

К. Т. Габдуллин, Н. А. Алдабек

ЦЕНТРАЛЬНОАЗИАТСКИЙ
ФАКТОР В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
ПОЛИТИКЕ ИНДИИ

Монография

Алматы
«Қазақ университеті»
2016

УДК 621.31 (035.3)

ББК 31.27

Г 12

*Рекомендовано к изданию Ученым советом
факультета востоковедения
(Протокол №4 от 27.11.2015)*

и РИСО (Протокол №2 от 12.02.2016) КазНУ им. аль-Фараби

Рецензенты:

доктор исторических наук, профессор **С.Ж. Сапанов**

доктор исторических наук, доцент **К.А. Жунис**

Габдуллин К.Т.

Г 12 Центральнoазиатский фактор в энергетической политике Индии: монография / К.Т. Габдуллин, Н.А. Алдабек. – Алматы: Қазақ университеті, 2016. – 260 с.

ISBN 978-601-04-2394-7

В монографии сделан анализ энергетической политики Индии в отношении Центральнoазиатского региона, предпринята попытка прогнозирования перспектив взаимодействия Индии и стран Центральной Азии в энергетической сфере, выявлены основные проблемы на пути кооперации. Особое место занимает исследование тенденций и перспектив развития энергетики Индии и стран Центральной Азии в контексте глобального развития, изучение роли энергетики в экономике и внешней политике Индии и стран центрально-азиатского региона, а также проблемы и перспективы энергетических проектов Индии в Центральной Азии и нефте- и газопроводов, соединяющих Индию и страны региона.

Предназначена для широкого круга читателей, интересующихся проблемами международных отношений, магистрантов, докторантов. Может представлять интерес для преподавателей индологических дисциплин, а также государственных и бизнес-структур, заинтересованных в развитии сотрудничества в области энергетики.

УДК 621.31 (035.3)

ББК 31.27

© Габдуллин К.Т., Алдабек Н.А., 2016

© КазНУ имени аль-Фараби, 2016

ISBN 978-601-04-2394-7

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Баррель	единица измерения объема нефти, эквивалентная 136 кг
БТЕ	британская тепловая единица – единица измерения энергии, используемая в англоязычных странах. 1000 куб. м эквивалентна 35800000 БТЕ
Гигаватт	мощность электроэнергии, вырабатываемой электростанцией, эквивалентна 1000000000 Ватт
кВт.ч	внесистемная единица измерения количества произведенной или потребленной энергии. Киловатт-час равен количеству энергии, произведенной (потребленной) в течение 1 часа, и эквивалентен 1000 Ватт*3600 с
Мегаватт	мощность электроэнергии, вырабатываемой электростанцией, эквивалентна 1000000 Ватт
Т.у.т.	Тонна условного топлива, эквивалентна 26,8 куб. м газа
Казатомпром	Национальная корпорация Казахстана по экспорту урана, ядерного топлива для атомных электростанций, технологий и материалов двойного назначения
КазМунайГаз	Национальная корпорация Казахстана по нефти и газу
Узбекнефтегаз	Национальная корпорация Узбекистана по нефти и газу
Туркменнефтегаз	Национальная корпорация Туркменистана по нефти и газу
АСЕАН	Ассоциация государств Юго-Восточной Азии
АЭС	Атомная электростанция

БРИКС	Обозначение «стран-гигантов» в составе Бразилии, России, Индии, Китая и Южной Африки
БСВ	Ближний и Средний Восток
ВВП	Валовый внутренний продукт
ИПИ	Иран-Пакистан-Индия
КНР	Китайская Народная Республика
МЭА	Международное энергетическое агентство
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод
ОПЕК	Организация стран-экспортеров нефти
ТАПИ	Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия
ЦА	Центральная Азия
ШОС	Шанхайская организация сотрудничества
BP	British Petroleum (Британская компания по добыче нефти)
BPCL	Bharat Petroleum Corporation Limited (Индийская компания по добыче нефти)
BRPL	Bharat Petroleum Limited (Индийская компания по добыче нефти)
CEA	Central Electric Agency (Центральное Электрическое агентство)
CNPC	China National Petroleum Company (Национальная китайская корпорация по добыче нефти)
DAE	Department of Atomic Energy (Департамент по развитию атомной энергетики Индии)
ECC	Energy Coordination Committee (Комитет по координации действий в развитии энергетики в Индии)
GAIL	Gas India Limited (Индийская компания по добыче газа)
HPCL	Hindustan Petroleum Corporation Limited (Индийская компания по добыче нефти)

IREDA	Indian Renewable Energy Development Limited (Агентство по развитию возобновляемой энергетики Индии)
NELP	New Licencing Exploration Policy (Новая политика разработки и лицензирования)
NEMED	North East Mediterranean Deepwater (Глубоководные месторождения нефти и газа в Средиземном море вблизи Египта, разрабатываемые также индийскими компаниями)
NPCIL	Nuclear Power Corporation of India Limited (Индийская государственная компания по развитию атомной энергетики)
NTPC	The National Thermal Power Corporation (Индийская государственная корпорация по электроэнергетике)
OIC	Oil India Corporation (Индийская компания по добыче нефти)
OIL	Oil India Limited (Индийская компания по добыче нефти)
ONGBV	ONGC Nile Ganga BV (дочерняя компания ONGC, разрабатывающая месторождения в Судане)
ONGC	Oil and Natural Gas Company (Индийская компания по добыче нефти и природного газа)
OMEL	ONGC Mittal Energy Limited (совместная компания ONGC и Mittal Investment)
OVL	Oil Videsh Limited (дочерняя компания ONGC, разрабатывающая месторождения за рубежом)
RIL	Reliance Industries Limited (Индийская компания по добыче нефти и газа)

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящая монография посвящена роли Центральной Азии в энергетической безопасности и политике Индии. Энергетика, как мы знаем, является неотъемлемой частью экономики и внешней политики любой страны. От бесперебойности поставок основных энергетических ресурсов, в особенности углеводородов, зависит функционирование экономики в целом. Другими словами, перебои в поставках негативно отражаются на темпах экономического роста и социально-политической стабильности страны. Высокие темпы роста экономики являются основным фактором динамики роста потребления энергетического сырья. В свою очередь, расширение спроса на энергетические ресурсы и высокие цены на нефть стимулируют внешнеполитическую активность, т.о., энергетика расставляет приоритеты внешней политики.

Индия как крупная страна-импортер в последнее время испытывает острый дефицит энергетических ресурсов. Добыча основного энергетического сырья – нефти достигла своего пика. Производство природного газа увеличивается, но потребление опережает по темпам развития. Попытки решить проблему за счет внутренних ресурсов путем инициирования программы NELP связаны некоторыми с трудностями. Так, настоящему вре-

мени не обнаружено крупных месторождений углеводородов. Потребление растет быстрыми темпами. Рост потребления стимулирует диверсификацию энергетической политики Индии, направленную на развитие доступных и экологически чистых энергетических ресурсов – атомную и возобновляемую энергетику. В настоящее время уровень использования атомной и других видов возобновляемой энергетики не высокий, однако, доля в энергобалансе постепенно повышается. Другой важный энергетический продукт – газ к 2030 году будет занимать важное место в потреблении энергетических ресурсов. Хотя высокие цены на нефть способствуют приоритетности расширения использования других видов сырья, нефть и в перспективе будет важным энергетическим ресурсом, необходимым для развития экономики. Уголь и уран в Индии отличаются низким качеством, а центры добычи находятся на значительном расстоянии от центров потребления. Применение тория в атомной энергетике из-за высокой себестоимости в настоящее время нерентабельно. Поэтому импорт угля, нефти, газа и урана будет только увеличиваться.

На Ближнем и Среднем Востоке, откуда Индия импортирует главным образом нефть и газ, периодически происходят межгосударственные конфликты и внутривосточные кризисы, революции, что стимулирует Индию расширять источники импорта энергетического сырья, развивая сотрудничество с другими регионами – Африкой, Латинской Америкой, Азиатско-Тихоокеанским регионом, и Центральной Азией в том числе.

Рост нестабильности на Ближнем и Среднем Востоке совпал с другими событиями, повлиявшими на внешнеполитическую активность Центральной Азии в энергетической сфере. К таковым относятся: наступление эры «высоких цен на нефть»; ускорение темпов экономического роста и, соответственно, потребления энергетических ресурсов в Индии, а также свержение режима талибов в Афганистане, открывшее возможность прокладки трубопроводов по афгано-пакистанскому маршруту. Внешнеполитические стратеги Индии стали рассматривать энергетический потенциал Центральной Азии в качестве альтернативы энергетическим ресурсам Ближнего и Среднего Востока. Еще в 1990-х гг. министром иностранных дел И.К. Гуджралом была выдвинута стратегия «Extended Neighbourhood», где Центральная Азия

должна сыграть важную роль в продвижении интересов Индии в северном направлении [1, с. 27].

Страны Центральной Азии обладают значительными запасами нефти, газа, угля, урана, гидроресурсами, высокими темпами роста производства и незначительным внутренним спросом. Например, потенциал нефти Казахстана позволит увеличить добычу нефти до 100 млн. тонн к 2018 г. Кроме того, Казахстан лидирует в добыче урана и обладает значительными ресурсами коксующего угля, необходимого для развития индийской экономики. Туркменистан занимает четвертое место по запасам природного газа. Таджикистан и Кыргызстан обладают огромными гидроэнергетическими ресурсами, которые освоены лишь на 3-8%. Узбекистан имеет значительные ресурсы газа и урана. К тому же, ресурсы Центральной Азии расположены в географической близости от Индии и не требуют больших инвестиций на их извлечение.

Концептуализация «Центральной Азии» как геополитической единицы в нынешнем ее понимании произошла в 1993 году на Ашхабадской встрече глав среднеазиатских государств. В результате, термин «Средняя Азия и Казахстан» был заменен просто на «Центральную Азию». В советское время в понятие «Средняя Азия» включали Узбекистан, Туркменистан, Таджикистан и Киргизию. Казахстан представлял собой отдельный субрегион, который экономически был связан с сибирскими субъектами Российской Федерации [2, с. 12]. В настоящее время в Центральную Азию включают, кроме вышеназванных стран, также Монголию, Синь-цзян-Уйгурский автономный район, Афганистан и южную оконечность России [3, с. 10]. Индийские исследователи определяют Центральную Азию как регион, в который входят Казахстан, Узбекистан, Туркменистан, Таджикистан и Кыргызстан [4, с. 2273; 5, с. 205; 6, с. 308].

Рост цен на нефть способствовал расширению добывающих мощностей стран Центральной Азии, увеличению инвестиций, в особенности в нефтегазовый сектор, и ускорению темпов роста экономики в целом. Расширение добычи в свою очередь стимулирует рост экспорта нефти, газа, урана. История показывает, что развитие экспорта по одному маршруту может вызывать перебои в поставках, а также зависимость от стран-потребителей и транзи-

теров. Поэтому странам-производителям следует развивать экспорт по различным маршрутам. Южная Азия, в частности Индия, может быть одним из новых маршрутов для экспорта углеводородов.

Актуальность данной работы, таким образом, определяется тем фактом, что:

- во-первых, энергетические ресурсы, в частности нефть и газ, играют важную роль в экономике и внешней политике Индии как страны-импортера и стран Центральной Азии – стран-экспортеров. В 2000-х гг. бурно растет экономика Индии и соответственно потребление энергетических ресурсов. Собственных ресурсов недостаточно, чтобы удовлетворить быстрорастущий спрос. Высокие цены на нефть стимулируют активность индийских нефтегазовых компаний в поиске углеводородов, так как импорт нефти с месторождений, разрабатываемых индийскими компаниями, обходится значительно дешевле покупки нефти, добываемой другими компаниями. Поэтому Индия создает предпосылки для продвижения индийских компаний в нефтедобывающих странах, тем самым активизируется внешняя политика в данном направлении. Импорт нефти играет важную роль во внешнеторговом обороте Индии. В странах Центральной Азии, в частности в Казахстане и Туркменистане, под влиянием роста цен на нефть увеличивается добыча и экспорт углеводородов, а экспортные доходы от нефти и газа составляют важную статью прибыли в государственном бюджете, что важно для диверсификации их экономики. Таким образом, растет взаимозависимость экономики Индии и стран Центральной Азии;
- во-вторых, перед странами Центральной Азии открывается новое направление – Южная Азия с динамично развивающейся экономикой, что особенно важно для повышения конкурентных преимуществ и многовекторности во внешней политике. Кроме того, южноазиатский регион связан тесными экономическими отношениями со странами АСЕАН. В настоящее время нефть и газ из стран региона, главным образом, экспортируются

- в северном направлении, т.е. через территорию России на рынок стран ЕС. Однако действуют квоты на экспорт центральноазиатских углеводородов по данному маршруту, что ограничивает их экспортные возможности;
- в-третьих, Индия может выступать в качестве противовеса геополитическому влиянию других глобальных и региональных центров – КНР, США, ЕС, России, Ирана, Турции и Пакистана, что особенно важно для поддержания баланса сил в регионе;
 - в-четвертых, в Индии успешно развивается высокотехнологический сектор в частности IT-технологии. Начиная с 1970-х гг. в Индии активно развиваются информационные технологии, в том числе программное обеспечение. На сегодняшний день Индия является одним из лидеров по развитию информационных технологий. Наукоемкие отрасли обеспечивают большой приток инвестиций в страну. В Казахстане реализуется программа развития высоких технологий. Индия осуществляет программу «нефть в обмен на технологии». В обмен на определенное количество нефти Индия могла бы предоставить данные технологии Казахстану и способствовать обучению казахстанских кадров в этой области;
 - в-пятых, в Индии динамично развивается возобновляемая энергетика. К тому же она активно внедряет энергоэффективные и чистые технологии, что особенно актуально для стран Центральной Азии в их намерении диверсифицировать энергетику. Казахстану важно приобрести опыт в развитии альтернативных источников энергии в Индии, в особенности в приобретении ядерных технологий и материалов, в том числе реакторов на тяжелой воде, а также ветровых установок и солнечных коллекторов;
 - в-шестых, Индия обладает большим опытом в строительстве нефте- и газоперерабатывающих заводов, заводов по производству сжиженного газа, а также в разработке и добыче нефти и газа на больших глубинах, в очистке нефти от серы и других примесей, что необхо-

димо Казахстану для расширения добывающих мощностей с одной стороны, и нефте- и газоперерабатывающих отраслей страны – с другой;

- в-седьмых, возрастает роль Индии в международных отношениях. Индия является лидером движения неприсоединения, а также намеревается стать постоянным членом Совета Безопасности ООН. Развитие энергетического сотрудничества Индии и стран Центральной Азии может интенсифицировать политические и экономические связи.

В казахстанской науке данная тематика мало изучена. В основном уделялось внимание развитию политических, экономических и исторических связей. Энергетический аспект сотрудничества Индии и стран региона отдельно затрагивался весьма слабо, только в качестве одного из аспектов экономических отношений.

Поэтому актуальность темы заключается в анализе потенциала и перспектив сотрудничества Индии и стран Центральной Азии в энергетической сфере.

Целью данной работы является определение значения Центральной Азии в энергетической стратегии Индии, потенциала и перспектив их взаимодействия в энергетической сфере.

Для реализации цели были поставлены следующие задачи:

- исследовать концептуальные основы энергетической политики Индии, теоретико-методологическую базу, причины, цели и задачи диверсификации внутренней и внешней энергетической политики в соответствии со стратегическими программами Hydrocarbon Vision 2025, Vision 2020, а также этапы эволюции;
- рассмотреть геополитическое значение, основные направления, проблемы и перспективы взаимодействия Индии со странами Ближнего и Среднего Востока, Африки, Латинской Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона;
- определить основные тенденции и перспективы развития энергетики Индии и стран Центральной Азии, а именно угольного, нефтегазового и электроэнергетического сектора в контексте глобального развития;

- рассмотреть геополитическое значение Центральной Азии во внешней политике Индии;
- исследовать нефтегазовый фактор во внешней политике стран Центральной Азии в фокусе перспектив для Индии;
- определить основные направления и проблемы на пути к энергетическому взаимодействию Индии и стран Центральной Азии;
- определить проблемы и перспективы прокладки различных вариантов нефтегазопроводов из Центральной Азии в Индию через Афганистан и Пакистан, Иран и Китай, и политику Индии в данном направлении.

Таким образом, в процессе решения первой задачи освещаются энергетическая безопасность и политика как концептуальные единицы; причины, цели и основные направления диверсификации внутренней и внешней энергетической политики; энергетический аспект во внешней политике через призму основных теоретических школ – реализма и неореализма, либерализма и неолиберализма, а также роль нерувианизма, неолиберализма и гиперреализма в концептуализации внешней политики Индии; этапы формирования и развития внешней энергетической политики Индии в нефтяной и атомной сферах.

В рамках решения второй задачи анализируется региональная энергетическая политика на Ближнем и Среднем Востоке, геополитическая значимость региона, основные направления сотрудничества Индии и ключевых стран-производителей углеводородов, роль Ирана как потенциального энергетического партнера Индии, варианты строительства главных газовых магистралей из Ирана (Иран-Пакистан-Индия), Катара, Омана, инвестиционные риски на пути их реализации, проблемы и перспективы данного региона в региональной энергетической политике Индии. Рассматриваются основные направления, геополитическая значимость, проблемы и перспективы энергетической политики Индии в Африке, Латинской Америке и Азиатско-Тихоокеанском регионе, нефтегазовые инвестиционные проекты, реализуемые индийскими компаниями, перспективы прокладки газопровода Мьянма-Бангладеш-Индия, отношение политической элиты Бангладеша к проекту, факторы соперничества и сотрудничества Индии с КНР.

Решение третьей задачи даст возможность определить основные причины роста потребности в энергетических ресурсах, тенденции и перспективы развития угольной, нефтяной, газовой промышленности, гидроэнергетики, атомной, ветровой и солнечной энергетики в мире, а именно в Индии и странах Центральной Азии. Каким образом в Индии увеличивается дефицит в энергетических ресурсах и какие действия предпринимаются в Индии, чтобы решить данную проблему? Анализируются факторы роста добычи и экспорта нефти, газа, угля стран Центральной Азии. Каким энергетическим потенциалом обладают страны региона, а именно рассматриваются запасы угля, нефти, газа, гидропотенциал и перспективы развития атомной и возобновляемой энергетики.

При решении четвертой задачи анализируется геополитическое значение Центральной Азии во внешней политике Индии; геополитические и стратегические интересы Индии в регионе. В рамках решения пятой задачи анализируются особенности внешней нефтегазовой политики стран Центральной Азии; потенциальные рынки для экспорта нефти и газа Казахстана, Туркменистана и Узбекистана; действующие пути транспортировки нефти в северном направлении через территорию России – КТК, Узень-Атырау-Самара, Баку-Новороссийск, с дальнейшей транспортировкой по трубопроводам Бургас-Александрополис; в западном направлении в обход России – Баку-Тбилиси-Джейхан, Баку-Супса; в восточном направлении по трубопроводу Центральная Азия-Китай; и газа в северном – Средняя Азия-Центр, восточном – Центральная Азия-Китай и южном направлении – Центральная Азия-Иран; а также планируемые нефтепроводы – Одесса-Броды-Гданьск, Констанца-Триест и газопроводы в северном направлении – через Россию-прикаспийский газопровод, в западном направлении – в обход России-«Набукко», транскаспийский газопровод, Туркменистан-Иран-Турция-Европа, в восточном направлении – Казахстан-Китай; перспективы вовлечения Индии на нефтегазовый рынок стран Центральной Азии.

В рамках решения шестой задачи исследуются основные направления и трудности на пути расширения энергетического сотрудничества Индии и стран региона. В решении седьмой задачи анализируются проблемы и перспективы прокладки нефтегазопроводов в афгано-пакистанском направлении – газопро-

вод ТАПИ и нефтепровод ТАП; в иранском направлении – «своп-поставки» из Казахстана в Иран и из Ирана на внешние рынки, нефтепровод Казахстан-Туркменистан-Иран и транспортный коридор «Север-Юг»; в китайском направлении – нефтепровод Россия-Китай-Индия с перспективой подключения Казахстана.

Хронологические рамки монографии включают в себя период с 2001 по 2011 гг. Этот период характеризуется «высокими ценами на нефть», высокими темпами экономического роста и роста потребления угля, нефти, газа и электроэнергии в Индии, которые стимулируют ее внешнюю энергетическую политику, в том числе в центральноазиатском направлении, а также динамикой роста добычи угля, нефти, газа и урана в странах Центральной Азии.

Источниковая база. Источники, на основе которых построено исследование в данной монографии, можно разделить на пять групп.

К *первой группе* относятся исследования экспертных групп и их статистическая информация для международных энергетических организаций: Международное энергетическое агентство (МЭА) [7; 8], Департамент энергетической информации США [9]; статистические данные Министерства угля Индии [10], Министерства нефти и газа Индии [11; 12], Центрального статистического агентства Индии [13], Центрального электрического агентства Индии [14], Департамента атомной энергии Индии [15], Министерства возобновляемой энергетики [16] и Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан [17], Агентства статистики Республики Казахстан [18], а также транснациональной корпорации «British Petroleum» [19; 20] и индийских компаний «ONGC» [21] и «Reliance Industries Limited» [22]. Наряду с этим, в работе используются статистические данные отчетов экспертных групп Национальной возобновляемой энергетики лаборатории США [23] и Азиатского банка развития (АБР) [24].

Во *вторую группу* входят документы внутрисовременного характера (стратегические программы Hydrocarbon Vision 2025 [25], Vision 2020 [26], Integrated Energy Policy [27], Энергетическая стратегия Казахстана на 2010-2014 гг. [28], Стратегия развития Казахстана «Казахстан-2030» [29], Государственная

программа освоения казахстанского сектора Каспийского моря [30], Стратегия социально-экономических преобразований в Туркменистане на период до 2020 года [31], XI-й и XII-й пятилетние планы развития нефтегазового сектора Индии [32; 33], где представлены различные аспекты энергетической политики Индии и стран Центральной Азии).

В *третью группу* источников входят документы межгосударственного характера (соглашения, совместные декларации, меморандумы и другие двусторонние документы по сотрудничеству Индии со странами Центральной Азии и других регионов в энергетической сфере).

В *четвертую группу* включены полевые исследования, т.е. материалы, собранные в период научных стажировок в Индию (г. Нью-Дели) – в марте-мае 2010, и феврале-апреле 2011 года, а также во время международной научной конференции в Университете имени Джавахарлала Неру 1-3 ноября 2011 года, где был проведен опрос ведущих индийских экспертов А. Патнайка, М. Сингхроу, Г. Панта, Б.К. Сингха, С. Махалингама, П. Стобдана об основных направлениях и перспективах энергетической политики Индии в Центральной Азии, проблемах и перспективах прокладки нефтегазопроводов из региона в Индию и внешней энергетической политике в целом.

В *пятую группу* источников входят законодательные акты Индии и стран Центральной Азии, такие как законы и конвенции, определяющие развитие энергетического сектора.

Шестую группу источников составляют работы теоретико-методологического характера, предоставляющие различные концепции, идеи, подходы, которые были положены в основу монографии.

Исследования, посвященные энергетической политике Индии в Центральной Азии, присутствуют в основном в работах индийских, американских, канадских и российских авторов. Отечественные исследователи касались данной тематики косвенно, когда рассматривали основные направления и перспективы сотрудничества Индии и Казахстана, где затрагивались политическая и экономическая сферы или вопросы геополитической конкуренции вокруг Центральной Азии. В отношении развития энергетики и энергетической политики Индии был сделан акцент на исследования индийских, американских и российских авторов.

Вопросам *концептуализации энергетической безопасности и энергетической политики Индии* посвящено большое количество работ индийских, британских, американских и российских исследователей. Среди них следует выделить Д. Ергина [34] (Великобритания), К. Лэна [35], Ширли Р. Джексона [36] (США), Г. Панта [37], С.Д. Муни [38], Б.К. Сингха [39] (Индия), Н.И. Воропая [40] (Россия), а также исследования, подготовленные центром исследования энергетики Азиатско-Тихоокеанского региона [41] и Институтом исследования энергетики при корпорации ТАТА [42], где анализируются принципы, угрозы, элементы, модели энергетической безопасности, предоставляются рекомендации, которыми должны руководствоваться правительства разных стран в своей энергетической политике. Энергетический аспект во внешней политике упоминается в теориях реалистов (Г. Моргантау [43], М. Клэр [44]) и неореалистов (К. Уолц [45], Б. Бузан [46], Р. Гильпин [47], С. Стрэндж [48]), которые акцентируют внимание на том, что основные конфликты происходят из-за истощения энергетических ресурсов. С окончанием холодной войны борьба за ресурсы, по их мнению, будет главным фактором в международной политике. Либералами (Р. Кларк, Л. Сон [49]) и неолибералами (Р. Кохэн [50]) проводится анализ понятий «ресурсное проклятие», «страна-арендатор» и «войны за ресурсы» и действий, которые должно предпринимать мировое сообщество, чтобы смягчить коллизии, связанные с данными процессами. Цыганков П. [51] и Даунреутер Р. [52] исследуют парадигмы реализма, неореализма, либерализма и неолиберализма, в частности энергетический аспект, в рамках теории международных отношений. Внешняя политика Индии базируется на теориях нерувианизма (Дж. Неру [53]), неолиберализма с «индийской спецификой» [54] и гиперреализма [55].

Историография *внешней энергетической политики Индии* представлена индийскими исследователями Н. Сринивасаном [56], Г. Диеглом [57], С. Махалинганом [58], Ш.Р. Дадвалом [59], Г. Пантом [37; 38], Б.К. Чатурведи [60], А. Рехманом [61], С. Пенваром [62], М. Азхаром [63], М.М. Аламом [64], К.Дж Назиром. [65], Дж.А. Кханом [66], Д. Мистри [67], М.С. Пардеси [68], С.Д. Муни [38], Б.К. Сингхом [39] и Али М. Рамзаном [69], Л.Ксянг, М. Руэг [70], К.Ф. Тсан [71]. К примеру, Д. Мист-

ри анализирует эволюцию внешней энергетической политики. Сринивасан Н., Махалингам С., Пант Г. и Муни С.Д. исследуют взаимоотношения в энергетической сфере Индии с Бангладешом, Мьянмой, КНР, а также с Ираном и Вьетнамом. Диетл Г., Чатурведи Б.К., Рехман А., Пенвар С., Азхар М., Кхан Дж.А., Сингх Б.К. большое внимание уделяют состоянию и перспективам взаимодействия в энергетической сфере Индии со странами Ближнего и Среднего Востока, в особенности со странами Персидского залива. Они считают ближневосточное направление в энергетической политике приоритетным направлением и критично относятся к диверсификации или расширению географии импорта нефти, а также рекомендуют правительству Индии активизировать политику именно в данном направлении. К примеру, Б.К. Сингх полагает, что энергетическое сотрудничество Индии со странами Центральной Азии не перспективно из-за неудачного географического расположения (Центральная Азия не имеет выхода к мировому океану, а доступы к региону блокируются различными факторами геополитического, политического и экономического характера). К.Дж. Назиром был проведен анализ того, каким образом оккупация Ирака США повлияла на энергетическую безопасность Индии. Д. Мистри исследовал энергетическую политику в ретроспективе, начиная с 1947 г. по настоящее время. Исследователи М.С. Пардеси и С. Гангула изучали энергетический аспект в отношении безопасности Индии, т.е. определяли факторы, представляющие собой угрозу для ее безопасности. М.П. Лама и М.Р. Али анализируют роль газопроводов в региональной кооперации в энергетической сфере. А. Санджид исследует позитивную роль газопровода Иран-Пакистан-Индия (ИПИ) в мирном процессе между Индией и Пакистаном. Ш.Р. Дадвал изучает перспективы прокладки газопроводов в Индию ТАПИ, ИПИ, Мьянма-Бангладеш-Индия, проецируя большое внимание на перспективы импорта газа из Ирана в Индию как по трубопроводам (ИПИ, подводный газопровод), так и в виде сжиженного газа. В этом аспекте большой интерес представляет собой работа российского исследователя М. Минто о выгодах и проблемах газопроводов ТАПИ и ИПИ. Индийско-китайские энергетические отношения рассматриваются как индийскими, китайскими аналитиками, так и европейскими аналитиками. Индийские ис-

следователи Г. Пант и Б.К. Сингх рассматривают КНР через призму конкуренции и сотрудничества, хотя в большей степени Пекин рассматривается как конкурент, нежели партнер. Китайские и европейские аналитики из института международных исследований в Женеве Ксянг Л. и М. Руэг считают, что, несмотря на очевидные признаки конкуренции, существуют различные факторы, которые могут повлиять на развитие сотрудничества между ними, например американский фактор. Другой китайский исследователь Ж. Хонг при сравнении энергетической политики обоих государств находит в них много общего, что может явиться причиной для будущей кооперации. Индийско-российские отношения исследуются индийскими и российскими учеными А. Моханти, Тсан К.Ф. Они исследуют перспективы сотрудничества двух государств в нефтегазовой и атомной сфере, их инвестиционный потенциал в рамках развития экономического сотрудничества. Взаимоотношениям Индии и Африки, Индии и Латинской Америки в энергетической сфере уделяется меньше внимания. Среди работ на данную тему можно выделить работы исследователей Г. Панта и Ш.Р. Дадвала, и то, что они касаются основных направлений энергетического сотрудничества Индии со странами-производителями углеводородов Африки (Нигерией, Суданом, Ливией, Анголой).

Среди исследований, посвященных *тенденциям и перспективам глобальной энергетики* можно выделить работы коллектива авторов работ «Мировая энергетика: состояние, проблемы, перспективы» (опубликованной под ред. В.В. Бушуева) [72] и «Перспективы развития мировой энергетики до 2030 г.» (Байкова К., Гринкевича К.) [73], где детализируются основные тенденции развития угольной, нефтяной, газовой промышленности, атомной, ветровой, солнечной, геотермальной, гидро- и биоэнергетики в мире; освещаются перспективы развития данных отраслей, основные факторы, влияющие на формирование спроса на энергетические ресурсы, в особенности фактор колебаний цен на нефть. В вопросе волатильности цен на нефть можно выделить работу Разумовой Л. и Светлова Н. «Мировой рынок нефти. Механизм ценообразования в период третьего нефтяного шока» [74], где был проведен анализ глубинных причин роста цен на нефть в 1999-2008 гг. Российский исследователь Ершов Ю.А. в работе

«Мировая энергетика в 2030-м и роль» [75] рассмотрел перспективы развития мировой энергетики в целом и роль в ней стран Азии и Африки.

Тенденции и перспективы развития энергетики Индии, главным образом, исследуют экспертные группы из Министерства угля, нефти и газа, возобновляемой энергетики и Департамента атомной энергии Индии. Б. К. Сингх и Ш.Р. Дадвал рассматривают развитие основных отраслей энергетики Индии в рамках внешней политики Индии.

Развитие энергетики стран Центральной Азии исследуется в работах американских, израильских, российских, узбекских, таджикских, кыргызских и отечественных исследователей: Гусева К.Б. [76], Боума Л. [77], Есеновой Г. [78], Гушера А. [79; 80], Валамат-Заде Т. [81], Томберга И. [82], Касымовой В. [83], Хусаинова Б. [84], Ниязи А. [85], Петрова Г. [86], Кенисарина М. [87], Коржубаева А. [88], Петрова Г. [89], Салимова С. [90], Файзуллаева Д. [91; 92], Каменева С. [93] и др. В частности, данными авторами делается акцент на развитие перспективных ресурсов: в Казахстане, Узбекистане и Туркменистане – это нефть и газ, тогда как в Таджикистане и Кыргызстане – гидроресурсы. Исследуются не только запасы, добыча, переработка, потенциал, но и изменения в законодательстве, стратегии, программы, концепции и перспективы развития.

В отношении *историографии по тематике изучения перспектив взаимодействия Индии и стран Центральной Азии, в частности в энергетической сфере*, следует выделить работы Блэнка С. [94; 95], Грэира Ф. [96], Кавальски Э. [97], Олкотта М.Б. [98], Фостера Дж. [99], Тиба П.С. [100], Махалингама С. [101], Патнайка А. [102; 103], Сингроу М. [104], Муни С.Д. [105], Гидабхубли Р. [106], Двиведи Р. [107], Джоши Н. [108], Джатара С.С. [6], Хэппинуна Дж. [109], Стобдана П. [110; 111], Асопы Шила К. [112], Даки А. [113], Шармы А.С. [114], Мутту К. [115], Барнали Н. [116], Батара Ш. [117], Комиссиной И. [118], Смирнова С. [119], Афонина С. [120], Мильто М. [121], Малышевой Д. [122], Махмудова Р. [123], Вербаняца Б. [124], Старченкова Г. [125].

Среди отечественных исследователей по данной тематике можно выделить работы Султанова Б.К., Музаппаровой Л.М. [126], Лаумулина М.Т. [127], Бек Али Е.К. [128], Шаймерге-

нова Т. [129]. Геополитические интересы и политика Индии в Центральной Азии исследуются в работах Блэнк С., Грэира Ф., Кавальски Э., Патнайк А., Сингроу М., Джоши Н., Асопа Шила К., Лаумулина М.Т., Мальшевой Д., Махмудова Р., Вербанянца Б., Шаймергенова Т. и Старченкова Г. В частности, Блэнк С. анализирует интересы, особенности энергетической политики и перспективы вовлечения Индии в геополитическую конкуренцию вокруг региона. Патнайк А. исследует не только особенности взаимодействия Индии и стран региона в политической и экономической сферах, но и афгано-пакистанский, иранский и китайский векторы политики Индии в Центральной Азии. Стобдан П., Сингроу М., Джоши Н., Мишра Р., Асопа Шил К. и Комиссина И. делают упор на изучение аспекта безопасности, экономической и энергетической стратегии Индии в регионе. Кавальски Э. изучает политику Индии в регионе в рамках стратегии «Connect Central Asia». Гидабхубли Р., Мальшева Д., Махмудов Р., Вербаняц Б., Шаймергенов Т. и Старченков Г. исследуют политику Индии как нового игрока в геополитической борьбе вокруг энергетических ресурсов Центральной Азии. Махалингам С., Дака А., Джатар С.С., Хэппинун Дж. и Грэйр Ф. изучают особенности энергетической политики Индии в регионе, проблемы и перспективы их взаимодействия, а также возможности прокладки трубопроводов через Афганистан и Пакистан, Иран и Китай. Олкотт М.Б., Фостер Дж., Батар Ш., Смирнов С., Афонин С. исследуют перспективы прокладки трубопроводов на афгано-пакистанском направлении ТАПИ и ТАП, трудности на пути их строительства. Блэк С. и Мильто М. описывают преимущества и недостатки газопроводов ТАПИ и ИПИ, сравнивают возможности двух альтернативных проектов. Барнали Н. изучает перспективы взаимодействия Индии и стран Центральной Азии в энергетической сфере, рост потребления энергетических ресурсов Индии, запасы и добычу нефти и газа в странах региона, различные варианты трубопроводов, транспортные маршруты через Афганистан и Пакистан, Иран и Китай. Тиб П.С., Султанов Б.К., Музаппарова Л.М., Бек Али Е.К. изучают энергетический аспект индийско-казахстанских отношений в рамках двустороннего политического и экономического взаимодействия. Мутту К. и Двиведи Р. исследуют

особенности индийско-таджикских и индийско-узбекских отношений.

