород;

либо развитие с преимущественным использованием быстрых реакторов, технически пока еще недостаточно отработанных, с ограниченным потреблением природного урана и практически полной независимостью стоимости электроэнергии от затрат на добычу и цен на уран.

Возможны и промежуточные решения, при которых время перехода от тепловых реакторов к быстрым опре-

деляется количеством доступного дешевого урана, потребностями и планируемыми масштабами развития ядерной энергетики. Однако при наличии отработанного быстрого реактора-конвертора-размножителя это решение является паллиативным, а при отсутствии такого реактора необходимо всемерное ускорение его разработки и решение связанных с этим технических задач топливного цикла, если только не ориентироваться на переработку скал или морской воды.

За 10 лет, прошедших со дня пуска Первой АЭС, тепловые реакторы получили достаточное развитие, позволяющее осуществлять широкую программу строительства АЭС. Поэтому нет оснований считать, что отработка всего комплекса задач по созданию экономических реакторов-размножителей для большой ядерной энергетики потребует большего времени, сил и средств. Вероятно, ближайшие 5—6 лет позволят более точно оценить (может быть, уже на Четвертой Женевской конференции), какой путь развития ядерной энергетики следует предпочесть в период следующего десятилетия.

Следует отметить некоторое несоответствие в прогнозах относительно тенденций изменения цен на природный уран, высказанных Г. Сиборгом и Р. Фолкнером и В. Мак-Веєм (256). В заключительном докладе Г. Сиборг заметил [4], что «...обычно широко используемая цифра 13,2 долл/кг U является, вероятно, в настоящее время верхним пределом... Увеличение количества добываемого урана также будет приводить к снижению его стоимости». В то же время указывается (256), что «...было бы нереалистичным предполагать, что цены на уран продолжали бы оставаться на этом низком уровне более чем в течение нескольких лет. Можно ожидать более высоких цен вскоре после 1970 г. Имеется серьезная возможность, что цены будут держаться на уровне 17,6 долл/кг или менее в течение этого десятилетия, но это в большой степени будет зависеть от того, когда будет предпринята крупная разведка и каковы будут результаты этой разведки».

Создается впечатление, что в США предпринимаются интенсивные попытки убедить заинтересованные страны и отечественные фирмы, в том, что будущее ядерной энергетики, основанной на тепловых реакторах с водяным теплоносителем, обеспечено природным ураном (при условии широкой разведки и открытия новых месторождений), а также обогащенным ураном (при условии обращения к США, где резервируется 150 t U^{235} для зарубежных реакторов). При этом дается

заверение (192) «...обогащать весь уран, который потребуется в предвидимых количествах для отечественной энергетики, равно как и для внешнего рынка, могущего возникнуть в Европе и в остальных частях мира».

Экономические показатели крупных АЭС США приведены в табл. 3. Особо подчеркивается (192, 205, 256) факт предложения американскими фирмами реакторных установок по цене 140 долл./квт, а возможно,

торов, вряд ли можно согласиться, учитывая степень обоснованности в опубликованных материалах. Тем более нельзя согласиться с попыткой придать этому «прорыву» характер результата, приложимого к условиям большинства стран мира, как это предлагается в докладе фирмы «Дженерал электрик» (205).

Приведенные для АЭС в Ойстер-Крике экономические характеристики явились предметом обсуждения в материалах, опубликованных к конференции, и в ее

Таблица 3

Экономические показатели АЭС США (216, 247) [3]

Название АЭС	Год пуска	Электрическая мощность, Мвт	К. п. д., %	Энергонапряженность, Мвт/м U	Средняя глубина выгорания, Мвт·сут/кг U	Удельная стоимость, долл./квт	Стоимость электроэнергии, цент/квт·ч
Реакторы типа PWR							
«Янки»	1960	185	29,0	8,40	8000—12000	220	0,950
«Индиан-Пойнт»	1962	255	26,0	15,60	17000	350	0,731
«Сан-Онофр»	1966	395—430	31,0	6,80—7,40	20000	190—208	0,639
«Малибу»	1967	460	31,4	6,86	20000	174—187	0,470
«Коннектикут-Янки»	1967	460—490	31,0	6,85—7,25	20000	174—184	
Реакторы типа BWR							
«Дрезден»	1959	200	30,6	3,88	8600	183—245	
«Бodega-Бей»	1966	313	31,0	4,67	16000	190—212	0,582
«Найн-Майл-Пойнт»	1968	500	32,0	5,26	16000	180	0,667
«Ойстер-Крик»	1968	515—640	32,0	5,42—6,53	16000	110—140	0,350—0,405

и ниже с гарантируемой стоимостью производства электроэнергии. Как существенное достижение в области получения конкурентоспособной электроэнергии отмечается заключение фирмой «Джерси централ пауэр энд лайт» контракта с фирмой «Дженерал электрик» на строительство в Ойстер-Крике АЭС мощностью 515—620 Мвт на сумму 68 млн. долл., включая все расходы. При этом гарантируется стоимость электроэнергии 0,4 цент/(квт·ч) при коэффициенте нагрузки станции 88%. Термин «все расходы» в данном случае, по-видимому, имеет скорее юридический характер и означает, что фирма «Джерси централ пауэр энд лайт» не понесет затрат в большем объеме. Однако это не означает, что фактическая стоимость АЭС составит указанную сумму. Точно так же стоимость электроэнергии в 0,4 цент/(квт·ч) следует скорее считать как оптимистическую, тем более что она учитывает, кроме относительно низких капиталовложений, трудно осуществимый по условиям перегрузки горючего и потребления энергии высокий коэффициент нагрузки АЭС. В опубликованном недавно фирмой «Дженерал электрик» прейскуранте цен на кипящие реакторы [5] уже прямо указывается, что эти цены примерно на 12% выше приведенных в контракте на сооружение АЭС в Ойстер-Крике.

А если учесть, что в прейскурант не включены стоимость земельного участка, процент на капитал во время строительства, непредвиденные расходы, составляющие в среднем 15% от приведенных в прейскуранте цен, то фактическая стоимость АЭС в Ойстер-Крике будет на ~ 27% больше, чем указано в контракте. Поэтому с попыткой представить заключение контракта как своего рода «экономический прорыв» в области производства конкурентоспособной ядерной электроэнергии, совершенный с помощью водо-водяных кипящих реак-

кулуарах. Этот вопрос, в частности, был рассмотрен в работе [6]; было проведено экономическое сравнение таких реакторов США, как в Ойстер-Крике и в Найн-Майл-Пойнте с реакторами Канады типа CANDU. Результаты этого сравнения приведены в табл. 4. Из таблицы следует, что если сравнение вести в сопоставимых условиях, при одинаковых исходных предположениях и при едином способе учета затрат на горючее, то стоимость АЭС в Ойстер-Крике существенно возрастает против суммы, объявленной фирмой «Дженерал электрик», хотя стоимость электроэнергии несколько уменьшится. При этом стоимость электроэнергии от реактора типа CANDU оказывается сравнимой со стоимостью производства ее на реакторе «Ойстер-Крик» и существенно более низкой по сравнению с энергией, производимой на АЭС в Найн-Майл-Пойнте. Увеличение капитальных затрат на АЭС «Ойстер-Крик» объясняется в основном добавлением затрат на горючее в размере ~ 15 млн. долл., которые в канадском варианте расчета рассматриваются как капитальные вложения.

Отмечается, в частности, что стоимость электроэнергии на двух АЭС с кипящими реакторами мощностью ~ 600 Мвт, в Ойстер-Крике и Найн-Майл-Пойнте, различается примерно на 20%, хотя затраты на реакторы, оборудование и прочее должны быть примерно равными, так как реакторы строятся одной фирмой и в одно и то же время. Из указанного различия делается вывод, что экономические данные по реактору «Ойстер-Крик», по-видимому, отражают некоторый оптимизм, в то время как по реактору «Найн-Майл-Пойнт» более реалистичны. В связи с этим реактор типа CANDU оценивается как наиболее перспективный в экономическом плане, во всяком случае для условий Канады.