Нефтегазовый фактор во внешней политике стран Центральной Азии исследуется в работах Назарбаева Н.А. [130], Козна А. [131], Егоряна Р. [132], Каменова С. [133], Тевзадзе З. [134], Казанцева А. [135], Сатпаева Д. [136], Кахарова Д. [137], Прейгера Д. [138]. В частности, изучаются основные маршруты трубопроводов в северном, западном и восточном направлениях, роль нефти и газа во внешней политике стран Центральной Азии, а также перспективы прокладки планируемых нефтегазопроводов.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ АСПЕКТ ВО ВНЕШНЕЙ ПОЛИТИКЕ ИНДИИ

1.1 • Концептуальные основы энергетической политики Индии

Теоретико-методологические аспекты внешней энергетической политики Индии. В теории международных отношений, разрабатывающей концепцию энергетической безопасности, выделяются реализм и неореализм, либерализм и неолиберализм.

Реализм и неореализм. Реализм считается доминантной теорией в международных отношениях, касающейся вопросов энергетической безопасности. Основные положения реализма заключаются в следующем:

– главными участниками международных отношений являются государства. Государства определяются как политические организмы, которые проводят политику относительно других государств. Реалисты придерживаются принципа «сильные делают то, что они могут, а слабые то, что им позволяют сильные»;

– специфика международных отношений заключается в анархичности системы. Каждый участник преследует свои интересы. Отсутствует верховная власть, которая имела бы право на легитимное насилие. Каждый участник международных отношений придерживается принципа «помоги себе сам»;

– интересы участников международных отношений неизбежно сталкиваются друг с другом, поэтому происходят международные конфликты и войны;

– из-за анархичности природы международных отношений основной целью каждого государства является обеспечение безопасности. Ни одно государство не чувствует себя в безопасности, поэтому оно постоянно наращивает свои силы. Основным ресурсом безопасности является военная и экономическая мощь. Основоположник реализма Г. Моргентау указывает на то, что «международная политика в действительности является борьбой за власть». Власть не только цель государства, но и средство. Главными материальными целями являются приобретение источников сырья, контроль над морскими и сухопутными коммуникациями;

– сила является главным фактором власти и обеспечения национальной безопасности на международной арене [6, с. 109-112].

Неореализм – продолжение классического реализма, ведущими представителями которого являются К. Уолц, Р. Гилпин, Б. Бузан. Неореалисты в анализе международных отношений придерживаются тех же принципов, что и реалисты (рассматривают природу международных отношений как анархическую, целью участников международных отношений является защита национальных интересов, безопасность государства, средства – сила, международные процессы, как международные конфликты). Однако в отличие от классического реализма, неореалисты считают, что неореализм абстрагирует политическую сферу от других сфер международных отношений.

Основатель неореализма К. Уолц в своей книге «Человек, государство, война» рассматривает международную политику как целостную систему, функционирующую согласно международным законам. Поэтому характер международных отношений определяется структурой международной системы. Структурные свойства международной системы являются результатом взаимодействия между великими державами [6, с. 128]. Другой исследователь Б. Бузан развивает идеи К. Уолца применительно к региональным системам как промежуточным между глобальной международной и государственными системами. Важной осо-

бенностью региональных систем является комплекс безопасности. Национальная безопасность одной страны взаимосвязана с национальной безопасностью другой страны [6, с. 129].

Энергетический аспект безопасности часто анализируют в фокусе зрения реализма и неореализма. Они считают, что:

– достижение контроля над природными ресурсами, в особенности энергетическими ресурсами, является главным фактором национальной мощи и национальных интересов. Энергетика неразрывно связана с экономикой. Срывы поставок основных энергетических ресурсов приводят к сокращению темпов экономического роста, росту инфляции и угрожают социально-политической стабильности страны-импортера;

– Энергетические ресурсы распределены неравномерно и часто встречаются в зонах повышенной конфликтности (в литературе часто встречаются понятия «война за ресурсы» и «ресурсное проклятие»). Почти все войны, которые происходили в истории человечества – войны за энергетические ресурсы, в особенности за нефть, уголь и газ. Чем больше страна обладает энергетическими ресурсами, тем больше она к себе внимание привлекает. Следовательно, различные интересы стимулируют рост конфликтности;

– конкуренция за контроль над энергетическими ресурсами повышается [7, с. 3].

Наиболее полно реалистский подход к энергетической безопасности раскрыт в работах американского аналитика М. Клэра. Его концепция состоит в следующем:

– В постбиполярную эпоху идеологический фактор во внешней политике (СССР из идеологических соображений поставлял нефть и природный газ в страны с социалистической ориентацией по заниженным ценам) отошел на второй план. С ускорением экономического роста и увеличением потребления основных энергетических ресурсов международные отношения все более фокусируются на достижении контроля над природными ресурсами, определяя различные изменения в балансе сил. Контроль над природными ресурсами и направлениями их транспортировки, в частности над энергетическими ресурсами, является главным источником конфликта между глобальными центрами: США, Россией, КНР, Японией, ЕС.

– энергетические ресурсы, в особенности нефть, истощаются (запасы нефти на старых месторождениях скудеют, для разработки новых требуются дополнительные инвестиции и технологии) на фоне ускорения экономического роста в азиатских странах и роста потребления.

– Значительная часть мировых запасов нефти (Ближний и Средний Восток) и новые источники нефти в Африке расположены в зонах с большими инвестиционными рисками (внутриполитическая нестабильность, межгосударственные конфликты, коррупция, рост экстремизма повышают вероятность срывов поставок нефти). Нефть оказывает парадоксальное воздействие на характер международных отношений. С одной стороны, она способствует росту доходов стран-экспортеров, с другой – является источником нестабильности.

– Международные конфликты из-за нефти и других природных ресурсов учащаются [7, с. 3, 8, с. 131].

Реалисты часто ставят знак равенства между военной и энергетической безопасностью. Угрозы поставок нефти вследствие блокирования морских коммуникаций в Малаккском проливе стимулируют развитие военно-морского флота КНР. Великие державы разрабатывают свои военные доктрины с учетом энергетической безопасности. Военное планирование и активность в США и России на Ближнем и Среднем Востоке и в Центральной Азии связаны с борьбой за контроль над энергетическими ресурсами и путями их транспортировки. Контроль над энергетическими ресурсами в Центральной Азии способствует развитию нового витка «Большой игры» между США, ЕС, КНР, Россией и региональными державами.

У неореалистов подход к энергетической безопасности в некоторой степени отличается от точки зрения реалистов. Это отличие заключается в следующем:

– если реалисты в своих исследованиях акцентируют внимание на военной составляющей энергетической безопасности, то неореалисты – на экономических факторах (Р. Гильпин) [9, с. 38]. Другой неореалист С. Стрэндж считает, что энергетическая безопасность определяется четырьмя факторами: военной составляющей, производством, финансами и идеологией [10, с. 45];

– реалисты рассматривали государства как главных акторы в мировой политике, тогда как неореалисты включали в качестве

независимых акторов также нефтяные компании, международные и неправительственные организации и их роль во внутриполитических процессах (роль нефтяного лобби в конкуренции за нефтегазовые месторождения и угольные шахты);

– неореалисты считают, что подход реалистов к энергетической безопасности чересчур детерминирован. Утверждение реалистов о том, что запасы нефти истощаются и с сокращением ресурсов усиливается борьба за обладание ими, принимается в расчет неореалистами, но они смотрят на эту проблему немного по-другому. Неореалисты считают, что с истощением ресурсов усиливается не только борьба за обладание ими, но и сотрудничество между ними. Увеличивается роль региональных и международных организаций (в качестве примера можно взять ОПЕК и ЕС), которые все чаще регулируют процессы в обеспечении энергетической безопасности. Взаимозависимость стран усиливается, что приводит к пониманию о том, что выгоднее сотрудничать, чем соперничать. Утверждение реалистов о том, что природа международных отношений анархическая, формулируется неореалистами как «анархия трансформируется в порядок» [7, с. 4].

Либерализм и неолиберализм. Основные положения либерализма включают в себя следующие утверждения:

– участниками международных отношений могут быть не только государства, но и межправительственные и неправительственные организации, общественные объединения и группы, ТНК, частные лица и т.д.;

– в мире усиливается роль международных организаций, которые ограничивают анархию;

– международные процессы многообразны и не сведены к состоянию мира и войны. Возрастает взаимозависимость между государствами, что приводит к формированию единого мирового сообщества с общими интересами. Международное сотрудничество доминирует над конфликтами;

– плюрализм международных акторов предусматривает плюрализм их целей. Приоритет общечеловеческих ценностей над ценностями отдельно взятых государств;

– мировое сообщество при поддержке общественного мнения способно улаживать конфликты путем переговоров. Уве-

личивается число международных организаций, которые способствуют интенсификации международного сотрудничества. Приоритетом для либералов считается создание системы коллективной безопасности;

– результатом международных процессов является преодоление анархии и возникновение единого общемирового сообщества [6, с. 106-108].

Неолиберализм. Идеи неолиберализма представлены в трудах Р. Кохэна и Х. Милнера. Неолибералы заостряют внимание на проблемах безопасности, экономических проблемах, на моральных нормах как побудительной силе регулятивных действий в международной политике и в некоторых аспектах сближаются с неореалистами. В постбиполярную эпоху, когда идеология перестала играть доминирующую роль в международной политике, усилилась роль экономических факторов. Динамичный рост экономики, глобализация, рост взаимозависимости и связанный с этими процессами процесс вертикальной и горизонтальной мобильности приводят к размыванию традиционных культурных ценностей и маргинализации основной массы населения, что создает потенциальную угрозу внутривнутриполитической стабильности и приводит к межгосударственным конфликтам. Тем самым, с одной стороны, усиливается анархия, с другой – расширяется и углубляется международное сотрудничество в частности в экономической сфере. Неолиберализм, также как и неореализм, выдвигает на первый план рационализм в политике, который управляется не эмоциями, а расчетом. Расчет для неореалистов определяется властью (баланс сил и угроз), а для неолибералов – материальным благосостоянием и безопасностью или экономическими и властными интересами. Борьба за власть и благосостояние и определяют современные международные процессы [6, с. 132-135].

Что касается энергетической безопасности, то либералы и неолибералы считают, что:

– «ресурсное проклятие», которое связано с медленными темпами роста экономики, коррупцией, внутривнутриполитической нестабильностью и ростом инфляции в богатых энергетическими ресурсами странах, ассоциируется с «голландской болезнью» – односторонним развитием горнодобывающей отрасли в ущерб другим отраслям экономики;

– «страна-арендатор» – это страна, в которой выгоду от нефтегазовых ресурсов получают главным образом страны, добывающие ресурсы (через нефтегазовые компании), а не страны-обладатели ресурсов. За добычу углеводородов ТНК выплачивают компенсацию в виде ренты. Попытки «стран-арендаторов» расширить участие государства в добыче и экспорте углеводородов, соответственно увеличить доходы государства от нефтегазового сектора, способствуют консолидации авторитарных режимов и тормозят развитие гражданского общества и распространение демократии;

– «войны за ресурсы», которые генерируются недовольством определенных социальных групп или этносов дистрибутивной политикой государства (провинции, в которых добываются нефть и газ и которые являются основным источником доходов государства, наиболее обделены в распределении бюджетных расходов: провинция Биафра в Нигерии, Белуджистан в Пакистане, Аракан в Мьянме – в действительности являются наиболее отсталыми и бедными провинциями в стране), что приводит к росту внутривнутриполитической нестабильности, гражданским войнам, росту сепаратизма в провинциях и экстремизма внутри государства. На международной арене «войны за ресурсы» проявляются в виде межгосударственных конфликтов и международных кризисов из-за территориальных споров (ирако-кувейтский конфликт, ирано-иракский конфликт, англо-аргентинский конфликт и т.д.).

Для преодоления вышеуказанных коллизий неолибералы рекомендуют:

– улучшать систему государственного управления в особенности в странах-арендаторах. А именно нужно продвигать различные инициативы через неправительственные организации по внедрению новых технологий в менеджменте, системе государственного управления, стабилизационных нефтяных фондов, создавать условия для развития демократических ценностей, гражданского общества;

– развивать международные и региональные энергетические режимы. Неолибералы полагают, что расширение участия в либеральных международных энергетических организациях, таких как МЭА, Энергетическая хартия, в равной степени, как и в нелиберальных (ОПЕК) способствует развитию международного

сотрудничества. В частности предполагается включить КНР в МЭА и подписание Россией Энергетической хартии. Также они считают, что развитие региональных инициатив в Южной Азии, на Дальнем Востоке стимулирует региональную интеграцию;

– продвигать либерализацию энергетических рынков. Либерализация и открытость энергетических рынков стран-производителей для стран-потребителей способствуют расширению взаимозависимости, улучшению инвестиционного климата и сотрудничеству [7, с. 6-7].

Внешняя энергетическая политика Индии базируется на принципах *нерувианизма, неолиберализма и гиперреализма*. *Нерувианизм* – это идеологическое течение, основанное на взглядах Дж. Неру и М.К. Ганди на международные отношения. Нерувианцы принимают в расчет, что периодически происходят конфликты. Однако они верят, что конфликт – это крайнее средство решения проблемы и больше нужно полагаться на дипломатию. По их воззрениям анархическая природа международных отношений может быть упорядочена через международные организации и соглашения, через переговоры и сотрудничество, а главное – через взаимное доверие. Нерувианцы также считают, что политика балансирования и вооружения исчерпала себя. Ресурсы расходуются на вооружения, тогда как должны быть направлены на мирные цели, так как в ядерную эру катастрофической войны не предвидится. Они верят, что контакты и сотрудничество – это ключ к трансформации международной системы.

Нерувианизм доминировал во внешней политике ИНК в 1947-1962 гг. Приоритетными направлениями во внешней политике были политика неприсоединения, принципы панчашила, антиколониализм и антирасизм. Однако поражение Индии в индийско-китайском конфликте показало несостоятельность политики нерувианизма. Хотя некоторых принципов нерувианизма ИНК придерживается и в настоящее время (политика неприсоединения).

Неолиберализм с «индийской спецификой» в настоящее время является доминирующей идеологией во внешней политике, как ИНК, так и БДП. Неолибералы полагают, что экономическая и военная мощь – жизненно важные элементы национальной безопасности. Экономическая мощь может во многих аспектах заменить военную мощь. Роль силы в международных отноше-

ниях снижается. Глобализация, свободный рынок, общие цели трансформируют международную систему к большей кооперации. Во внешней политике индийские стратеги придерживаются принципа «экономика важнее политики». Этот принцип проявляется в инициативах развития сотрудничества с Пакистаном, Бангладеш, КНР в энергетической сфере, а также в политике Индии в африканских странах (индийцы в развитии сотрудничества мало обращают внимание на характер политического режима).

Гиперреалисты не столь влиятельны в вопросах формирования внешнеполитической стратегии страны. Они отвергают идеологию нерувианизма и считают, что международные отношения представляют собой бесконечные конфликты. Гарантией безопасности может быть только военная мощь. Гиперреалисты считают ненадежными международное право, соглашения и организации. Они также полагают, что военные расходы стимулируют развитие экономики, а военная мощь, и в особенности ядерное оружие, важнее экономической мощи, так как армия гарант экономического процветания. Гиперреалисты не связаны с какой-либо партией, хотя иногда БДП берет на вооружение их идеи, в особенности в вопросах национальной безопасности. Гиперреалисты приветствуют ядерное соглашение между США и Индией, подписанное в 2007 г., которое будет способствовать, как они считают, ядерному вооружению Индии [11, с. 81-82, 12, с. 21-37].

Энергетическая безопасность: понятие, угрозы, интерпретации. Рост экономики стимулирует увеличение потребления энергетических ресурсов. От бесперебойности поступления энергетических ресурсов зависит экономическая безопасность страны. Экономическая безопасность – это состояние защищенности важнейших экономических интересов личности, общества и государства, состоящих в обеспечении устойчивого и эффективного функционирования экономики в режиме расширенного воспроизводства, создающего предпосылки для поддержания и повышения уровня жизни граждан, обеспечения достаточного оборонного потенциала. В свою очередь, энергетической безопасностью считается состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, от угроз нарушения бесперебойности [13,

с. 7]. Так, согласно российскому исследователю Воропаю Н.И., на угрозу нарушения бесперебойности влияют такие факторы, как:

– экономические (острый дефицит инвестиционных ресурсов в топливно-энергетическом комплексе, а также в энергоснабжении, чрезмерно высокие цены на энергетические ресурсы);

– социально-политические (трудовые конфликты и забастовки на предприятиях топливно-энергетического комплекса, экстремистские действия общественных движений, направленных против объектов топливно-энергетического комплекса);

– внешнеэкономические и внешнеполитические (критическая зависимость топливно-энергетического комплекса от импорта энергетических продуктов, дискриминационные меры отдельных зарубежных стран в отношении субъектов топливно-энергетического комплекса на рынках этих стран, энергоснабжения страны от внешних поставок энергетических ресурсов или от прохождения транспортных энергетических коммуникаций для энергоснабжения через территорию других стран);

– техногенные, которые связаны с авариями, взрывами, пожарами на энергетических объектах;

– природные (стихийные бедствия, длительное маловодье на реках с гидроэлектростанциями, приводящие к снижению располагаемой мощности и выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях);

– управленческо-правовые (низкий уровень хозяйственного управления на энергетических предприятиях, в компаниях, объединениях, низкий уровень правового обеспечения и функционирования механизмов антимонопольной, налоговой и тарифной политики государства) [13, с. 15-17].

Американский исследователь К. Лэн рассматривал энергетическую безопасность в контексте производства, потребления и цен. Для стран-экспортеров энергетическая безопасность транслируется через необходимость поиска рынка для сбыта энергетического сырья по прогнозируемым ценам. Для стран-импортеров энергетическая безопасность понимается как возможность импорта энергетического сырья в достаточных количествах и по приемлемым ценам [14, с. 158]. Другой американский исследователь Ширли Э. Джэксон исследовал энергетическую безопасность как «поставки достаточного количества энергетичес-

кого сырья для нужд граждан, коммерческих предприятий и публичного сектора или нормального функционирования общества и экономики». Он также попытался построить модель стратегии обеспечения энергетической безопасности государства, которая включает в себя следующее:

- чрезмерная зависимость от одного внешнего источника энергетического сырья может привести к срыву поставок, поэтому нужно диверсифицировать источники импорта энергетического сырья в случае внутривнутриполитических или геополитических потрясений в странах-производителях и волатильности цен;

- необходимо организовать нормальное функционирование энергетических рынков, которое включает в себя создание выгодных условий для производителей энергетического сырья, также как и механизм защиты инвестиций;

- необходимо создать приемлемую инфраструктуру производства, транспортировки и распределения энергетических ресурсов, которая заключается в строительстве нефтеперерабатывающих заводов, электростанций, трубопроводов и т.д.;

- в целях защиты окружающей среды необходимо внедрять экологически чистые технологии [15].

Институт исследований энергетики при корпорации ТАТА в своем докладе «Расширенное изучение модели энергетической безопасности Индии» рекомендует правительству Индии развивать альтернативную энергетику и диверсифицировать источники импорта энергетического сырья. Модель энергетической безопасности включает в себя следующие моменты:

- правильный выбор стратегии. Они считают, что цена поставок и рентабельность потребления энергетических ресурсов являются важным фактором при выборе источников приоритетного направления в развитии энергетики;

- экономическую стабильность источника энергетического сырья, отражающую способность соблюдать условия долгосрочных контрактов в равной степени как инвестиции в разработку и добычу сырья, так и долгосрочные поставки сырья;

- политическую стабильность источника энергетического сырья, предполагающую безопасность поставок от внутренних метаморфоз (государственные перевороты, гражданские войны или революции) или геополитических факторов в странах с высокими инвестиционными рисками;

- создание торговых режимов, что предусматривает установление торговых преференций для страны импортера;
- стабильность регулирования, что предполагает диверсификацию источников поставок сырья на случай изменения политического или экономического режимов в странах-экспортерах [16].

Центр исследования энергетики Азиатско-Тихоокеанского региона в 2007 г. опубликовал доклад «Поиск оптимального варианта энергетической безопасности в XXI веке». Эксперты центра рассматривают энергетическую безопасность как способность экономики гарантировать возможность своевременных поставок энергетических ресурсов по приемлемым ценам. Таким образом, уровень энергетической безопасности зависит от наличия достаточного количества резервов ресурсов как на внутреннем рынке, так и из внешних источников; способности экономики удовлетворить растущий спрос на энергетические ресурсы; уровня диверсификации производства энергетических ресурсов и внешних поставок; надежности доставки энергетического сырья (создание приемлемой транспортной инфраструктуры); геополитических факторов, влияющих на поставки энергетического сырья [17].

Директор Кэмбриджского института энергетических исследований Д. Ергин рассматривает основные принципы обеспечения энергетической безопасности:

- диверсификации источников поставок энергетических ресурсов;
- эластичности – «коэффициента безопасности» в системе поставок энергетических ресурсов, который предполагает защиту рынка от негативных эффектов срыва поставок;
- расширения энергетической безопасности, включая инфраструктуры и цепи внутренних поставок;
- развития возобновляемых видов энергетики;
- улучшения инвестиционного климата;
- развития и внедрения новых технологий [18].

Индийские исследователи Г. Пант и С.Д. Муни рассматривали обеспечение энергетической безопасности в фокусе диверсификации источников сырья, создания стратегических резервов и рекомендуют развивать энергетическое сотрудничество с соседними странами [19, с. 14-27].

Индийский аналитик Б.К. Сингх исследовал энергетическую безопасность с точки зрения необходимости диверсификации энергетической политики. Согласно его исследованию, в Индии ресурсы истощаются, а импорт растет, и для смягчения негативных последствий волатильности цен на основные энергетические ресурсы необходимо диверсифицировать энергетическую политику путем развития, с одной стороны, альтернативной энергетики и расширения источников импорта сырья – с другой. Хотя он критично относится к развитию сотрудничества в энергетической сфере со странами Центральной Азии или Юго-Восточной Азии. По его пониманию, для Индии жизненно необходимо расширять энергетическое присутствие в Африке, Латинской Америке и других регионах, в равной степени как и расширять сотрудничество со странами Ближнего и Среднего Востока [20, с. 28-40].

Энергетический фактор в стратегии Индии. Энергетическая безопасность является главным элементом в обеспечении экономической безопасности. Как заявил премьер-министр Индии М. Сингх: «Энергетическая безопасность является для Индии важным элементом экономической безопасности после продовольственной безопасности» [21]. Для обеспечения энергетической безопасности формируется энергетическая политика. Энергетическая политика – это последовательность действий государства по реализации важнейших стратегических ориентиров развития энергетики. Стратегическими ориентирами долгосрочной государственной энергетической политики являются экологическая и энергетическая безопасность [22, с. 16]. Главными факторами, определяющими энергетическую стратегию Индии, являются:

– рост потребления основных энергетических ресурсов (уголь, нефть, газ, электроэнергия). Потребление растет более быстрыми темпами, чем производство, что приводит к их дефициту и соответственно к росту импорта. Так, согласно данным МЭА, к 2030 г. импорт угля вырастет до 36%, нефти – до 94%, природного газа – до 66% [23, с. 441];

– конъюктура цен на нефть. Цены на нефть влияют на цены на другие энергетические продукты (природный газ, уголь и электроэнергию), что негативно отражается на экономике Индии в условиях увеличения импорта. Рост цен на нефть в 2000-2008 гг. оказал

влияние на торговый баланс Индии, создав дефицит во внешней торговле. Так повышение цен на нефть на 10 долл. за баррель сокращает темпы роста экономики нетто-импортеров на 1% [24, с. 266]. Импорт нефти в Индии увеличился с 82 млн. тонн в 2002 г. до 132,8 млн. тонн в 2008 г. и до 163,6 млн. тонн в 2010 г., в стоимостном выражении при росте цен на нефть марки Brent с 25,2 долл. за баррель до 97,26 долл. в 2008 г. и 79,5 долл. в 2010 г. импорт нефти вырос с 16,9 млрд. долл. до 77,4 млрд. долл. и до 101,3 млрд. долл. соответственно [25, с. 9, 25]. Хотя в торговом балансе газ и уголь не играют заметной роли, но с ростом импорта данных продуктов увеличивается и их стоимость;

– угроза срыва поставок нефти и газа под влиянием комплекса вышеуказанных экономических, социально-политических, техногенных и природных факторов в странах, экспортирующих углеводороды в Индию.

С целью обеспечения энергетической безопасности в Индии разработана долгосрочная энергетическая стратегия. Основными документами, отражающими долгосрочную энергетическую политику Индии, являются Vision 2020, Hydrocarbon Vision 2025 и доклад плановой комиссии Integrated Energy Policy. Так, согласно Hydrocarbon Vision 2025 и Integrated Energy Policy, основными направлениями внутренней энергетической политики Индии до 2025 г. являются:

– либерализация внутреннего угольного и нефтегазового сектора с целью привлечения инвестиций и технологий как иностранных, так и отечественных компаний, в особенности в технологически сложные проекты (глубоководные нефтегазовые месторождения);

– оптимизация производства и потребления угля, нефти, газа и электроэнергии;

– развитие внутреннего производства нефти и газа путем разработки новых месторождений углеводородов на ранее неосвоенных нефтегазовых бассейнах;

– разработка некондиционного газа (каменноугольный газ или метан, гидраты газа и сланцевый газ);

– стимулирование развития предприятий, внедряющих энергоэффективные и экологически чистые производства;

- развитие нефтегазовой инфраструктуры (терминалов по сжижению газа, трубопроводов и т.д.);
- создание стратегических резервов нефти и нефтепродуктов;
- проведение рациональной тарифной и ценовой политики.
- развитие атомной энергетики;
- стимулирование развития возобновляемой энергетики.

Приоритетами внешней энергетической стратегии Индии являются:

- диверсификация импорта нефти (расширение географии источников поставок нефти от преимущественного импорта с Ближнего и Среднего Востока в другие регионы – Африку, Латинскую Америку, Юго-Восточную Азию и Центральную Азию);

- продвижение индийских энергетических компаний в разработке нефтегазовых месторождений в Африке, Латинской Америке, Юго-Восточной Азии, на Ближнем и Среднем Востоке и странах СНГ (межгосударственные соглашения, создание совместных компаний, консорциумов, многостороннее сотрудничество с транснациональными компаниями);

- расширение географии экспорта нефтепродуктов из стран Южной Азии в Африку, на Ближний Средний Восток, Юго-Восточную Азию и Латинскую Америку;

- увеличение импорта сжиженного газа с Катар и в перспективе с Ирана;

- участие в межрегиональных трубопроводных газовых проектах (Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия, Иран-Пакистан-Индия, Катар-Пакистан-Индия, Мьянма-Бангладеш-Индия);

- расширение сотрудничества с США, странами ЕС, Россией, Канадой и Международным атомным агентством в развитии атомной энергетики;

- участие в гидроэнергетических проектах в Бутане, Непале, Таджикистане, и в перспективе, в Кыргызстане с целью импорта электроэнергии в Индию [26, с. 2-20; 27, с. 157-167; 28, с. 72-83].

Внешняя и внутренняя энергетическая политика в Индии регулируется Министерствами угля, нефти и газа, возобновляемой энергетики, а также Департаментом атомной энергии в сотрудничестве с Министерством иностранных дел, Министерст-

вом обороны и Министерством финансов. Для успешной координации вышеназванных ведомств был создан Энергетический координационный комитет (ЕСС), возглавляемый премьер-министром. В задачи ЕСС входит не только координация действий вышеназванных ведомств, но и формирование и реализация общей энергетической стратегии [29, с. 111].

1.2. Этапы эволюции внешней энергетической политики Индии

Эволюция нефтяной политики. Нехватка энергетических ресурсов и рост импорта аккумулируют активность Индии на международной арене. Начиная с 1947 г. внешнеполитическая активность Индии связана с поиском источников импорта нефти и атомных технологий. В значительных масштабах уголь и природный газ Индия начала импортировать только в 2000-х гг. и поэтому уголь и газ не играли существенной роли во внешней политике Индии. Эволюцию нефтяной политики можно разделить на три этапа развития: первый этап (1947-1960 гг.), второй этап (1960-1991 гг.) и третий этап начался в 1991 г. и длится до настоящего времени.

Первый этап развития нефтяной политики связан с колониальным прошлым. Нефтяная промышленность находилась под контролем иностранных компаний *Burmah Oil Company*, *Standard-Vacuum* и *Caltex*. Вышеназванные компании импортировали нефть, главным образом, из региона Ближнего и Среднего Востока (Иран и Саудовская Аравия), в меньших количествах из Индонезии.

Второй этап характеризуется переходом к сотрудничеству Индии с СССР и социалистическими странами. Изменение геополитической ситуации в Южной Азии, индийско-китайский конфликт 1962 г., участие Пакистана в военных блоках СЕНТО и СЕАТО, рост напряженности во взаимоотношениях с Пакистаном и сближение КНР с Пакистаном оказали влияние на общую внешнеполитическую стратегию Индии, способствуя сближению с СССР. В середине 1950-х гг. в Индию были направлены советские специалисты. В 1960 г. Москва и Нью-Дели подписали соглашение об импорте нефти по цене ниже мировых. С

1962 г. при содействии СССР и Румынии Индии строит нефтеперерабатывающие заводы. Отказ западных компаний поставлять нефть на нефтеперерабатывающие заводы, построенные при содействии СССР, и поддержка Москвы привели к решению правительства Индии о национализации всех субъектов нефтяной промышленности страны, включая нефтяные месторождения и нефтеперерабатывающие заводы. В 1976 г. Индия национализировала нефтеперерабатывающий сектор, контролируемый компаниями *Burmah-Shell* и *Caltex*. Индийские национальные корпорации *OIL* и *ONGC* монополизировали импорт нефти в страну. В 1977 г. Нью-Дели договорился с Москвой о поставках нефти не в рублях, а в рупиях. При содействии СССР к 1984 г. в Индии было построено 10 нефтеперерабатывающих заводов, способных переработать 34 млн. тонн нефти.

В целом, во второй период значительно изменилась география импорта нефти. В 1977-1985-х гг. увеличилась доля импорта из СССР всех поставок нефти в страну с 5% в 1977 г. до 23% в 1985 г. Вследствие геополитических катаклизмов и нарушения поставок нефти с Ближнего и Среднего Востока (Арабо-израильский конфликт 1973 г. и введение нефтяного эмбарго арабских стран США и поддерживавших в войне Израиль европейских стран, революция в Иране 1979 г., Ирано-иракская война 1980-1988 гг., Ирако-Кувейтский конфликт в 1990 г. и операция «Буря в пустыне») доля некоторых стран региона в импорте нефти существенно снизилась, особенно это коснулось стран, непосредственно принимавших участие в конфликтах. Так, сократились доли Саудовской Аравии с 33% в 1985 г. до 16% в 1986 г., Ирана – с 23% в 1986 г. до 9% в 1990 г., Ирака – с 19% в 1985 г. до 10% в 1990 г. Начиная с 1980-х гг. растет импорт нефти из ОАЭ, Омана и Кувейта.

Третий этап нефтяной политики Индии начинается в 1991 г. и длится до настоящего времени. Распад СССР внес существенные коррективы в энергетической политике страны, как во внутренней, так и во внешней. Исчезновение важного геополитического союзника и крупнейшего экспортера нефти, а также острая нехватка инвестиций и технологий поставили перед Индией задачу о либерализации энергетического сектора. В 1990-х гг. с целью привлечения инвестиций в нефтегазовый сектор правительство разработало программу *NELP* и либерализовало цены

на нефтепродукты внутри страны. Наряду с этим была принята стратегия по структурной и географической диверсификации энергетического сектора. В плане структурной диверсификации Индия сделала упор на развитие газовой промышленности, атомной и возобновляемой энергетики. Под географической диверсификацией подразумевается расширение источников импорта нефти. В течение третьего этапа Индия расширяет географию импорта нефти за счет стран Африки (Нигерии, Анголы, Ливии, Судана), Латинской Америки (Венесуэлы, Колумбии, Тринидада и Тобаго) и Азиатско-Тихоокеанского региона (Малайзии, Вьетнама, России) [30, с. 326-330]. В 2009 г. она импортировала нефть из стран Ближнего и Среднего Востока (72,08%), Африки (15,69%), Латинской Америки (6,8%), Юго-Восточной Азии (0,038%) и стран СНГ (0,013%) [31, с. 523]. Кроме того, начиная с 2001 г. индийские компании ONGC Videsh Limited (OVL), OIL, BPRL, GAIL, HPCL и RIL инвестируют в разработку нефтегазовых месторождений в Иране, Ираке, Сирии, Кувейте, Йемене, Омане (Ближнем и Среднем Востоке), Судане, Египте, Ливии, Анголе, Алжире, Нигерии, Сан Томе и Принсипи, Экваториальной Гвинее, Кот`д-Ивуаре, Тунисе, Габоне, Мозамбике (Африка), Бразилии, Колумбии, Венесуэле и на Кубе (Латинской Америки), Вьетнаме, Мьянме, Тайланде, Камбодже, Австралии, Индонезии и России (Азиатско-Тихоокеанский регион).

Этапы эволюции атомной политики. Эволюция атомной политики включает в себя три этапа. На первом этапе (1956-1974 г.) импорт атомных реакторов, ядерного топлива и комплектующих был главным компонентом политики Индии. На втором этапе (1974-2005 гг.) Индия проводит испытание ядерного устройства, что приводит к разрыву отношений со странами – ядерными поставщиками. Сотрудничество Индии с США и Канадой в атомной сфере приостанавливается, при этом Индия развивает атомную энергетику собственными усилиями и при содействии России и стран Европы. На третьем этапе (2005 г. и по настоящее время) Индия и США подписывают договор о сотрудничестве в сфере атомной энергетики, что послужило началом нового витка сотрудничества с ядерными поставщиками [30, с. 334].

Первый этап. Импорт атомных реакторов и комплектующих к ним в Индию. Создавая собственную атомную энергетику,

Индия остро нуждалась в технологиях по созданию и развитию атомных реакторов и комплектующих. Отсутствие собственных технологий и квалифицированных кадров для формирования атомной промышленности побуждало Индию к развитию сотрудничества со странами, обладавшими технологиями для создания атомной промышленности. Ядерные поставщики – США и Канада, руководимые инициативой «Мирный атом», экспортировали технологии и комплектующие в менее развитые страны. В частности «план Коломбо» предусматривал содействие экономическому и технологическому развитию стран Южной и Юго-Восточной Азии. Начало атомному сотрудничеству Индии с ядерными поставщиками было положено в 1956 г., когда США обязались продать Индии исследовательский реактор на тяжелой воде типа CIRUS. В марте того же года США подписали контракт с Индией о поставках тяжелой воды в реактор. В апреле 1956 г. Канада заключила соглашение о поставках ядерного топлива для реактора. Стремясь перетянуть Индию на свою сторону в противостоянии с советским блоком, США обязались оказывать помощь индийской стороне в атомной сфере. В августе 1963 г. подписано новое соглашение с США. Согласно этому договору США должны поставить два атомных реактора для атомной электростанции в Тарапуре. Стороны также договорились, что урановое топливо для реакторов поставят США. В том же году Канада подписала два соглашения о сотрудничестве в атомной сфере с Индией. Первое соглашение предусматривало содействие Канады в модернизации и строительстве новых атомных реакторов, в поставке оборудования и комплектующих к ним, второе – строительство атомной электростанции в Раджастхане. Соглашение также предусматривало поставку ядерного топлива для реакторов. Через год Индия и Канада достигли договоренности о финансовой поддержке построенных ранее Канадой атомных реакторов на тяжелой воде CANDU. В мае 1964 г. Департамент по атомной энергии Индии и General Electric Company of America подписали соглашение о строительстве реакторов на быстрых нейтронах совокупной мощностью 380 Мегаватт. В декабре 1966 г. Индия и Канада подписали новое соглашение об оказании технологической поддержки канадской стороной в строительстве второй атомной электростанции в Раджастхане.