Таблица 4

Сравнение АЭС США и Канады [6]

Характеристика	Типа «Ойстер-Крик»			Типа «Найн-Майл-Пойнт»		Типа CANDU		
Электрическая мощность (<i>нетто</i>), Мвт	515	565	620	500	600	500	600	750
Полные капитальные затраты, млн. долл.	82,95	83,45	83,45	96,7	97,1	116,5	128,8	139,8
Капитальная составляющая, цент/(квт·ч) (процент на капитал 5,5%; срок службы 30 лет; коэффициент нагрузки 80%)	0,158	0,144	0,132	0,190	0,159	0,228	0,212	0,196
Топливная составляющая, цент/(квт·ч)	0,132	0,131	0,130	0,170	0,170	0,060	0,059	0,057
Эксплуатационная составляющая, цент/(квт·ч)	0,061	0,056	0,053	0,059	0,051	0,065	0,059	0,053
Стоимость энергии, цент/(квт·ч)	0,351	0,331	0,315	0,419	0,380	0,353	0,330	0,306

Результаты проведенного в Канаде анализа подтверждают высказанную на конференции точку зрения, которая, по-видимому, является в настоящее время общепризнанной; она состоит в том, что, исходя из экономического анализа, сделанного применительно к условиям одной страны, с учетом особенностей ее юридического законодательства (земельного, страхового, определяющего право владения ядерным топливом и т. п.), промышленных и финансовых условий этой страны (норма процента на капитал, гарантируемая правительством цена на возвращаемый плутоний, арендная плата за обогащение и необогащение горючего), нельзя делать выводов относительно экономических перспектив использования сравниваемых реакторов для других стран, где правовые, промышленные и финансовые условия могут резко отличаться от заложенных в основу анализа.

Факторами, существенно влияющими на стоимость электроэнергии, являются способ определения затрат на горючее, включая первую загрузку, и величина процента на капитал. В США, например, процент на капитал, принимаемый в расчетах, колеблется от 3 до 14%, в Великобритании процент на капитал с 1955 по 1964 г. возрос с 4 до 7,5%, в Канаде до ~ 7%, во Франции для реакторов EDF-3 и EDF-4 использована величина 7%. Для АЭС в Уилфа (Великобритания) изменение процента на капитал с 4 до 7,5% приводит к увеличению стоимости электроэнергии с 0,56 до 0,67 пенни/(квт·ч) (10, 37, 216, 559).

Как правило, повышенные капитальные затраты на строительство АЭС сочетаются с относительно невысоким процентом на капитал. Это обстоятельство позволяет получить умеренную капитальную составляющую стоимости энергии при относительно высоких капиталовложениях. Трудно, однако, сказать, в какой мере выбор величины процента на капитал и срока службы станции отражает объективные экономические условия в разных странах и технические возможности реакторов различных типов.

Столь же различные способы учета затрат на горючее, включая первую загрузку. В Великобритании при оценке стоимости электроэнергии на АЭС (559) стоимость первой загрузки включена в капитальные затраты, стоимость заменяемого горючего — в теку-

щие затраты. Отсутствует полностью кредит на плутоний, что может быть приемлемо как вариант при оценке стоимости энергии, но вряд ли отражает практическую сторону вопроса, учитывая, что накопленный плутоний предполагается использовать. В Канаде при оценке стоимости энергии к капитальным затратам относятся только стоимость половины первой загрузки, остальные расходы на горючее относят к текущим затратам. Кредит на плутоний также отсутствует, что вполне естественно, учитывая канадскую концепцию одноразового использования горючего в реакторах с очень глубоким выгоранием. В США экономические оценки основаны на различных предположениях относительно способа владения горючим (арендованное у КАЭ или приобретенное в частную собственность) и, соответственно, на различных формах расчета за него. При аренде горючего у КАЭ взимается ежегодная арендная плата в размере 4,75% от стоимости горючего, относимая на стоимость энергии. В случае приобретения горючего в частную собственность стоимость первой загрузки при расчетах стоимости энергии относят к капитальным затратам, стоимость замены горючего — к текущим затратам. Однако в объявленную стоимость АЭС затраты на первую загрузку иногда не включаются, как это сделано для АЭС «Ойстер-Крик». При расчетах используется кредит на плутоний в сумме 10 долл/г в период до 1970 г. и 8 долл/г в период после 1970 г. Согласно закону, принятому Конгрессом США, до 1 июля 1973 г. устанавливается переходный период, в течение которого ядерное горючее для энергетических нужд должно перейти полностью в частную собственность. Предоставление ядерного горючего в аренду прекращается с 1971 г. [7].

В связи с изложенным сопоставимыми можно считать лишь такие оценки стоимости энергии, которые сделаны для условий одной страны по единой методике.

Концепция развития ядерной энергетики США, основанная на преимущественном строительстве в ближайшие 20 лет АЭС с тепловыми усовершенствованными и неусовершенствованными реакторами мощностью 70 — 100 млн. квт, на наш взгляд, имеет несколько отличительных особенностей, которые побуждают считать ее не вполне удовлетворительной:

1) чрезвычайно неэффективное использование запасов доступного дешевого урана, что влечет за собой необходимость развития методов добычи и получения урана из пород, содержащих его в очень малых концентрациях, или из морской воды;

2) зависимость стоимости электроэнергии от успехов в технологии добычи и переработки бедных урановых руд во все возрастающих объемах, пропорциональных масштабам развития ядерной энергетики;

3) снижение коэффициента воспроизводства с выгоранием, в связи с чем наиболее экономичный реактор типа PWR или BWR, работающий с большой глубиной выгорания горючего, является плохим конвертором и не создает условий для эффективного и своевременного перехода к широкому использованию реакторов-размножителей.

Программа широкого использования водяных (в том числе кипящих) реакторов в США в период до 1980 г. определяется специфическими особенностями американской экономики, базирующейся на частном предпринимательстве, а также политикой КАЭ США в области расщепляющихся материалов (гарантии в предоставлении обогащенного урана и услуг по обогащению, гарантии в отношении приобретения и цен на плутоний и т. п.). Поэтому вряд ли можно считать, что объявленные экономические преимущества реакторов типа PWR и BWR будут сохраняться и за пределами территории и экономических условий США, если только какая-либо другая страна не создаст у себя соответствующих условий или не согласится поставить свою ядерную энергетику в зависимость от экономических и юридических условий, существующих в США. Именно поэтому в канадской работе [6] прямо указывается, что «...водяной кипящий реактор привлекает низкими капитальными затратами, однако он зависит от топливного цикла с обогащенным ураном со всей вытекающей отсюда политической и экономической неопределенностью».

Весьма важным фактом является то, что экономические перспективы ядерной энергетики в США основываются на сметах издержек производства электроэнергии для отдельных АЭС, а не на анализе развития ядерной энергетики как отрасли промышленности в целом, включая пропорциональное развитие предприятий топливного цикла. Учет затрат на топливный цикл, основанных на ценах, установленных КАЭ на аренду ядерного горючего (а в отдельных случаях исходя из условий частного владения им), является одним из источников дополнительной неопределенности в экономических показателях реакторов. В этом случае не учитываются дополнительные капиталовложения в предприятия топливного цикла, которые должны быть дополнительно построены в необходимых для развития ядерной энергетики масштабах. Анализ, проведенный в СССР (294), показал, что капиталовложения в предприятия топливного цикла (добыча и обогащение урана, изготовление и химическая переработка твэлов) при развитии ядерной энергетики, основанной на использовании слабообогащенного урана, значительны и могут достигать половины от капиталовложений в строительство самих АЭС (в частности, с водо-водяными реакторами). Это обстоятельство вполне объяснимо и с большой степенью достоверности инвариантно по отношению к условиям, имеющим место в СССР и США, поскольку оно обуславливается физическими особенностями реакторов на слабообогащенном уране: при малых начальных обогащениях горючего количества его, подлежащие переработке в цикле, и связанные с этой переработкой затраты весьма значительны.