Второй этап. Приостановление сотрудничества с Канадой и США и развитие сотрудничества в атомной сфере с Россией и Францией. После испытания ядерного устройства в Индии международное сообщество наложило эмбарго на экспорт ядерных составляющих. США и западные союзники свернули программу «Мирный атом» и ужесточили режим поставки ядерных материалов в страны третьего мира. Эмбарго оказало влияние на атомный сектор Индии. Канада в мае 1974 г. заморозила строительство атомной электростанции Раджастхан-2, основанной на реакторе с тяжелой водой, и завод по производству тяжелой воды в Коте. Из-за прекращения поставок уранового топлива на атомную электростанцию Раджастхан-1 пришлось ее закрыть. Приостановление сотрудничества США и Канады с Индией способствовало замораживанию многих проектов и развитию сотрудничества с СССР и европейскими странами. В декабре 1976 г. Москва обязалась поставить Индии 200 тонн тяжелой воды. В феврале 1979 г. СССР заключила соглашение с Индией о поставках еще 250 тонн тяжелой воды. В 1979 г. Индия при посредничестве СССР возобновила производство тяжелой воды для реакторов в Тутикорне. Во время визита в Москву в октябре 1980 г. председателя комиссии по атомной энергии Хоми Сетхны обсуждались перспективы развития сотрудничества в атомной сфере. В декабре 1980 г. во время индийско-французского симпозиума в Нью-Дели министр технологий и исследований Франции Жан-Пьер Чивнемент заявил о готовности Франции в содействии в развитии атомной энергетики Индии. В октябре 1982 г. Франция договорилась с Индией о поставках обработанного урана для атомной электростанции в Тарапуре. В сентябре 1982 г. СССР подтвердил согласие о строительстве атомной электростанции мощностью 1000 Мегаватт. В апреле 1985 г. Индия и Франция заключили соглашение о строительстве реакторов на быстрых нейтронах в Калпаккаме. В ноябре 1988 г. Индия подписала важное соглашение с СССР о продаже Индии 2 атомных реакторов на легкой воде мощностью 1000 Мегаватт. Москва обязалась также поставлять урановое топливо для реакторов. Однако после распада СССР возникли трудности с финансированием проекта. Договор вступил в действие только в 1998 г., после согласия российской стороны о предоставлении Нью-Дели кредит на сумму в

2,6 млрд. долл. Строительство атомных электростанций на двух вышеназванных реакторах возобновилось только в 2002 г. Вслед за этим Франция заявила о продаже Индии двух реакторов на тяжелой воде. Министр технологий и исследований Франции Х. Куриен также предложил Индии технологии для реакторов на быстрых нейтронах. В январе 1995 г. КНР обязалась поставить 30 тонн уранового топлива в Тарапур. В июне 1998 г. Индия и Россия перезаключили ранее подписанное соглашение 1988 г. о строительстве атомных электростанций, базу которых составили два реактора на легкой воде в Куданкуламе. В июле 2000 г. Департамент науки и технологий Индии и Исследовательский институт России имени Курчатова подписали меморандум о развитии сотрудничества в атомной физике. В октябре 2000 г. во время визита президента России В. Путина в Индию обе страны заключили 11 соглашений об укреплении и развитии сотрудничества в атомной сфере и сфере науки и технологий. В феврале 2001 г. Россия обязалась поставить 58 тонн переработанного, низкообогащенного урана для станции Тарапур. В феврале 2003 г. Индия и Россия заключили соглашение о поставках ядерного топлива стоимостью 400 млн. долл. на станцию Куданкулам с 2007 г. [32]

Третий этап. Возобновление сотрудничества Индии и США в сфере атомной энергетики и расширение кооперации с ядерными поставщиками. В середине 2000-х гг. изменение позиций США в вопросах ядерного контроля (инициативы Вашингтона по ревизии контроля Группы ядерных поставщиков в связи с ростом конкуренции) коснулось Индии. Усиление Ирана и Китая на международной арене (динамичный рост экономики обоих государств) и рост конкуренции в импорте ядерных материалов способствовали решению США возобновить сотрудничество с Индией. В возобновлении сотрудничества с Индией США мотивировали в намерении переключить внимание Индии от прокладки газопровода ИПИ, тем самым лишить Иран доходов от экспорта газа, необходимых, по мнению Вашингтона, для создания ядерного оружия, и использовать Нью-Дели в качестве противовеса Китаю, а также вбить клин в формирующийся треугольник Индия-Китай-Россия. Однако главным фактором, способствующим изменению позиции США в отношении ядерной программы Ин-

дии, является перспективный ядерный рынок Индии. Индии же, в связи с медленным ростом атомной энергетики, необходимо было смягчение направленных против нее санкций международного сообщества, которые были приняты против нее в 1974 и 1998 г. в результате ядерных испытаний. 18 июля 2005 г. президент США Джордж Буш младший сделал заявление о том, что поддерживает идею о внесении поправок в международный правовой режим в соответствии с возможностью развития сотрудничества и торговли в атомной сфере с Индией. Хотя Индия является обладателем ядерного оружия и на него должен распространяться запрет на импорт ядерных материалов и технологий согласно договору о нераспространении ядерного оружия в рамках организации Группы ядерных поставщиков [33, с. 1-2]. В июле 2007 г. США и Индия подписали соглашение о развитии сотрудничества с Индией в атомной энергетике. Параграф 123, в частности, указывает на отказ от эмбарго в отношении экспорта ядерных технологий в Индию. Договор открыл перед Индией двери как равноправному партнеру с США и другими странами. Соглашение способствовало развитию сотрудничества Индии с основными странами, поставщиками ядерных материалов и технологий, начиная от обогащения урана и заканчивая атомными реакторами, включая весь цикл выработки атомной энергии. Основные положения договора заключаются в следующем:

– США не вмешиваются в развитие ядерной программы Индии в военных целях (по сути, Вашингтон признал Индию де-факто ядерной державой);

– США поддерживают Индию в переговорах с МАГАТЭ в заключении договора о гарантиях безопасности ядерных объектов;

– США способствуют созданию стратегических резервов ядерного топлива на случай срыва поставок [34, с. 6].

Заключение соглашения о сотрудничестве в атомной сфере между Индией и США интенсифицирует взаимную торговлю ядерными материалами. В июне 2012 г. американская компания Westinghouse Electric Company заявила о подписании меморандума о сотрудничестве с индийской компанией NPCIL. Меморандум предусматривал строительство реакторов на быстрых нейтронах мощностью 1000 Мегаватт и импорт комплектующих к ним.

Поддержка США в вопросе развития атомной энергетики способствовала расширению сотрудничества Индии с другими странами, прежде всего с Россией и Францией, а также с Великобританией, Южной Кореей, Намибией, Монголией, Аргентиной. После принятия решения Группой ядерных поставщиков об отмене ограничений на экспорт в Индию в 2008 г. страна ведет переговоры с другими странами, членами Группы ядерных поставщиков о заключении аналогичных соглашений с договором с США. В сентябре 2008 г. Индия и Франция заключили соглашение, которое предусматривает возможность поставок атомных реакторов и ядерного топлива в Индию. В договоре говорится, что страны будут сотрудничать в мирных невоенных целях в соответствии с международными нормами права. Соглашение вступило в силу в январе 2010 г. Франция и дальше будет снабжать Индию ядерным топливом, но в рамках гарантий МАГАТЭ. Так, в декабре 2008 г. французская компания AREVA заключила соглашение с Департаментом по атомной энергии Индии. Согласно договору AREVA обязалась снабжать NPCIL 300 тоннами урана с марта 2012 г. В феврале 2009 г. обе компании выразили готовность построить 6 атомных реакторов. Они также намереваются обсудить условия контракта по поставкам топлива двум реакторам в соответствии с меморандумом. В декабре 2010 г. AREVA и NPCIL заключили «генеральное соглашение» о строительстве реакторов и поставках топлива для этих реакторов. Индия и Россия подписали соглашение о сотрудничестве в декабре 2008 г. Согласно договору, Россия содействует Индии в строительстве новых атомных электростанций и расширяет сферу двустороннего сотрудничества в рамках развития атомной энергетики мирной направленности. В настоящее время Россия строит для Индии 2 атомные электростанции в Куданкуламе. Президент России Д. Медведев внес поправки в указ, о ядерном экспортном контроле добавив положение об экспорте ядерных материалов в страны, на которых не распространяются гарантии МАГАТЭ. Российская компания TVEL Corporation в феврале 2009 г. заключила соглашение с Департаментом по атомной энергии Индии о поставках ядерного топлива. В декабре 2009 г. обе страны инициировали другое соглашение как дополнение к договору 2008 г. Договор 2009 г. включает в себя сотрудничество в

области исследований в атомной сфере, строительство атомных реакторов в Индии и поставку ядерного топлива для построенных Россией реакторов. В марте 2010 г. Индия и Россия договорились о строительстве к 2017 г. 6 реакторов в Куданкуламе и 4 реакторов в Харипуре. В сентябре 2010 г. Индия и Великобритания заключили совместную декларацию, которая включала в себя экспорт ядерных технологий и оборудования в Индию. В августе 2009 г. Индия и Намибия соглашение о сотрудничестве в области атомной энергетики, которое предусматривало инвестиции Индии в добычу природного урана. Аналогичное соглашение подписали в сентябре 2009 г. Индия и Монголия. Обе стороны заключили Меморандум о развитии сотрудничества в области мирного использования радиоактивных минералов и атомной энергетики. Меморандум предполагал разработку урана в Монголии. В июле 2010 г. Индия и Канада заключили соглашение о мирном использовании атомной энергии, который включал в себя сотрудничество в строительстве атомных реакторов на тяжелой воде и поставки уранового топлива в Индию. В сентябре 2010 г. между Индией и Аргентиной было заключено соглашение о продвижении научно-технического сотрудничества в атомной сфере. В частности договор предусматривал поставки уранового топлива в Индию. В июле 2011 г. Индия и Южная Корея подписали соглашение о сотрудничестве в мирном использовании атомной энергии, которое предполагало участие Южной Кореи в строительстве атомных электростанций в Индии. В частности NPCIL и Korea Electric Power Co договорились об изучении возможности строительства атомных реакторов APR-1400 в Индии [33, с. 6-8].

1.3. Роль Ближнего и Среднего Востока в обеспечении энергетической безопасности Индии

При рассмотрении роли Ближнего и Среднего Востока в энергетической безопасности Индии следует учитывать, что:

– регион обладает значительными ресурсами нефти и газа. Согласно данным компании Бритиш Петролеум, запасы нефти в регионе составляют 101,8 млрд. тонн, или 54,4% мировых запасов. Ресурсы природного газа составляют 75,8 трлн. куб. м. Доля региона в мировых запасах газа составляет 40,5%. Запасы

нефти и газа сосредоточены главным образом на континентальном шельфе Персидского залива. Запасы нефти и газа Саудовской Аравии оцениваются в 36,3 млрд. тонн и 8 трлн. куб. м., Иран имеет 18,8 млрд. тонн и 29,6 трлн. куб. м., Ирак – 15,5 млрд. тонн и 1,8 трлн. куб. м., Кувейт – 14 млрд. тонн и 1,8 трлн. куб. м., ОАЭ – 13,4 млрд. тонн и 6 млрд. куб. м., Катар – 2,7 млрд. тонн и 25,3 трлн. куб. м., Оман – 700 млн. тонн и 700 млрд. куб. м., Сирия – 300 млн. тонн и 300 млрд. куб. м. и Йемен – 300 млн. тонн и 500 млрд. куб. м. [35, с. 6, 20];

– нефть в регионе высокого качества с низким содержанием серы, на небольшой глубине, расположена в крупных месторождениях с развитой инфраструктурой и не требует больших инвестиций. Так, на разработку и добычу нефти в Саудовской Аравии затрачивается 3 долл. за баррель, что значительно ниже, чем в других регионах, где стоимость добычи составляет 10-15 долл. за баррель [20, с. 112];

– несмотря на высокие темпы роста потребления нефти и газа, регион сохранит свои позиции в качестве главного мирового экспортёра углеводородов;

– географически регион расположен близко к экономически важным районам западной и южной Индии.

Сотрудничество Индии и стран Ближнего и Среднего Востока в энергетической сфере развивается в следующих областях:

- импорт нефти и сжиженного газа в Индию;
- инвестирование Индии в нефтегазовую инфраструктуру стран региона;
- инвестирование стран региона в нефтегазовую инфраструктуру Индии;
- инвестирование Индии в разработку и добычу нефтегазовых месторождений стран региона;
- инвестирование стран региона в нефтеперерабатывающую отрасль Индии;
- инвестирование Индии в нефтехимическую отрасль и электроэнергетику стран региона;
- инвестирование стран региона в нефтехимическую отрасль и электроэнергетику Индии;
- перспективы прокладки газопровода Иран-Пакистан-Индия.

Индия и Саудовская Аравия. Саудовская Аравия является крупнейшим импортером сырой нефти в Индию. Согласно данным Министерства нефти и газа, импорт нефти увеличился динамично с 7 млн. тонн в 1995 г. до 25,5 млн. тонн в 2009 г. Доля импорта нефти Саудовской Аравии в общем импорте нефти Индии сократилась с 26% до 20%, что связано со снижением доли стран региона в импорте с 80% до 72% [20, с. 106-109].

Еще в 1981 г. Индия и Саудовская Аравия основали Совместную комиссию о сотрудничестве в области торговли, науки, техники и культуры. В январе 2005 г. оба государства подписали меморандум о сотрудничестве в энергетическом секторе. В меморандуме стороны рассмотрели сферы энергетического сотрудничества: долгосрочные поставки нефти Саудовской Аравии в Индию сроком на 30 лет, нефтепереработка (стороны договорились об инвестировании в улучшение качества выпускаемых нефтепродуктов) и нефтехимия (совместные предприятия в Саудовской Аравии). В 2006 г. между Индией и Саудовской Аравией подписано соглашение о защите инвестиций и об избегании двойного налогообложения. Индийская государственная компания Indian Petrochemical Corporation Limited инвестировала 220 млн. долл. в нефтехимический завод по производству этилена и пропилена в Саудовской Аравии. Индийские компании Tata, Birla, Godrej and Boyce, Voltas, Ai-Kabar, Raymonds создали совместные предприятия с компаниями Саудовской Аравии в нефтехимическом секторе. Другие индийские компании Larsen and Toubro, Themax поставляют оборудование на предприятия нефтехимического сектора. Индийская компания the Dobsal Company of India выиграла тендер на прокладку газопровода длиной в 43 км от газового месторождения Саага до газоперерабатывающего завода Лаях Пуэр [20, с. 122].

Индия и Кувейт. Импорт нефти Кувейта в Индию вырос менее динамично с 4,6 млн. тонн в 1995 г. до 11,9 млн. тонн в 2009 г. Доля импорта нефти Кувейта в импорте нефти Индии снизилась с 16,8% до 9,3% [20, с. 106-109].

В 1995 г. кувейтская национальная компания Kuwait Petroleum Corporation и индийская компания India Oil Corporation основали совместный нефтеперерабатывающий завод в Пардипе (Орисса), известный как «Eastern India Refinery Project». Проект был одоб-

рен правительством Индии в 1998 г. Обе компании инвестировали в проект 174 млн. долл. Завод способен переработать 9 млн. тонн нефти в год. Доля кувейтской компании Kuwaiti Petroleum Corporation составила 26%. Kuwaiti Petroleum Corporation приобрела 26% акций нефтеперерабатывающего и нефтехимического завода в Бангалоре. В 2001 г. кувейтская компания инвестировала в Мангалорский нефтеперерабатывающий и нефтехимический завод. В свою очередь индийские компании RIL и GAIL проявляют интерес в инвестировании в нефтехимический комплекс в Кувейте [36, с.112].

Индия и ОАЭ. Поставки нефти ОАЭ в Индию увеличились с 7,37 млн. тонн в 1995 г. до 13,1 млн. тонн в 2009 г. Доля импорта ОАЭ в импорте нефти Индии уменьшилась с 27% до 10,2% [20, с. 106-109].

В начале 1990-х гг. индийская компания Western Oil Company of India построила нефтеперерабатывающий завод по производству смазочного масла в Дубаи. Завод начал функционировать в июне 1993 г. с перерабатывающей способностью в 15 тыс. тонн в год с расширением мощности до 30 тыс. тонн к 2000 г. Инвестиции ОАЭ в нефтеперерабатывающий сектор Индии увеличились с 200 млн. долл. в 1990-х гг. до 800 млн. долл. в 2000-х гг. [36, с. 123-125].

Активное сотрудничество двух государств развивается в газовой сфере. В феврале 1999 г. компания Abu Dhabi Gas Liquefaction Company (Adgas) и индийская компания Metgas of India подписали контракт о долгосрочных поставках 500 тыс. тонн сжиженного газа из ОАЭ в Индию в терминал Дабхол на период 20 лет. Другая компания Al-Manhal International Group (AMIG) инвестировал 5,7 млрд. долл. в строительство комплекса с использованием в качестве топлива сжиженный газ в штате Орисса. Комплекс включает в себя электростанцию мощностью 2500 Мегаватт и завод по производству удобрений аммония и урия. В том же году к проекту присоединилась индийская компания Vavasi Oil and Gas Private Limited (VOGL), в результате которого образовался консорциум AMIG-VOGL. Планируется, что 5 млн. тонн сжиженного газа в комплекс будет поступать из Австралии. Консорциум AMIG-VOGL выиграл тендер на строительство газопровода продолжительностью 1250 км в Аурайю (Уттар-Прадеш) с

дальнейшим продлением до Пенджаба и Харьяны. Кроме того, AMIG договорилась с West Bengal Power Development Corporation о строительстве электростанции на базе сжиженного газа мощностью 1000 Мегаватт. В июле 2000 г. AMIG подписала меморандум с компанией Uttar Pradesh State Industrial Development Corporation Limited (UPSIDCL) о строительстве газопровода длиной в 1000 км из Ориссы в Уттар-Прадеш. К тому же консорциум AMIG-VOGL договорился с компаниями UPSIDCL и Punjab State Industrial Development Company (PSIDC) о развитии нефтехимического сектора в Уттар-Прадеше и Пенджабе. Наряду с этим, в 2006 г. AMIG приобрела компанию Shipping Corporation of India для транспортировки 7,5 млн. тонн сжиженного газа из Катара в западные области Индии [20, с. 121].

Индийская компания Tata ведет переговоры с Абу-Даби о строительстве в ОАЭ электростанции.

Индия и Иран. Сотрудничество между Индией и Ираном развивается в сферах нефтепереработки, нефтехимии, газовом секторе. Еще в 1965 г. совместными усилиями Министерства нефти Индии и National Iranian Oil Company (NIOC) была создана компания Madras Refinery Limited. В 2000 г. компания преобразована в Chennai Petrochemical Corporation Ltd. В целях оптимизации экономического взаимодействия между двумя государствами в 1983 г. сформирована Совместная комиссия, которая регулирует взаимоотношения в сферах: сельского хозяйства, культуры, научно-технического сотрудничества, промышленности, транспорта и коммуникаций, энергетики и торговли. В 2000 г. на 11 сессии заседания Совместной комиссии в Тегеране было принято решение о преобразовании Совместной комиссии в Совместный комитет. Во время визитов премьер-министра Индии А.Б. Ваджпай в Тегеран и президента Ирана Хатами в 2003 г. были определены 5 приоритетных направлений сотрудничества:

- сотрудничество в сфере энергетической безопасности;
- стимулирование создания совместных предприятий в сферах электроэнергетики, нефтехимии, нефтепереработки, производства удобрений;
- стимулирование двусторонней торговли;
- сотрудничество в области науки и технологий, IT, телекоммуникаций, электроники, фармацевтики и биотехнологий;
- взаимные инвестиции.

Для стимулирования развития сотрудничества в приоритетных направлениях были подписаны договора и меморандумы, которые включают в себя:

- новое соглашение о торговле и экономической кооперации.

По новому соглашению обеим сторонам предоставляются преференции в торговле;

- двусторонний договор о таможенном сотрудничестве;

- меморандум о сотрудничестве в области энергетики;

- меморандум о развитии информационных технологий;

- Индия предоставляет Ирану кредит в размере 200 млн. долл. [37, с. 136-138].

В июле 2010 г. на 16-й сессии совместной комиссии в Нью-Дели были подписаны новые соглашения о сотрудничестве: Соглашение о сотрудничестве в сфере авиации; меморандум о сотрудничестве в области возобновляемой энергетики; меморандум о сотрудничестве в области мелкой и крупной индустрии; принята программа сотрудничества в науке и технике. [38, с. 93]. Важность подписанных соглашений между двумя государствами состоит в том, что торговля между Индией и Ираном главным образом включает в себя нефть и нефтепродукты. Создание благоприятных условий в торговле способствует росту импорта нефти в Индию из Ирана. Импорт нефти Ирана в Индию увеличился быстрыми темпами с 3,13 млн. тонн в 1995 г. до 21,32 млн. тонн в 2009 г. Доля импорта нефти Ирана выросла в импорте нефти Индии с 11,4% до 16,6% [20, с. 106-109].

В сфере нефтепереработки Индия предоставила технологии в модернизации нефтеперерабатывающих заводов. В настоящее время потенциал нефтепереработки в Иране составляет лишь 65% от всей мощности по причине технологической изношенности материального оборудования. Кроме того, индийские компании OVL (40% доли в проекте), OIL (40%) и OIC (20%) в 2002 г. подписали контракт с правительством Ирана о разработке нефтегазового Фарси шельфового блока площадью 3500 кв. км., расположенного на глубине моря 60-90 м. После сейсмического обследования участка блока Фарзат Б индийская сторона в 2009 г. получила разрешение от правительства Ирана о разработке газа на данном участке. OVL планирует инвестировать в разработку месторождения 5 млрд. долл. К 2010 г. ин-

дийские компании инвестировали в проект 36 млн. долл. [39] Наряду с этим индийская компания OVL приобрела 20% доли в крупнейшем нефтяном месторождении Ирана Ядавран, которое было обнаружено в 2003 г. Геологические запасы месторождения оцениваются в 18 млрд. тонн. Потенциальные возможности месторождения добычи нефти составляют 10,95 млн. тонн в год. Попытки приобрести 51% доли в месторождении натолкнулись на острую конкурентную борьбу с компаниями Total, Petronas of Malaysia и Sinorec. В итоге было решено предоставить OVL 20% доли. В дальнейшем доля OVL в месторождении выросла до 29% за счет сокращения доли National Iranian Oil Company [37, с. 135]. К тому же OVL присматривается к разработке 12 фазы месторождения газа Южный Парс и нефтяному месторождению Азедаган.

Сотрудничество в газовой сфере развивается в двух направлениях: строительство газопровода и импорт сжиженного газа из Ирана в Индию.

Газопровод Иран-Пакистан-Индия. Одним из главных направлений в сотрудничестве между Индией и Ираном является газопровод ИПИ. Рассматривались 4 варианта инфраструктурных проектов по импорту газа из Ирана:

– импорт газа по глубоководному трубопроводу. Обе стороны договорились исследовать вариант прокладки трубопровода на глубине 3000 метров продолжительностью 3600 километров. Индия рассматривала проект как наиболее приемлемый с точки зрения безопасности, так как он не проходит по территории Пакистана. Однако осуществление проекта было приостановлено на уровне технико-экономического обследования по причине сложности технологического освоения и значительных инвестиций;

– импорт газа по трубопроводу, проходящему по континентальному шельфу через территориальные воды Пакистана. Проект был заморожен по причине отказа правительства Пакистана Беназир Бхутто в 1995 г. в разрешении строительства трубопровода через территориальные воды Пакистана;

– импорт газа по трубопроводу с месторождения Южный Парс через территорию Ирана и Пакистана. Проект считается наиболее приемлемым для Ирана, Пакистана и Индии, так как требует наименьших инвестиций в сравнении с другими проектами

и цена газа в случае осуществления будет в 2 раза дешевле сжиженного газа. Однако проблемы безопасности и другие факторы тормозят осуществление проекта;

– импорт сжиженного газа. Для импорта сжиженного газа требуются заводы по сжижению газа, газозовы и заводы по регазификации газа. С точки зрения безопасности – это наиболее приемлемый проект [40, с. 100-101; 41, с. 135-136]. Однако при его осуществлении появляется ряд проблем экономического характера (сравнительно более высокая цена), технические (отсутствие технологий по сжижению газа в Иране) и политические (санкции США, наложенные на Иран в 1996 г. создают преграды для технологической модернизации Ирана и не позволяют крупным американским и европейским нефтегазовым компаниям инвестировать во многие энергетические проекты в стране). При осуществлении импорта сжиженного газа требуются инвестиции 2 млрд. долл. для сжижения газа, 200 млн. долл. за газозов и 500 млн. долл. за регазификацию. Так, согласно данным компании Shell International Gas, трубопроводный газ стоит дешевле сжиженного, если длина трубопровода не превышает 5000 км. Хотя в сравнении с газом, проходящим по глубоководному трубопроводу, сжиженный газ становится дешевле, если продолжительность трубопровода составляет более 1000 км [40, с. 101].

Из всех вышеперечисленных вариантов импорта газа из Ирана в Индию наиболее обсуждаются 2 варианта: через территорию Ирана и Пакистана и в виде сжиженного газа.

История развития проекта. Впервые идея о газопроводе ИПИ была выдвинута в 1950-х гг. офицером военного колледжа инженеров в Рисалпуре Маликом Афтаб Ахмед Ханом [42, с. 1]. Однако эта идея в то время не получила большого распространения. Вопрос о возможности импорта газа из Ирана в Индию по трубопроводу был поднят в 1989 г. заместителем министра иностранных дел Ирана Али Шамс Ардекани и директором Энергетического исследовательского центра ТАТА в Дели Раджендрой Паучари. В то время индийские власти скептически отнеслись к идее проекта в виду напряженности в отношениях между Индией и Пакистаном. Во время визита экс-министра нефтяной промышленности Ирана Гхоламреза Агхазадехом в Индию в июле 1993 г. договорились о прокладке трубопровода, минуя террито-

рию Пакистана. Параллельно в феврале 1994 г. во время визита экс-президента Пакистана в Тегеран Фарука Легхари Пакистан и Иран подписали меморандум о строительстве газопровода из Ирана в Пакистан. Кроме того, во время встречи был подписан другой меморандум о транзите катарского газа в Пакистан через территорию Ирана. В 1995 г. Пакистан и Иран подписали соглашение о строительстве газопровода из месторождения Южный Парс в Карачи, к которому впоследствии присоединилась Индия. В феврале 1999 г. Индия и Иран подписали соглашение о продлении трубопровода до Индии. До 1999 г. Пакистан скептически относился к идее присоединения к проекту Индии. Однако санкции, наложенные на Пакистан в связи с ядерными испытаниями 1998 г., и экономические выгоды от проекта (Пакистан в случае осуществления проекта будет получать 600 млн. долл. в год от транзита газа и других налогов через его территорию) повлияли на изменение решения присоединения Индии к проекту [43, с. 28-32]. В 2003 г. Пакистан и Иран договорились об образовании совместной рабочей группы. В 2005 г. во время визита министра нефти и газа Индии Мурли Деора в Пакистан был подписан меморандум о продлении трубопровода в Индию. Принято решение об импорте 20,66 млрд. куб. м в год в Индию и 10,33 млрд. куб. м в Пакистан в течение 30 лет. В феврале 2007 г. Индия и Пакистан договорились покупать у Ирана газ по цене 4,93 долл. за млн. БТЕ. В 2008 г. к проекту решил присоединиться Китай. В 2009 г. из-за разных подходов к цене за газ (иранская сторона просила значительно больше, чем просила Индия), обострение отношений с Пакистаном из-за терактов в Мумбаи 2008 г. и расширение сотрудничества с США в ядерной сфере вынудили Индию покинуть проект. В мае 2010 г. Пакистан и Иран в Турции подписали окончательное соглашение о строительстве газопровода. Строительство планируется начать в 2013 г. В условиях контракта предусматривалось, что впоследствии к проекту присоединится Индия. В марте 2010 г. Индия проявила желание присоединиться к проекту. На 12-м международном энергетическом форуме министр нефти и газа Мурли Деора встретился с министром иностранных дел Ирана Х. Ногхренкором Ширази по поводу возобновления двусторонних переговоров по газопроводу. Проект трубопровода, предложенный в 2005 г., предусматривает начало

с Ассалеуха до Ираншахра, с Ираншахра до ирано-пакистанской границы и далее через территорию Белуджистана и Синда в Дели. Продолжительность трубопровода составляет в 2775 км. Стоимость проекта оценивается в 7,5 млрд. долл. к 2013 г. и предполагает цену за газ 13 долл. за млн. БТЕ. Инвестировать в проект договорились таким образом: 48% вкладывает Иран, 32% – Пакистан и 20% – Индия [44].

Инвестиционные риски. Перспективы строительства газопровода ИПИ связаны со следующими факторами:

– политическими факторами. Индийско-пакистанские отношения периодически перерастают в конфронтацию и конфликты (1948, 1965, 1971, 1999 гг.), которые связаны с территориальным спором вокруг Кашмира, Качского рана, ледника Сиачен, недоверием и ненавистью друг к другу на психологическом уровне (массовые погромы индусов мусульманами и наоборот в 1946-1947 гг., которые привели к сотням тысяч жертв). Хотя в 2000-х гг. усилился мирный процесс в двусторонних отношениях (меры по созданию атмосферы доверия друг другу), которые время от времени сменяются ростом конфронтации. Индия опасается, что в случае роста конфронтации с Пакистаном Исламабад прекратит поставки газа в Индию, что может крайне негативно отразиться на развитии экономики страны. Стороны договорились о строительстве компрессорных станций через каждые 150 км и в случае срыва поставок страна, через территорию которого проходит трубопровод, возмещает ущерб конечному потребителю в соответствии с нормами международного права [20, с. 99]. Важным негативным фактором в осуществлении проекта является ядерная программа Ирана и ее последствия. В целях безопасности (после оккупации Афганистана и Ирака Иран оказался в стратегическом окружении США враждебных режимов) и развития энергетики (высокие темпы роста потребления) Тегеран взял курс на развитие в стране атомной энергетики. На официальных встречах Тегеран заявляет «о мирной направленности ядерной программы». Развитие ядерной программы Ирана вызывает беспокойство мирового сообщества, в первую очередь США. Конфронтация Ирана и США по ядерной проблематике способствует новым санкциям США в отношении Тегерана и изоляции Ирана. В сентябре 2005 г. Индия на заседании Международного энерге-

тического агентства по атомной энергии проголосовала против Ирана, что внесло коррективы в характер взаимоотношений между двумя государствами;

– факторами безопасности. Трубопровод планируется построить через территорию Белуджистана – нестабильного региона. Белуджистан является наиболее отсталой провинцией Пакистана, где периодически вспыхивают конфликты между центральной властью и сепаратистами. Террористический акт, совершенный организацией Белуджский Либеральный фронт в январе 2003 г. в газопроводе, прервал на некоторое время поставки газа в Пенджаб;

– геополитическими факторами. Конфронтация Ирана с США и ядерная программа Ирана налагают на Иран экономические санкции, по которым в энергетический сектор Ирана запрещается инвестировать свыше 20 млн. долл. США оппозиционируют газопроводу, так как считают, что доходы от осуществления проекта пойдут на развитие военной ядерной программы Ирана. Оппонируя проекту газопровода, Вашингтон препятствует финансированию проекта со стороны крупных нефтегазовых компаний и международных финансовых институтов, изолирует от проекта главных участников проекта – Индию через стимулирование сотрудничества в сфере ядерной энергетики и Пакистан путем втягивания Исламабада в тесные электроэнергетические отношения со странами Центральной Азии (проект CASA-1000 предусматривает интеграцию электроэнергетических сетей Пакистана, Афганистана и Центральной Азии), а также лоббируя строительство альтернативного газопровода ТАПИ. Под нажимом США итальянская компания Eni заявила об уходе с газового рынка Ирана, Малазийская компания Malaysian State Oil Company прекратила поставлять бензин в Иран, также последовали аналогичные действия других компаний Royal Dutch Shell, Vitol, Glencore and Trafigura. 24 марта 2010 г. российский гигант LuKoil приостановил разработку нефти на Анаракском месторождении в виду больших убытков от экономических санкций (согласно официальным данным компании LuKoil убытки от санкций составили 63 млн. долл.). В марте 2010 г. Конгресс США опубликовал доклад о включении индийских компаний OIC, ONGC, OVL, OIL, Petronet и Hinduja Group в список, на которых

распространяются санкции США в связи их тесным сотрудничеством с Ираном в энергетической сфере. Положение усугубилось, когда 3 августа 2010 г. администрация США ввела новые ограничения в отношении компаний, которые сотрудничают с Ираном в энергетической сфере [38, с. 94]. Наряду с этим в том же году страны ЕС присоединились к санкциям США;

– экономическими факторами. Потребление в Иране выросло с 62,9 млрд. куб. м в год в 2000 г. до 136,9 млрд. куб. м в год в 2010 г. [35, с. 19], что связано с переходом электроэнергетики на газ. Усилилась конкуренция со стороны других поставщиков: Катара, Туркменистана и т.д. Наряду с вышеназванными факторами главную роль в замораживании проекта трубопровода играет ценовой фактор. Ни Индия и Пакистан, с одной стороны, ни Иран не могут договориться о приемлемой для обеих сторон цене за газ. В 2006 г. иранская сторона предложила цену за газ 7,2 долл. за млн. БТЕ, тогда как Индия и Пакистан считают для себя приемлемой цену в 4,2 долл. за млн. БТЕ [45]. Дискуссии насчет цены продолжаются. Также переговоры ведутся об условиях долгосрочного контракта. Индия и Пакистан настаивают на фиксированной цене, тогда как Иран добивается изменения цены за газ каждые 3 года в виду волатильности цен на энергоресурсы.

Не менее важным направлением газового сотрудничества является импорт сжиженного газа в Индию. В ходе визита министра нефти и газа Индии Р. Найка 13 мая 2003 г. оба государства подписали соглашение о долгосрочных поставках сжиженного газа из Ирана в Индию по 5 млн. тонн в течение 25 лет. В соглашении также указывалось, что Иран предоставляет Индии участки в месторождениях для разработки газа. Р. Найк заявил, что поставки будут проходить в 2 этапа. На 1-м этапе Иран планирует поставлять 2,5 млн. тонн, тогда как на 2-м поставки увеличатся до 5 млн. тонн в год. Стоимость поставок составит 20 млрд. долл. В то время цена на сжиженный газ устанавливалась в пределах 3,51 долл. за млн. БТЕ. Поставки планировались начать сначала в 2005 г. с дальнейшим расширением до 7,5 млн. тонн к 2009 г. [19, с. 122] Однако по техническим причинам (отсутствие в Иране заводов по сжижению газа) и геополитическим (конфронтация с США) договор о поставках аннулировался. К тому же на условия соглашения повлияли другие факторы. Иран до-

бывался создания совместного предприятия с ОИС по перевозке сжиженного газа газовозами, однако индийская компания ввиду санкций США препятствовала этому. Другим фактором аналогично трубопроводному газу являлся вопрос о цене. Иранская сторона требовала цену за сжиженный газ 4,15 долл. за млн. БТЕ, в то время как индийская сторона намеревалась платить не более 2,53 долл. за млн. БТЕ [19, с. 127]. Консенсуса найти не удалось. В 2009 г. переговоры были прерваны.