Вместе с тем возврат регенерированного урана и плутония для повторного использования невелик; поэтому количества горючего, необходимые для подпитки цикла и затраты, определяемые этими количествами, также значительны.

Если учесть капиталовложения в строительство предприятий топливного цикла для ядерной энергетики, развивающейся, например, с использованием реакторов типа «Ойстер-Крик», то к 68 млн. долл., составляющим капиталовложения собственно в строительство станции, необходимо добавить еще затраты в размере 34 млн. долл. (0,5-68 млн. долл.) на развитие предприятий топливного цикла, которые или уже были сделаны ранее, или должны быть дополнительно сделаны, если для планируемого масштаба развития ядерной энергетики существующих мощностей предприятий топливного цикла недостаточно.

В любом случае при рассмотрении перспектив развития энергетики в национальных масштабах для страны, которая собирается создавать независимую ядерную энергетику на базе водо-водяных и кипящих реакторов со слабообогащенным ураном, затраты на строительство предприятий топливного цикла и на загрузку их горючим являются весьма существенными.

С учетом сказанного полные капитальные затраты на строительство АЭС мощностью 620 Мвт в Ойстер-Крике и на обеспечение ее нормальной эксплуатации составили бы 102 млн. долл., т. е. 165 долл./квт без затрат на загрузку горючего.

Естественно, при таких цифрах относительная экономическая перспектива реакторов этого класса для широкого развития ядерной энергетики может существенно измениться, если рассматривать ядерную энергетику как отрасль промышленности в национальном масштабе, а не как отдельную АЭС, для которой созданы все смежные предприятия.

Вместе с тем не подлежит сомнению возможность получения экономической энергии от водо-водяных реакторов, даже с учетом затрат на топливный цикл. Можно считать также, что Женевская конференция еще раз подтвердила необходимость форсированной разработки и строительства экономических быстрых реакторов-размножителей, так как только их использование может надежно решить проблему наиболее полного и эффективного использования запасов дешевого ядерного горючего.

Тот факт, что с учетом капиталовложений в предприятия топливного цикла развитие ядерной энергетики с преимущественным использованием быстрых реакторов оказывается экономически целесообразным и что в качестве единственной альтернативы этому пути развития на Женевской конференции было предложено изыскивать дешевую технологию переработки бедных руд, свидетельствует о том, что будущее большой ядерной энергетики за быстрыми реакторами.

Вопрос о сроке, когда будет отработан экономичный быстрый реактор и успешно решены многие связанные с его созданием задачи (ускоренная переработка и возврат в цикл горючего, разработка специального оборудования и др.), — это вопрос о темпах работы и о масштабе усилий, которые будут приложены для этого. Масштаб же усилий, в свою очередь, определяется мощностями ядерной энергетики, которые должны быть введены в ближайшем будущем.

Общая обстановка, складывающаяся как в отдельных странах, так и в быстроразвивающемся мире в целом, требует не жалеть усилий и быстрее решать проблему экономических быстрых реакторов-размножителей.

АНГЛИЯ

В 1960 г. установленные мощности электростанций в Великобритании составляли 27 млн. *квт* (561), из них 88% работало на угле и 12% — на жидком топливе. Рост потребности в электроэнергии вызывает необходимость доведения к концу 1965 г. установленных мощностей до 34 млн. *квт*. Установленные мощности АЭС, по состоянию на сентябрь 1964 г., составляли 1,25 млн. *квт*; АЭС производили 5% электроэнергии в стране (559). Предполагается, что к 1970 г. общая мощность электростанций составит 67 млн. *квт*, в том числе 76% на угле, 15% на жидком топливе и 7,5% (или 5 млн. *квт*) на ядерном горючем. Эти АЭС должны покрывать 12% потребности в электроэнергии, по-

скольку их намечается использовать в базисном режиме работы (с коэффициентом нагрузки 0,75—0,85).

Общие расходы на первую программу сооружения АЭС в Великобритании, включая затраты на первые загрузки реакторов, превышают 600 млн. *ф. ст.* (1680 млн. *долл.*), что составляет в среднем около 120 *ф. ст./квт-нетто* (336 *долл./квт-нетто*) без учета капиталовложений в предприятия топливного цикла (табл. 5).

При строительстве тепловых электростанций мощностью 100—275 *Мвт*, введенных в 1962 г., удельная стоимость составляла 50 *ф. ст./квт-нетто*. В период 1965—1970 гг. ожидается, что эти затраты составят около 37 *ф. ст./квт-нетто*, т. е. будут значительно ниже, чем удельная стоимость самой совершенной

Таблица 5

Капитальные затраты и исходные характеристики АЭС Великобритании (559)

АЭС	Год пуска первого реактора	Гарантированная мощность, <i>Мвт</i>	Коэффициент полезного действия, %	Энергонапряженность горючего, <i>Мвт/т U</i>	Капитальные затраты	
					<i>ф. ст./квт</i>	<i>долл./квт</i>
«Беркли»	1962	275	24,4	0,59	186	516
«Брадуэлл»	1962	300	28,2	0,63	176	488
«Хантерстон»	1964	300	28,3	0,60	*	*
«Хинкли-Пойнт»	1964	500	26,4	0,72	150	416
«Траусвинит»	1964	500	29,4	0,85	137	380
«Дандженесс»	1965	550	32,9	0,92	114	311
«Сайзуэлл»	1965	580	30,5	0,91	107	297
«Олдбери»	1966	600	33,6	1,02	108	299
«Уилфа»	1968	1180	31,5	1,00	100	278

* Определяется соглашением.

Таблица 6

Стоимость электроэнергии на АЭС Великобритании, *пенс/(квт·ч)* (559)

АЭС	При сроке службы 25 лет, коэффициенте нагрузки 75% и выгорании 3000 <i>Мвт·сутки/т U</i>			При сроке службы 25 лет, коэффициенте нагрузки 85% и выгорании 4000 <i>Мвт·сутки/т U</i>		
	капитальная составляющая *	текущие затраты **	стоимость электроэнергии	капитальная составляющая *	текущие затраты **	стоимость электроэнергии
«Беркли»	0,83	0,38	1,21	0,68	0,30	0,98
«Брадуэлл»	0,77	0,30	1,07	0,62	0,24	0,86
«Хинкли-Пойнт»	0,69	0,35	1,04	0,56	0,27	0,83
«Траусвинит»	0,63	0,33	0,96	0,50	0,27	0,77
«Дандженесс»	0,50	0,24	0,74	0,40	0,20	0,60
«Сайзуэлл»	0,47	0,26	0,73	0,38	0,21	0,59
«Олдбери»	0,47	0,23	0,70	0,38	0,19	0,57
«Уилфа»	0,44	0,23	0,67	0,35	0,19	0,54

* Капитальная составляющая включает процент на капитал (в том числе в период строительства), амортизационные отчисления и начальную загрузку.

** Текущие затраты включают замену горючего, процент за его использование, изготовление твэлов, затраты на другие работы, а также на страхование, косвенные расходы и обложения.

Примечание. 1 *пенс* = 1,16 американского цента.

АЭС в Уилфа с двумя магноксовыми реакторами мощностью по 590 Мвт каждый (100 ф. ст/квт-нетто). Предполагают, что топливная составляющая стоимости энергии АЭС снизится с 0,25 до 0,15 пенса/(квт·ч) (табл. 6). Топливная составляющая стоимости энергии обычных электростанций в период 1965—1970 гг. ожидается 0,35—0,50 пенса/квт·ч в зависимости от источника топлива и дальности транспортировки.

Отмечается (561), что показатели для обычной энергетики «менее драматичны», чем для ядерной, но разрыв между ними непрерывно уменьшается, хотя и с меньшей скоростью, чем предполагалось в 1955 г.

В табл. 5 приведены данные, характеризующие прогресс технических и экономических показателей АЭС с магноксовыми реакторами. Стоимость электроэнергии от указанных АЭС довольно высока (см. табл. 6), однако она приведена в докладе для иллюстрации влияния характеристик реактора на стоимость энергии, в предположении отсутствия кредита на плутоний.