Вместе с тем Индия оказывает технологическую поддержку Ирану в строительстве завода по сжижению газа. В декабре 2009 г. после проведения переговоров Иран подписал соглашение с индийскими компаниями ONGC и Hinduja Group по 40% доли в проекте, к которому присоединилась компания Petronet LNG, о строительстве завода по сжижению газа в южной части страны стоимостью 4,32 млрд. долл. Источником сырья для завода будет служить месторождение Южный Парс. 70% сжиженного газа предполагается экспортировать, из которых Индия получит 6 млн. тонн сжиженного газа в год [38, с. 93].

Индия и Катар. Импорт нефти Катара в Индию вырос с 550 тыс. тонн в 2001 г. до 2,4 млн. тонн в 2009 г. [20, с. 106-109].

Катар обладает значительными запасами природного газа и является крупнейшим производителем сжиженного газа в мире. В 1998 г. Катар и Индия подписали меморандум о сотрудничестве в нефтегазовом секторе. В декабре того же года катарская компания RasGas и индийская компания India's Petronet подписали соглашение о долгосрочных поставках в Индию 7,5 млн. тонн сжиженного газа сроком на 25 лет. В 1999 г. Индия и Катар подписали соглашение об избегании двойного налогообложения в торговле. В августе 1999 г. RasGas договорилась о начале поставок сжиженного газа 625 тыс. тонн в 2003 г. с увеличением до 2,5 млн. тонн в 2004 г. и 5 млн. тонн в 2005 г. в терминал Дахедж в Гуджарате, а также 1,25 млн. тонн в 2005 г. с расширением поставок до 2,5 млн. тонн в терминал Кочин в Керале. Поставки сжиженного газа начались в 2004 г. Потребителем катарского газа стала электростанция Дхабол мощностью 2,184 мегаватт. Кроме вышеназванного контракта RasGas подписала соглашение с индийской компанией India's Dakshin Bharat Energy Consortium об экспорте 2,5 млн. тонн сжиженного газа в терминал Эннор в Тамил

Наду сроком на 20 лет. Ведутся переговоры о поставках сжиженного газа из Катара в терминалы Тромбей (Мумбаи) 3 млн. тонн, Пипавав (Гуджарат) – 2,5 млн. тонн и Джамнагар (Гуджарат) – 3 млн. тонн. С терминалов Тромбей, Пипавав и Джамнагар сжиженный газ планируется поставлять на Мангалорский комплекс, который включает в себя электростанцию мощностью 2,5 млн. Мегаватт и нефтехимический завод по производству полимеров. Катар намерен к 2018 г. расширить поставки сжиженного газа до 20 млн. тонн.

Вместе с тем планировалось построить газопровод с Катарского месторождения Северный Дорн через компрессорную станцию Диба (ОАЭ) в пакистанский порт Гвадар длиной 1186 км с продлением в перспективе в Индию. Однако в 2005 г. из-за технологической сложности проекта переговоры были прерваны [46, с. 84-85, 36, с. 184].

Индия и Оман. Импорт нефти Омана в Индию сократился с 902 тыс. тонн в 2002 г. до 277 тыс. тонн в 2009 г.

С начала 1990-х гг. руководство Омана привлекал нефтегазовый сектор Индии в особенности нефтехимическая отрасль. В 1996 г. Oman Oil Company (OIL) и индийская компания Bharat Petroleum Corporation Limited (BPCL) подписали соглашение о строительстве нефтеперерабатывающего завода в Бине (Мадхья-Прадеш). В 2001 г. для поставок нефти на завод OIL построила трубопровод с терминала Вадинар до завода в Бине длиной 935 км

В газовой сфере Оман проявляет интерес в поставках сжиженного газа в Индию. В 1999 г. руководство Омана и компания MetGas завершили переговоры о поставках 1,6 млн. тонн сжиженного газа из Омана на электростанцию Дабхол, к которому присоединилась компания Enron. Однако с коллапсом компании Enron соглашение не было подписано. В дальнейшем в поставках сжиженного газа Оман вытеснил Катар.

В 1990-х гг. индийской стороной рассматривался вопрос об импорте газа из Омана по трубопроводу. В 1993 г. Индия и Оман подписали меморандум о строительстве подводного газопровода длиной 1000 км. Осуществление проекта было поручено OIL с оманской стороны и GAIL с индийской. Однако в 1996 г. осуществление проекта было прервано в связи с технологической сложностью прокладки трубопровода на глубине 3000 м

и недостаточностью запасов газа в Омане. В ходе проведения технико-экономического обследования совместной комиссией с участием компаний OIL, GAIL и правительства Индии было решено оставить проект [36, с. 158-159, 47, с. 68-71].

Кроме того, в 2006 г. индийские компании GAIL (25% доли в проекте), Videocon (25%), HPCL (12,5%) и BRPL (12,5%) инвестировали в разработку нефтегазового месторождения Блока 56 [48, с. 122].

Особенности энергетического сотрудничества Индии с Ираком, Йеменом и Сирией. Импорт нефти Ирака вырос наиболее динамично с 173 тыс. тонн в 1997 г. до 14,4 млн. тонн в 2009 г. Доля импорта нефти Ирака составила 11,2%. Тогда как Йемен и Сирия импортируют незначительное количество нефти. Поставки нефти Йемена в Индию увеличились с 228 тыс. тонн в 2001 г. до 681 тыс. тонн в 2009 г. Импорт нефти Сирии составил 82 тыс. тонн [20, с. 106-109].

В Ираке, Йемене и Сирии Индия инвестирует в разработку нефтегазовых месторождений. 28 ноября 2000 г. Индия заключила контракт с режимом Саддама Хусейна в Ираке о разработке нефтяного месторождения Блок-8 в Западной пустыне. Запасы нефти оцениваются в 89 млн. тонн. Контракт предполагал, что на первой фазе индийская компания OVL провела сейсмическую обработку данных на площади в 300 кв. км. Период контракта длился до 3 лет. На первой фазе было инвестировано 15 млн. долл. Контракт был ратифицирован правительством Ирака 22 апреля 2001 г. После падения режима Саддама Хусейна договор был перезаключен в 2008 г. с новым правительством Ирака. В 2010 г. OVL инвестировала 2 млн. долл. в проект. Площадь Блока 8 составляет 10,5 тыс. кв. км [39].

В Йемене индийские компании OIL и OIC приобрели по 12,7% доли каждая в оффшорные нефтяные месторождения Блок 82 и Блок 83. Другая индийская компания GSPC приобретает 40% доли в нефтегазовых месторождениях Аль-Джавф (Блок 19) в западной части бассейна Мариб-Аль Джавф (Западный Йемен), Северный Белхавф (Блок 28) – в Шабвахском бассейне недалеко от южного побережья Йемена и Аль-Раян (Блок 57) – в южном Руб Аль Кхали бассейне (Северный Йемен).

В Сирии индийская компания OVL в 2004 г. заключила контракт с правительством Сирии о приобретении 60% доли в нефтегазовом месторождении (Блок 24) в северо-восточной части Сирии с площадью 3853 кв. км. Запасы нефти оцениваются в 6,12 млн. тонн. Разработка участка началась в 2007 г. В течение первой фазы OVL провела сейсмическую обработку участков Вади Давара и Аль-Валиб и пробурила скважину Рашид-1. На 2-й фазе в 2009-2010 гг. пробурены 2 скважины Абу Кхасаб-1 и 2. К 2010 г. OVL инвестировала в проект 29 млн. долл. Другой проект Аль-Фурат разрабатывается индийской дочерней компанией ONGC Nile Ganga BV (ONGBV) совместно с Fulin Investment Sari, филиалом китайской компании China National Petroleum Company International (CNPCI), который включает в себя 36 нефтегазовых месторождений. Обе компании объединились в совместную компанию Himalaya Energy Syria B.V. (HESBV) с равными долями 50%. Проект начали разрабатывать в 2006 г. Индийская сторона инвестировала в проект 223 млн. долл. Доля HESBV в проекте составляет 18,75%. Запасы нефти в месторождениях, разрабатываемых индийскими компаниями, составляют 3,35 млн. тонн. Добыча нефти сократилась с 945 тыс. тонн в 2007 г. до 647 тыс. тонн в 2011 г., а добыча газа составила 5,475 млн. куб. м. Сокращение добычи нефти связано с ростом внутренней нестабильности в Сирии [39; 48, с. 121-122].

Проблемы и перспективы развития взаимоотношений Индии и стран Ближнего и Среднего Востока в энергетической сфере. Однако, перспективы энергетического сотрудничества Индии и стран региона наталкиваются на такие проблемы, как безопасность поставок углеводородов, политика США в отношении Ирана, пакистанский фактор, конкуренция со стороны США, ЕС, Китая, Японии и Южной Кореи.

С точки зрения безопасности поставок нефти и газа следует учитывать такие факторы, как:

– территориальные споры и межгосударственные конфликты в регионе. Существуют территориальные споры между Ираном и Ираком, Ираком и Кувейтом, Катаром и Бахрейном, Катаром и Саудовской Аравией, Оманом и Саудовской Аравией, ОАЭ и Оманом, ОАЭ и Саудовской Аравией, Саудовской Аравией и Йеменом. Подписанный в 1975 г. между Ираном и Ираком до-

говор о демаркации границы по береговой линии Ирака р. Шат-эль-Араб был расторгнут Саддамом Хусейном в 1980 г., что послужило началом ирано-иракской войны 1980-1988 гг. Претензии Ирака на ряд нефтедобывающих островов в Кувейте привели к оккупации Ираком Кувейта в 1990 г. Отношения между двумя государствами нормализовались только в 2005 г. после свержения режима Саддама Хусейна. Территориальный спор между Бахрейном и Катаром происходит из-за островов Хавар, богатых нефтью и газом, и нефтяных месторождений Дибал и Джарада в Персидском заливе. В 1995 г. оба государства были на грани войны. В 2001 г. при содействии Международного суда договорились о суверенитете Бахрейна на Хаварские острова и Катара на Дибал и Джарада. Лидеры ОАЭ и Омана в 1999 г. подписали соглашение о демаркации границы сектора, проходящем от Умм-аль-Зумойл на границе Омана до Аль-акведат на границе между ОАЭ и Саудовской Аравии;

– внутренняя нестабильность стран региона. Высокая рождаемость, рост безработицы, усиление влияния радикального ислама и требование широких слоев населения демократизации – основные угрозы стабильности в регионе. Население стран региона растет быстрыми темпами. Тем самым меняется половозрастная структура населения. В Саудовской Аравии половина населения моложе 15 лет, в Омане – 45%, в Кувейте – 35%, в Бахрейне – 30%, в ОАЭ – 29%, Катаре – 26% [49]. Трудоспособное население увеличивается на 5% в год. Местные экономики не в состоянии обеспечить рабочие места, что приводит к росту безработицы. В Саудовской Аравии безработица составляет 27% трудоспособного населения. Нефтедобывающие страны в большинстве представляют собой консервативные режимы с монархической системой правления (Саудовская Аравия, ОАЭ, Кувейт, Оман, Бахрейн, Катар), авторитарные режимы (Ирак при Саддаме Хусейне, Сирия) и исламские режимы (Иран). Политическая власть и доходы от углеводородов сосредоточены вокруг узкого круга членов королевской семьи в монархиях, партии БААС в Сирии и исламского духовенства в Иране. Процесс модернизации экономики, урбанизации, глобализации, рост доходов среднего класса приводит к росту требований проведения либеральных реформ в политических системах стран региона. Эти требования

выражаются в виде роста влияния исламистской и реформистской оппозиции режиму (Комитет по безопасности и легитимности прав в Саудовской Аравии – движение исламского духовенства, недовольного правлением королевской династии аль-Сауда, исламская оппозиция партии БААС в Сирии, суннитская оппозиция шиитскому правлению в Бахрейне, движение реформистов в Иране);

– рост нестабильности в регионе может привести к террористическим актам на нефтегазовых месторождениях и нефте- и газопроводах. В странах Залива большая часть нефти и газа сосредоточена в супергигантских и гигантских месторождениях (Гхавар, Сафаниях, Манифа, Шайбах, Зулуф в Саудовской Аравии, Ахваз, Марун, Южный Парс в Иране, Великий Бурган в Кувейте, Закум в ОАЭ, Северное нефтяное месторождение, Северный Дорн в Катаре и т.д.). Террористические акты могут стать причиной срывов в поставках углеводорода и роста цен;

– оккупация Ирака англо-американскими войсками в 2003 г. изменила геополитическую ситуацию в регионе. Ирак имеет выгодное геостратегическое положение в соседстве с Ираном. После оккупации Ирака США усилили давление на Иран. В 1996 г. США приняли санкции против Ливии и Ирана. Санкции распространяются на компании, которые вложили в энергетический сектор Ирана более 20 млн. долл. С Ираном Индия развивает общие проекты: нефтегазовое месторождение Фарси блок, газопровод Иран-Пакистан-Индия, проект Север-Юг, поставки сжиженного газа. Политика США в Иране поставила под угрозу реализацию некоторых из них (поставки сжиженного газа и прокладки газопровода);

– кашмирская проблема и напряженность в отношениях между Индией и Пакистаном оказывают негативное влияние на отношения Нью-Дели со странами региона, в частности на участие Индии в организации Исламская конференция;

– обширные ресурсы нефти и газа в регионе притягивают внимание США, ЕС, Китая, Японии, Южной Кореи и т.д. Для США Ближний и Средний Восток считается «жизненно важным регионом». Обеспечив контроль над ключевыми странами Ближнего и Среднего Востока, США способны влиять на нефтяные цены и таким образом снизить регулятивную роль ОПЕК, ре-

гулировать поставки нефти и газа в Китай, т.е. контролировать темпы его экономического роста и ослабить влияние России путем переориентации импорта углеводородов в ЕС из России на Ближний и Средний Восток и Центральную Азию, в частности на Ирак и Иран в перспективе (в случае прихода к власти проамериканских сил или оккупации Ирана американскими войсками). ЕС рассматривает регион как ключевой в диверсификации импорта нефти и газа. Ресурсы газа Ирана и Ирака рассматриваются странами ЕС как основные поставщики в будущей трубопроводной системе «Набукко». Расширяется нефтегазовое сотрудничество Японии и Южной Кореи со странами региона. В частности сфера энергетического сотрудничества охватывает наряду с импортом нефти поставки сжиженного газа (Катар экспортирует в Японию 11,2 млрд. куб. м сжиженного газа в год) и инвестиции в энергетический сектор стран региона. Китайские компании (CNPC, Sinopec) активно инвестируют в нефтегазовые проекты стран региона, в особенности Ирана, вытесняя тем самым европейские компании. КНР планирует присоединиться к газовой трубопроводной системе ИПИ и проложить нефтепровод через территорию Пакистана. Рост потребления нефти в Малайзии и Индонезии и сокращение добычи в связи с истощением основных месторождений приводят к снижению экспортных возможностей вышеназванных стран – основных экспортеров нефти в Японию и Южную Корею. Тем самым Япония и Южная Корея намереваются диверсифицировать источники поставок нефти путем расширения импорта из России, Вьетнама, Мьянмы, Африки и Ближнего и Среднего Востока.

К тому же в Индии вызывает беспокойство тот факт, что основные поставки нефти и сжиженного газа проходят через узкий Ормузский пролив, блокирование которого какой-либо страной может привести к прекращению поставок (в 2005 г. в ответ на санкции Иран пригрозил закрыть пролив для прохождения судов).

1.4. Африкано-Латиноамериканский вектор в энергетической политике Индии

Геополитическая значимость Африки для Индии состоит в следующем:

– Африка обладает 9,5% мировых запасов нефти, 7,9% мировых запасов природного газа, 3,8% мировых запасов угля и 38% мировых ресурсов урана [50, с. 41]. Нигерия имеет 5 млрд. тонн нефти и 5,3 трлн. куб. м природного газа, Ливия – 6 млрд. тонн нефти и 1,5 трлн. куб. м газа, Ангола – 1,8 млрд. тонн, Алжир – 1,5 млрд. тонн нефти и 4,5 трлн. куб. м газа, Судан – 900 млн. тонн нефти и Египет – 600 млн. тонн нефти и 2,2 трлн. куб. м газа. К тому же ЮАР обладает 30,1 млрд. тонн угля [38, с. 8, 20, 30];

– с улучшением технологии добычи углеводородных ресурсов в глубоководных месторождениях в Африке динамично растет добыча нефти с 371 млн. тонн в год в 2000 г. до 478,2 млн. тонн в 2010 г. и природного газа со 130,3 млрд. куб. м до 209 млрд. куб. м в 2000-2010 гг. [38, с. 10, 22];

– темпы роста потребления нефти и газа ниже темпов роста добычи. Для нефти рост составляет в 2000-2010 гг. 33% со 116,9 млн. тонн до 155,5 млн. тонн, для газа в тот же период рост составил 60% с 117,3 млрд. куб. м до 188,1 млрд. куб. м. Следовательно, страны Африки будут наращивать экспорт [39, с. 11, 23];

– нефть в Африке характеризуется как легкая, высокого качества, пригодная для нефтеперерабатывающих заводов Индии и высоко ценится на мировом рынке;

– несмотря на сравнительно высокие затраты на добычу 7-10 долл. за баррель ее легко транспортировать (месторождения сосредоточены главным образом на континентальном шельфе и не требуют инвестиций в трубопроводы);

– благоприятный инвестиционный климат. В целях привлечения больших инвестиций африканские страны предоставили благоприятные условия для добычи углеводородов (выгодные для инвесторов договоры о разделе продукции, налоговые льготы) и транспортировки (сравнительно низкие таможенные пошлины);

– если на Ближнем и Среднем Востоке добычу углеводородов регулируют государственные компании: Saudi Aramco (Саудовская Аравия), National Iranian Oil Company (Иран), Kuwait Petroleum Corporation (Кувейт), Abu Dhabi National Oil Company (ОАЭ) и т.д., в Африке главным образом нефтегазовый сектор динамично развивается с 1990-2000-х гг. и доля государственных компаний в добыче и транспортировке нефти и газа невысокая.

Страны Африки проводят курс на либерализацию экономики и энергетического сектора;

- только одна страна входит в ОПЕК – Нигерия, которая имеет установленный лимит в добыче нефти;

- внешняя политика Индии в настоящее время характеризуется как прагматическая и не заостряет внимание на идеологической стороне в отношениях с другими странами в отличие от стран Запада (в США и странах ЕС в своей внешней политике придерживаются принципов демократии и защиты прав человека). Поэтому некоторые страны предпочитают сотрудничать с Индией, чем с США или странами ЕС (Судан, Ливия);

- Индия с колониальных времен имеет традиционные связи со странами Африки и заслужила репутацию страны, которая борется с пережитками колониального прошлого;

- нефтегазовые ресурсы Восточной Африки расположены географически близко к динамично развивающимся южным и западным районам Индии.

Энергетическое присутствие Индии в Африке проявляется в следующем:

- Индия наращивает импорт нефти и газа из стран Африки;

- Индия инвестирует в нефтегазовые месторождения стран региона;

- Индия инвестирует в нефтегазовую инфраструктуру (трубопроводы, нефтепереработку) стран региона;

- Индия инвестирует в электроэнергетический сектор стран региона;

- Индия планирует экспортировать нефтепродукты в страны региона. Импорт нефти из стран Африки динамично вырос с 4,322 млн. тонн в 1995 г. до 20 млн. тонн в 2009 г. Доля Африки в общем импорте в Индию стабилизировалась на 15,8% [20, с. 106-109].

Индия и Нигерия. Нигерия является крупнейшим экспортером нефти в Африке. Экспорт нефти Нигерии в Индию динамично увеличился с 3 млн. тонн в 1995 г. до 10,542 млн. тонн в 2009 г. [20, с. 106-109]. Сотрудничество Индии и Нигерии проявляется в сферах торговли нефтью и нефтепродуктами, нефтепереработки, электроэнергетики. 30 августа 2000 г. Индия подписала соглашение с Нигерией об импорте нефти до 14,6 млн. тонн в год [37, с.

213]. В ноябре 2005 г. был подписан меморандум об импорте нефти до 16,425 млн. тонн в год сроком на 25 лет в обмен на обещание индийской стороны об инвестировании в инфраструктуру Нигерии. В сфере нефтепереработки в 2007 г. индийские компании India's Mittal Investment и Essar проявили интерес к строительству 4 нефтеперерабатывающих заводов с потенциалом переработки в 73 млн. тонн в год в порте Харкорт. В сфере электроэнергетики в январе 2007 г. индийская компания The National Thermal Power Corporation (NTPC) заключила соглашение о строительстве терминалов по сжижению газа в нигерии, который будет использован для электростанций Индии. К тому же NTPC инвестирует в строительство 2 электростанций на газе мощностью 700 и 500 Мегаватт. Обе стороны намереваются подписать меморандум о развитии сотрудничества в области электроэнергетики. NTPC также планирует основать в Нигерии институт по подготовке технических инженеров [51, с. 2-3]. Кроме того, Индия инвестирует в нефтегазовые месторождения Нигерии. В 2005 г. OVL приобрел за 2 млрд. долл. 45% доли в нефтегазовых оффшорных месторождениях, которые принадлежали ранее нигерийской компании South Atlantic Petroleum Limited. Впоследствии Индия расторгла контракт в связи со значительными затратами в производство и низкой окупаемостью месторождений. В феврале 2007 г. совместная индийская компания ONGC Mittal Energy Limited (OMEL) приобрела 45,5% доли в глубоководном месторождении Блок OPL 279. Площадь участка составляет 1125 кв. км. В январе-феврале 2010 г. компания пробурила первую скважину Куере-1 и провела геолого-сейсмическую разведку месторождения. К 2010 г. OMEL инвестировала в проект 152 млн. долл. К тому же, OMEL приобрела 64,3% доли в месторождении площадью 1167 кв. км в глубоководном месторождении Блок OPL 285. Первую скважину OMEL пробурила в 2011 г. Инвестиции Индии к 2011 г. составили 62 млн. долл. OMEL планирует инвестировать в нефтегазовые месторождения Нигерии 340 млн. долл. [39; 48, с. 121].

Индия и Ангола. Индия расширяет импорт нефти из Анголы и инвестирует в разработку нефтегазовых месторождений. Поставки нефти Анголы в Индию увеличились с 260 тыс. тонн в 2001 г. до 4,872 млн. тонн в 2009 г. Индия импортирует нефть с 3

месторождений – Кабинда, Немба и Жирассол. OVL также подписала соглашение с компанией Royal/Dutch Shell о приобретении 50% доли в оффшорном блоке 18 за 623 млн. долл. Запасы нефти 6 месторождений составляют 35-40 млн. тонн стоимостью 3,5-4 млрд. долл. При разработке 7-го месторождения резервы нефти увеличиваются до 15-20 млн. тонн. К 2007 г. планировалось увеличить добычу нефти до 10 млн. тонн в год, однако соглашение так и не вступило в силу, что связано с намерением ангольской государственной компании Sonangol приобрести долю в проекте. Переговоры возобновились в 2005 г. [39].

Индия и Судан. Интересы Индии в Судане связаны с инвестированием в нефтегазовый сектор, в особенности в разработку месторождений и инфраструктуру страны с перспективой увеличения импорта нефти. Поставки нефти в Индию из Судана составили в 2004 г. 8,1 млн. тонн, которые в 2005 г. сократились до 328 тыс. тонн и к 2009 г. выросли до 772 тыс. тонн [20, с. 106-109]. Решение Индии инвестировать в нефтегазовый сектор Судана считается индийскими аналитиками как «критический компонент внешней политики» [39, с. 216]. С одной стороны, геополитическое значение Судана для Индии значительно (по мнению индийских аналитиков, Судан воспринимается как «ворота в энергетический сектор Африки» [39, с. 216], что мотивируется выгодным геостратегическим положением страны на перекрестке морских и сухопутных коммуникаций). С другой – нестабильностью внутриполитической ситуации, ростом сепаратизма в стране (Дарфур) и санкциями США по отношению к Судану. В ноябре 1997 г. США ввели санкции против Судана. Санкции вынудили в 2000 г. американские и канадские компании, участвовавшие в Великом Нильском нефтяном проекте, покинуть проект, что повлияло на инвестиционный климат страны. После ухода американских и канадских компаний, которые занимали доминирующие позиции в нефтегазовом секторе страны, вектор инвестиционной активности переключился в сторону азиатских компаний Китая и Индии. В марте 2003 г. индийская компания ONGBV присоединяется к консорциуму в проекте Великий Нильский нефтяной проект с долей 25%. В проекте также принимают участие China National Petroleum Corporation (CNPC – 40% доли), Petrones Carigali Overseas Sdn Berhad – дочерняя компания Malaysian National Oil

Company, Petronas (30% доли) и Sudapet, the National Oil Company of Sudan (5% доли). Проект разрабатывает нефтегазовые месторождения в бассейне Муглад на юго-востоке страны в 700 км от Хартума и включает в себя блоки 1,2 и 4 площадью 49,5 тыс. кв. км. Добыча нефти ведется на месторождении Диффа (блок 4) с 2004 г. Потенциал добычи составляет 15 млн. тонн нефти в год. В 2011 г. консорциум произвел 8 млн. тонн, из которых ONGBV добыла 1,8 млн. тонн. Доказанные запасы нефти оцениваются в 22,3 млн. тонн [39].

Кроме того, в марте 2004 г. OVL приобрела 26,125% доли в нефтяных блоках 5А и 5В у австрийской компании OMV Aktiengesellschaft. Оба блока также расположены в бассейне Муглад (Южный Судан). 1-й блок имеет площадь 20,973 кв. км. Доказанные запасы нефти оцениваются в 5,848 млн. тонн. Добыча нефти на индийском участке в 2011 г. составила 226 тыс. тонн. 2-й блок имеет меньшую площадь – 20,119 кв. км. Совокупные вероятные запасы нефти на 2-х блоках аналитики оценивают в 20-270 млн. тонн. Инвестиции индийских компаний в нефтегазовые месторождения Судана составили 969 млн. долл. [39].

Как отмечают аналитики компании ONGC добыча нефти на месторождениях, контролируемых индийцами, снизилась с 3,921 млн. тонн в 2008 г. до 1,576 млн. тонн в 2011 г., что связано с ростом нестабильности в стране [52, с. 17].

Индия также инвестирует в нефтегазовую инфраструктуру Судана. В июне 2004 г. OVL и Министерство энергетики Судана подписали соглашение о прокладке трубопровода с нефтеперерабатывающего завода в Хартуме до порта Судан продолжительностью в 741 км. Доля OVL в проекте составила 90%. Впоследствии к проекту присоединилась другая индийская компания OIL с долей в проекте 10%. Инвестиции индийских компаний в проект составили 26 млн. долл. Общая стоимость проекта оценивается в 194 млн. долл. [39].

Индия и Ливия. Импорт нефти из Ливии увеличился с 634 тыс. тонн в 2001 г. до 1,86 млн. тонн в 2004 г. с дальнейшим снижением до 890 тыс. тонн в 2009 г. [20, с. 106-109]. В Ливии Индия активно инвестирует в нефтяные месторождения и нефтеперерабатывающие заводы. В июне 2003 г. OVL приобрела 49% доли в нефтяном блоке NC-189 и NC-188. 1-й блок расположен в

западной части бассейна Сирте, в 800 км к юго-востоку от Триполи. Площадь блока составляет 2088 кв. км и имеет развитую инфраструктуру. 2-й блок площадью 6558 кв. км расположен в 250 км к югу от Триполи в бассейне Гхадамас [39]. В 2004 г. компании OIL и OIC приобрели по 50% доли в нефтяном Блоке 86. В декабре 2005 г. OVL приобрела 100% акций нефтяного месторождения Блок 81-1 площадью 1809 кв. км в Гахадамском бассейне. На участке месторождения ведется геолого-сейсмическая разведка [49, с. 121]. В марте 2007 г. OVL заключила контракт с правительством Ливии о разработке нефтяного глубоководного месторождения Блок 43 площадью 7449 кв. км с долей в проекте 100%. В 2007 г. OIL и OIC приобрели по 50% доли каждая в нефтяном блоке 102 (4) и бассейне 95-96 25% доли [39]. Также Индия оказала техническую поддержку в строительстве нефтеперерабатывающих заводов Рас Лануф (нефтеперерабатывающая способность 11 млн. тонн в год) и Брега (420 тыс. тонн в год). Индия планирует оказать техническую поддержку в строительстве нефтеперерабатывающих заводов в Себхе (995 тыс. тонн в год) в Триполи и Мисурате (10 млн. тонн в год) недалеко от нефтяного месторождения Мурзуге [37, с. 221].

Индия и Египет. Импорт нефти из Египта вырос с 1,3 млн. тонн в 1995 г. до 4 млн. тонн в 2002 г., который в дальнейшем снизился до 1,557 млн. тонн в 2009 г. [20, с. 106-109].

Индия является крупным инвестором в нефтегазовый сектор Египта. В августе 2005 г. OVL приобрела 70% доли в глубоководном нефтяном блоке Северный Рамадан площадью 290 кв. км в Суэцком заливе. Были пробурены 2 скважины, в 2010 г. консорциум получил разрешение о бурении 3-й скважины. В июне 2007 г. OVL приобрела 33% в газовом месторождении «North East Mediterranean Deepwater» (NEMED) в Средиземном море недалеко от побережья Египта. Площадь месторождения составляет 20,75 тыс. кв. км. Запасы газа оцениваются в 43,5 млрд. куб. м. На 2-й фазе разработки консорциумом пробурены 4 скважины. В 2008 г. началась 3-я фаза разработки. Однако, разработка месторождения сопряжена большими трудностями и составляет на 50% сланцевый газ. Инвестиции OVL в месторождение составили 235 млн. долл. [39]. OIL и OIC приобрели 25% доли каждая в Блоке 3 Южной Квисейр и в Блоках 4 Южный Синай. Доля дру-

гой индийской компании GSPC в блоке 3 и 4 составила 50%. К тому же GSPC 50% доли в глубоководном месторождении (Блок 6 Северный Хапи) в Великом Нильском нефтяном проекте, блоке 8 (Южный Диор) в западной пустыне и 60% доли Блоке 5 (оффшорное месторождение) в Суэцком заливе [49, с. 117-121].

Крупным успехом Индии в Египте является приобретение компанией GAIL 15% акций в компании National Gas Company of Egypt (NATGAS). Кроме GAIL акционерами NATGAS являются компании Egypt Kuwait Holding Company, Shell Gas B.V., Petrogas, Jaicorp [37, с. 222].

Инвестиции Индии в нефтегазовые месторождения Конго, Сан-Томе и Принсипи, Конго и Габон. В 2006 г. OVL приобрела 20% доли в нефтяном оффшорном месторождении – блоке Mer Tres Profonde Nord (MTPN) в Конго. Запасы нефти оцениваются в 13,8 млн. тонн. Добыча нефти развивается в скважине HVAM-1 на глубине 2,7 тыс. км с 2009 г. Инвестиции компании составили в 2009 г. 14 млн. долл. Дочерняя компания OVL ONGC Narmada Limited (ONL) приобрела 13,5% в блоке 2 (Сан-Томе и Принсипи). Бурение скважины началось в 2009 г., однако проект пришлось оставить из-за незначительных запасов нефти и значительных затрат на разработку месторождения. В 2006 г. OIL и OIC приобрели 45% доли каждая в нефтяном месторождении (Блок ФТ-2000) в Габоне и в 2009 г. и индийские компании BRPL и Videkcon приобрели по 10% акций в газовом месторождении Мозамбик-1 в Мозамбике [39].

Импорт нефти из Экваториальной Гвинеи увеличился со 139 тыс. тонн в 2003 г. до 1,66 млн. тонн в 2005 г. с дальнейшим снижением до 281 тыс. тонн в 2009 г. Поставки нефти из Конго, Габона, Камеруна в 2009 г. составили 247 тыс. тонн, 418 тыс. тонн и 113 тыс. тонн соответственно [20, с. 106-109].

Индия также планирует экспортировать нефтепродукты в страны Восточной Африки.

Проблемы и перспективы энергетического сотрудничества Индии и стран Африки. Перспективы развития энергетического сотрудничества Индии и стран Африки связаны также с:

– ростом нестабильности в большинстве нефтедобывающих стран Африки (Нигерии, Судане, Ливии, Египете, Анголе). Социально-экономическое и политическое развитие в странах

Африки характеризуется высокими темпами роста населения (2-3% в год наиболее высокие в мире), ростом безработицы (20-30% трудоспособного населения), высокими темпами роста инфляции (5-10% в год), коррупцией и неэффективностью государственного управления (государственные структуры стран Африки занимают 1-е места в рейтинге наиболее коррумпированных). Вышеуказанные факторы влияют на стабильность политических режимов стран Африки и создают угрозу не только поставкам нефти в Индию, но и деятельности и инвестициям индийских нефтегазовых компаний. В 1990-2000-х гг. страны Африки захлестнула волна гражданских войн, сепаратистских движений (Нигерию, Судан, Алжир, Ливию), революций (Египет) и военных переворотов. Эти страны занимают важное место в импорте нефти в Индию;

– угрозой морским коммуникациям со стороны пиратства у берегов Сомали. В 2000-х гг. участились случаи захвата пиратами нефтяных танкеров, что влияет на поставки нефти и газа в Индию из Ливии, Судана, Египта. С целью обеспечения безопасности морских коммуникаций мировое сообщество, так же как и Индия, направило военные корабли;

– ростом влияния США и Китая в Африке. В связи с ростом нестабильности на Ближнем и Среднем Востоке Вашингтон принял стратегию диверсификации поставок нефти из других регионов, усиливая свое присутствие в регионах наиболее близко расположенных к США Африке, Латинской Америке и Канаде. Африка также как и Ближний и Средний Восток рассматривается во внешней стратегии США как «жизненно важный регион». Высокие темпы роста потребления энергоресурсов и сравнительно низкие темпы роста производства активизируют внешнюю политику КНР, принуждая Пекин диверсифицировать импорт нефти, в том числе и в Африке. Китайские компании конкурируют с индийскими компаниями за нефтегазовые месторождения Африки;

– конкуренцией со стороны стран ЕС. ЕС в 2006 г. принял доктрину диверсификации энергетической политики, которая предполагает расширение сотрудничества со странами Африки (Нигерией, Алжиром, Ливией, Египтом). В настоящее время Алжир, Нигерия и Ливия являются крупными импортерами нефти и газа в Европу. Рассматриваются перспективы присоеди-

ния Египта к трубопроводной системе «Набукко», увеличения поставок трубопроводного и сжиженного газа из Алжира, нефти – из Ливии и Нигерии.

Диверсификация внешней энергетической политики Индии затрагивает также *Латинскую Америку*. На конференции по нефтяной промышленности в Нью-Дели в 2005 г. министр иностранных дел Индии Натвар Сингх заявил «Индия установила тесные отношения в энергетической сфере с Венесуэлой, теперь планирует развивать сотрудничество с Колумбией, Кубой, Эквадором, Тринидад и Тобаго, Бразилией и Аргентиной» [53]. Регион обладает значительными ресурсами нефти – 35,9 млрд. тонн (18,1% мировых запасов) и природного газа – 7,9 трлн. куб. м (4,3% мировых запасов). Венесуэла занимает второе место по запасам нефти – 30,4 млрд. тонн и обладает значительными запасами природного газа – 5,5 трлн. куб. м. Бразилия имеет 2 млрд. тонн нефти и 400 млрд. куб. м газа, Мексика – 1,6 млрд. тонн нефти и 500 млрд. куб. м газа, Колумбия – 300 млн. тонн нефти и 100 млрд. куб. м газа [35, с. 10, 22]. Нефть из региона Индия начала импортировать в 1999 г. объем составил 25 тыс. тонн. С того времени поставки нефти в Индию динамично увеличились до 8,853 млн. тонн в 2009 г. Основными импортерами нефти являются Венесуэла 6,955 млн. тонн и Мексика 1,826 млн. тонн. Импорт нефти из Бразилии, достигнув 2,8 млн. тонн в 2003 г., сократился до 292 тыс. тонн в 2005 г. В настоящее время Бразилия перестала поставлять нефть в Индию, что связано с ростом внутреннего потребления в стране. Незначительное количество нефти импортирует Панама – 72 тыс. тонн [20, с. 106-109].

Более активна Индия в инвестировании в разработку нефтегазовых месторождений в регионе. В Венесуэле в апреле 2008 г. OVL подписала соглашение с компанией *Corporacion Venezolana del Petroleo (CVP)* о приобретении 40% доли в проекте Сан-Кристоваль. Проект покрывает 160,18 тыс. кв. км и расположен в бассейне Ориноко, богатой тяжелой нефтью. Добыча нефти увеличилась с 671 тыс. тонн в 2009 г. до 767 тыс. тонн в 2011 г. В мае 2010 г. индийские компании OVL, Indian Oil Corporation Limited и OIL приобрели 11% и по 3,5% каждая соответственно доли в проекте Караборо. Караборо 1 (203 кв. км.) и Караборо 2 (180 кв. км.), расположенные в бассейне Ориноко. Запасы нефти в

Караборо оцениваются в 3,68 млрд. тонн. Добычу тяжелой нефти планируют довести до 20 млн. тонн и 10 млн. тонн легкой в районе Соледад в штате Анзатегуа. Срок действия контракта – 25 лет [39].

В Бразилии в апреле 2006 г. компания ONGBV через дочернюю компанию ONGC Campos Ltda приобрела 15% доли в месторождении (Блок ВС-90) в бассейне Кампос в 120 км от г. Витория недалеко от побережья. Площадь глубоководного месторождения составляет 600 кв. км Компания инвестировала 548 млн. долл. На 1-й фазе было пробурено 11 скважин, из которых в июле 2009 г. на 9 начали добывать нефть и на 1 – природный газ. В 2010 г. ONGC Campos Ltda произвела 192 млн. тонн нефти. В 2008 г. ONGC Campos Ltda приобрела 25% доли в Блоках VM-Seal-4 и VM-Bar-1. В 2010 г. ONGBV также через дочернюю компанию ONGC Campos Ltda приобрела 43,5% доли в нефтяном Блоке VM-S-73 и 100% в Блоке VM-EC-42. Площадь участка Блока VM-S-73 составляет 160 кв. км и Блока VM-EC-42 725 кв. км и расположены на глубине моря 200 м и 1500 м соответственно. На 2-х месторождениях ведутся геолого-сейсмические работы. Инвестиции компании составили 36 млн. долл. к марту 2010 г. [39]. Кроме того, другая индийская компания BRPL в 2009 г. приобрела 15% доли в нефтяных месторождениях (3 блока ES-M-588, ES-M-661, ES-M-663) в бассейне Эспирито Сантос, 20% доли в месторождениях (4 блока SEAL-M-349, SEAL-M-426, SEAL-M-497, SEAL-M-569) в бассейне Сергипе Алагор, 12,5% доли в месторождениях (Блок CM-101) в бассейне Кампос и 10% доли в месторождениях (2 Блока POT-M-663 и POT-M-760) [49, с. 117-120].

В Колумбии в сентябре 2008 г. OVL приобрела 40% доли в глубоководном месторождении (блок RC-8), 50% доли в месторождениях (RC-9 и RC-10). Контракт был заключен позже, в ноябре. Площадь участков составляет 2770 кв. км Блока RC-8, 2120 кв. км RC-9 и 2680 кв. км RC-10 и расположены на глубине от 70 до 1500 м. В том же году в декабре OVL заключила контракт о приобретении 50% доли в 2-х Блоках SSJN-7 и 100% доли в Блоке CPO-5. В 2010 г. OVL уступила 30% доли Блока CPO-5 колумбийской компании Petrodorado S.A. Месторождения находятся на стадии геолого-сейсмической разработки. Наряду с

этим, дочерняя компания OVL ONGC Amazon Alakhanda Limited (OVAL) создала совместную компанию Mansarovar Energy Columbia Limited (MECL) с дочерней китайской компанией Sinopec International petroleum Exploration and Production Limited (SIPC). Доля обеих компаний составила 50 на 50%. В свою очередь MECL имеет 100% доли в нефтепроводе Веласкэс-Галан и месторождения нефти, запасы которых оцениваются в 2,736 млн. тонн. Добыча нефти увеличилась с 351 тыс. тонн в 2008 г. до 468 тыс. тонн в 2011 г. [39].

На Кубе в мае 2006 г. OVL заключила соглашение о приобретении 30% доли в глубоководных нефтяных месторождениях (Блоки 25, 26, 27, 28, 29, 35А и 36) площадью 11,231 кв. км., которые расположены в «специальной экономической зоне». В сентябре 2006 г. OVL подписала контракт о приобретении 100% доли нефтяных месторождений (блоки 35 и 36) площадью 7449 кв. км на глубине 2200 м. К 2010 г. завершилась сейсмическая разведка месторождений. Инвестиции в проекты к марту 2010 г. составили 59 млн. долл. [39]

Проблемы и перспективы развития энергетического взаимодействия Индии и стран Латинской Америки. В энергетическом взаимодействии со странами Латинской Америки Индия испытывает трудности, которые связаны с:

- значительным расстоянием. Латинская Америка наиболее далеко расположена от Индии, что увеличивает расходы на доставку нефти танкерами;

- угрозой коммуникациям. Нефть импортируется в Индию из стран региона через Суэцкий канал и Аденский пролив, впоследствии минуя побережье Сомали. Существует угроза поставкам из-за действий пиратов у берегов Сомали и в связи с большой загруженностью Суэцкого канала;

- качеством нефти. Нефть в основных странах – производителях нефти, главным образом, тяжелая и требует дополнительных инвестиций на переработку, что значительно удорожает нефть;

- внутренней нестабильностью в Колумбии и Венесуэле. Длительная всеобщая забастовка в Венесуэле в 2002 г. привела к сокращению добычи и экспорта нефти;

- снижением экспорта нефти в Мексике и Бразилии. Сокращение экспорта нефти в Мексике связано со снижением запасов и

добычи на основных месторождениях и ростом потребления в Бразилии;

– конкуренцией США, стран ЕС и Китая. Нефтегазовый рынок Мексики и Венесуэлы ориентирован, главным образом, на США. Мексика экспортирует 55 млн. тонн и Венесуэла и 54 млн. тонн нефти. Американские и европейские компании Shevron, Unocal, Shell, British Gas, Total и т.д. доминируют на энергетическом рынке Мексики, Боливии, Эквадоре. КНР появилась на нефтегазовом рынке Латинской Америки сравнительно недавно, в начале 2000-х гг., и активно осваивает новые нефтегазовые месторождения Бразилии, Венесуэлы, Колумбии. Китайская компания CNPC выиграла тендер у OVL на строительство нефтепровода в Боливии.

1.5. Энергетическая политика Индии в Азиатско-Тихоокеанском регионе

Азиатско-Тихоокеанский регион – обширный регион, который включает в себя страны Юго-Восточной, Северо-Восточной Азии (в регион также включаются российские области Дальнего Востока и Сибири), Австралии и Океании. С целью расширения взаимодействия со странами региона в 1990 г. правительство К. Гуджарала приняло стратегию «Look East» [54, с. 126]. Геополитическая важность региона определяется:

– наличием значительных энергетических ресурсов. В России сосредоточено 5,6% мировых запасов нефти, 23,9% природного газа, 18,2% угля [35, с. 6, 20, 30]. Хотя основные ресурсы нефти и газа сосредоточены в Западной Сибири (70%), в последнее время в связи истощением и сложностью добычи на основных нефтегазовых месторождениях Западной Сибири (Медвежье, Уренгой, Ямбург) правительство России уделяет большое внимание разработке месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В 2003 г. были обнаружены значительные запасы нефти и природного газа на о. Сахалин (1,64 млрд. тонн нефти и 2,55 трлн. куб. м газа) [55, с. 28], который к тому же имеет развитую инфраструктуру. Австралия обладает значительными ресурсами природного газа – 2,9 трлн. куб. м и угля – 76,4 млрд. тонн. В Индонезии и Малайзии располагаются 1,4 млрд. тонн нефти, 5,5

трлн. куб. м газа, 5,88 млрд. тонн угля. Значительными ресурсами углеводородов обладает Бруней – 1,1 млрд. тонн нефти и 300 млрд. куб. м газа. Китай имеет 114,5 млрд. тонн угля. Кроме того, крупными ресурсами углеводородов обладают Вьетнам (600 млн. тонн нефти, 600 млрд. куб. м газа) и Мьянма (300 млрд. куб. м газа) [35, с. 6, 20,30];

– высокой динамикой роста добычи природного газа и налаженной инфраструктурой производства сжиженного газа. В Австралии добыча газа выросла с 31,2 млрд. куб. м в 2000 г. до 50,4 млрд. куб. м в 2010 г., в Малайзии с 45,3 млрд. куб. м до 66,5 млрд. куб. м и в Индонезии с 65,2 млрд. куб. м до 82 млрд. куб. м. Несмотря на высокие темпы роста потребления соответственно в Австралии с 20,5 млрд. куб. м до 30,4 млрд. куб. м, в Малайзии с 24,1 млрд. куб. м до 35,7 млрд. куб. м и Индонезии с 29,7 млрд. куб. м до 40,3 млрд. куб. м [35, с. 10, 22, 30] вышеназванные страны намереваются наращивать экспорт;

– некоторые страны региона расположены в непосредственной близости от Индии и имеет развитую инфраструктуру экспорта углеводородов. В Малайзии, Индонезии, Брунее, Австралии и России уже построены терминалы, заводы по сжижению газа, нефтегазовые месторождения соединены сетью трубопроводов. Малайзия и Индонезия в настоящее время считаются крупными экспортёрами сжиженного газа. К тому же, в Юго-Восточной Азии строится трансазиатский газопровод, который в перспективе соединит в единую сеть трубопроводов Малайзию и Сингапур, Мьянму и Тайланд, Индонезию и Сингапур, газовые месторождения в Камаго с Малампией на Филиппинских островах, Западную Натуну с Дайенгом в Малайзии, Мингапур и Индонезию, общую зону развития Малайзии и Тайланда. Идея о создании сети трубопроводов появилась в 1996 г. на встрече министров энергетики в Куала-Лумпуре как инициатива АСЕАН. Сеть планируют построить к 2016 г. Стоимость проекта оценивается в 15 млрд. долл. В 2004 г. вступил в строй газопровод Камаго-Малампия, который соединил газовые месторождения в бассейне Малампии на юго-западе Филиппинских о-вов с основным потребителем – о. Лузон. Другие газопроводы находятся на стадии строительства. В перспективе к трубопроводной системе Юго-Восточной Азии

намеревается подключиться и Индия через газопровод Мьянма-Бангладеш-Индия [37, с. 268-269; 55, с. 58-60];

– Индия имеет тесные политические и экономические связи со странами региона. В Малайзии и Сингапуре проживает довольно многочисленная диаспора (7,3% населения Малайзии и 7,9% Сингапура). Индия интегрируется в экономическую структуру АСЕАН. В 1995 г. Индия стала «полноценным диалоговым партнером» АСЕАН. С 1996 г. Индию приняли в «региональный форум АСЕАН». В 2003 г. Индия заключила договор о дружбе и сотрудничестве с АСЕАН. В 2005 г. Индия стала членом Восточно-Азиатского саммита и в 2008 г. заключила договор о свободной торговле со странами АСЕАН [54, с. 120-121]. Торговля со странами АСЕАН увеличилась с 2,4 млрд. долл. в 1990 г. до 30 млрд. в 2007 г. [56, с. 314] Кроме того, Индия является членом организации BIMSTEC, которая образовалась в 1997 г. При содействии СССР сформировался современный энергетический сектор Индии. В 1971 г. Индия и СССР подписали договор о дружбе и сотрудничестве. После распада СССР ситуация изменилась. В результате развала экономики и переориентации внешней политики России на Запад экономические и политические связи с Москвой были нарушены. Соглашения, подписанные в советское время (в частности договор о поставках нефти по ценам ниже мировых), потеряли свою значимость. Новую динамику развития отношения приобрели в начале 2000-х гг. после прихода к власти В. Путина. В 2002 г. была принята Делийская декларация об углублении политических и экономических отношений между двумя государствами [12, с. 221]. С КНР Индия в 1954 г. заключила соглашение о взаимной торговле. Однако индийско-китайский территориальный спор о «линии Макмагона» до настоящего времени не урегулирован (КНР не признает действительным соглашение, подписанное в 1914 г. между британским эmissаром и Тибетом о разграничении линии границы между Британской Индией и Китаем). Спор в 1962 г. вылился в вооруженный конфликт, который привел к оккупации части территории Кашмира и Аруначал-Прадеша китайскими войсками. Отношения между двумя государствами начали восстанавливаться в 1975 г., когда были установлены дипломатические отношения. В 2002 г. во время визита премьера госсовета КНР Жу Ронжи в Индию был

подписан Меморандум о сотрудничестве в космосе, науке, технике и туризме и создана совместная рабочая группа. В 2005 г. Пекин и Нью-Дели подписали соглашение о стратегическом партнерстве во имя мира и процветания. В то же время аналитики высказывают мнение о формировании треугольника Россия-Индия-Китай. В 2005 г. Индия стала наблюдателем в ШОС [57, с. 89-102]. Трехстороннее сотрудничество между тремя государствами развивается на уровне БРИКС.

Энергетическая политика Индии в Азиатско-Тихоокеанском регионе включает в себя развитие сотрудничества в следующих сферах:

- импорт нефти из стран региона;
- инвестирование Индии в разработку нефтегазовых месторождений в странах региона;
- инвестирование стран региона в разработку нефтегазовых месторождений в Индии;
- инвестирование Индии в нефтегазовую инфраструктуру стран региона;
- импорт коксующего угля из Китая в Индию;
- развитие сотрудничества в атомной и альтернативной энергетике.

Индия и Россия. В советскую эпоху поставки нефти в Индию из СССР составляли 5-23% всего импорта Индии [30, с. 327]. После распада СССР поставки нефти из России приостановились и возобновились только в 2009 г. Импорт нефти из России составил 227 тыс. тонн [20, с. 106-109]. Индия участвует в нефтегазовом проекте Сахалин-1. Площадь участка месторождения составляет 1146 кв. км. Запасы нефти в месторождении оцениваются в 39,137 млн. тонн и газа – 70,404 млрд. куб. м. В июле 2001 г. OVL приобрела 20% доли в месторождении. Инвестиции компании в проект составили 2,7 млрд. долл. [39; 55, с. 28]. Добыча нефти снизилась с 2,234 млн. тонн в 2008 г. до 1,473 млн. тонн в 2011 г. Тогда как, добыча газа увеличилась с 345 млн. куб. м до 415 млн. куб. м в 2008-2011 гг. [52, с. 17].

В январе 2009 г. OVL приобрела российскую компанию Imperial Energy Corporation за 2,7 млрд. долл. Imperial Energy Corporation имеет активы в 7 блоках нефтяных месторождений в Томской области (Западная Сибирь). Блоки 69, 70, 74, 77, 80, 85

и 86 площадью 16,8 тыс. кв. км с запасами нефти 112,871 млн. тонн. Пробурены 32 скважины и в 2010 г. планируется пробурить еще 43 скважины. Добыча нефти на месторождениях составила 543 тыс. тонн в 2010 г. OVL инвестировала в проект 2,335 млрд. долл. Ведутся переговоры с российской компанией RosNeft о приобретении доли в проекте Сахалин-3 с запасами нефти в 696 млн. тонн и газа в 1,3 трлн. куб. м. Индия также планирует инвестировать в производство сжиженного газа в Ямалской области (Арктика) [39]. Российская компания Газпром приняла участие в программе NELP-1 и планирует участвовать в строительстве газопровода ТАПИ. В декабре 2010 г. президент России Д. Медведев заявил, что Газпром намеревается оказать техническое содействие в проекте. В 2010 г. Министерство энергетики России и Министерство нефти и газа Индии подписали соглашение о сотрудничестве в области нефти и газа. Соглашение предполагает предоставление российской стороной налоговых льгот OVL в разработке и добыче месторождений на территории России [58, с. 154-157; 59].

Индия и Вьетнам. Сотрудничество Индии и Вьетнама в энергетической сфере началось в 1988 г., когда Вьетнам начал следовать новой экономической политике (Doi Moi), которая предполагает либерализацию экономики и энергетического сектора. При посредничестве СССР ONGC подписала соглашение с вьетнамской государственной корпорацией Vietsov Petro о разработке нефтегазовых месторождений во Вьетнаме. В октябре 1991 г. во время визита министра нефти и газа Индии Б. Шанкарананда во Вьетнам начались переговоры о разработке месторождений газа в бассейне Ном Кон Сон. Договор подписали в 1992 г. [19, с. 38-40]. В апреле 1999 г. ONGC, BP, Amoco и Statoil подписали соглашение с компанией PetroVietnam о добыче и транспортировке газа с месторождений Лан Тау (блок 06.1) и Лан До. Проект включал в себя строительство трубопровода продолжительностью 370 км с месторождений в Хошимин. Общая стоимость проекта оценивалась в 1,5 млрд. долл., из которых 507 млн. долл. отводилось на разработку и добычу месторождений и 582 млн. долл. – на прокладку газопровода. Доля OVL составила в проекте 45%. Запасы газа оцениваются в 12,991 млрд. куб. м газа и 623 тыс. тонн нефти. Добыча на индийском участке началась

в 2003 г. и составила в 2011 г. нефти 38 тыс. тонн и газа 2,249 млрд. куб. м. В мае 2006 г. OVL приобрела 100% доли в нефтегазовых глубоководных месторождениях (блоки 128 и 127). Площадь блока 128 составляет 7058 кв. км и находится на глубине более 400 м под водой. К 2009 г. компания обследовала 1650 кв. км Блок 127 имеет площадь 9246 кв. км Обследовано 1150 кв. км Общие инвестиции компании в 2 проекта составили 133 млн. долл. к 2010 г. [39] Также в 2003 г. между сторонами была подписана совместная декларация о сотрудничестве в области нефти и газа и нефтехимии.

Сотрудничество Индии с Малайзией, Индонезией, Австралией, Восточным Тимором и Брунеем. Импорт нефти из Малайзии увеличился с 845 тыс. тонн в 1995 г. до 3,909 млн. тонн в 2009 г. Индонезия только в 2002 г. импортировала 620 тыс. тонн нефти. В дальнейшем поставки нефти из Индонезии прекратились. Импорт нефти из Брунея вырос с 259 тыс. тонн в 2002 г. до 846 тыс. тонн в 2009 г. В 2009 г. Австралия импортировала 88 тыс. тонн нефти в Индию [20, с. 106-109].

Вместе с тем Индия инвестирует в нефтегазовые месторождения Индонезии, Австралии и Восточного Тимора. В Индонезии BPRL приобрела 12,5% доли в блоке Nunukan PSC в бассейне Таракан. GSPC приобрела 50,5% доли в блоке South East Tungkal в бассейне Джамби. В Австралии в 2007 и 2011 гг. BPRL приобрела 20% в оффшорном месторождении (блок AC/P 32), 50% доли в блоке TP-15 и 27,8% доли в блоке EP-413. GSPC приобрела 20% доли в блоке JPDA 06-103 на границе Австралии с Восточным Тимором. В месторождении (блок 388/P) индийские компании BPRL, GSPC, HPCL и Videoson приобрели по 8,4% доли и в блоке JPDA 06-103 Videoson и BPCL приобрели по 20% каждая. В Восточном Тиморе в 2009 г. RIL приобрела 75% доли в блоке K, OIL-OIC 12,5% доли [49, с. 121].

Индия и Мьянма. В Мьянме Индия инвестирует в разработку нефтегазовых месторождений и нефтегазовую инфраструктуру. В апреле 2002 г. OVL и GAIL приобрели 20% и 10% в нефтяном месторождении (блок А-1) площадью 2129 кв. км в Аракане (Северо-западная Мьянма). Газ обнаружен в месторождениях Шве и Шве Пхуи. Запасы газа по разным данным оцениваются в 119-164 млрд. куб. м Согласно данным ONGC резервы газа

в месторождениях составляют 209 млрд. куб. м. В марте 2006 г. OVL и GAIL приобрели аналогично блоку А-1 20% и 10% доли в блоке А-3. Площадь блока составляет 3441 кв. км. Запасы газа в месторождении Миа оцениваются 43 млрд. куб. м. Инвестиции индийских компаний в 2-х проектах составили 142 млн. долл. к 2010 г. Добычу планируют начать в 2013 г. В сентябре 2007 г. OVL приобрела 100% доли в месторождениях (блок AD-2, AD-3 и AD-9) площадью 8100, 9900 и 7800 кв. км на глубине 1500-3000 м. К тому же, OVL имеет 20% акций в компании Shwe Offshore Pipeline Joint Venture Company (PipeCo-1), которая занимается строительством газопровода с месторождения Шве до о. Рамре продолжительностью 110 км. Прокладка трубопровода началась в 2010 г., планируется закончить в 2013 г. Проект трубопровода PipeCo-2 с 8,347% участием OVL продолжительностью 870 км с о. Рамре до мьянма-китайской границы также планируют закончить к 2013 г. Стоимость 2-х проектов трубопровода составляет 1 млрд. долл. [39].

Наряду с этим Индия рассматривает возможность инвестирования в гидроэнергетику Мьянмы. Индия ведет исследование совместно с компанией Myanma Electric Power Enterprise о строительстве гидроэлектростанции на реке Чиндвин на границе с индийским штатом Нагаленд мощностью 1200 Мегаватт с перспективой импорта электроэнергии в северо-восточные штаты Индии [19, с. 53].

Газопровод Мьянма-Бангладеш-Индия. Начиная с 2000 г. Индия рассматривает перспективы импорта 6 млрд. куб. м в год природного газа из Мьянмы (блок А-1) в Индию. Рассматриваются четыре варианта импорта газа в Индию:

Первый вариант предполагает прокладку газопровода вдоль реки Калдан в Мьянме в штат Мизорам (Индия) с перспективой соединения с трубопроводной сетью Халдия-Джагдиспур (Индия) через штаты Ассам, Мегхалая и Западную Бенгалию г. Гаи (штат Бихар) в обход территории Бангладеш продолжительностью 1575 км.

Второй вариант предусматривает импорт сжиженного газа из порта Ситтве в Мьянме недалеко от блока А-1 до Западной Бенгалии.

Третий вариант предполагает строительство газопровода из блока А-1 через северо-восточные штаты и трубопроводную сеть

Бангладеша в Западную Бенгалию. Индийская сторона строит 290 км участок стоимостью 1 млрд. долл. от Мьянмы до территории Бангладеш. Бангладешская государственная компания Gas Transmisson Company участвует в строительстве трубопровода на своей территории.

Четвертый вариант предусматривает «swap поставки». Мьянма экспортирует газ в Бангладеш через северо-восточные штаты Индии, в обмен Бангладеш поставляет эквивалентное количество газа в Индию [40, с. 103-106].

Газопровод Бангладеш-Индия. Американская компания Unocal (впоследствии Chevron) рассматривает возможность импорта 5,17 млрд. газа в год из месторождения Бибияна (Бангладеш) в Нью-Дели (Индия) длиной в 1635 км в течение 20 лет. Доказанные запасы газа Бангладеша оцениваются в 340 млрд. куб. м. Исследовательский центр Norwegian Petroleum Directorate оценивает потенциальные запасы газа в 1,81 трлн. куб. м. После открытия энергетического сектора Бангладеша для иностранных инвестиций в 1993 г. в газовую сферу страны крупные инвестиции вложили компании Unocal, Chevron и Shell. В настоящее время иностранные компании добывают 5,183 млрд. куб. м газа в год [19, 33]. Крупные месторождения – Титас (207 млрд. куб. м), Хабибгандж (146 млрд. куб. м), Бибияна (89 млрд. куб. м), Кайлаштила (77 млрд. куб. м), Рашидпур (57 млрд. куб. м) и Джалалабад (35,6 млрд. куб. м) [19, с. 42]. Однако в политической элите Бангладеша мнения о перспективности и бесперспективности газопровода Бангладеш-Индия и трубопровода из Мьянмы в Индию через территорию Бангладеш разделились. Лидер партии Авами Лиг Шейх Хасина (премьер-министр Бангладеша в 1996-2001 гг.) выступает за экспорт газа в Индию. Тогда как лидер Национальной партии Бангладеша Халида Зия (нынешний премьер-министр Бангладеша) сомневается в необходимости экспорта газа в Индию. Выдвигаются аргументы за и против экспорта газа в Индию. Противники экспорта считают, что:

– в стране недостаточно газа для экспорта. Потребление газа растет быстрыми темпами. Согласно подсчетам аналитиков Norwegian Petroleum Directorate, объем потребления вырастет в течение 2002-2030 гг. до 652 млрд. куб. м, что превысит доказанные запасы страны;

– страна будет испытывать негативные последствия «голландской болезни», когда приток иностранной валюты в связи с ростом экспорта приведет к росту коррупции и инфляции;

– ресурсы страны должны потребляться внутри страны.

Сторонники экспорта выдвигают свои аргументы:

– страна получит значительные выгоды от экспорта газа, необходимые для экономической модернизации. Бангладешская государственная компания Petrobangla оценивает доходы от экспорта газа в 2,9 млрд. долл. в течение 20-ти лет при цене за газ 1,37 долл. за млн. БТЕ и 5,8 млрд. долл. при цене за газ 2,96 долл. за млн. БТЕ в случае, если страна будет экспортировать 5,168 млрд. куб. м в год;

– страна избежит от пассивного сальдо в торговле с Индией и внешнего долга в размере 2 млрд. долл.;

– экспорт газа будет стимулировать рост инвестиций в энергетический сектор страны. Иностранные компании оказывают давление на правительство Бангладеша в пользу экспорта [19, с. 50-95].

До настоящего времени стороны не пришли к какому-либо консенсусу относительно этого вопроса.

Что касается импортного маршрута Мьянма-Индия через территорию Бангладеш, то, несмотря на очевидные выгоды в пользу данного маршрута (100 млн. долл. в год дохода от транзита газа и 150 млн. долл. инвестиций в строительство газопровода на территории Бангладеша), руководство Бангладеша выдвигает свои требования относительно проекта. В обмен на согласие Бангладеша в строительстве трубопровода через свою территорию руководство страны предлагает Индии открыть свободный торговый коридор в Непал и Бутан для импорта электроэнергии вышеназванных стран в Бангладеш. Эти требования Индия считает для себя неприемлемым и склоняется к возможности первого и второго варианта импорта газа из Мьянмы [59, с. 3-5].

Индия и Китай. Отношения Индии и Китая в энергетической сфере анализируются через призму соперничества и сотрудничества. И Индия и Китай имеют много общего: огромное население (свыше 1 млрд. человек), высокие темпы экономического роста (7-9%) и, следовательно, потребления первичной энергии (2-3%), оба государства испытывают энергетический голод

в связи с дефицитом собственных ресурсов и поэтому наиболее активны на международной арене, а также конкуренцию в поиске энергетических ресурсов со стороны других держав (США, ЕС, Япония, Южная Корея). Нестабильность на Ближнем и Среднем Востоке, политика США и другие факторы стимулируют и Индию, и Китай к диверсификации внешней и внутренней энергетической политики. Внешняя энергетическая политика обоих государств заключается в расширении географии поиска источников импорта нефти и газа, а внутренняя – переход от энергетики, основанной на угле и нефти к альтернативной энергетике, базирующейся на газе, атомной и возобновляемой энергетике. Поиски нефти и газа в различных регионах приводят к конкуренции между ними. Конкуренция проявляется:

– в Центральной Азии. Китайская компания CNPC приобрела канадскую компанию PetroKazakhstan в 2005 г., на которую претендовала OVL. В 2010 г. КНР завершила строительство газопровода Центральная Азия-Китай из газового месторождения Даулетабад. Индия договаривается о прокладке газопровода ТАПИ. Первоначально туркменская сторона планировала экспортировать газ с Даулатабада;

– в Южной Азии. Следуя политике «нитка жемчуга» или развития сухопутной транспортной энергетической инфраструктуры в обход Малаккского пролива КНР инвестирует в строительство нефтяного терминала в порте Гвадар в Пакистане с целью импорта ближневосточной нефти в Китай по трубопроводной системе Пакистана через Каракорумский перевал, тогда как Индия инвестирует в иранский порт Чахабар;

– в Юго-Восточной Азии. В 2006 г. Мьянма подписала соглашение с китайской компанией Petrochina об экспорте 184 млрд. куб. м газа с месторождения блок А-1 сроком на 30 лет. Ранее Нью-Дели намеревалась проложить трубопровод из блока А-1 до Индии. К тому же, КНР договорилась о строительстве военной базы в Мьянме, что создает, как и порт Гвадар, потенциальную угрозу морским коммуникациям Индии;

– в Африке. OVL в 2005 г. уступила 50% доли CNPC в нефтяном месторождении блок 18 в Анголе [60, с. 17-24; 61, с. 147-151];

Индия и Китай развивают сотрудничество в угольном, нефтегазовом секторе и в области альтернативной энергетики.

В угольной сфере КНР поставляет коксующий уголь и оборудование для угольных шахт в прибрежные восточные районы Индии. С целью расширения сотрудничества в угольном секторе создана совместная рабочая группа и проводятся регулярные встречи на уровне министров. В мае 2001 г. Индия и Китай подписали соглашение о поставках китайской стороной оборудования в угольные шахты Балрамपुर, Раджендра и Новая Кумда. На 6-м заседании совместной рабочей комиссии Coal India Limited договорилась с китайской стороной о технико-экономическом содействии в модернизации шахт Джанжира и Коттадих. На 7-м заседании договор распространился на угольную шахту в Мунидихе.

Вместе с тем сотрудничество Индии и Китая проявляется в развитии технологий переработки угля в жидкое топливо и газификацию угля в рамках многостороннего проекта. В США в 2000 г. был разработан проект под названием «Чистый воздух для Азии» с участием Конфедерации индийской промышленности, Института развития Китая и Комитета по продвижению энергетической политики Японии, который предусматривает совершенствование технологий переработки угля, развитию энергоемких технологий в промышленности в Китае и Индии с целью снижения выбросов вредных веществ в атмосферу [62, с. 50-51].

В нефтегазовой сфере Индия и Китай кооперируются в совместные консорциумы с участием индийского и китайского капитала. В Иране Sinopet и OVL создали консорциум в разработке нефтяного месторождения Ядавран. В Колумбии Sinopet и OVL объединили усилия в формировании совместной компании Onimex De Columbia Limited с равной долей участия. В Судане CNPC и OVL участвуют в Великом Нильском нефтяном проекте. В Сирии Sinopet и OVL объединились в холдинг в разработке нефтегазовых месторождений. В Мьянме OVL участвует в прокладке нефтепровода с месторождения А-1 в Юньнань (Китай). В Перу CNPC и RIL совместно разрабатывают месторождение газа блок 155. В 2006 г. министр нефти и газа Индии Мани Шанкар Аяр и председатель комиссии национального развития и реформ Китая Ма Каи подписали меморандум о сотрудничестве в энергетической сфере. К тому же GAIL подписала соглашение с China Gas Holdings Limited о приобретении 10% акций в китайской компании. Обе компании планируют развивать сотрудничество в разви-

тии газовой инфраструктуры обоих государств [20, с. 179-182]. Наряду с этим и Индия и Китай проявляют заинтересованность в строительстве сети трубопроводов из России, Центральной Азии и Ближнего и Среднего Востока в Китай и Индию. Это нефтепровод Россия-Центральная Азия-Китай-Индия и газопровод ИПИ с перспективой продления до провинции Юньнань (Китай).

В сфере альтернативной энергетики обе страны участвуют в международных проектах по развитию термоядерной и водородной энергетики.

Проблемы и перспективы развития сотрудничества Индии и стран Азиатско-Тихоокеанского региона в энергетической сфере. Проблемы и перспективы в развитии взаимодействия Индии и стран региона связаны также с:

– нестабильной внутривнутриполитической ситуацией в некоторых странах региона. Большинство государств, производителей энергоресурсов – это полиэтнические и поликонфессиональные государства (Мьянма, Индонезия). Неравномерность экономического развития и авторитарные методы управления способствуют росту сепаратистских движений в странах региона. В Мьянме с момента обретения независимости в 1948 г. идет гражданская война с периодами замирения и новых вспышек конфликта между правительственными войсками и сепаратистами, до 1989 г. возглавляемыми коммунистами. Принятие конституции 2008 г. с участием представителей национальных меньшинств и рост доходов от экспорта природного газа стабилизировали внутривнутриполитическую ситуацию в стране. В 2011 г. был достигнут консенсус между военными и правой оппозицией (вовлечение Национальной лиги за демократию в управлении государством), а также правительство примирилось с Каренским Национальным Союзом, группировкой этносепаратистов. Однако окончательного примирения не найдено. Действуют сепаратистские группировки в Аракане (Национальный Объединенный фронт Аракан), Чине (Национальный фронт Чин), Качине (Организация независимой Качин) и Карене (Фронт Национального освобождения Карени). В Индонезии столкновения правительственных войск с сепаратистами происходили в Западном Ириане (1969-2002 гг.);

– качеством нефти. Нефть во Вьетнаме по химическому составу не подходит для нефтеперерабатывающих заводов Индии;

– снижением добычи нефти и высокими темпами роста потребления в Малайзии, Брунее, Австралии и Индонезии. В Малайзии добыча нефти снизилась с 33,7 млн. тонн в 2000 г. до 32,1 млн. тонн в 2010 г., в Брунее – с 9,4 млн. тонн до 8,4 млн. тонн, в Австралии – с 35,3 млн. тонн до 23,8 млн. тонн и Индонезии – с 71,5 млн. тонн до 47,8 млн. тонн [35, с.10]. Потребление нефти выросло, соответственно, в Малайзии – с 21,3 млн. тонн в 2000 г. до 25,3 млн. тонн в 2010 г., Австралии – с 37,7 млн. тонн до 42,6 млн. тонн и Индонезии – с 54,5 млн. тонн до 59,6 млн. тонн [35, с. 22]. Индонезия и Австралия уже стали нетто-импортерами нефти. В Малайзии экспорт нефти снижается и к 2015 г. страна станет нетто-импортером;

– угрозой морским коммуникациям. Нефтегазовые месторождения в Малайзии, Индонезии, и Брунее – это шельфовые месторождения, которые расположены в Южно-Китайском море, нефть доставляется на индийский рынок через Малаккский пролив. В 2003 г. количество случаев пиратских атак достигло 170 [55, с. 88]. Были случаи захватов танкеров;

– конкуренцией с Японией, Южной Кореей, Китаем и странами АСЕАН. В структуре импорта углеводородов в Японии и Южной Корее нефть и природный газ Малайзии, Индонезии, Брунея и Вьетнама занимают важное место. В 2009 г. Малайзия, Индонезия и Австралия стали крупнейшими экспортерами сжиженного газа в Японию (60% импорта). КНР строит газопровод Мьянма-Юньнань. Проект оценивается в 2-3 млрд. долл. Параллельно на стадии строительства находится сеть газопроводов, которые свяжут производителей газа с основными центрами потребления в Юго-Восточной Азии.