В период 1970—1975 гг. по плану Центрального энергетического управления намечено увеличение мощностей энергетики на 5 млн. квт. Однако в докладе Управления по атомной энергии Великобритании указывается (559), что эта программа «... если мы действительно хотим сделать ядерную энергию привлекательной», мала. «Даже консервативные предположения показывают, что ядерная энергия в этот период будет экономичной».

Тип реактора для второй программы еще не выбран. Отмечается, что каждый тип реактора может проявить свои преимущества при определенных экономических условиях. С точки зрения УАЭ газо-графитовый реактор на обогащенном уране (AGR) является самым выгодным для английских условий; однако, прежде чем сделать окончательный выбор, предполагается внимательно изучить возможности водяных реакторов. Следует отметить, что в программу разработок включен тяжеловодный реактор с ядерным перегревом пара мощностью 100 Мвт, который намечается пустить в 1968 г. Предполагают, что этот реактор будет конкурентоспособен в большом диапазоне мощностей.

Значительная доля затрат расходуется на разработку быстрых реакторов (559), поскольку от этого зависит широкое развитие ядерной энергетики, обеспечивающей дешевую электроэнергию. Ставится задача достичь выгорания 5% и изучить инженерные проблемы крупных реакторов. При получении результатов, позволяющих выбрать вид горючего и конструкцию реактора, предполагается решить вопрос о строительстве прототипного реактора, который должен продемонстрировать эксплуатационные характеристики коммерческих быстрых реакторов мощностью 1000 Мвт. В случае успешного осуществления программы такой прототип будет пущен вскоре после 1970 г. Первая коммерческая АЭС с быстрым реактором может быть введена в строй к концу 70-х годов.

Известная неопределенность английского пути развития ядерной энергетики была отмечена на конференции и явилась предметом вопросов и дискуссий, в ходе которых английские специалисты вынуждены были в конечном счете защищаться тезисом, что «нет более экономичного реактора, чем тот, который принят для серийного производства». Это положение является лишь относительно правильным, хотя в определенных экономических условиях (при наличии созданных специализированных отраслей промышленности по производству реакторного оборудования и материалов) оно может явиться решающим аргументом при выборе типа реактора для продолжения программы развития ядер-

ной энергетики. В этом смысле логичным представляется дальнейшее развитие магноксовых реакторов в направлении повышения температуры теплоносителя (с целью увеличения к. п. д.) и повышения обогащения (с целью уменьшения размеров реактора и снижения капитальных затрат).

Несколько неожиданным является соображение, что «возможно, пройдет 30—40 лет, прежде чем в отсутствии быстрых реакторов существенным фактором окажется необходимость сохранения урановых ресурсов» (559). Это замечание в определенной степени противоречит выводам, которые можно сделать из докладов, где сопоставляются размеры достоверных запасов дешевого урана с масштабами потребностей в нем для нужд ядерной энергетики, если она будет развиваться в соответствии с достигнутыми экономическими показателями. В частности, говорится (164), что достоверно оцененные запасы урана малы и, чтобы обеспечить растущую ядерную энергетику ураном после 1975 г., необходимо приложить серьезные усилия и обеспечить достоверную оценку известных и интенсивную разведку новых месторождений, способных обеспечить дешевый уран (22 долл/кг). Это тем более существенно и должно быть предпринято немедленно, так как «... можно предположить, что новые важные месторождения будут открыты в ближайшие 5 лет и потребуются еще 5 лет для того, чтобы они начали давать продукцию».

Высказывание относительно срока возникновения потребности в быстрых реакторах, по-видимому, характерно для английских условий и, возможно, для условий в некоторых других странах, так как при относительно небольших масштабах развития обычной энергетики в Великобритании можно представить себе масштабы строительства АЭС, при которых необходимость в использовании U^{238} в качестве горючего и в строительстве быстрых реакторов в ближайший период может не быть острой. Однако, если (как можно ожидать) технико-экономические показатели реакторов-размножителей будут лучшими, чем усовершенствованных тепловых реакторов, то это побудит и страны с относительно невысоким уровнем развития энергетики ускорить строительство АЭС с быстрыми реакторами.

Заслуживают внимания некоторые данные по стоимости топливного цикла для реакторов магноксового типа, AGR и SGHW и влиянию масштаба программы строительства АЭС на стоимость топливного цикла (159a, 159b).

Эти данные представляют интерес, поскольку, во-первых, они даются со ссылкой на эксперимент и промышленное производство, например при сравнении стоимости изготовления твэлов из плутония и урана; во-вторых, они относятся, в частности, к твэлам реактора AGR из двуокиси урана при смеси двуокиси урана и плутония в оболочке из нержавеющей стали ($\varnothing 15 \times 0,4$ мм), т. е. к наиболее широко распространенному в различных реакторах виду композиции и конструкции твэлов; и, наконец, в-третьих, уровень облучения отработанных твэлов AGR, рассматриваемый при экономическом анализе, равен 12 000—20 000 Мвт·сутки/т (т. е. является достаточно высоким), а также представлятельным для исследований применительно к энергетическим режимам работы АЭС.

В частности, указывается, что для предприятий топливного цикла (диффузионного завода, завода по изготовлению твэлов и завода по химической переработке отработавшего горючего) существуют минимальные, экономически оправданные производительности. Применительно к программе строительства реакторов типа AGR (в которых используется уран обогащением

2%) минимальная производительность диффузионного завода определена в 400 *т/год*, что соответствует минимальной программе строительства реакторов типа AGR суммарной мощностью 10 млн. *квт*. Отмечается, что этот завод будет потреблять 2—3% электроэнергии, вырабатываемой реакторами, а стоимость затрат по разделению составит 15—20 *ф. ст/т U* (42—56 *долл/т U*). При стоимости природного урана для этого завода, равной 19,6 *долл/т U*, рудная составляющая будет около 50% от стоимости обогащенного урана. Капитальные затраты на строительство завода, согласно оценкам, составят около 5% капитальных затрат на строительство АЭС.

Капитальные затраты в металлургии урана и производство твэлов для того же масштаба развития ядерной энергетики оценены в размере 2—4% от капитальных затрат на строительство АЭС. Ориентировочная стоимость завода по химической переработке твэлов из металлического природного урана производительностью 3000 *т/год* и стоимостью того же завода с дополнительным оборудованием в технологической схеме для переработки твэлов реактора типа AGR из окиси 2%-ного урана производительностью до 500 *т/год* определена в сумме 42 и 48 млн. *долл* соответственно (15 и 17 млн. *ф. ст.*). В связи с трудностями ремонта в процессе эксплуатации срок службы такого завода определяется только в 10 лет. Поэтому капитальная составляющая затрат на переработку может превышать 90%. В табл. 7 приведены также затраты на изготовление, транспортировку и химическую переработку твэлов реакторов магноксового типа и типа AGR.

Таблица 7

Затраты на изготовление, транспортировку и химическую переработку твэлов реакторов магноксового типа и типа AGR

Твэлы	Обогащение урана, %	Необлученные твэлы, <i>долл/кг</i>		Выборочное, <i>Мет. сумки/т</i>	Отработавшие твэлы, <i>долл/кг</i>	
		изготовление	транспортировка		транспортировка	химическая переработка
Магноксовых реакторов	Природный	16,8	0,14	4000	0,70	5,6—8,4
Реакторов типа AGR	2	64,4	0,70	20000	2,80	16,8

В связи с возможным использованием плутония в тепловых реакторах проведено сравнение затрат на изготовление твэлов реактора типа AGR в урановом и уран-плутониевом вариантах для завода производительностью 250 *т/год* (159 *с*). Капитальные затраты на сооружение завода для выпуска твэлов из смеси двуокиси урана и двуокиси плутония превышают примерно на 2,8 млн. *долл.* (1 млн. *ф. ст.*) капитальные затраты на строительство завода для выпуска тех же твэлов из двуокиси урана 2%-ного обогащения. Стоимость изготовления твэлов из $UO_2 + PuO_2$ в предположении полной и равномерной загрузки завода превышает стоимость их изготовления из двуокиси урана на 14—28 *долл/кг U* (5—10 *ф. ст/кг U*). Подчеркивается, что эти цифры подтверждаются опытом плутониевого

производства в Уиндскейле. Отмечается, что удорожание производства твэлов (связанное с использованием плутония) в пересчете на электроэнергию дает 0,01 *пенс/квт·ч* и при ожидаемой полной величине топливной составляющей 0,10—0,15 *пенс/(квт·ч)* не превышает 10%. Поэтому оно не может быть решающим фактором в выборе способа обогащения.