Таким образом, можно констатировать тот факт, что, начиная с 1991 г. активизировалась внешняя политика Индии в энергетической сфере. Увеличился импорт с 27,34 млн. тонн в 1994 г. до 128,15 млн. тонн в 2009 г. Высокие цены на нефть и рост импорта стимулируют диверсификацию внешней политики. Диверсификация включает в себя расширение географии источников импорта нефти и политику инвестирования в разработку месторождений на Ближнем и Среднем Востоке, в Африке, Латинской Америке и Азиатско-Тихоокеанском регионе. Ближний и Средний Восток сохранил доминирующее положение в поставках нефти в

Индию и роль главного приоритета во внешней энергетической политике, хотя его доля сократилась с 80% до 72%.

Таблица 1

Ивент-анализ инвестиционных проектов Индии за рубежом

Регион	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ближний и Средний Восток		1	1	1	1		1		
Африка	1		3	2	3	2	1		
Латинская Америка			1		3	6	22		2
Азиатско-Тихоокеанский регион				1	4		2	1	2
Итого	1	1	5	4	11	8	26	1	4
Примечание – Анализ проведен на основе доклада «Report of the Working Group on Petroleum & Natural Gas Sector for the 12 th Five Year Plan (2012-2017)».									

Возросла роль Африки, Латинской Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона в энергетической политике Индии. Значительно увеличилось число инвестиционных проектов с 1 в 2002 г. до 26 проектов в 2008 г., в особенности в Латинской Америке количество проектов составило 34 к 2010 г., далее, в Африке – 12, в Азиатско-Тихоокеанском регионе – 10 и на Ближнем и Среднем Востоке – 5. Инвестиции выросли с 4,732 млрд. долл. в 2002-2007 гг. до 7,589 млрд. долл. в 2007-2012 гг. В 2004-2011 гг. OVL расширила добычу нефти и газа с 5,06 млн. тонн до 9 млн. тонн. Ожидается рост добычи на месторождениях, разрабатываемых как OVL, так и другими компаниями BRPL, OIL, IOC и т.д. до 17,083 млн. т.н.э. к 2017 г. Договор, подписанный с США о сотрудничестве в атомной сфере в 2007 г., способствовал развитию атомной политики Индии. Вслед за США аналогичные соглашения о сотрудничестве заключили с Канадой, Францией, Россией,

Великобританией. В поиске уранового сырья для динамично развивающейся атомной энергетики Индия подписала договора о сотрудничестве с Намибией и Монголией. Вместе с тем рост потребления газа способствовал расширению его импорта. С 2004 г. Индия импортирует сжиженный газ из Катара и ведет переговоры о поставках природного газа из Ирана, Туркменистана, Мьянмы, Бангладеша по трубопроводам.

ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ИНДИИ И СТРАН ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ В КОНТЕКСТЕ ГЛОБАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ

Энергия является неотъемлемой частью развития человеческого общества. Уровень технического развития влияет на производительность труда и социально-экономическое развитие в целом. В свою очередь, энергетика – это совокупность процессов получения, передачи, хранения, потребления энергии [13, с. 9].

В доиндустриальную эпоху, до промышленной революции, в XVIII-XIX вв. потребность в энергии обеспечивалась использованием источников биомассы (дрова), ветра (ветряные мельницы), воды, а также мускульной силы человека и животных. Энергетические нужды на душу населения не превышали 0,3 тонны нефти эквивалентной (т.н.э.) в год. В результате промышленной революции произошли кардинальные изменения в использовании энергии. Это связано с изобретением паровой машины, с использованием угля в качестве топлива, изобретением электроэнергии и появлением двигателя внутреннего сгорания, основанного на использовании нефти [24, с. 18-19].

С начала XX века динамично выросли среднегодовые темпы потребления первичной энергии в 2,1% в 1900-1930 гг., 1,3% в 1930-1950 гг. с ускорением роста до 4,7% в год в 1950-1970 гг. и понижающей динамикой роста до 2% в 1970-1990 гг. и 1,9% в 1990-2006 гг. [24, с. 17]. Согласно прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), темпы роста потребления

первичной энергии в 2006-2030 гг. составят 1,6%. Первичная энергия – энергетический ресурс, непосредственно извлекаемый из природного источника без его переработки и преобразования. Энергетические ресурсы – это различные виды минерального топлива, твердого, жидкого и газообразного, в сыром и переработанном виде (в виде продуктов переработки нефти, газа и угля); ядерное топливо (горючее для ядерных реакторов); гидроэнергия, ветровая, биоэнергия и другие виды возобновляемой энергии [13, с. 8].

Глобальные тенденции роста энергетических ресурсов в региональном аспекте, а также развитие в Индии исследуют специализированные международные и индийские организации. Здесь используются статистические данные и прогнозы МЭА, Департамента энергетической информации США, компании Бритиш Петролеум, Министерства угля, Министерства нефти и газа Индии, индийской компании Reliance Corporation Limited, Центрального Электрического Агентства Индии, Департамента атомной энергии Индии и Министерства возобновляемой энергетики Индии. Долгосрочные прогнозы развития мировых и индийских энергетических ресурсов основаны на данных об ожидаемом экономическом росте, росте населения, прогнозировании колебаний цен на нефть и других факторах. В основе прогноза лежит средний статистический сценарий роста энергетических ресурсов.

Основными тенденциями развития в энергетической отрасли в глобальном аспекте и Индии являются:

- рост объема потребляемой энергии;
- повышение эффективности производства и потребления энергии;
- диверсификация источников энергии (переход от преимущественного потребления угля, нефти к потреблению природного газа и возобновляемых источников энергии);
- увеличение спроса на чистую и удобную энергию [63, с. 11].

На рост потребности в первичной энергии влияют такие факторы, как численность населения, темпы экономического роста, колебания мировых цен на нефть, политика энергосбережения, глобальное изменение климата [63, с. 9; 64, с. 19].

Темпы роста **численности населения** в мире в 1980-1990-х гг. составляли 1,7%, с дальнейшим понижением до 1,4% в 1990-2006 гг. Согласно данным МЭА, в перспективе рост замедлится до 1% в 2006-2030 гг. Таким образом, численность населения мира выросла с 5,26 млрд. человек в 1990 г. до 6,34 млрд. человек в 2006 г. При темпах роста численности в 1% население вырастет до 8 млрд. человек в 2030 г. [65, с. 64].

В Индии темпы роста населения выше мировых. Если в 1980-1990 гг. они составляли 2,1%, то, несмотря на снижение роста до 1,7% в 1990-2006 гг. с дальнейшим понижением темпов до 1,1% в 2006-2030 гг., численность населения Индии увеличилась с 839 млн. человек в 1990 г. до 1,1 млрд. чел. в 2006 г. с перспективой роста до 1,48 млрд. человек к 2030 г. [23, с. 464]

Рост потребности в первичной энергии также зависит от **экономического роста**. Чем выше темпы экономического роста, тем выше темпы потребления первичной энергии. Особенно это характерно для стран с развивающейся экономикой. Согласно данным МЭА, общемировые темпы экономического роста составили в 1980-1990 гг. 2,8% с дальнейшим ростом до 3,2% в год в 1990-2006 гг. Прогнозируется рост до 3,3% в 2006-2030 гг. [65, с. 66]. По оценкам Департамента Энергетической информации США ВВП по покупательной паритетной способности прогнозируется увеличение с 60,85 трлн. долл. в 2006 г. до 139,86 трлн. долл. в 2030 г. [66, с. 161]

В Индии темпы экономического роста составили 5,8% в год в 1980-1990 гг., с повышением роста до 6,1% в 1990-2006 гг. Прогнозируется рост в 6,4% в 2006-2030 гг. Рост ВВП прогнозируется с 2,76 трлн. долл. в 2006 г. до 11,25 трлн. долл. в 2030 г. [23, с. 464]. Доля Индии в мировом ВВП ожидается вырасти с 4,5% в 2006 г. до 8% в 2030 г.

Одним из главных факторов, влияющих на динамику роста потребности в первичной энергии, являются *цены на нефть*. Высокие цены на нефть стимулируют рост добычи и потребления основных энергетических ресурсов (уголь, природный газ) и разработку нефтяных месторождений в глубоководных местах, некондиционного газа, способствуют развитию возобновляемой энергетики, диверсификации энергетической политики.

Повышательная динамика роста цен на нефть связана с такими факторами, как:

– *Политические конфликты в нефтедобывающих странах.* В марте 1971 г. организация ОПЕК начала монопольно контролировать нефтедобычу, оказывая влияние на ценовую конъюнктуру на рынке нефти. Во время арабо-израильского конфликта 1973 г. США и другие страны Запада оказали поддержку Израилю, в ответ арабские страны ввели эмбарго на поставки в те страны нефти. Это привело к снижению добычи на 5 млн. баррелей нефти в сутки. В итоге цена на нефть выросла с 3 долл. в 1972 г. до 12 долл. в 1974 г. В результате революции в Иране в 1978 г. и начала ирано-иракской войны рынок нефти недополучил до 2-2,5 млн. баррелей в сутки. Это привело к росту цен на нефть до 37-36 долл. за баррель в 1980-81 гг. В 1990-1991 гг. вследствие вторжения Ирака в Кувейт и войны в Персидском заливе цена на нефть подскочила с 18,23 до 23,73 долл. за баррель. В результате иракского конфликта 2003 г. цена на нефть повысилась с 28,83 долл. в 2003 г. до 38,27 долл. в 2004 г. [35, с. 15; 24, с. 282-287; 67, с. 377-380].

– *Истощение старых и технологическая сложность разработки новых месторождений.* Основные месторождения были открыты в 1960-80-х гг. В настоящее время они вступили или вступают в состояние падающей добычи. Новые месторождения находятся в основном в оффшорных зонах и на глубинах ниже 3000-3500 метров. Внедрение новых технологий удорожает стоимость разведки и разработки месторождений. В свою очередь, удорожание крупномасштабных проектов на новых месторождениях повышает цены на нефть [64, с. 19].

– *Ограничение экспортных мощностей.* Нефть экспортируется из стран Ближнего и Среднего Востока на основные рынки через узкие проливы Ормузский и Малаккский и Суэцкий канал. Из Каспийского бассейна нефть экспортируется через проливы Босфор и Дарданеллы. Увеличение экспортных мощностей оказывает дополнительную нагрузку на экологическую ситуацию, что ограничивает проход танкеров. Расширение экспортных мощностей увеличивает инвестиции, что снижает конкурентоспособность.

– *Растущий спрос.* В 1970-1990-х гг. в результате экономических реформ темпы роста ВВП в Китае, Индии и странах

АСЕАН ускорились, тем самым спрос на нефть в этих странах значительно увеличился.

– *Террористическая активность и социальная напряженность в нефтедобывающих странах.* Забастовки на нефтепромыслах и революция в Иране в 1979 г. способствовали повышению цен на нефть с 14,02 долл. в 1978 г. до 36,83 долл. в 1980 г. Забастовки в Венесуэле в 2002 г. увеличили цены на нефть с 25,02 долл. в 2002 г. до 28,83 долл. в 2003 г. Рост террористических атак в Ираке после 2003 г. оказал дополнительное влияние на рост цен на нефть.

– *Стихийные бедствия.* Последствия ураганов “Ivan”, “Katrina” и “Rita” в 2004-2005 гг. разрушили поставки нефти с Мексиканского залива, оказывая воздействие на колебания цен на нефть [24, с. 294-299; 68, с. 35-45].

Согласно МЭА цена на нефть увеличится со 120,27 долл. в 2015 г. до 148,23 долл. в 2020 г. с дальнейшим повышением до 175,13 долл. в 2025 г. и до 206,37 долл. за баррель в 2030 г. по ценам 2008 г. [65, с. 68].

Рост цен на нефть влияет на увеличение спроса и, соответственно, на цены на другие виды ископаемого топлива – природный газ и уголь. С 1999 г. по 2008 г. цена на природный газ выросла с 3,14 долл. за млн. БТЕ до 12,55 долл. за млн. БТЕ. В результате мирового финансового кризиса в 2007 г. цены на природный газ снизились до 9,06 долл. за млн. БТЕ [35, с. 27]. Прогнозируется рост цен на природный газ с 15,88 долл. за млн. БТЕ в 2015 г. до 19,64 долл. за млн. БТЕ в 2020 г. с дальнейшим увеличением до 23,18 долл. за млн. БТЕ к 2025 г. и до 27,28 долл. за млн. БТЕ к 2030 г. [65, с. 68].

Уголь с 1999 г. по 2008 г. увеличился в цене с 28,79 долл. за тонну до 147,67 долл. снизившись до 70,66 долл. за тонну в 2009 г. [35, с. 30]. Рост прогнозируется от 144,32 долл. за тонну в 2015 г. до 157,21 долл. за тонну к 2020 г. с последующим ростом до 186,07 долл. за тонну в 2030 г. [65, с. 68].

Рост энергосбережения и эффективности использования энергии. На рост потребления первичной энергии влияет политика ресурсосбережения Энергосбережение – совокупность процессов, осуществляемых в энергетическом комплексе (от

добычи первичных энергоресурсов до распределения конечных энергоресурсов) и непосредственно направленных на обеспечение потребителей энергии. Под влиянием высоких цен на нефть многие страны приняли политику внедрения энергосберегающих технологий в экономике. В настоящее время с развитием экономики увеличивается доля энергоемких отраслей промышленности. Характер промышленности меняется (от тяжелых производств с высоким потреблением энергии к предприятиям легкой промышленности с высокой энергоэффективностью) [63, с. 13]. Согласно данным МЭА, низкая энергоемкость характерна для промышленно развитых стран – 0,302 т.н.э. на 1 тыс. долл. в 2000 г. Она снизилась с 0,34 т.н.э. на 1 тыс. долл. в 1990 г. Энергоемкость развивающихся стран в 2,4 раза выше и снизилась с 0,802 т.н.э. на 1 тыс. долл. в 1990 г. до 0,655 т.н.э. на 1 тыс. долл. в 2000 г. Ожидается дальнейшее снижение энергоемкости для развитых стран до 0,191 т.н.э. на 1 тыс. долл. в 2020 г. и 0,177 т.н.э. на 1 тыс. долл. в 2030 г. В развивающихся странах также прогнозируется снижение энергоемкости до 0,553 т.н.э. на 1 тыс. долл. в 2020 г. и 0,467 т.н.э. на 1 тыс. долл. в 2030 г. В Индии энергоемкость снизилась до 0,764 т.н.э. на 1 тыс. долл. в 2000 г. Ожидается дальнейшее снижение энергоемкости до 0,511 т.н.э. на 1 тыс. долл. в 2020 г. и 0,423 т.н.э. на 1 тыс. долл. в 2030 г. [69, с. 83, 86; 64, с. 21].

Энергетическая политика по энергосбережению предусматривает ужесточение стандартов по экономии энергии, предоставление льгот в налогообложении бизнеса, применяющего энергосберегающие технологии [64, с. 21].

На снижение темпов потребления первичных энергоресурсов влияет также вступивший в силу Киотский протокол, который предусматривает политику снижения выбросов в атмосферу вредных веществ, способствующих глобальному потеплению климата. Увеличение потребления угля и нефти повышает температуру в мире, вызывая стихийные бедствия [70, с. 12-13]. Ограничения, введенные Киотским протоколом, стимулируют развитие возобновляемой энергетики, внедрение новых технологий в сжигании нефтепродуктов и угля и переходу во многих странах к преимущественному использованию экологически более чистого природного газа в производстве электроэнергии.

2.1. Развитие угольной промышленности

Глобальное развитие угольной промышленности. Запасы угля. В соответствии с данными компании Бритиш Петролеум, доказанные запасы угля в мире составляют суммарно 861 млрд. тонн. Запасов хватит, чтобы при нынешних темпах развития экономики обеспечить потребность в угле на 200 лет. Из них запасы коксующегося угля составляют 83% от суммарных запасов. Остальные запасы составляет бурый уголь. Запасы угля широко и равномерно распространены. Крупными запасами угля обладают США (237 млрд. тонн), Россия (157 млрд. тонн), Китай (114,5 млрд. тонн), Австралия (76,4 млрд. тонн), ЮАР (30 млрд. тонн). ЕС обладает 56 млрд. тонн. Небольшие запасы угля сосредоточены в Латинской Америке – 12,5 млрд. тонн, в Африке и на Ближнем и Среднем Востоке 33 млрд. тонн [35, с. 30].

Добыча и потребление угля. По данным Бритиш Петролеум добыча и потребление угля в мире выросли с 3,176 млрд. тонн и 3,279 млрд. тонн в 2000 г. до 4,4 млрд. тонн и 4,362 млрд. тонн в 2006 г. Рост добычи и потребления в угле в мире прогнозируется до 7 млрд. тонн в 2030 г.

Развитие угольной промышленности в Индии. Перспективный обзор угольного сектора. Угольная промышленность в Индии начала развиваться в XIX в., когда в 1815-1820 гг. были открыты первые угольные шахты в Ранигандже. В 1843 г. Bengal Coal Company приобрела угольные шахты Раниганджа, сформировав сообщество Joint Stock Coal Company, которая до 1956 г. монополизировала добычу угля в стране. В начале XX в. Индия добывала 6 млн. тонн угля в год. К 1951 г. добыча угля увеличилась до 33 млн. тонн. В 1956 г. образовалась государственная компания National Coal Development Corporation. Недостаток инвестиций в разработку и добычу угля, нежелание частных компаний внедрять новые технологии и низкие условия качества жизни рабочих способствовали процессу национализации угольной промышленности в 1971-1973 гг. В октябре 1971 г. национализированы угольные шахты коксующего угля. Законом об оптимизации разработки угольных шахт 1973 г. правительство Индии расширило право в управлении угольными шахтами в добыче как коксующего угля, так и других видов угля в 7 штатах страны. В

мае 1973 г. все предприятия угольной промышленности, которые принимали участия в разработке, добыче, маркетинге угля, были национализированы. В 1972 г. центральное правительство Индии преобразовало ранее национализированные частные компании Tata Iron & Steel Company Limited и Indian Iron & Steel Company Limited в государственную корпорацию Bharat Coking Coal Limited. В 1975 г. корпорация Bharat Coking Coal Limited была преобразована в Coal India Limited, которая состояла из 8 дочерних компаний: Eastern Coalfields Limited, Bharat Coking Coal Limited, Central Coalfields Limited, Northern Coalfields Limited, Western Coalfields Limited, South Eastern Coalfields Limited, Mahanadi Coalfields Limited (добывающие компании) и the Central Mine Planning and Design Institute Limited, которая занимается маркетингом и импортом угля. Экономические реформы в Индии 1990-х гг. также коснулись угольной промышленности. Новая политика предполагает либерализацию угольного сектора в целях привлечения иностранных и отечественных инвесторов. В 1993 г. правительство Индии разрешило частным компаниям участвовать в разработке угольных шахт и добыче угля для производства электроэнергии и в сталелитейной промышленности. В 1997 г. принят закон о частичном дерегулировании ценовой политики в соответствии с рыночными ценами. В 1998 г. корпорация Coal India Limited получила кредит в размере 1,06 млрд. долл. от IBRD и JEXIM банков в целях углубления реформ [71, с. 273].

Запасы угля. Согласно данным компании Бритиш Петролеум, доказанные запасы угля составляют 60,6 млрд. тонн. Доля Индии в мировых запасах составляет 7% [35, с. 32]. По обеспеченности запасов угля Индия занимает 4 место в мире. По индийским данным запасы Индии составляют 221 млрд. тонн, из которых доказанные запасы – 84,4 млрд. тонн. 17% доказанных запасов составляет коксующий уголь, который в основном, расположен в Джаркханде. Запасы лигнита составляют 35 млрд. тонн. Разрабатываемые запасы угля составляют 98,5 млрд. тонн и перспективные – 38 млрд. тонн. 60% разрабатываемых и перспективных запасов расположены на глубине 300 м, остальные – на глубине 1200 м и технически сложно извлекаемы.

Наиболее крупные доказанные запасы угля расположены в штатах: Джаркханд – 35 млрд. тонн, Чаттисгарх – 14 млрд. тонн,

Орисса – 11,3 млрд. тонн, Западная Бенгалия – 10,8 млрд. тонн и Андхра-Прадеш – 7,5 млрд. тонн, или 93% всех доказанных запасов угля в Индии [71, с. 275].

Уголь в Индии сравнительно низкого качества. Энергетическая ценность составляет 4500 ккал/кг, что значительно ниже общемирового 6000 ккал/кг [23, с. 504].

Добыча, потребление и импорт угля. Согласно данным МЭА, в Индии добыча выросла с 209 млн. тонн в 2000 г. до 283 млн. тонн в 2006 г. Прогнозируется рост добычи до 607 млн. тонн в 2030 г. Темпы роста добычи составят с 2006 г. до 2030 г. в 3,2%. Потребление выросло еще быстрее с 235 млн. тонн в 2000 г. до 318 млн. тонн в 2006 г. Потребление ожидается вырасти до 827 млн. тонн в 2030 г. Темпы роста потребления составят 4,1%, что выше мировых на 2,1% в год. Доля Индии в мировой добычи выросла с 3% в 1980 г. до 6,4% в 2006 г. с перспективой роста до 8,7% в 2030 г. В мировом потреблении рост доли Индии составил с 2,9% в 1980 г. до 7,3% в 2006 г. с тенденцией роста до 11,8% в 2030 г. [65, с. 129, 125]. В основном добыча угля осуществляется на востоке и в центре страны в угольных бассейнах: Ранигандж, Джхария, Восточный и Западный Бокаро, Синграули, Понч Канхан, Талчер, Чанда Вардха и Годавари вдали от главных центров потребления [23, с. 508]. Поэтому большое количество угля транспортируется по железной дороге. Часть угля перевозится морским путем, что приводит к росту импорта в прибрежные районы, большую часть которого в Индии составляет коксующий уголь. 85% угля добывается открытым шахтным способом. Производительность шахт в Индии из-за низкого уровня механизации не соответствует международным стандартам, что тормозит рост добычи. Увеличение производительности шахт потребует больших инвестиций. Потребление угля увеличивается за счет роста потребления электроэнергии. Электростанции, использующие уголь в качестве топлива, вырабатывают 40% всей электроэнергии в Индии. Рост производства электроэнергии, потребляющей уголь, составит 4,5% в год [23, с. 601]. Также Индия развивает технологии по производству жидкого топлива на базе угля.

Динамичный рост потребности в электроэнергии расширяет его потребление, что при низком качестве собственного угля, бо-

лее медленных темпах развития добычи и росте издержек при транспортировке угля с мест добычи до основных мест потребления увеличивает импорт. Импорт прогнозируется с 35 млн. тонн в 2006 г. до 220 млн. тонн в 2030 г.

Развитие угольной промышленности в странах Центральной Азии. Запасы угля. Крупными запасами угля в Центральной Азии располагает Казахстан. Бритиш Петролеум оценивает запасы угля в Казахстане в 33,6 млрд. тонн. Доля Казахстана в мировых запасах угля соответствует 3,9% [35, с. 32]. Резервы коксующего и энергетического угля расположены на 16 крупных месторождениях Карагандинского, Экибастузского и Тургайского бассейнов [72, с. 130]. Незначительными запасами угля обладают Узбекистан и Таджикистан. Разведанные запасы угля в Узбекистане составляют 1,9 млрд. тонн, в основном сосредоточены в Ангренском (Ташкентская область), Байсунском и Шаргунском (Сурхандарьинская область) бассейнах, из которых 1,85 млрд. тонн приходится на бурый уголь Ангренского бассейна и 50 млн. тонн каменного угля Байсунских и Шаргунских залежей [73, с. 148]. В Кыргызстане и Туркменистане угольная отрасль не играет заметной роли в структуре энергетического баланса.

Добыча, потребление и экспорт угля. Согласно данным Бритиш Петролеум, добыча угля в Казахстане динамично увеличилась с 38,5 млн. т.н.э. (107,8 млн. тонн) в 2000 г. до 56,2 млн. т.н.э. в 2010 г. [35, с. 32]. Агентство статистики РК приводит другие данные: добыча угля выросла с 74,3 млн. тонн в 2000 г. до 101 млн. тонн в 2009 г. [74]

Угольная промышленность Казахстана характеризуется большой долей частного сектора. В 1996-2000 гг. угольная отрасль страны была приватизирована. 87,7% общей добычи угля осуществлялось пятью крупными частными компаниями: «Богатырь Аксес Комир», Евроазиатская энергетическая компания, «Майкубен-Вест», «Миттал Стил Темиртау» и «Казахмыс». В настоящее время правительство Казахстана проводит политику приобретения 50-й доли в стратегических объектах. Государственным холдингом «Самрук» приобретено 50% доли в угольном разрезе «Богатырь», в котором добывается 42,8% всего угля в стране. Добыча коксующего угля составляет 17% и энергетического 83% [72, с. 130].

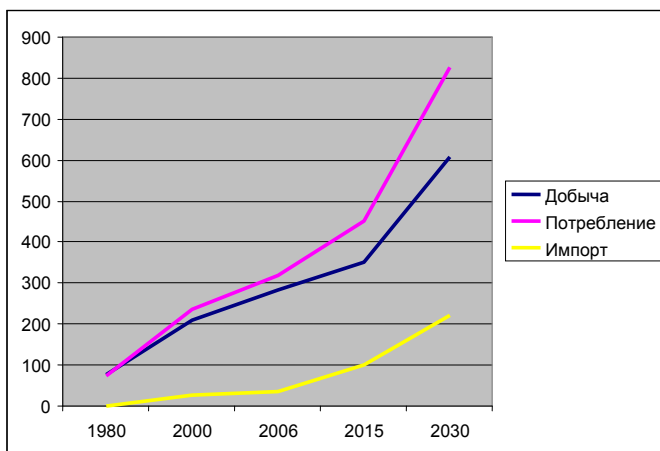


Рисунок 1 – Добыча, потребление и импорт угля в Индии в млн. тонн

Потребление же угля в Казахстане увеличилось с 23,2 млн. т.н.э. в 2000 г. до 36,1 млн. т.н.э. в 2010 г. (данные компании Бри-тиш Петролеум) [35, с. 33]. Основными потребителями угля в Казахстане являются электроэнергетический сектор, металлур-гия и коммунальные хозяйства. В соответствии с общей Страте-гией развития Казахстана – 2020 была принята «Концепция развития угольной отрасли РК 2020», которая предполагает не только расширение добычи угля за счет реструктуризации уголь-ных шахт Карагандинского бассейна, но и реализацию проектов по утилизации метана из угольных пластов (газификация угля) [72, с. 130].

Таким образом, нетто-экспорт угля в Казахстане вырос с 15,3 млн. тонн в 2000 г. до 20,1 млн. тонн в 2010 г. Основным импорте-ром угля остается Россия. С 2001 г. Казахстан экспортирует уголь в Финляндию, Нидерланды, Румынию, Польшу, с 2003 г. – в Че-хию и Турцию [72, с. 130].

В Узбекистане добыча угля снизилась с 4,66 млн. тонн в 1992 г. до 2 млн. тонн в 2003 г. В дальнейшем в добыче угля обозначил-ся рост до 3,8 млн. тонн к 2007 г. Добычу угля в основном ведет АО «Уголь» (5 предприятий). На Ангренском угольном бассейне

уголь разрабатывается тремя способами: открытым, подземным и методом подземной газификации из бурого угля 2 млрд. куб. м газа. На двух других предприятиях разработка угля ведется подземным способом [73, с. 148]. Потребление угля в Узбекистане значительно снизилось с 6,26 млн. тонн в 1992 г. до 2,42 млн. тонн в 2000 г., что связано с общим кризисом в энергетической отрасли страны [75]. После 2000 г. потребление угля выросло с 1 млн. т.н.э. до 1,3 млн. т.н.э. в 2010 г. (данные компании Бритиш Петролеум) [35, с. 33].

Уголь в Кыргызстане, Таджикистане и Туркменистане добывается и потребляется в незначительных количествах и его доля в энергетическом балансе постепенно снижается, вытесняясь другими видами энергетики – гидроэнергетикой в Кыргызстане и Таджикистане и с использованием газа в Туркменистане.

2.2. Развитие нефтяной промышленности

Глобальное развитие нефтяной промышленности. Запасы нефти. Нефть распространена меньше, чем уголь. В соответствии с данными Бритиш Петролеум, запасы нефти выросли со 137 млрд. тонн в 1990 г. до 189 млрд. тонн в 2010 г. Основную часть прироста запасов составляют страны ОПЕК – со 104 млрд. тонн до 146 млрд. тонн соответственно. Доля ОПЕК в мировых запасах выросла с 76% до 77% [35, с. 6].

Добыча и потребление нефти. До середины 1970-х годов мировая добыча нефти удваивалась примерно каждое десятилетие, но после темпы роста замедлились. В соответствии с данными Бритиш Петролеум, добыча нефти в мире увеличилась с 3,612 млрд. тонн в 2000 г. до 3,914 млрд. тонн в 2010 г. [35, с. 11]. Департамент по энергетической информации в США прогнозирует рост добычи нефти до 4,472 млрд. тонн в 2020 г. с последующим ростом до 4,805 млрд. тонн в 2030 г. Темпы роста добычи прогнозируют в 0,7% в год [66, с. 245].

Добыча нефти в странах ОПЕК выросла с 1,51 млрд. тонн в 2000 г. до 1,623 млрд. тонн в 2010 г. [35, с. 11]. Прогнозируется рост до 2,241 млрд. тонн в 2030 г. Несмотря на невысокие темпы роста в 1% в год, к 2030 г. прогнозируется дальнейшее повышение доли ОПЕК в мировой добыче в 2010-2030 гг. с 41% до 46% [66, с. 245].

Потребление увеличилось с 3,572 млрд. тонн в 2000 г. до 4,028 млрд. тонн в 2010 г. Ожидается рост потребления до 4,86 млрд. тонн в 2020 г. с дальнейшим ростом до 5,378 млрд. тонн в 2030 г. [35, с. 12; 65, с. 93]. Темпы роста потребления прогнозируются в 1% в год. В структуре потребления нефти доля транспорта увеличилась с 38% в 1980 г. до 52% в 2006 г. с тенденцией роста до 57% в 2030 г. [65, с. 99] в связи с бурным развитием автомобильной промышленности. Прогнозируется рост численности автомобилей с 650 млн. единиц в 2006 г. до 1,4 млрд. единиц в 2030 г., что способствует увеличению производства бензина и дизельного топлива. Доля электроэнергетики сократилась с 14% в 1980 г. до 7% в 2006 г. с перспективой сокращения до 4% в 2030 г. [65, с. 100].

Развитие нефтяной промышленности в Индии. Ретроспективный обзор нефтяного сектора. В Индии первое нефтяное месторождение начали разрабатывать в 1889 г. в Дигбое, в провинции Ассам, в том же году основана компания Assam Oil Company. В 1900 г. в 20 км от Дигбоя был построен нефтеперерабатывающий завод, который производил керосин, смазочные масла и др. виды нефтепродуктов. До 1951 г. добыча нефти ограничивалась месторождением в Дигбое. К этому времени в Ассаме добывалось 270 тыс. тонн нефти. Рост потребления нефти стимулировал геологоразведочные работы в других штатах. В 1951 г. начали разведочные работы в Западной Бенгалии. В 1953 г. компанией Assam Oil Company обнаружено нефтяное месторождение в Нахократии в штате Ассам. В 1960-х гг. добыча в районе Нахократии составила 2,5 млн. тонн в год. С целью расширения разработки и добычи нефти в 1956 г. парламентом Индии образована государственная корпорация Oil and Natural Gas Corporation. В 1958 г. компания Burmah Oil была преобразована в государственную корпорацию Oil India Limited. С этого времени началось широкое освоение нефтяных ресурсов страны. В 1957 г. началось бурение глубокой скважины в районе Джавала-Мукхи в штате Пенджаб. В том же году была проведена геологоразведка в районе Камбей в штате Бомбей. В 1958 г. в районе Камбея обнаружены крупные месторождения в Джавала-Мукхи и структуре Луньдас. В 1959 г. открыто месторождение Анклешвар. Выявленные запасы нефти в Индии составляли уже 55 млн. тонн. В 1960-е на территории Индии

были обнаружены 14 новых месторождений. В 1972 г. был принят десятилетний план разработки и добычи нефти. В 1974 г. обнаружено крупное глубоководное месторождение в районе Бомбея с суточным дебитом 1700 баррелей нефти в сутки. В 1980 г. было открыто месторождение Ратнагари на шельфе Бенгальского залива в устье реки Годавари. В конце 1980-х гг. крупные месторождения были найдены в штате Тамил Наду. В это время Индия разрабатывала 35 крупных континентальных и 4 глубоководных месторождений. К 1988 г. добыча нефти стабилизировалась в 32 млн. тонн в год. В 1997 г. с началом либерализации нефтегазового сектора была принята программа «Новая политика разработки и лицензирования» (NELP), которая предусматривает разработку и добычу месторождений согласно международным стандартам и привлечение частного капитала и иностранных инвесторов в разработку месторождений на территории Индии [72, с. 231-237].

Запасы нефти. По данным компании Бритиш Петролеум, запасы нефти выросли с 764 млн. тонн в 1990 г. до 1,2 млрд. тонн в 2010 г. и составили 0,7% мировых запасов нефти [35, с. 6]. Рост составил 57%. Согласно данным министерства нефти и газа, запасы Индии возросли с 740 млн. тонн в 2002 г. до 757 млн. тонн в 2011 г. Наибольшие запасы нефти расположены на оффшорных месторождениях 429,8 млн. тонн, среди них в Мумбаи (38%), Камбее (20%), меньшие в бассейне Ассама-Аракана – 176,5 млн. тонн (18%) и Гуджарате – 137,4 млн. тонн (15%), в районе Бармера. В Андхра-Прадеше в бассейне Кришна-Годавари и Тамилнаду (7%) [25, с. 23]. В целях увеличения запасов нефти правительство приняло программу NELP, согласно которой государством предоставлялись территории частному бизнесу, в том числе иностранным компаниям, для разведки и разработки новых месторождений. Предоставляются льготы в уплате роялти в размере 12,5% от доходов от нефти для разработки месторождений на шельфе и 10% – в оффшорных месторождениях. Кроме того, компании – участники программы NELP на 7 лет освобождаются от налогов, для них вводится беспошлинный режим импорта технологического оборудования и другие льготы [72, 237]. В соответствии с программой NELP страна была поделена на 26 бассейнов общей площадью 3,14 млн. кв. км., из которых 1,78 млн. на континентальном шельфе на глубине 200 м. Индийская компания

Reliance Industries Limited указывает 4 категории бассейнов. 1-я категория включает в себя 7 бассейнов общей площадью 518500 кв. км., на которых ведется добыча нефти – Камбей (53000 кв. км.), Ассамский шельф (56000 кв. км.), Бомбей оффшор (116000 кв. км.), Кришна Годавари (52000 кв. км.), Кавери (55000 кв. км.), Ассам-Аракан (60000 кв. км.) и Раджастхан (126000 кв. км.). Ко 2-й категории относятся 2 бассейна – Катч (48000 кв. км.) и Андаманские и Никобарские острова (47000 кв. км.), запасы которых известны, но из-за технологической сложности освоения и отсутствия инвестиций добыча нефти в настоящее время не ведется. В 3-ю категорию входят 7 бассейнов площадью 710000 кв. км. – Гималаи (30000 кв. км.), Ганг (186000 кв. км.), Виндхьян (162000 кв. км.), Саураштра (80000 кв. км.), Керала-Конкан-Лакшадвип (94000 кв. км.), Маханади (69000 кв. км.) и Бенгалия (89000 кв. км.). В настоящее время только развиваются технологии для извлечения нефти в данных бассейнах. Потенциал нефти 4-й категории бассейнов считается перспективным, так как отсутствуют технологии для разработки нефти в данных бассейнах. Они включают в себя 10 бассейнов площадью 461200 кв. км. – Карева (3700 кв. км.), Спити-Занскар (22000 кв. км.), Сатпур-Южная Рева-Дамодар (46000 кв. км.), Нармада (17000 кв. км.), Декан (273000 кв. км.), Бхима-Каладги (8500 кв. км.), Гудпах (39000 кв. км.), Пранхита-Годавари (15000 кв. км.), Бастар (5000 кв. км.), Чаттисгарх (32000 кв. км.). Кроме того, учитываются вероятные запасы нефти на глубине моря выше 400-3000 м площадью 1350000 кв. км. [72, с. 232-233]. В 2000-2011 гг. правительством Индии инициированы 8 раундов программы NELP. В результате 8 раундов программы NELP индийским и иностранным компаниям предоставлены 1422 тыс. кв. км или 47% территории страны с доказанными и вероятными запасами нефти на 18 бассейнах. Было заключено 206 договоров о разделе продукции с государственными корпорациями ONGC и OIL, а также смешанными и частными компаниями. До начала осуществления программы NELP было разведано 11% нефтегазовых бассейнов, которые в настоящее время активно разрабатываются. Во время первого раунда программы NELP, инициированной в 2000 г. правительством Индии, выставлены на тендер 25 нефтегазовых блоков общей площадью 228472 кв. км., из которых в настоящее

время разрабатываются 4 нефтегазовых блока. Второй раунд, инициированный в 2001 г., способствовал разработке 19 нефтегазовых блоков из 27 блоков на территории площадью 263050 кв. км. Во время третьего раунда, инициированного в 2003 г., было предоставлено 23 нефтегазовых блока площадью 204588 кв. км. Разрабатывается 19 нефтегазовых месторождений. Четвертый раунд, инициированный в 2004 г., предоставил нефтегазовым компаниям 20 блоков общей площадью 192810 кв. км. Во время пятого и шестого раундов, инициированных в 2005 и 2007 гг., на тендер выставили 55 и 57 нефтегазовых блоков площадью 113687 кв. км. и 306331 кв. км. соответственно. Седьмой и восьмой раунды, инициированные в 2008 и 2010 гг., привели к разработке 31 нефтегазового блока в штатах Ассам, Гуджарат, Мадхья-прадеш, Манипур и глубоководных месторождений и 33 блоков площадью 112988 кв. км. и 52603 кв. км. Правительство Индии планирует во время XII пятилетнего плана в 2012-2017 гг. предоставить 396000 кв. км для освоения и разработки нефтегазовых месторождений [49, с. 91; 76, с. 27; 77, с. 49-51]. Согласно Hydrocarbon Vision 2025, к 2025 г. предполагается освоить 100% территории нефтегазовых бассейнов [26, с. 160].