Из английских докладов по топливным циклам следует:

1) капитальные затраты на сооружение заводов по химической переработке и изготовлению твэлов сопоставимы по размерам (42—48 и 36—64 млн. *долл.* при удельных капиталовложениях в строительство реакторов типа AGR 180 *долл/квт*), что в известной степени расходится с нашими представлениями.

2. Удорожание стоимости электроэнергии, связанное с дополнительными затратами на строительство и эксплуатацию завода по изготовлению плутониевых твэлов, весьма незначительно. Это может служить дополнительным подтверждением достаточной экономичности уран-плутониевого цикла.

3. Общие капиталовложения в топливный цикл без учета капиталовложений в рудную промышленность могут составлять 11—13% от капиталовложений в АЭС.

ФРАНЦИЯ

Установленные мощности всех электростанций Франции составляли в 1963 г. 24 млн. *квт* (табл. 8).

Таблица 8

Энергетика некоторых зарубежных стран в 1963 г. [8, 10]

Страна	Выработка электроэнергии, млрд. <i>квт·ч/год</i>	Установленные мощности			
		всего, млн. <i>квт</i>	на тепловых электростанциях, %	на гидроэлектростанциях, %	
США	900	220	80	20	
Великобритания	150	41	90	10	
Канада	140	28	10	90	
Япония	125	30	50	50	
ФРГ	95	31	80	20	
Франция	80	24	50	50	
Италия	79	21	39	61	
Швеция	48	10	10	90	
Норвегия	40	8,4	—	~100	
Швейцария	24	6	—	~100	
Индия	23	7	60	40	
Испания	18	7,5	30	70	

Более 70% энергии вырабатывалось гидроэлектростанциями, остальная часть — тепловыми электростанциями (43) [8]. Намечено, что в 1966—1967 гг. мощности АЭС составят 850 *Мет*. Это позволит удовлетворить около 5% национальной потребности в электроэнергии. В 1970—1971 гг. доля ядерной энергетики в покрытии потребности должна возрасти до 7,5—8,0%.

В период после 1965 г. ожидается существенное увеличение потребности в энергии, которая должна покрываться либо за счет ввоза топлива, либо за счет ядерной энергетики (табл. 9).

Таблица 9

Потребность и выработка электроэнергии
во Франции (млрд. *квт.ч*)

	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1985 г.
Потребность . . .	103	150	205	410
Возможная выработка:				
на гидростанциях	43,5	51	59	70
на тепловых станциях	26,1	28,4	29	30
Дефицит	31,4	68,6	116	310

Для удовлетворения этих потребностей необходимо ввести следующие мощности тепловых электростанций: в 1965—1970 гг.— 6,9 млн. *квт.*, в 1970—1975 гг.— 10 млн. *квт.*, в 1975—1985 гг.— 35 млн. *квт.* Считается, что это положение открывает огромные возможности перед ядерной энергетикой; это в будущем позволит существенно увеличить долю потребностей в энергии, удовлетворяемую с помощью национальных ресурсов (31).

В настоящее время во Франции работают три АЭС G-1, G-2 и EDF-1 общей мощностью 150 *Мвт*. Дальнейшее строительство АЭС мощностью от 200 до 500 *Мвт* (EDF-2, EDF-3, EDF-4) позволит приблизиться к получению конкурентоспособной электроэнергии. Некоторые технические и экономические характеристики крупных французских АЭС приведены в табл. 10.

Программа развития ядерной энергетики во Франции базируется на газо-графитовых реакторах с природным ураном. Подчеркивается, что снабжение им

может быть организовано из многих стран, в то время как снабжение обогащенным ураном требует ориентации на единственный источник, поскольку обогащенные заводы в Великобритании и Франции имеют небольшую производительность и поэтому не могут конкурировать по цене и масштабам производства на мировом рынке. Отмечаются большие потребности в иностранной валюте на создание запасов обогащенного урана.

Строительство газо-графитовых реакторов в ближайший период французами расценивается как «привосходная отправная площадка для широкого развития ядерной энергетик, способной удовлетворить потребность страны». Поскольку реакторы типа EDF мощностью 500 *Мвт* признаются конкурентоспособными для условий Франции, предполагается дополнить существующую программу строительства газо-графитовых реакторов (см. табл. 10) на период до 1970 г. тремя реакторами общей мощностью 1500 *Мвт* (31). Установленные мощности АЭС к 1980 г. могут составить 8,5—16,0 *Мвт* и удовлетворять 15—30% потребностей страны в электроэнергии. Потребность в природном уране в этом случае составит (72): в 1975 г.— 1400—1800 *т/год*, в 1980 г.— 2600—4800 *т/год*; в 1985 г.— 6600—8600 *т/год*.

Такая высокая потребность в уране обусловливается тем, что в ближайший период не предусматривается регенерации отработавшего горючего, а предполагается увеличивать глубину его выгорания в реакторе. Поскольку собственные ресурсы оцениваются примерно в 50 000 *т* природного урана (этого количества при годовом потреблении около 1200 *т* хватит на 30—50 лет), Франция вынуждена искать за рубежом дополнительные источники урана (72). Этим объясняется развитие работ во Франции по тяжеловодным реакторам с газовым охлаждением и реакторам-размножителям. Тяжеловодные реакторы считаются весьма подходящими для промежуточной стадии развития ядерной энергетик, и их развитие является логическим

Таблица 10

Технико-экономические показатели АЭС Канады и Франции (1, 10, 31, 37—39) [9]

АЭС	Год пуска реактора	Мощность, <i>Мвт</i>	К. п. д., %	Энергонапряженность, <i>Мвт/т U</i>	Средняя глубина выгорания <i>Мвт × сут/т U</i>	Удельная стоимость <i>долл/квт **</i>	Стоимость электроэнергии, <i>цента/квт.ч</i>
Тяжеловодные реакторы (Канада)							
«Дуглас-Пойнт»	1964	203	29,1	4,88	8 800	349	0,509—0,550
«Онтарио-Гидро»	1970	457×2	29,7	5,21	10 500	238	0,357—0,373
Газо-графитовые реакторы (Франция)							
EDF-2	1964	200	25,0	0,80—0,85			
EDF-3	1966	480	31,8	1,14—1,17	3500	248	0,592—0,663
EDF-4	1967	480	30,0	1,08—1,17	3500	235	0,59—0,66
Тяжеловодные реакторы (Франция)							
EL-4 (модернизация)		500 *	35,0	6,25	8700—15 000	240	0,34

* Возможно, что мощность будет установлена в 300 *Мвт*.

** 1 канад. долл.=0,933 амер. долл.

продолжением развития газо-графитовых реакторов, поскольку в них легко получить: энергонапряженность горючего в 5 раз большую, а объемную плотность энерговыделения в активной зоне в 8 раз большую, чем в реакторе EDF-4; более низкий расход горючего на 1 кет·ч выработанной энергии; кроме того, в них почти полностью используется загруженный U^{235} и практически удваивается выработка энергии с единицы веса загруженного U^{235} за счет сжигания накопленного плутония. Полагают (39), что тяжеловодные реакторы могут обладать самой низкой топливной составляющей по сравнению с любыми другими реакторами и их экономические показатели в меньшей степени зависят от цен на природный уран.