Добыча, потребление и импорт нефти. Министерство нефти и газа Индии указывает на незначительное снижение добычи нефти с 32,4 млн. тонн в 2000 г. до 32 млн. тонн в 2010 г. [25, с. 26]. Эксперты МЭА прогнозируют снижение добычи нефти до 25,9 млн. тонн к 2030 г. в связи с истощением основных месторождений [23, с. 492].

В основном нефть добывается в Ассаме, Аруначал-Прадеше, Тамил Наду и на оффшорных месторождениях в Мумбаи. В Индии прослеживается тенденция к снижению добычи нефти на месторождениях на континентальном шельфе с 11,8 млн. тонн в 1990 г. до 10,97 млн. тонн в 2010 г. В штате Ассам добыча снизилась с 5,1 млн. тонн в 1990 г. до 4,7 млн. тонн в 2000 г., в Тамил Наду с 300 тыс. тонн до 234 тыс. тонн и в Гуджарате с 6,4 млн. тонн до 5,9 млн. тонн. На оффшорных месторождениях в Мумбаи добыча нефти осталась на прежнем уровне – 21,2 млн. тонн в 2010 г. Прогнозируется снижение добычи нефти на 12 крупных месторождениях нефти (Мумбаи верхний, Равва, Нилам, Нира южный, Нира, Гандхар, Лакша, Кади северный, Панна, Калол,

Сантхал, Хапджан) с 20,26 млн. тонн в 2006 г. до 3,63 млн. тонн в 2030 г. [23, с. 492]. Тем не менее, правительство Индии пытается снизить падение производства нефти за счет либерализации нефтяного сектора и разработки новых месторождений.

Потребление же нефти в стране увеличилось быстрыми темпами с 67,4 млн. в 1990 г. до 106,1 млн. тонн в 2000 г. с дальнейшим ростом до 155,5 млн. тонн в 2010 г. [35, с. 11]. Департамент по энергетической информации США прогнозирует рост потребления до 229 млн. тонн в 2020 г. с тенденцией роста до 339 млн. тонн в 2030 г. Темпы роста потребления ожидаются в 3,5% в год [66, с. 247].

Высокая динамика роста потребления нефти связана с увеличением производства нефтепродуктов в результате роста их потребления в транспорте, промышленности, аграрном секторе, а также в результате расширения экспорта нефтепродуктов. Так, в соответствии с данными министерства нефти и газа Индии производство легких нефтепродуктов возросло с 10 млн. тонн в 1990 г. до 25 млн. тонн в 2000 г. с тенденцией расширения до 55,5 млн. тонн в 2010 г., из них потребление бензина выросло с 3,5 млн. тонн в 1990 г. до 15,9 млн. тонн в 2010 г., лигроина с 4,9 млн. тонн до 17,7 млн. тонн. Производство средних нефтепродуктов увеличилось с 26,3 млн. тонн в 1990 г. до 93,3 млн. тонн в 2010 г., среди которых производство керосина возросло с 5,5 млн. тонн до 7,9 млн. тонн, а производство дизельного топлива с 18,7 млн. тонн до 77,2 млн. тонн. Производство тяжелых нефтепродуктов выросло с 11,9 млн. тонн в 1990 г. до 35,4 млн. тонн в 2010 г., из них производство мазута увеличилось с 9,35 млн. тонн до 20,1 млн. тонн [25, с. 37]. Правительство Индии планирует к 2025 г. увеличить производство бензина до 34 млн. тонн, лигроина до 29 млн. тонн, дизельного топлива до 231 млн. тонн, мазута до 33 млн. тонн [72, 257]. Экспорт нефтепродуктов вырос с 10,3 млн. тонн в 2002 г. до 59,1 млн. тонн в 2010 г.

В соответствии с данными Министерства нефти и газа Индии, потенциал нефтеперерабатывающих заводов в стране расширился со 112,04 млн. тонн в 2000 г. до 192,768 млн. тонн в 2010 г. [25, с. 112]. Правительство Индии намеревается увеличить мощность нефтеперерабатывающих заводов до 310,9 млн. тонн к концу XII-

го пятилетнего плана (2017 г.) и до 365,6 млн. тонн к концу XIII-го пятилетнего плана (2022 г.) [49, с. 142, 144].

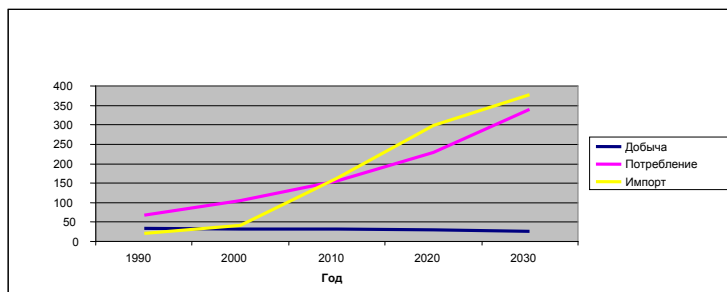


Рисунок 2 – Динамика роста добычи, потребления и импорта нефти в Индии в 1990-2030 гг.

Импорт нефти в Индии вырос с 42 млн. тонн в 2000 г. до 163,6 млн. тонн в 2010 г. Ссылаясь на данные о росте потребления и экспорта нефти, эксперты МЭА прогнозируют рост импорта нефти до 378 млн. тонн в 2030 г. В структуре потребления нефти импорт увеличится с 70% в 2010 г. до 94% в 2030 г.

2.3. Развитие газовой промышленности

Глобальное развитие газовой промышленности. Запасы и добыча газа. По данным компании Бритиш Петролеум, доказанные запасы газа в мире увеличились с 125,7 трлн. куб. м в 1990 г. до 187,1 трлн. куб. м в 2010 г. [35, с. 20]. Основные крупные месторождения расположены в России, на Ближнем и Среднем Востоке, меньшие – в Северной Америке, Африке, Южной Америке, Европе и Азиатско-Тихоокеанском регионе. Наряду с этим существуют ресурсы нетрадиционного газа – метана в угольных пластах, которые оцениваются в тысячи триллионов куб. м, однако их освоение требует значительных инвестиций, и они не будут играть значительной роли до 2030 г. Добыча газа возросла с 2,413 трлн. куб. м в 1990 г. до 3,193 трлн. куб. м в 2010 г. [35, с. 22]. Эксперты МЭА прогнозируют рост добычи до 4,434 трлн. куб. м к 2030 г. [65, с. 115].

Потребление газа. Согласно данным компании Бритиш Петролеум, потребление газа в мире выросло с 2,411,7 трлн. куб. м в 2000 г. до 3,169 трлн. куб. м в 2010 г. на 31% [35, с. 23]. Эксперты МЭА прогнозируют рост потребления до 4,434 трлн. куб. м к 2030 г. [65, с. 110]. В структуре потребления наиболее динамичный рост потребления газа ожидается в электроэнергетике с 39% в 2006 г. до 45% в 2030 г. с темпами роста 2,4% в год, в производстве удобрений с 35% до 36% – 1,4% в год и в производстве сжиженного газа – 12,3% в год [65, с. 112].

Развитие газовой промышленности в Индии. Ретроспективный обзор газового сектора. В Индии природный газ начал разрабатываться в 1959 г. в штате Ассам национальной корпорацией Oil India Limited. В 1964 г. газ в промышленных масштабах начали использовать в Гуджарате. После обнаружения крупных запасов газа на месторождении Бомбей Хай на западном побережье Индии в 1974 г. перед страной была поставлена задача о более широком использовании газа в экономике. Образованная правительством Индии экспертная группа пришла к заключению о целесообразности использования природного газа в электроэнергетике и производстве удобрений. С целью более эффективного управления сегментами добычи и потребления природного газа в 1984 г. образована государственная корпорация Gas Authority of India Limited (GAIL) [72, с. 259].

Запасы и добыча газа. В соответствии с данными Министерства нефти и газа доказанные запасы газа Индии увеличились с 751 млрд. куб. м в 2002 г. до 1,241 трлн. куб. м в 2011 г. В Гуджарате и Ассаме запасы газа снизились с 91,8 и 161 млрд. куб. м до 76,6 и 129,2 млрд. куб. м. В Андхра-Прадеше запасы газа сократились незначительно – с 40,36 млрд. куб. м до 39,55 млрд. куб. м. В Тамил Наду запасы газа увеличились с 22 млрд. куб. м до 27,77 млрд. куб. м. Наиболее динамично запасы газа выросли на оффшорных месторождениях с 435,55 млрд. куб. м до 956,57 млрд. куб. м [25, с. 26]. По данным МЭА, 52% суммарных доказанных запасов газа на оффшорных месторождениях составили в бассейне Кришна-Годавари, в Мумбайском бассейне – 23% и 16% в Камбейском бассейне на Ассамском шельфе. Газ разрабатывается на 432 месторождениях, из них на побережье на 261 месторождении и 171 оффшорном месторождении [65, с. 499].

По данным компании Бритиш Петролеум, добыча газа выросла с 26,4 млрд. куб. м в 2000 г. до 50,9 млрд. куб. м в 2010 г. [35, с. 23]. Эксперты МЭА прогнозируют рост добычи газа с 28,8 млрд. куб. м в 2005 г. до 44,9 млрд. куб. м в 2015 г. с дальнейшим увеличением до 50,67 млрд. куб. м в 2030 г. [23, с. 500]. Министерство нефти и газа Индии указывает на рост добычи газа в Индии с 29,7 млрд. куб. м в 2001 г. до 52,18 млрд. куб. м в 2010 г. Производство газа выросло за счет динамичного роста добычи на оффшорных месторождениях с 21,75 млрд. куб. м до 43,645 млрд. куб. м. На месторождениях на континентальном шельфе Ассама и Тамил Наду добыча газа увеличилась с 1,992 млрд. куб. м и 349 млн. куб. м до 2,682 и 1,12 млрд. куб. м. В Трипуре и Раджастхане добыча газа выросла с 416 и 101 млн. куб. м до 610 и 242 млн. куб. м. В Гуджарате и Андхра-прадеше добыча газа снизилась с 3,28 и 1,8 млрд. куб. м до 2,263 и 1,384 млрд. куб. м [25, с. 27]. Экспертами МЭА прогнозируется снижение добычи газа на 12 крупнейших месторождениях с 24,78 млрд. куб. м в 2005 г. до 3,53 млрд. куб. м, из них на месторождении Мумбаи верхнем добыча уменьшилась с 5,34 до 1,05 млрд. куб. м., Тапти южном – с 2,34 млрд. куб. м до 120 млн. куб. м., Гандхаре – с 1,82 млрд. куб. м до 320 млн. куб. м, Нахократии – с 1,48 до 1,31 млрд. куб. м и Назире – с 1,18 млрд. куб. м до 10 млн. куб. м. Увеличение добычи газа прогнозируется на новых месторождениях в бассейне Кришна-Годавари с 33,3 млрд. куб. м до 47,14 млрд. куб. м [23, с. 500]. С целью увеличения добычи на новых месторождений была принята программа NELP, которая предполагает либерализацию газового сектора и предоставление льгот на добычу месторождений.

Правительство Индии планирует развивать производство неконвенционного газа из угля или метана, гидратов газа и сланцевого газа. Каменноугольный газ используется в производстве электроэнергии, авиационного топлива и лигроина. Потенциал каменноугольного газа в стране оценивается в 1,26-2,54 млрд. тонн н.э., или 1,4 трлн. куб. м, в основном расположен в Камбейском угольном бассейне [78, с. 7]. Программа по добыче метана была принята в 1993 г. В соответствии с программой нефтегазовая компания ONGC совместно с угольными компаниями Coal India Limited развивает производство газа на востоке и юге и Gujarat State Petroleum Corporation на западе и се-

вере страны. Предполагается разработка и производство газа в угольных бассейнах: Ранигандж, Джхария, Бокаро, Каранпура, Синграули, Сохагпур, Корба, Долина Иб, Талчир, Сатпура, Вардха, Годавари, Бирбхум, Раджмахал, Ассам-Мегхалая, Нейвели, Камбей, Бармер-Санчор, Биканер и в районе Джамму и Кашмира. Общая площадь потенциальных ресурсов каменноугольного газа составляет 26000 кв. км. На первом этапе с 2002 г. разработка и добыча газа производится на 5-ти блоках в Джаркханде (ВК-СВМ-2001/1 и НК-СВМ-2001/1 площадью 435 кв. км.), Мадхья-Прадеше (SPE-СВМ-2001/1 и SPW-СВМ-2001/1 – 995 кв. км.) и Западной Бенгалии (RG-СВМ-2001/1 – 500 кв. км.) с запасами газа в 300 млрд. куб. м. На втором этапе с 2003 г. на 9-и блоках в Джаркханде (SK-СВМ-2003/II НК и W-СВМ-2003/II – 337 кв. км.), Чаттисгархе (SH N-СВМ-2003/II – 825 кв. км.), Мадхья-Прадеше (ST-СВМ-2003/II – 714 кв. км.), Махараштре (WD-СВМ-2003/II – 503 кв. км.), Раджастхане (BS 1-СВМ-2003/II и BC 2-СВМ-2003/II – 2065 кв. км.) и Гуджарате (BS 3-СВМ-2003/II – 790 кв. км.) с резервами газа в 500 млрд. куб. м. На третьем этапе с 2006 г. на 10-и блоках в Андхра-Прадеше (GV N-СВМ-2005/III и KG E-СВМ-2005/III – 750 кв. км.), Чаттисгархе (TR-СВМ-2005/III и MR-СВМ-2005/III – 1092 кв. км.), Мадхья-Прадеше (SP N-СВМ-2005/III и SR-СВМ-2005/III – 939 кв. км.), Раджастхане (BS 4 СВМ-2005/III и BS 5-СВМ-2005/III – 1907 кв. км.) и Западной Бенгалии (BB-СВМ-2005/III – 248 кв. км.) с запасами газа в 600 млрд. куб. м. На 4-м этапе с 2011 г. предусматривается освоение 37 блоков площадью 4940 кв. км [15, с. 69-70]. В итоге в стране освоено 71% территории, пригодной для производства каменноугольного газа. К 2017 г. планируется полностью освоить всю территорию. Добыча началась в 2010 г. на пяти блоках и составляет 54,75 млн. куб. м. Правительство Индии намеревается увеличить производство каменноугольного газа до 2,7 млрд. куб. м к 2015 г. и до 13,9 млрд. куб. м к 2025 г. [79, с. 6-7].

Наряду с этим в стране была принята программа развития производства гидратов газа. Запасы гидратов газа в Индии оцениваются в 1,894 трлн. куб. м., расположены они на Западном и Восточном побережье Андаманских островов. Правительство Ин-

дии приняло программу освоения гидратов газа National Hydrate Gas Program. Однако в настоящее время не существует технологий для добычи гидратов газа в промышленных масштабах.

Вместе с тем Индия обладает значительными ресурсами сланцевого газа. Запасы сланцевого газа составляют 7,5 трлн. куб. м и расположены, в основном, в Ассаме, Гуджарате и Раджастхане. Разработку месторождений планируется начать в 2012 г. [49, с. 128].

Потребление и импорт газа. По данным компании Бритиш Петролеум, потребление газа в Индии увеличилось с 26,4 млрд. куб. м в 2000 г. до 61,9 млрд. куб. м в 2010 г. на 134%. [35, с. 23]. Экспертами МЭА прогнозируется рост до 117 млрд. куб. м к 2030 г. с темпами роста в 2006-2030 гг. в 4,8% в год [23, с. 497]. Министерство нефти и газа Индии указывает на рост с 27,86 млрд. куб. м в 2000 г. до 51,43 млрд. куб. м в 2010 г. с тенденцией роста до 129,6 млрд. куб. м к 2025 г. [25, с. 27]. Рост потребления газа связан с такими факторами, как:

- бурное развитие аграрного сектора и рост потребности в удобрениях;

- переход многих электростанций, потребляющих в качестве топлива уголь и нефть, на газотурбинную основу под влиянием высоких цен на нефть и общей политики правительства Индии, направленной на снижение выбросов вредных веществ в атмосферу;

- рост урбанизации и потребления газа в городском транспорте, а также в домашних хозяйствах в крупных городах;

- рост потребления газа в нефтехимической и других отраслях промышленности.

В структуре потребления газа сектор электроэнергетики вырос с 8,8 млрд. куб. м в 2000 г. до 27,4 млрд. куб. м в 2010 г. с перспективой роста до 75,9 млрд. куб. м к 2025 г. В секторах, не связанных с энергетикой, в особенности в производстве удобрений и нефтехимии, потребление газа увеличилось с 10,66 млрд. куб. м в 2000 г. до 15,71 млрд. куб. м в 2010 г. с тенденцией роста до 38,3 млрд. куб. м к 2030 г. Производство сжиженного газа снизилось с 5 млрд. куб. м в 2000 г. до 4,54 млрд. куб. м в 2010 г. [25, с. 27].

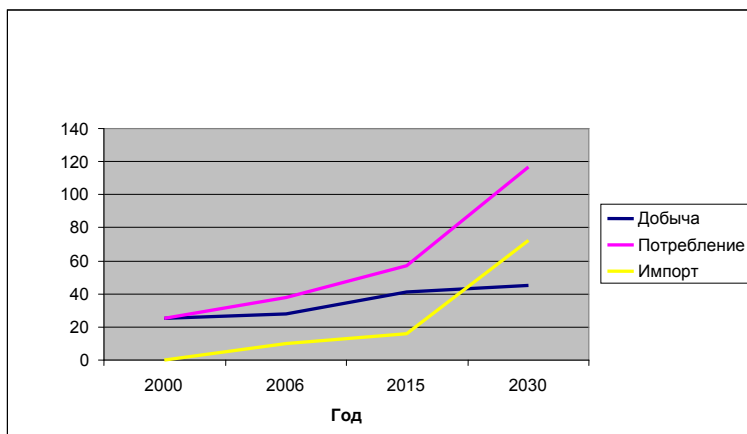


Рисунок 3 – Динамика роста добычи, потребления и импорта газа в Индии в 2000-2030 гг.

Импорт газа в Индии в 2010 г. составил 11 млрд. куб. м с перспективой роста до 77 млрд. куб. м к 2030 г.

Развитие нефтегазовой промышленности в странах Центральной Азии.

Запасы нефти и газа. Казахстан обладает значительными ресурсами нефти, но запасы природного газа небольшие. Туркменистан и Узбекистан имеют значительные ресурсы природного газа, однако нефть в вышеназванных странах представлена в незначительных количествах. Запасы нефти и природного газа в Казахстане, Туркменистане и Узбекистане оцениваются различными экспертами по-разному. Согласно данным Бритиш Петролеум, доказанные запасы нефти в Казахстане увеличились с 3,41 млрд. тонн в 2000 г. до 5,43 млрд. тонн в 2010 г. [35, с. 20] в связи с расширением запасов нефти за счет новых месторождений (Кашаган, Амангельды и т.д.). Доля Казахстана в мировых запасах нефти соответствует 2,9%. Доказанные запасы Туркменистана возросли с 500 млн. тонн в 2000 г. до 600 млн. тонн в 2010 г. В Узбекистане же запасы нефти оцениваются аналогично запасам Туркменистана в 600 млн. тонн [35, с. 20]. Департамент энергетической информации США оценивает запасы нефти в Казахстане

в 4,1 млрд. тонн [66, с. 150]. Отечественные эксперты считают, что разведанные запасы нефти в Казахстане составляют 2,8 млрд. тонн и газового конденсата 700 млн. тонн [80, с. 114]. Министерство нефтегазовой промышленности и минеральных ресурсов Туркменистана оценивает запасы нефти в стране в 6,3 млрд. тонн [81, с. 137]. Узбекские эксперты оценивают запасы нефти и газового конденсата в стране в 770 млн. тонн [73, с. 146]. Российские эксперты полагают, что доказанные запасы нефти в Казахстане составляют 5,5 млрд. тонн, а перспективные в 12,5 млрд. тонн, в Туркменистане 100 млн. тонн и 4-12 млрд. тонн и в Узбекистане 100 млн. тонн и 3,5 млрд. тонн соответственно [82, с. 44]. Запасы нефти в Таджикистане незначительны – 37 млн. тонн.

Суммируя вышесказанные данные, можно предположить, что доказанные запасы нефти в странах Центральной Азии колеблются в 3,65-6,63 млрд. тонн и перспективные – в 20-28 млрд. тонн.

Касательно природного газа, то в соответствии с данными Бритиш Петролеум доказанные запасы в Туркменистане увеличились с 2,6 трлн. куб. м в 2000 г. до 8 трлн. куб. м в 2010 г., в Казахстане ресурсы оцениваются в 1,8 трлн. куб. м и в Узбекистане запасы газа снизились незначительно – с 1,7 трлн. куб. м в 2000 г. до 1,6 трлн. куб. м в 2010 г. Доля Туркменистана в мировых запасах – 4,3%, Казахстана – 1% и Узбекистана – 0,8% [35, с. 6]. Департамент энергетической информации США оценивает доказанные запасы природного газа в 7,5 трлн. куб. м, Казахстана – 2,4 трлн. куб. м и Узбекистана – 1,8 трлн. куб. м [66, с. 145]. Отечественные эксперты приводят следующие данные: для Туркменистана – 9-23 трлн. куб. м, Казахстана – 1,7 трлн. куб. м и 1,85 трлн. куб. м – для Узбекистана [82, с. 137; 81, с. 114; 73, с. 146]. Российские эксперты оценивают относительно скромно доказанные запасы газа в 2,8 трлн. куб. м и перспективные в 4-4,4 трлн. куб. м в Туркменистане, 1,84 трлн. куб. м и 2,5-3 трлн. куб. м в Казахстане и 1,87 трлн. куб. м и 3 трлн. куб. м в Узбекистане [82, с. 44]. Запасы природного газа в Таджикистане оцениваются в 29,1 млрд. куб. м и Кыргызстане в 5,7 млрд. куб. м.

Таким образом, общие запасы природного газа в Центральной Азии оцениваются в 11,4-26,5 трлн. куб. м.

В Казахстане к настоящему времени обнаружены 203 месторождения нефти, газового конденсата и газа. Основные место-

рождения нефти и газа расположены в Атырауской, Актюбинской, Западно-Казахстанской и Мангистауской областях, т.е. 94% извлекаемых запасов нефти и газа и 98% разрабатываемых месторождений с извлекаемыми запасами свыше 100 млн. тонн. Нефтегазовые месторождения также обнаружены в Карагандинской и Кызылординской областях (суммарно 144,9 млн. тонн). Наиболее крупные месторождения нефти и газа сосредоточены в Кашагане – 1,5-10,5 млрд. т. нефти и 1 трлн. куб.м. газа (добычу планируется начать в 2012 г. в объеме 50 млн. т. с дальнейшим расширением до 75 млн. т. нефти к 2020 г.), Тенгизе – 750-1250 млн. т. нефти и 1,8 трлн. попутного газа (добыча в настоящее время составляет 26 млн. тонн), Карачаганаке – 1,2 млрд. т. нефти и 1,35 трлн. куб.м. газа (добыча составляет 11,6 млн. тонн), Узене – 1,1 млрд. тонн нефти (добыча 7 млн. тонн), Каламкасе – 500 млн. тонн нефти (добыча 4,2 млн. тонн), Жанажоле – 500 млн. тонн нефти и 133 млрд. куб. м газа (добыча 4,45 млн. тонн), Жетыбае – 345 млн. тонн нефти (добыча 1,12 млн. тонн), Актоты – 269 млн. тонн нефти, Каламкас-море – 159 млн. тонн нефти, Кайране и Кенкияке по 150 млн. тонн нефти (добыча в Кенкияке составляет 2 млн. тонн) и Кумколе 130 млн. тонн нефти и 15 млрд. куб. м газа [83, с. 235-237; 84, с. 249-250].

В Узбекистане запасы нефти и газа расположены на 194 месторождениях. В промышленной разработке 88 месторождений и 58 подготовлены к разработке. Нефть залегают преимущественно в Ферганской долине и Бухарской области, тогда как газ – в Газли и Карши. Разрабатываются также нефтегазовые месторождения в Каракалпакской автономной республике и в Кашкадарьинской, Бухарской, Сурхандарьинской, Наманганской, Андижанской и Ферганской административных областях. Крупнейшие месторождения нефти и газа сосредоточены в Кандыме – доказанные запасы нефти 6 млн. тонн и 202 млрд. куб. м газа и Шахпахты – 7,7 млн. тонн нефти и 8 млрд. куб. м газа [73, с. 144; 85, с. 111].

Туркменистан располагает огромным, но недостаточно изученным потенциалом углеводородов. На территории страны обнаружено 144 нефтегазовых месторождений. В туркменском секторе Каспия открыто 70 нефтегазоносных структур, но детально изучены только 12 на глубине моря до 100 м. Углеводородные ресурсы главным образом сосредоточены в Амударьинс-

кой и Южно-Каспийской нефтегазоносных провинциях. Государством разрабатываются 124 месторождения. В стране запасы нефти и газа сконцентрированы не месторождениях Южный Йолотян – 200 млн. тонн нефти и 21,2 трлн. куб. м газа (потенциальные ресурсы), Довлетабад – 1,3 трлн. куб. м газа, Минара – 200 млрд. куб. м газа, Самандепе – 5 млн. тонн нефти и 100 млрд. куб. м газа, Челекен – 200 млн. тонн нефти, Барсакельмес – 150 млн. тонн нефти, Бурун, Магтымгулы и Джейтун по 50 млн. тонн нефти и 30 млрд. куб. м газа в каждом, Акпатлауек, Нейбитлидже и Шатут по 50 млн. тонн нефти, Джигалыбек – 30 млн. тонн нефти и 20 млрд. куб. м газа [86, с. 34; 87].

Добыча и потребление нефти и газа. Нефть в Казахстане играет ключевую роль в экономике, которая обеспечивает 30% доходов в государственный бюджет. Впервые нефть в Казахстане начали добывать в 1899 г. в местности Карашунгул. Промышленное освоение началось с разработки двух месторождений Доссор (с 1911 г.) и Макат (с 1915 г.) [80, с. 113]. С обретением независимости перед Казахстаном встала задача реструктуризации нефтяной промышленности и внедрения новых технологий в разработку и добычу месторождений путем привлечения иностранных инвестиций. С этой целью в 1994-1997 гг. правительство Казахстана приватизировало основные предприятия и нефтегазовые участки, что значительно повысило производственный и финансовый потенциал отрасли. Добыча нефти в стране в соответствии с данными компании Бритиш Петролеум динамично увеличилась с 35,3 млн. тонн в 2000 г. до 81,6 млн. тонн в 2010 г. [35, с. 8]. Данные агентства статистики РК в некоторой степени отличаются от данных Бритиш Петролеум. Так, согласно их данным добыча нефти в Казахстане выросла с 30,6 млн. тонн в 2000 г. до 64,4 млн. тонн в 2009 г. [74]. Основными производителями нефти являются совместное предприятие «Tengizshevroil», разрабатывающее Тенгизское месторождение. Предприятие создано в 1993 г. на базе соглашения, подписанного с американской компанией «Chevron». Основными собственниками совместного предприятия являются «Chevron» – 50% доли, «Exxon Mobil» – 25% доли, «KazMunayGaz» – 20% и «Lukoil» – 5%. Добыча нефти, осуществляемой компанией «Tengizshevroil» к 2010 г. составила 25 млн. тонн. Инвестиции компании «Chevron» в казахстанские проекты

составили 6,5 млрд. долл. Консорциум «Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.», который занимается разработкой нефтегазового месторождения Карачаганак. Консорциум был сформирован в 1999 г. компаниями «BG Group» (Великобритания), «Eni» (Италия) по 32,5% каждая, «Chevron» 20%, «Lukoil» (Россия) 15% долей капитала. В 2008 г. консорциумом было добыто 11,6 млн. тонн нефти и 15 млрд. куб. м газа. К настоящему времени консорциум инвестировал в инвестиционные проекты Казахстана 4,5 млрд. долл. Национальная компания «KazMunayGaz» образовалась в 2002 г. указом президента РК. «KazMunayGaz» осуществляет разработку на 46 нефтегазовых месторождениях, крупнейшим из которых является Узеньское месторождение. Добыча нефти компании на 2008 г. составила 9,6 млн. тонн. В 2007 г. «KazMunayGaz» приобрела 50% акций немецкой компании «KazGerMunay» и канадской «CITIC Canada Energy Limited». Кроме того, в 2008 г. национальная компания приобрела 16,8% доли в консорциуме «Agip ККО» по освоению месторождения Кашаган. «CNPC Актобемунайгаз», образованная в результате продажи казахстанской стороной 60,2% акций китайской компанией CNPC в 1997 г. и оставшихся 25,12% в 2003 г. Добыча нефти компанией в 2008 г. составила 5,8 млн. тонн и газоконденсата и 3 млрд. куб. м газа. «MangistauMunayGas» компания, приобретенная индонезийцами в 1997 г. (66,67% акций), добывает нефть в количестве 5,6 млн. тонн и 417 млн. куб. м газа на 15 нефтегазовых месторождениях. Компания «PetroKazakhstan Inc», купленная CNPC в 2005 г. у канадцев, добывает 6 млн. тонн нефти. Компания «Turgay-Petroleum» в составе российской компании «Lukoil Overseas» и «PetroKazakhstan Inc» ведет добычу нефти 3,5 млн. тонн и 256 млн. куб. м газа [83, с. 239-247].

К 2017 г. Казахстан планирует увеличить добычу нефти в пределах 100 млн. тонн, что связано с введением в эксплуатацию крупнейшего месторождения Кашаган и других крупных месторождений на шельфе Каспийского моря [88, с. 34]. Департамент энергетической информации США прогнозирует рост добычи нефти с 69 млн. тонн в 2007 г. до 155 млн. тонн к 2030 г. [66, 293] Министерством нефти и газа РК прогнозируется расширение добычи нефти до 132,1 млн. тонн к 2020 г. [89, с. 7]. Стратегия развития нефтегазовой промышленности Казахстана предусматривает 3 направления:

наращивание добычи нефти и газа, создание соответствующей транспортной инфраструктуры и развитие нефтехимического и нефтеперерабатывающего секторов экономики. В 2003 г. была принята государственная программа освоения казахстанского сектора Каспийского моря. Программа предполагает три этапа освоения месторождений. Первый (2003-2005 гг.) предусматривает создать условия для добычи нефти в 500 тыс. тонн, второй (2006-2010 гг.) – ускорить освоение шельфа и расширить добычу до 40 млн. тонн и 3-й этап (2011-2015 гг.) – стабилизировать добычу на уровне 100 млн. тонн. В настоящее время осуществляется третий этап освоения программы [72, с. 129].

Потребление нефти в Казахстане растет более медленными темпами. В соответствии с данными компании Бритиш Петролеум рост потребления в стране составил 62% – с 7,8 млн. тонн в 2000 г. до 12,5 млн. тонн в 2010 г. [35, с. 9]. Расширение потребления нефти связано с реконструкцией и модернизацией нефтеперерабатывающих заводов – Атырауского, Шымкентского и Павлодарского. В настоящее время производительность 3 заводов составляет 10 млн. тонн, при полной мощности до 18,5 млн. тонн. Энергетическая стратегия Казахстана на 2011-2014 гг. предусматривает внедрение технологий по улучшению качества бензина в соответствии со стандартами Евро 3-4 и увеличение производительности заводов до 17 млн. тонн к 2014 г. [90].

Динамичный рост добычи нефти и сравнительно медленный рост потребления стимулируют увеличение экспорта с 27,5 млн. тонн в 2000 г. до 69,1 млн. тонн в 2010 г. Невысокие темпы роста населения, внедрение энергосберегающих технологий и высокая динамика роста добычи нефти создают благоприятные перспективы для дальнейшего увеличения экспорта нефти в Казахстане.

Газовая отрасль в Казахстане развивается также динамично, как и нефтяная промышленность. Согласно данным компании Бритиш Петролеум, добыча природного газа в стране увеличилась с 10,4 млрд. куб. м в 2000 г. до 33,6 млрд. куб. м в 2010 г. [35, с. 22]. Агентство статистики РК фиксирует рост добычи природного газа с 11,5 млрд. куб. м в 2000 г. до 35,9 млрд. куб. м в 2009 г. [74]. Руководство Казахстана планирует увеличить добычу природного газа до 61,5 млрд. куб. м к 2020 г. В 2002 г. в стране разработана Концепция развития газовой отрасли до 2020 г., ко-

торая предполагает разработку и добычу новых источников на Карачаганакском и Тенгизском месторождениях и строительство газоперерабатывающего завода на Жанажолском месторождении [88, с. 38]. Министерство нефти и газа РК планирует увеличить добычу природного газа до 92,2 млрд. куб. м в 2020 г., в том числе товарного газа до 28,6 млрд. куб. м [89, с. 8]. Особенность казахстанского газа состоит в том, что он встречается, главным образом, вместе с нефтью в виде попутного газа, поэтому извлечение жидких углеводородов предусматривает применение технологии обратной закачки части природного газа.