Освоенность реакторов-размножителей считается меньшей, чем тяжеловодных реакторов, в связи с чем их промышленное использование рассматривается как возможное на третьей стадии развития ядерной энергетики во Франции. Полагают (31), что «пока нет возможности точно предсказать время, когда будут иметь существенное промышленное значение другие типы реакторов (в частности, тяжеловодные и размножители)».

Несмотря на высказанную точку зрения относительно планов длительного хранения выгруженного горючего от газо-графитовых реакторов на конференцию были представлены несколько французских докладов по химической переработке облученного топлива и возможной экономике этого процесса (64, 98). Это свидетельствует, что во Франции, по-видимому, разделяется мнение, что применительно к газо-графитовым реакторам, которые относительно слабо используют накопленный плутоний в связи с малой глубиной выгорания, отказ от химической переработки и возврата горючего в цикл является экономически недостаточно обоснованным. Это может быть понятно лишь как временная мера до строительства химического завода при небольшой программе развития. Вряд ли также можно считать оправданной в долгосрочном плане ориентацию на металлическое горючее при работе реакторов в энергетическом режиме, учитывая ограниченность перспектив дальнейшего увеличения глубины выгорания в нем.

КАНАДА

В 1961 г. все установленные электрические мощности в Канаде составляли 24,9 млн. кет, в том числе 20,0 млн. кет на гидростанциях и 4,9 млн. кет на тепловых электростанциях. По прогнозам, рост потребности в энергии до 1980 г. составит около 6,4% в год. Предполагается, что установленные электрические мощности в 1981 г. составят 70—80 млн. кет, в том числе на гидростанциях 50—58 млн. кет и на тепловых электростанциях 15—17 млн. кет. Мощности АЭС, согласно оценкам (1), должны составить: в 1971 г. — 0,7—1,2 млн. кет, в 1976 г. — 2,0—3,0 млн. кет и в 1981 г. — 5,0—7,0 млн. кет.

Основным типом реактора, на котором предполагается базировать развитие ядерной энергетики, является тяжеловодный реактор на природном уране с использованием в первый период в качестве теплоносителя тяжелой воды (под давлением), а затем, возможно, кипящей тяжелой или легкой воды или органической жидкости. Химическая переработка ядерного горючего в ближайший период не предполагается. Реакторы рассчитываются на режим работы с глубоким одноразовым выжиганием горючего, при котором достаточно интенсивно используется накопленный плутоний. При расчетах стоимости электроэнергии кредит на плу-

тоний и выгоревшее горючее не учитывается. Экономические показатели АЭС приведены в табл. 9. Следует отметить, что при режиме работы «на выброс» топливная составляющая стоимости энергии равна ~ 20%. Структура стоимости электроэнергии при удельной стоимости АЭС ~ 250 канад. долл./кет приведена в табл. 11.

Таблица 11

Стоимость электроэнергии (канад. цент/кет·ч) от АЭС с реактором типа CANDU мощностью 457 Мвт-нетто на двуокиси природного урана

Составляющая стоимости энергии	Теплоноситель			
	D ₂ O, под давлением	D ₂ O, кипящая	H ₂ O, кипящая	органика *
Капитальная составляющая	0,250	0,241	0,242	0,233
Эксплуатационная составляющая (включая ремонт)	0,060	0,057	0,059	0,039
Топливная составляющая	0,073	0,073	0,068	0,086
Полная стоимость энергии	0,383	0,371	0,369	0,358

* Горючее — карбид урана (10).

Стоимость тяжелой воды принималась по 45,2 канад. долл./кг, что составляет 20—25% от капитальных затрат на строительство установки, т. е. сравнительно немного. Получение тяжелой воды по такой стоимости предполагается наладить с вводом в действие канадского завода по тяжелой воде производительностью до 400 т/год. Пуск этого завода планируется на 1966 г. (1,11).

Канада является одним из главнейших поставщиков, природного урана и будет им оставаться в течение длительного времени, по крайней мере до 1980 г. (24, 164). Запасы дешевого урана позволят обеспечить не только относительно небольшой масштаб развития национальной ядерной энергетики без повторного использования горючего, но и обеспечить весьма значительный экспорт природного урана, который, согласно прогнозам, должен удовлетворить до 75% потребности капиталистических и развивающихся стран в природном уране для ядерной энергетики (24, 164). Таким образом, канадский путь развития ядерной энергетики представляется вполне обоснованным применительно к условиям Канады и, на наш взгляд, неприемлемым для стран, где такие условия отсутствуют.

ИТАЛИЯ

Установленные мощности электростанций Италии в 1963 г. составляли 21 млн. кет, в том числе 61% гидроэлектростанций. К 1973 г. установленные мощности предполагается довести до 36,24 млн. кет, из которых 3,19 млн. кет, или 8,8%, должны составить установ-

Таблица 12

Действующие, строящиеся и проектируемые АЭС в некоторых странах
(550, 577, 603, 606, 741) [1, 8, 11, 12, 13, 14]

Страна	Месторасположение АЭС	Тип реактора	Электрическая мощность, Мвт	Примечание
Действующие				
Италия	Гарильяно (проект SENN)	BWR	150—200	Построен с участием США (фирма «Дженерал электрик»)
Италия	Трино (проект SELNI)	PWR	176—240	Построен с участием США (фирма «Вестингауз»)
Италия	Латина (проект SIMEA)	Магноксовый	200	Построен с участием Великобритании
Строящиеся				
Бельгия, Франция	Чуз (проект SENA)	PWR	240	Строится с участием США (фирма «Вестингауз»)
ЧССР	Богунце	Тяжеловодный с газовым охлаждением	150	Строится с участием СССР
ГДР	Рейнсберг	С водой под давлением	70	Строится с участием СССР
ФРГ	Карлсруэ	Тяжеловодный	57	Строит фирма «Симменс—Шуккер—Верке»
ФРГ	Гундремминген	BWR	237	Строится с участием США (фирма «Дженерал электрик»)
Япония	Токаи-Мура	Магноксовый	149	Строится с участием Великобритании
Швеция	Марвикен	Тяжеловодный с ядерным перегревом	138—200	
Планируемые				
Индия	Тарапур	BWR	380	Планируется с участием США (фирма «Дженерал электрик»)
Индия	Рана-Пратар-Сагар	CANDU	400	Планируется с участием Канады
Индия	Калпакам	Тяжеловодный, кипящий	400	Планируется с участием Швеции
Пакистан	р-н Карачи	CANDU	132	Планируется с участием Канады
ФРГ	Обригейм	PWR	280	Планируется фирмой «Симменс—Шуккер—Верке»
ФРГ	Линген	Кипящий с газовым перегревом	160—250	Планируется фирмой AEG
ФРГ	Байерн	Тяжеловодный с газовым охлаждением	100	Планируется фирмой «Симменс—Шуккер—Верке»
Испания	Зорита	PWR	140	Планируется с участием США (фирма «Вестингауз»)
Швеция	Симпвари	BWR	60	
Япония	Нет сведений	PWR	300	Планируется с участием США

Таблица 13

Развитие ядерной энергетики в Индии

Год	Мощность АЭС, млн. кет	Вся мощность, млн. кет
1966	—	12
1971	1,2	24
1976	3,0	38
1981	8—10	60
1986	18—20	90

ленные мощности АЭС [10]. Начав в 1958 г. практически с нуля Италия построила по контрактам с США и Великобританией и ввела в эксплуатацию три крупные АЭС с тремя типами реакторов: водяным кипящим, водяным под давлением и газо-графитовым. Общая мощность АЭС составляет 525 Мет.

В 1965 г. мощность этих электростанций будет доведена до ~ 600 Мет с годичной выработкой электроэнергии 4,2 млрд. кет·ч. Это эквивалентно 4,8% всей итальянской потребности в электроэнергии, которая составит в 1965 г. 87 млрд. кет·ч (24).

По введенным мощностям АЭС Италия занимает сейчас четвертое место в мире и идет впереди Канады и Франции.

Отметим, что в докладе Великобритании (131), посвященном вопросам международного сотрудничества, рекомендациям по программам развития национальной ядерной энергетики и выбору типа реактора, приводится примерный график, определяющий сроки разработки и строительства АЭС. По этому графику период строительства АЭС до вывода ее на полную мощность определяется в 4 года, что подтверждается опытом Италии (550). Сокращение сроков строительства дополнительно снижает стоимость АЭС и улучшает их экономические показатели, а также в какой-то мере отражает конкурентную борьбу за рынки сбыта энергетических реакторов со стороны фирм-поставщиков.

Опыт эксплуатации реакторов различного типа в Италии позволит выбрать основной тип реактора для национальной ядерной энергетики.

ДРУГИЕ СТРАНЫ

Возрастание интереса к ядерной энергетике наблюдается во многих других странах мира. Строятся крупные АЭС в ЧССР, ГДР, ФРГ, Японии, Швеции. Планируется строительство АЭС в Индии, Пакистане, Испании (табл. 12). Типы реакторов, намечаемых к использованию, в основном те же, что и в рассмотренных странах. В качестве характерных особенностей национальных программ можно отметить следующие: а) проведение в сотрудничестве с Советским Союзом разработки и строительства АЭС в ГДР и ЧССР; б) строительство с помощью иностранных подрядчиков АЭС с одним или несколькими различными типами реакторов в Японии, Индии, Пакистане, Испании; в) ориентация Швеции на тяжеловодные реакторы, включая кипящие с ядерным перегревом пара; г) широкое промышленное опробование АЭС с реакторами нескольких различных типов в ФРГ.

Определенный интерес проявляется к ядерной энергетике со стороны Бельгии, ОАР, скандинавских и латиноамериканских стран. Общая точка зрения, как правило, состоит в том, что даже в странах, достаточно обеспеченных топливом и гидроресурсами, существуют районы, где затруднено снабжение топливом и энергией и где именно в ядерной энергетике можно видеть экономически наиболее выгодное решение проблем энергоснабжения.

Развивающиеся страны, население которых составляет более 70% населения земного шара, потребляют всего 14,8% вырабатываемой в мире электроэнергии. По прогнозам (741), основным источником энергии в этих странах будет обычное топливо, запасы которого (при ожидаемом приросте потребления энергии 8—9% в год) будут истощены в ближайшие несколько десятков лет. Поэтому в развивающихся странах проводятся широкие исследования по определению необходимых национальных масштабов развития ядерной

энергетики. Например, в Индии ей отводится важная роль (табл. 13).

Изучение показало, что в Индии АЭС мощностью менее 400 Мет уже в настоящее время могут конкурировать с обычными тепловыми станциями, работающими на дальнепривозном топливе. АЭС в Индии будут в основном строиться в западной и южной частях страны. Запасы природного урана достаточны для обеспечения ядерной энергетики указанного масштаба до 1975—1976 гг. Дальнейшее развитие ядерной энергетики потребует использования запасов тория. Это считается возможным при условии использования плутония, который предполагается получить от реакторов на природном уране. Из суммарной мощности АЭС в 1,2 млн. кет к 1971 г. 800 Мет будут обеспечиваться тяжеловодными реакторами на природном уране. Извлеченный из отработавшего горючего плутоний будет использован в смеси с ураном или торием во вновь вводимых реакторах.

Чтобы достигнуть уровня энергоснабжения, существующего в индустриальных странах, развивающиеся страны должны уделять достаточное внимание развитию ядерной энергетики. Конкретные пути ее развития в каждой стране определяются спецификой местных условий.

ВЫВОДЫ

1. Ядерная энергетика вступает в стадию технической и экономической зрелости. В ближайшие 10—15 лет она займет существенное место в удовлетворении потребности в электроэнергии во многих странах.

2. Типы реакторов, на которых предполагается базировать программу развития ядерной энергетики, различны в разных странах.

На выбор типа реактора существенное влияние оказывают масштабы потребности в ядерной энергетике и сроки, когда ее развитие становится настоятельно необходимым, предшествовавшие созданию в стране промышленности по производству обогащенного урана и плутония, степень технической отработки реакторов, экономическая конъюнктура в стране, а также система государственных гарантий по расчетам за ядерное горючее, в особенности за отработанное.

Развитие ядерной энергетики в ближайшие 15—20 лет предполагается основывать:

в США — на водо-водяных реакторах со слабообогащенным ураном типа PWR и BWR с постепенным переходом через усовершенствованные тепловые реакторы-конверторы к быстрым реакторам-размножителям;

в СССР — преимущественно на быстрых реакторах-конверторах с постепенным переводом их в режим

работы реакторов-размножителей при ограниченном строительстве в ближайший период реакторов типа Ново-Воронежской и Белоярской АЭС (на тепловых нейтронах) в районах, где это экономически оправдано; в Великобритании — на газо-графитовых реакторах с природным ураном магноксового типа, затем на газо-графитовых реакторах с обогащенным ураном типа AGR, или водо-водяных реакторах типа PWR или BWR с постепенным переходом к быстрым реакторам-размножителям;

во Франции — на реакторах типа EDF с постепенным переходом к быстрым реакторам-размножителям или к тяжеловодным реакторам;

в Канаде — на реакторах типа CANDU.

3. Концепция развития крупной ядерной энергетики с быстрыми реакторами-размножителями признана как главное перспективное направление всеми основными высокоразвитыми странами. Расхождений в отношении к этой концепции касаются только оценок времени и масштаба усилий, необходимых для решения всего комплекса проблем, связанных с созданием экономичной ядерной энергетики с такими реакторами.

В перспективе большинство стран, за исключением Канады, ориентируется на переход к строительству быстрых реакторов-размножителей.

Время, когда переход к реакторам-размножителям признается необходимым, определяется масштабами развития ядерной энергетики и доступными ресурсами дешевого урана для тепловых реакторов. Это время в разных странах оценивается от 10 до 40 лет.

Время, когда переход к реакторам-размножителям признается возможным, исходя из степени инженерной разработки проблемы, определяется научными и техническими усилиями и материальными средствами, направляемыми на решение этой проблемы, которые, в свою очередь, зависят от того, насколько эта проблема считается первостепенной и каковы планируемые масштабы строительства АЭС. Завершение инженерной разработки реакторов ипуск крупных экономичных прототипов мощностью до 1 млн. кет можно ожидать к 1970—1972 гг.

Возможность использования быстрого реактора в качестве конвертора в переходный период позволяет несколько сократить этот срок и делает его независимым от времени, необходимого для накопления плутония на тепловых реакторах.

В период отработки АЭС и топливного цикла энергетики с реакторами-размножителями в районах, где, по экономическим соображениям, это является необходимым, целесообразно строительство некоторого количества конкурентоспособных (по сравнению с угольными электростанциями) АЭС с реакторами на тепловых нейтронах с возможно более высоким выгоранием горючего, высокой надежностью и высоким к. п. д.

4. Экономические показатели АЭС (в особенности стоимость электроэнергии), полученные в разных странах, непосредственно нельзя сравнивать, поскольку они рассчитаны по различным национальным методикам и основаны на особенностях экономики отдельных стран. Представительным можно считать лишь сравнение реакторов различных типов на основе единой методики применительно к условиям страны, для которой рассматривается перспектива развития ядерной энергетики. Такое сравнение должно учитывать экономику предприятий топливного цикла и намечаемую динамику ввода АЭС, так как учет этих факторов может изменить степень конкурентоспособности реакторов различных типов.

5. В ближайшем будущем (примерно к 1967—1968 гг.) возможно получение конкурентоспособной электроэнергии от водо-водяных (включая кипящие), газо-графитовых и тяжеловодных реакторов. Эта возможность для большинства стран основана, в частности, на предоставлении кредита на плутоний и отработанное горючее. Исключение представляет канадский тяжеловодный реактор, который рассчитан на однократное глубокое выгорание горючего, включая значительную долю образующегося плутония.

В связи с зарождением коммерческого соревнования в области ядерной энергетики следует отметить, что некоторые экономические показатели, объявляемые фирмами по вновь разрабатываемым АЭС, могут носить в известной степени рекламный характер.

В связи с принятием в США в 1964 г. закона о передаче ядерного горючего в частное владение определенную поправку следует внести в экономические показатели АЭС, если они были получены в предположении использования арендованного у КАЭ горючего.

6. Заслуживают внимания следующие тенденции в развитии энергетического реакторостроения и топливного цикла, направление на получение более высоких экономических показателей:

е) повышение единичной мощности реакторов до 500—600 Мет, увеличение числа реакторов, устанавливаемых на АЭС, до 2—4 и повышение к. п. д. до 35—40%;

б) повышение глубины выгорания ядерного горючего до 10 000—30 000 Мет-сутки/т U и переход в большинстве вновь проектируемых реакторов на горючее в виде окиси;

в) стремление обеспечить по возможности быстрый возврат регенерированного урана и плутония в реактор созданием смешанного уран-плутониевого цикла;

г) сокращение сроков строительства АЭС, что приводит к улучшению их экономических показателей.

7) Единичные мощности реакторов различных типов, которые в настоящее время расцениваются как технически обоснованные и экономически целесообразные, составляют 500—600 Мет.

В отдельных районах (в частности, в развивающихся странах) экономически целесообразные единичные мощности могут составить 50—100 Мет.

8. Необходимая для получения конкурентоспособной электроэнергии глубина выгорания зависит от типа реактора. Однако совершенно четко выявляется тенденция к использованию в реакторах различных типов, которые должны работать в энергетических режимах (BWR, PWR, AGR, CANDU, ВВЭР, БН-350, в качестве горючего двуокиси урана в оболочках из нержавеющей стали или циркониевых сплавов. Двуокись урана приобретает характер универсального ядерного горючего, способного работать в широком диапазоне температур и выгораний в реакторах различных типов. Это обстоятельство порождает возможность создания унифицированной технологии в топливном цикле, включая создание технологии для смешанного уран-плутониевого горючего, что имеет немаловажное значение при развитии энергетики и предприятий топливного цикла в промышленных масштабах.

9. Применение смешанного топливного цикла с обогащением регенерата ядерного горючего плутонием при использовании смеси двуокиси урана и двуокиси плутония не приводит, согласно опубликованным данным, к существенному удорожанию топливной составляющей и стоимости электроэнергии. Это свидетельствует о достаточной экономичности использования этого цикла в промышленных масштабах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Выступление представителя Пакистана на пленарном заседании «В» (Третья международная конференция по мирному использованию атомной энергии. Женева, 1964).
2. Выступление Председателя КАЭ США Г. Сиборга на сессии Атомного промышленного форума 1 декабря 1964 г. в Сан-Франциско «Следующее десятилетие: возможность и вызов» (препринт).
3. Nucleonics, 22, No. 7, 54 (1964).
4. Г. С и б о р г. Заключительный доклад на Третьей международной конференции по мирному использованию атомной энергии. Женева, 1964.
5. Nucleonics, 22, No. 11, 20 (1964).

6. Canad. Nucl. Technology, 3, No. 3, 45 (1964).
7. Nuclear Industry (The Forum Memo to Member), 11, No. 8, 50 (1964).
8. Nucl. Engng., 9, No. 100, 319 (1964).
9. AECL-1950, p. 25, 29, 31 (1964).
10. Atomo e Industria, No. 3, 8 (1964).
11. Выступление представителя ЧССР на пленарном заседании «В» (Третья международная конференция по мирному использованию атомной энергии. Женева, 1964).
12. Nucleonics Week, 5, No. 10, 3 (1964).
13. W. Zinn, F. Pittman, J. Hogerton. Nuclear Power USA. N.-Y., McGraw-Hill Publication, 1964.
14. Atomwirtschaft, 9, H.8/9, 433 (1964).

Химия переработки ядерного горючего

В. Н. Прусаков, М. Ф. Пушленков

С увеличением числа реакторов разнообразного назначения (энергетических, для опреснения воды, исследовательских и др.) с каждым годом будет расти количество отработанного топлива, которое должно быть регенерировано на химических заводах. Радиохимический процесс очистки является важной составляющей топливного цикла и оказывает существенное влияние на его экономику. Решение проблемы регенерации осложняется разнообразием типов твэлов, хотя сейчас и наблюдается стремление к унификации их (связанное с преимущественным распространением двуокиси урана в качестве топлива и нержавеющей стали и циркония в качестве оболочки). Технологическому аспекту результатов, достигнутых в химии регенерации твэлов, было уделено основное внимание химических секций конференции. На эту тему было представлено более 40 докладов*.

В последние годы в области технологии регенерации отработанного ядерного горючего оформились два направления. Одно из них основано на применении водных сред и органических растворителей для выделения расщепляющихся материалов. Другое — на применении неводных процессов возгонки галогенидов тяжелых металлов, пирометаллургии и пирохимии. На конференции вопросам переработки ядерного горючего были посвящены заседания секций 2.6 и 2.7.

В представленных на секцию 2.6 докладах было дано обобщение результатов 5—10-летней эксплуатации радиохимических предприятий Великобритании (160)**, США (249), Франции (67, 65) и Бельгии (773). Описаны также проектирующиеся и строящиеся опытные заводы (установки) в Норвегии (761), Югославии (704), Швеции (418), Индии (786) и США (281). Кроме того, были доложены результаты исследовательских работ по изучению экстракционных процессов, проведенных в СССР (345, 346, 347, 348), Чехословакии (760), Польше (804), Нидерландах (758) и других странах.

Экстракционный метод переработки облученного топлива с применением трибутилфосфата (ТБФ) в качестве экстрагента в настоящее время стал классическим.

* Перечень докладов советских ученых опубликован в «Атомной энергии», 17, вып. 3, 235 (1964), а список докладов зарубежных ученых — в «Атомной технике за рубежом», № 8, 27 (1964).

** В круглых скобках указаны номера докладов.

Экстракционная технология достаточно хорошо освоена и проверена в промышленных масштабах (США, Великобритания, Франция и Бельгия). Действующие заводы, как правило, включают три урановых и два плутониевых экстракционных цикла, предназначенных для извлечения и отделения этих элементов, а также для очистки их от осколочных элементов.

Однако, несмотря на достигнутые успехи в экстракции, во многих странах продолжают исследоваться работы в целях улучшения существующей технологии и изыскания более экономичных способов осуществления процессов. Наблюдается тенденция к сокращению числа экстракционных циклов за счет усовершенствования отдельных операций и применения более эффективных реагентов в окислительно-восстановительных процессах при отделении плутония, а также за счет использования селективных комплексобразующих реагентов для связывания осколочных элементов. Применяется избирательная отгонка рутения. В настоящее время придается особо большое значение чистоте используемых экстрагентов, изучению влияния отдельных примесей в них и продуктов радиоллиза в экстракционной смеси. На заводе в Ханфорде (249) процесс, ранее состоявший из трех циклов, сокращен до двух за счет применения ионообменников для окончательной очистки плутония. Между тем ученые США утверждали, что национальные лаборатории США практически прекратили исследовательские работы по экстракции, которые, очевидно, переданы отраслевым институтам и заводским лабораториям.

При возможном увеличении степени обогащения, глубины выгорания, а также сокращении сроков охлаждения топлива, обусловленных развитием ядерной энергетики, появится настоятельная необходимость в существенной модернизации экстракционной технологии. К сожалению, эти вопросы не нашли своего отражения в докладах конференции.

Одним из путей модернизации существующей технологии может быть усовершенствование экстракционных аппаратов, позволяющее сократить время фазового контакта в целях снижения радиационного воздействия на экстракционную смесь и уменьшить объем экстракторов для повышения критической безопасности процесса и др. Это может оказаться возможным при использовании центробежных экстракционных аппаратов. В докладе США (249) сообщается, что в Саванна-Ривер,