В соответствии с данными компании Бритиш Петролеум потребление природного газа в Казахстане увеличилось также динамично с 9,5 млрд. куб. м в 2000 г. до 25,3 млрд. куб. м в 2010 г. [35, с. 23], что связано с вводом в эксплуатацию Карачаганакского перерабатывающего комплекса и расширением потребления природного газа в домашних хозяйствах.

Приоритетным направлением дальнейшего развития газовой отрасли Казахстана является расширение объема экспорта газа. В настоящее время экспорт природного газа осуществляется только в Россию в количестве 4,5 млрд. куб. м. Рассматриваются перспективы экспорта природного газа в Китай по трубопроводу «Бейнеу-Бозой-Акбулак». Однако расширение объемов экспорта природного газа лимитируется высокими темпами роста потребления и зависит от улучшения технологии обратной закачки газа.

В Узбекистане нефтегазовая отрасль, в отличие от Казахстана, регулируется национальной корпорацией «Узбекнефтегаз», которая была образована в 1992 г. В 1998 г. она преобразована в национальную холдинговую компанию «Узбекнефтегаз». В компанию входят восемь фирм: «Узгеонефтегаздобыча» (разведка и добыча газа и нефти), «Узбекнефтегазстрой» (обустройство месторождений и строительство нефтегазопроводов), «Узбекнефтепродукт» (распределение нефтепродуктов по регионам), «Узбекнефтепереработка» (переработка сырой нефти), «Узбектрансгаз» (транспортировка газа по магистральным трубопроводам), «Узбекнефтегазмаш» (оборудование для добычи нефти и газа), «Узбекгазшиттаьминотчи» (торговые и сервисные услуги). «Узбекнефтегаз» добывает на 51 месторождении нефти, 27 – газа и 17 – газового конденсата [73, с. 144]. В соответствии с

данными компании Бритиш Петролеум добыча нефти в стране снизилась с 7,5 млн. тонн в 2000 г. до 3,7 млн. тонн в 2010 г. [35, с. 8], что связано с истощением старых месторождений и отсутствием новых технологий для разработки сложно извлекаемых месторождений (добыча нефти ведется по устаревшим технологиям).

Добыча же природного газа увеличилась незначительно – с 51,1 млрд. куб. м в 2000 г. до 59,1 млрд. куб. м в 2010 г. [35, с. 22]. Отечественные эксперты прогнозируют рост добычи природного газа до 68,2 млрд. куб. м к 2030 г. [85, с. 122], что связано с ростом иностранных инвестиций в разработку и добычу новых месторождений в Устюрте и Бухаро-Хивинском регионе.

В соответствии с данными компании Бритиш Петролеум, спрос на нефть в Узбекистане так же, как и добыча, сократился с 7,5 млн. тонн в 2000 г. до 5 млн. тонн в 2010 г. Потребление же природного газа сократилось незначительно с 45,7 млрд. куб. м в 2000 г. до 43,5 млрд. куб. м в 2010 г. [35, с. 11, 23]. Отечественными экспертами прогнозируется оживление спроса до 47,5 млрд. куб. м к 2030 г. [85, с. 122], что связано с ростом численности населения и экстенсивным развитием экономики.

Энергетическая стратегия Узбекистана предполагает развитие газо- и нефтеперерабатывающих отраслей, привлечение иностранных инвестиций в разработку и добычу нефтегазовых месторождений, а также улучшение инфраструктуры транспорта углеводородов.

В области газо- и нефтепереработки реструктуризуются и модернизируются нефтеперерабатывающие заводы – Ферганский, Алтыаракский и Бухарский, а также Мубарекский газоперерабатывающий завод. В 2003-2004 гг. в результате технологического переоснащения Ферганского НПЗ повысилась степень переработки, что позволило расширить производство нефтепродуктов на 30% и увеличить экспорт бензина, авиационного и дизельного топлива на 1 млн. тонн. Бухарский нефтеперерабатывающий завод вступил в эксплуатацию в 1997 г. Объем переработки нефти и газового конденсата составил 8,7 млн. тонн. В 2006 г. завод был реконструирован для производства высококачественного бензина и дизельного топлива. В 2001 г. введен в эксплуатацию Шуртанский газохимический комплекс, который нацелен на производство

полиэтилена, сжиженного газа, а также товарного газа. Реализуется проект по расширению переработки и утилизации попутного газа на Мубарекском НПЗ.

В области разработки и добычи нефтегазовых месторождений руководство Узбекистана, чтобы компенсировать снижение добычи на Учкырском и Янгиказенском месторождениях, разрабатывает Габрийское и Кандымское газовые месторождения [85, с. 112-116].

Благодаря сокращению внутреннего потребления страна наращивает экспорт природного газа. Экспорт на 2006 г. составил 11,8 млрд. куб. м и ориентирован на Россию, Казахстан, Кыргызстан и Таджикистан. Касательно нефти, в Узбекистане действует запрет на экспорт, и в основном вывозятся нефтепродукты. В 2006 г. их экспорт составил 600 тыс. тонн, в основном в Таджикистан, Кыргызстан и Афганистан.

Для туркменского нефтегазового сектора характерна регулирующая роль государства. В Туркменистане нефтегазовая отрасль регламентируется Министерством нефти и газа и минеральных ресурсов, сформированным в 1996 г. в результате слияния Министерства нефтегазовой промышленности и министерства минеральных ресурсов. Новое министерство непосредственно подчиняется президенту Туркменистана. Оно разрабатывает и осуществляет энергетическую стратегию. Министерству подчиняются государственные компании: «Туркменнефть» и «Туркменгаз» (разработка и добыча нефти и газа), «Туркменнефтегаз» (переработка, транспортировка и маркетинг нефти и газа), «Туркменнефтегазстрой» (строительство нефтегазовой инфраструктуры) и «Туркменгеология» (разведка нефти и газа) [86, с. 7-10].

В соответствии с данными компании Бритиш Петролеум, добыча нефти в стране увеличилась с 7,2 млн. тонн в 2000 г. до 10,7 млн. тонн в 2010 г. [35, с. 8]. К 2035 г. Департаментом энергетической информации США прогнозируется рост добычи нефти до 19,9 млн. тонн [66, с. 292]. Добыча же природного газа, согласно данным компании Бритиш Петролеум, увеличилась с 42,5 млрд. куб. м в 2000 г. до 65,4 млрд. куб. м в 2008 г. с понижением до 36,4 млрд. куб. м в 2009 г., что связано со снижением экспортных поставок в Россию. В 2010 г. добыча стаби-

лизировалась на уровне 42,4 млрд. куб. м [35, с. 22]. Добыча нефти и природного газа ведется в основном на месторождениях: Южный Йолотян (потенциал 40 млрд. куб. м. газа), Довлетабад (потенциал 40 млрд. куб. м. газа), Самандепе (потенциал 5 млрд. куб. м. газа), Шатут и Небитлидже (300 тыс. тонн нефти), Джейтун (2 млн. тонн нефти), Бурун (700 тыс. тонн нефти), Кумдаг (500 тыс. тонн нефти), Акпатлавук (450 тыс. тонн нефти). В 2000 г. в рамках Комплексной программы развития экономики страны в целом и топливно-энергетического комплекса в частности была принята «Стратегия социально-экономических преобразований в Туркменистане до 2010 г.», основным приоритетом которой является добыча углеводородов на туркменском шельфе Каспия и освоение новых перспективных площадей Амударьинского бассейна. В программе указано, что будет уделяться особое внимание созданию условий для привлечения иностранных инвестиций и внедрению современных технологий в добычу и разработку нефтегазовых месторождений.

Компания Бритиш Петролеум фиксирует рост потребления нефти с 3,6 млн. тонн в 2000 г. до 5,6 млн. тонн в 2010 г. и природного газа в тот же период с 12,2 млрд. куб. м до 22,6 млрд. куб. м., что связано с ростом потребления углеводородов в электроэнергетике и домашних хозяйствах.

Комплексная программа развития экономики Туркменистана до 2010 г. предполагает в качестве приоритетного направления также газопереработку, а именно строительство компрессорной станции для обработки попутного газа на месторождениях Корпедже (мощность составляет 2 млрд. куб. м.) и Довлетабад-3, а также модернизацию станции Белек (производительность 8,3 млрд. куб. м.) [81, с. 141-142].

Экспорт нефти возрос с 3,6 млн. тонн до 5,1 млн. тонн в 2000-2010 гг. с перспективой дальнейшего роста. Объем экспортного потенциала же природного газа увеличился в 2000-2008 гг. с 30 млрд. куб. м до 45,3 млрд. куб. м с дальнейшим понижением до 16,5 млрд. куб. м в 2009 г. В 2010 г. расширился экспорт газа до 19,8 млрд. куб. м. До 2009 г. экспорт, главным образом, направлялся в Россию, Украину и далее в Европу, то после обострения отношений с российским концерном «Gasprom» Туркменистан основные поставки газа переориентировал в КНР (13 млрд. куб. м.) и Иран (8 млрд. куб. м.).

2.4. Развитие электроэнергетики

Глобальное развитие электроэнергетики. Производство и потребление электроэнергии. Самым удобным в пользовании энергоносителем является электроэнергия. Это необходимая основа ускорения научно-технического прогресса в различных секторах экономики. Поэтому ожидаются высокие темпы роста производства и потребления электроэнергии. По прогнозам Департамента по энергетической информации США ожидается рост производства электроэнергии в 2008-2030 гг. с 19,125 трлн. киловатт/часов до 31,943 трлн. киловатт/часов с темпами ежегодного роста в 2,3%. Мощность электростанций увеличится с 4623 Гигаватт в 2008 г. до 6769 Гигаватт в 2030 г. [66, с. 251].

Электроэнергетика – один из главных производителей первичных энергоресурсов в мире. В настоящее время существуют следующие виды генерации: тепловая электроэнергетика (тепловая энергия преобразуется в электрическую путем сгорания органических топлив: угля, нефти и газа), атомная энергетика (электрическая энергия преобразуется путем деления атомных ядер в атомном реакторе), гидроэнергетика (электрическая энергия образуется в результате течения воды), ветровая энергетика (использование кинетической энергии ветра для получения электроэнергии), солнечная энергетика (получение электрической энергии из энергии солнечных лучей) и т.д. По данным Департамента энергетической информации США, производство электроэнергии на базе угля в 2008-2030 гг. увеличится с 7,692 трлн. киловатт/часов до 11,51 трлн. киловатт/часов и газа с 4,158 трлн. киловатт/часов до 7,476 трлн. киловатт/часов. Темпы ежегодного роста производства составят 1,9% и 2,3%. Мощность электростанций на угле и газе увеличится с 1503 и 1189 Гигаватт в 2008 г. до 1968 и 1676 Гигаватт в 2030 г. Производство электроэнергии с использованием в качестве топлива нефть снизится в указанный период с 1 трлн. киловатт/часов до 820 млрд. киловатт/часов в связи с широким распространением электростанций с парогазовым циклом на угле и природном газе с меньшими выбросами углекислого газа в атмосферу и высокими ценами на нефть. Мощность электростанций на нефти снизится с 391 до 315 Гигаватт.

Использование атомной энергии в производстве электроэнергии увеличится более динамично с 2,602 трлн. киловатт/часов в 2008 г. до 4,546 трлн. киловатт/часов в 2030 г. Темпы ежегодного роста прогнозируются в 2,3%. Мощность атомных электростанций увеличится с 378 до 603 Гигаватт. В 2008-2030 гг. производство электроэнергии возобновляемых энергетических ресурсов – гидроэнергии, ветровой и солнечной энергии вырастет с 3,662 трлн. киловатт/часов до 7,59 трлн. киловатт/часов с темпами ежегодного роста в 3,1%.

Использование гидроэнергии в электростанциях ожидается увеличиться с 3,121 трлн. киловатт/часов до 5,204 трлн. киловатт/часов. Темпы ежегодного роста ожидаются в 2,2%. Мощность гидроэлектростанций вырастет с 857 до 1362 Гигаватт [66, с. 251-263]. Развитие гидроэнергетики ограничивается экологическими, экономическими и социальными факторами:

- в строительстве гидроэлектростанций большой мощности требуются обширные территории для затопления площадей. Например, в Бразилии расширение мощности гидроэлектростанций на 40 Гигаватт привело к затоплению 26 тыс. кв. км., что составляет 0,3% территории страны;

- значительный гидропотенциал сосредоточен в удаленных районах от центров потребления электроэнергии;

- обширные территории, пригодные для освоения гидроресурсов, находятся в тропической зоне. Устройство водохранилищ в таких районах порождает комплекс крупных экологических проблем.

Ветровая энергетика развивается наиболее динамично. Прогнозируется рост производства электроэнергии с 220 млрд. киловатт/часов в 2008 г. до 1,35 трлн. киловатт/часов в 2030 г. Темпы ежегодного роста составят 7,5%. Мощность электростанций с использованием энергии ветра увеличится со 121 до 496 Гигаватт [66, с. 264]. Однако крупномасштабное использование ветродвигателей может вызвать существенные климатические изменения или режимы выпадения осадков, что ограничивает широкое использование ветровой энергии для производства электроэнергии.

Одним из наиболее быстроразвивающихся видов энергетики является солнечная энергетика. Электроэнергия вырабатывается в теплосиловых установках либо в установках преобразования

энергии с применением фотоэлектрических преобразователей. Прогнозируется рост производства электроэнергии с 13 млрд. киловатт/часов в 2008 г. до 170 млрд. киловатт/часов в 2030 г. Темпы ежегодного роста ожидаются в 10,6%. Мощность электростанций на базе солнечной энергии увеличится с 14 до 106 Гигаватт [66, с. 258].

Теоретические ресурсы биомассы оцениваются в 41-69 млрд. н.э. Однако жесткие ограничения со стороны сельского хозяйства и деревообрабатывающих отраслей промышленности, а также социальные и экологические факторы ограничивают ресурсы до 2,2 млрд. т.н.э. На долю биоплантаций приходится 59%, на древесину и древесные отходы 31%, сельскохозяйственные отходы 4% [24, с. 142-143].

МЭА прогнозирует увеличение производства электроэнергии на биотопливе с 231 млрд. киловатт/часов в 2005 г. до 840 млрд. киловатт/часов в 2030 г. за счет использования биомассы с применением термохимических технологий в особенности пиролиза и биотехнологий [66, с. 266].

Наряду с этим во многих странах ведутся разработки по преобразованию водорода и метана в электроэнергию.

В структуре производства электроэнергии в 2008-2030 гг. доля производства на базе угля и нефти сократится с 40% и 5,3% до 36% и 2,6%, с использованием в качестве топлива природный газ увеличится с 21% до 23%, в атомных электростанциях с 13,6% до 14,2%, в гидроэлектростанциях останется неизменным 16,3% и на ветровых электростанциях с 1% до 4,2%.

Согласно данным МЭА, потребление электроэнергии в мире увеличилось с 6,799 трлн. киловатт/часов в 1980 г. до 15,665 трлн. киловатт/часов в 2006 г. с тенденцией роста до 28,141 трлн. киловатт/часов в 2030 г. Темпы ежегодного роста в 2006-2030 гг. прогнозируются в 2,5% [66, с. 221].

Развитие электроэнергетического сектора в Индии. Производство и потребление электроэнергии. В соответствии с данными Центрального Электрического Агентства Индии производство электроэнергии в стране выросло с 437 млрд. киловатт/часов в 1996 г. до 871 млрд. киловатт/часов в 2010 г. [90, с. 28]. Департамент энергетической информации США прогнозирует рост производства электроэнергии в Индии с 786 млрд. киловатт/

часов в 2008 г. до 1,942 трлн. киловатт/часов в 2030 г. Темпы ежегодного роста ожидаются в 3,9% выше мировых на 1,7%. В мировом производстве электроэнергии доля Индии увеличится с 4,1% до 6%. Совокупная мощность электростанций увеличится со 177 до 371 Гигаватт с темпами ежегодного роста в 3,2% [66, с. 221].

Главную роль при производстве электроэнергии в Индии играют энергоисточники на базе угля, нефти и газа. В соответствии с данными Департамента энергетической информации США, производство электроэнергии на угле увеличилось в 2008-2030 гг. с 537 млрд. киловатт/часов до 938 млрд. киловатт/часов с темпами ежегодного роста в 2,7%. Мощность электростанций на базе угля вырастет с 99 до 149 Гигаватт. Низкие темпы роста производства связаны с ограниченностью запасов, низким качеством угля и политикой правительства по снижению выбросов вредных веществ в атмосферу. Производство электроэнергии, потребляющей нефть, снизится с 26 млрд. киловатт/часов до 21 млрд. киловатт/часов с ежегодными темпами снижения в 1%. Потенциал электростанций с использованием в качестве топлива нефть также снизится с 4 до 3 Гигаватт в связи с удорожанием импорта нефти в результате высоких цен на нефть. Производство электроэнергии на природном газе динамично увеличится с 81 млрд. киловатт/часов до 399 млрд. киловатт/часов. Темпы ежегодного роста ожидаются в 6,2%. Мощность электростанций на базе природного газа увеличится с 19 до 65 Гигаватт [66, 221]. Динамичный рост производства связан с ростом добычи газа и низким уровнем выбросов углекислого газа в атмосферу.

Атомная энергетика базируется на природном уране и ресурсах тория. В соответствии с данными Департамента по атомной энергии Индии доказанные запасы природного урана в Индии на январь 2009 г. оцениваются в 73000 тонн и 33000 – предполагаемые. В мае 2011 г. запасы увеличились до 172390 тонн. 89% запасов урана в стране сосредоточены в штатах Андхра-Прадеш – 82256 тонн, Джаркханде – 50978 тонн и Мегхалае – 19738 тонн. Небольшие запасы расположены в штатах Раджастхан – 6726 тонн, Карнатака – 4682 тонн и Чаттисгарх – 3986 тонн. В Индии добыча урана составляет 1055 тонн в год, из которых в Андхра-Прадеше – 350 тонн, Джаркханде – 365 тонн и Мегхалае – 340 тонн. Согласно данным Мировой Ядерной Ассоциации, в миро-

вых запасах урана доля Индии составляет 6,8% и добыче – 2% [91].

Разработка и добыча урана ведется государственной компанией Uranium Corporation of India Limited, основанной в 1967 г. на шахтах Бхатин и Джадугуда с 1967, Нарвапахаре с 1995 г., Турамдихе с 2003 г., Бандухуранге с 2007 г., Кулленге с 2010 г., остальных с 2011 г. Компанией планируется увеличить добычу до 3000 тонн в год к 2025 г. Однако, уран в Индии сравнительно низкого качества. Содержание урана-233 в природном уране составляет 0,1%, тогда как высокого качества считается уран с содержанием урана-233 – 0,7-1%. Запасы урана рассчитаны на 10-20 Гигаватт, а производство электроэнергии на АЭС предполагается увеличить до 25-40 Гигаватт к 2030 г. [91]. Поэтому для развития атомной энергетики правительство Индии планирует увеличить импорт урана из других стран, использовать запасы тория и развивать технологии получения плутония из урана. Ядерная программа Индии предполагает 3 стадии развития. На 1-й стадии природный уран используется в реакторах типа PHWR с тяжелой водой под давлением. На 2-й стадии плутоний извлекается из реакторов типа PHWR, который применяется на реакторах типа FBR на быстрых нейтронах. На 3-й стадии реакторы на быстрых нейтронах вырабатывают Уран-233, который в свою очередь используется в качестве топлива на новых реакторах, а также широко в качестве сырья торий [72, с. 283].

Запасы тория в Индии оцениваются в 319000 тонн, что составляет 13% всех мировых запасов. Ресурсы тория достаточны для производства электроэнергии мощностью в 300 Гигаватт, что может решить проблему дефицита электроэнергии в стране. Значительные запасы тория обнаружены в Керале и Тамил Наду. Содержание урана-233 в тории составляет 0,7%, что значительно больше, чем в природном уране в Индии [91; 92, с. 288]. В перспективе правительство Индии намеревается увеличить производство электроэнергии из тория.

В соответствии с данными Департамента энергетической информации США производство электроэнергии на базе атомной энергии в стране увеличилось с 6 млрд. киловатт/часов в 1990 г. до 13 млрд. киловатт/часов в 2008 г. Прогнозируется динамичный рост до 187 млрд. киловатт/часов к 2030 г. с ожидаемыми темпами роста в 10,8% в год [66, с. 281].

Атомная энергетика Индии начала функционировать в 1948 г., когда была создана Комиссия по атомной энергии во главе с Х. Бхабхой. Комиссия занималась исследованиями по использованию атомной энергии и консультировала правительство по этим вопросам. В 1954 г. создан Департамент по Атомной Энергии, непосредственно подчиненный премьер-министру. В 1957 г. основан центр по изучению атомной энергии в Тромбее, переименованный в исследовательский центр имени Бхабха. В 1956 г. при содействии Англии начал работать первый в стране исследовательский ядерный реактор. В 1960 г. в Тромбее вступил в строй исследовательский реактор, построенный при содействии Канады. В 1969 г. вступили в строй 2 атомные электростанции Тарапур 1 и 2 в Махараштре мощностью 300 Мегаватт с ядерными реакторами типа BWR с ректорами на тепловых нейтронах, которые в настоящее время импортируют природный уран из России. В 2008 г. подписан контракт с Росатомом на 700 миллионов долларов об импорте урана в течение 10 лет. В 1971 г. в г. Калпаккам создан исследовательский центр ядерных реакторов, впоследствии названный ранее Центром атомных исследований им. Индиры Ганди. В 1973-1981 гг. вступили в строй атомные электростанции Раджастхан 1 и 2 с реакторами типа PHWR с тяжелой водой под давлением при содействии Канады мощностью 90 и 187 Мегаватт. В 1984 и 1986 гг. вступили в строй атомные электростанции Мадрас 1 и 2 с первоначальной мощностью 340 Мегаватт с увеличением мощности 404 Мегаватт в 2002-2004 гг. В 1987 г. для дальнейшего развития атомной энергетики основана государственная компания Nuclear Power Corporation of India Limited [72, 284]. В 1990-х гг. вступили в строй атомные электростанции Нарора 1 и 2 в Уттар-Прадеше мощностью реактора типа PHWR 202 Мегаватт, Какрапар 1 и 2 в Гуджарате мощностью в 404 Мегаватт, Раджастхан 3 и 4 и Кайга 1 и 2 с мощностью ректора типа PHWR 202 Мегаватт. Планируется увеличить мощность реакторов на энергоблоках Раджастхан и Какрапар до 700 Мегаватт к 2017 г. На атомных электростанциях Тарапур 3 и 4, вступивших в строй в 2005-2006 гг. ожидается увеличение мощности реактора до 540 Мегаватт к 2017 г. с 490 Мегаватт. В 2007-2011 гг. введены в строй атомные электростанции Кайга 3 и 4 в Карнатаке мощностью реактора типа PHWR 202 Мегаватт. В

феврале и марте 2010 г. вступили в эксплуатацию атомные электростанции Раджастхан 5 и 6 мощностью реактора типа PHWR 202 Мегаватт [91].

К 2011 г. на индийских АЭС действуют 20 энергоблоков мощностью 4,385 Гигаватт. В строительстве находятся 6 энергоблоков мощностью 4600 Мегаватт. Куданкулам 1 и 2 в Тамилнаду мощностью реактора типа VVER на теплых нейтронах 1000 Мегаватт, которые строятся при содействии России, потребляющие в качестве топлива уран-233 вступят в эксплуатацию в 2012 г. Россия инвестировала в строительство реакторов 3 млрд. долл. В 2004 г. началось строительство атомной электростанции с реактором мощностью 500 Мегаватт на быстрых нейтронах в Калпаккаме (Тамилнаду). Строительство электростанции осуществляет компания Bharatiya Nabhikiya Vidyut Nigam Ltd. Электростанцию планируется построить к 2012 г. На строительство атомных электростанций Какрапар 3 и 4 и Раджастхан 7 правительство Индии выделило 2,6 млрд. долл. Строительство началось в 2010-2011 гг. и планируется завершить к 2015-2016 гг. мощностью реактора типа PHWR 700 Мегаватт.

Стратегия развития атомной энергетики предполагает к 2021 г. построить в стране 8 атомных реакторов типа PHWR с тяжелой водой под давлением совокупной мощностью реакторов 5600 Мегаватт (Раджастхан 7 и 8, Кимхария 1-4, Баргил 1 и 2), 6 атомных реакторов на тепловых нейтронах типа PWR мощностью реакторов 5850-6300 Мегаватт (Куданкулам 3 и 4, Джатайпур 1 и 2, Кайга 5 и 6, Куданкулам 5 и 6), а также атомных реакторов на быстрых нейтронах типа FBR мощностью реактора 500 Мегаватт (Калпаккам 2 и 3). Предлагаются проекты по строительству к 2023 г. 3 реакторов типа PHWR мощностью 2100 Мегаватт (Раджаули, Махи-Бансвара, Пулвендула) и 25 реакторов на тепловых нейтронах типа PWR, VVER, ESBWR мощностью 16050-16600 Мегаватт (Куданкулам 7 и 8, Джатайпур 3-6, Марканди, Митхи-Вирди 1-4, Коввада 1-4, низампатнам 1-6, Харипур 1-4, Чутка).

Таким образом, совокупный потенциал атомных электростанций в 2011-2016 гг. увеличится с 4,385 до 8,985 Гигаватт. К 2021 г. прогнозируется рост мощности электростанций до 24-25,6 Гигаватт. Учитывая мощность предлагаемых электростанций, по-

тенциал увеличится до 42,15-44,3 Гигаватт к 2023 г. [91; 92, 100-121].

Высокая динамика роста атомной энергетики в Индии связана с такими факторами, как:

- дешевизна электроэнергии. Согласно данным М. Кинси, стоимость электроэнергии на основе атомной энергии составляет 0,04-0,06 долл. за киловатт/часов, что меньше чем на базе нефти (0,20 долл.), газа (0,08-0,12), гидроэнергии (0,06-0,08 долл.);

- незначительные расходы на транспортировку. 1 тонна урана-233 по тепловыделяющей способности равна 1,35 млн. тонн нефти. В природе содержится 0,7% урана-233 [93, с. 28];

- относительная экологическая чистота атомных электростанций.

Однако развитие атомной энергетики лимитируется рядом факторов:

- проблемой захоронения ядерных отходов;

- значительными затратами на строительство атомных электростанций. Стоимость электростанции мощностью 1 Гигаватт составляет 2 млрд. долл.;

- угрозой безопасности. Аварии на Чернобыльской атомной электростанции и на Фукусиме нанесли значительный ущерб окружающей среде;

- терроризмом. Возрастает опасность использования плутония террористическими организациями.

Несмотря на относительно высокую стоимость электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии (0,06-0,08 долл. за киловатт/часов для гидроэнергии, 0,06-0,1 долл. – для биотоплива, 0,06-0,09 долл. – для ветровой энергии и 0,2-0,4 – для солнечной энергии) [94, с. 126], возобновляемая энергетика бурно развивается, что связано с нехваткой ископаемых видов энергетических ресурсов и отсутствием выбросов вредных веществ в атмосферу. В соответствии с данными Департамента Энергетической информации США, производство электроэнергии на базе возобновляемых источников энергии увеличится с 3,662 трлн. киловатт/часов в 2008 г. до 7,59 трлн. киловатт/часов в 2030 г. с темпами ежегодного роста 3,1%. В свою очередь, мощность электростанций вырастет с 51 до 129 Гигаватт [66, с. 224]. Агентство развития возобновляемой энергетики Индии (IREDA) пла-

нирует увеличить мощность электростанций с 17,594 в 2010 г. до 74 гига watt в 2022 г. Мощность электростанций с использованием ветровой энергии увеличилась в 2002-2007 гг. с 5,415 до 10,5 Гига watt на 94%. IREDA немеревается увеличить мощность до 40 Гига watt к 2022 г. Малая гидроэнергетика увеличилась с 520 Мега watt до 1,4 Гига watt в 2,5 раз с предполагаемым ростом до 6,5 Гига watt к 2022 г. Мощность электростанций на биотопливе выросла с 750 Мега watt до 2,1 Гига watt в 2,8 раз. Планируется рост до 7,5 Гига watt к 2022 г. Солнечная энергетика выросла в 100 раз с 1 Мега watt до 1 Гига watt с перспективой роста до 20 Гига watt к 2022 г. [95, с. 143].

В стратегии развития Индии 2020 развитие возобновляемой энергетики указывается как приоритетное направление в развитии энергетики. В 1982 г. сформирован Департамент развития нетрадиционных источников энергии при Министерстве энергетики Индии. В 1992 г. на базе Департамента образовано Министерство развития возобновляемой энергетики. Главная цель Министерства – это снижение зависимости Индии от импорта нефти. Основными направлениями политики в области возобновляемой энергетики являются:

- развитие солнечной, ветровой, малой гидроэнергетики и энергетики на биотопливе;
- совершенствование технологий в развитии возобновляемой энергетики;
- развитие проектов, связанных с геотермальной и других видов возобновляемой энергетики;
- стимулирование развития возобновляемой энергетики путем предоставления налоговых льгот и субсидий [96, с. 27].

Индия обладает богатыми гидроэнергетическими ресурсами. Согласно данным Департамента энергетической информации США, производство электроэнергии на базе гидроэнергии в стране увеличится с 3,121 трлн. киловатт/часов в 2008 г. до 5,204 трлн. киловатт/часов в 2030 г. В соответствии с данными индийской компании Reliance Industries Limited суммарный потенциал гидроэнергии оценивается в 148,7 Гига watt и сосредоточен на шести главных речных системах: Инд – 33,8 Гига watt, Ганг – 20,7 Гига watt, Брахмапутра – 66 Гига watt, речной системе Центральной Индии – 4,15 Гига watt, реках Западной Индии

– 9,43 Гигаватт и Восточной Индии – 14,5 Гигаватт. Экономически разрабатываемый потенциал гидроэнергии оценивается в 60% совокупного потенциала, или 84 Гигаватт [66, с. 241].

Гидроэнергетика в Индии начала развиваться в начале XX века, когда в Западной Бенгалии была построена гидроэлектростанция мощностью 130 киловатт. На 2010 г. доля выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях в производстве по стране составляет 14,6%, или снизилась с 60% в 1960-х гг., что связано с такими факторами, как:

- значительные затраты на строительство электростанций;
- низкая окупаемость гидроэлектростанций. Строительство и эксплуатация крупных гидроэнергетических проектов требует больших инвестиций, чем тепловых электростанций на ископаемом топливе, что приводит к нежеланию частного сектора участвовать в проектах;

- межгосударственные конфликты. Многие гидроэлектростанции построены на реках, которые протекают по странам, с которыми у Индии есть территориальные споры (Пакистан, Бангладеш и Китай), что приводит к конфликтам с вышеуказанными странами;

- экологические проблемы. Расширение площадей для гидроэнергетических проектов приводит к уничтожению лесных массивов, археологических ценностей, деградации земель, распространению инфекционных заболеваний (например, малярии), разрушению флоры и фауны и другим проблемам;

- земельные проблемы. Для строительства крупных гидроэлектростанций требуются значительные территории для затопления, что вынуждает правительство выселять группы населения в другие районы. Это приводит к возникновению социальных и экономических проблем;

- фактор геологии. Гидроэлектростанции в основном расположены в сейсмоопасных зонах;

- экономический фактор. Большая часть потенциала гидроэнергии сосредоточена в районах, отдаленных от основных центров потребления. Для строительства электросетей нужны дополнительные инвестиции.

Перспективы развития гидроэнергетики в Индии связывают с развитием малой гидроэнергетики, что решает ряд проб-

лем. Малая гидроэнергетика не требует больших инвестиций, площадей для строительства, ее быстрая окупаемость.

Министерство возобновляемой энергетики оценивает суммарный потенциал малой гидроэнергетики в стране в 15,386 Гигаватт. В 2009 г. установленная мощность составила 2,556 Гигаватт. Потенциал в основном сосредоточен в районах речных систем Ганга, Инда, Брахмапутры и речной системы Центральной Индии: Химачал-Прадеш – 14,8%, Уттар-Прадеш – 10,3%, Джамму-Кашмир – 9%, Аруначал-Прадеш – 8,7%, Чаттисгарх – 6,5%, Мадхья-Прадеш – 5,2%. Значительная часть установленной мощности расположена в речных системах Западной Индии и Ганга: Карнатака – 23%, Химачал-Прадеш – 10%, Махараштра – 8,6%, Андхра-Прадеш – 7,3%, Керала – 5,2%, Уттар-Прадеш – 5,2%.

Мощность малой гидроэлектростанции в Индии составляет 2-25 Мегаватт, мини – 100 киловатт – 2 Мегаватт, микро – менее 100 киловатт. Правительство Индии к 2022 г. планирует увеличить мощность малых гидроэлектростанций до 6,5 Гигаватт [95, с. 29].

Для выработки электроэнергии в Индии энергию ветра начали использовать в 1990-х гг. В 2009 г. страна вышла на пятое место в мире по мощности, производимой на ветровых электростанциях, после США, Китая, Германии и Испании. В соответствии с данными Министерства возобновляемой энергетики мощность электростанций выросла с 7,845 Гигаватт в 2007 г. до 12,125 Гигаватт в 2010 г. на 55%. Планируется увеличить мощность до 40 Гигаватт к 2022 г. Рост установленной мощности в 2007-2010 гг. составил в Тамил Наду 37%, Махараштре – 28%, Гуджарате – в 2,2 раза, Карнатаке – 56%, Раджастане – в 2,2 раза, Мадхья-Прадеше в 3,3 раза, Керале – 13,5 раз. Совокупный потенциал ветровых электростанций оценивается в 48,561 Гигаватт. Значительным потенциалом обладают штаты: Карнатака 11,531 Гигаватт, Гуджарат 10,645 Гигаватт, Андхра-Прадеш – 8,968 Гигаватт, Тамил Наду 5,53 Гигаватт, Раджастан 4,858 Гигаватт, Махараштра 4,584 гигаваатт [96, с. 27].

Департамент энергетической информации прогнозирует увеличение производства электроэнергии с 13 млрд. киловатт/часов в 2008 г. до 50 млрд. киловатт/часов в 2030 г. с темпами роста в 5,5% в год [66, с. 226]. Однако климатические изменения в ре-

зультате широкомасштабного использования ветряных двигателей сдерживают развитие ветровой энергетики.

Солнечная энергетика в Индии является одним из главных приоритетов в развитии энергетики. К 2022 г. правительство Индии намеревается увеличить мощность солнечных электростанций до 20 Гигаватт, из которых 15 для установок преобразования энергии из фотоэлектрических преобразователей и 5 Гигаватт – теплосиловых установок. В 2007 г. солнечные электростанции выработали 5 Мегаватт электроэнергии. На первом этапе в 2010-2013 гг. планируется построить электростанции мощностью 550 Мегаватт фотоэлектрических и 450 Мегаватт теплосиловых солнечных электростанций. На втором этапе в 2013-2017 гг. Министерство возобновляемой энергетики намеревается увеличить мощность электростанций на 3-10 Гигаватт созданием тепловых коллекторов мощностью в 1 гигаватт. На третьем этапе в 2017-2022 гг. мощность тепловых коллекторов планируется увеличить до 2 Гигаватт с суммарной мощностью до 20 Гигаватт. По данным Департамента энергетической информации США производство электроэнергии на солнечных электростанциях увеличится с 2 млрд. киловатт/часов в 2015 г. до 15 млрд. киловатт/часов в 2030 г. с прогнозируемыми темпами роста в 28,5% в год [96, с. 28].

В Индии биомасса является одним из основных источников энергии. Преимущественно используются традиционные продукты биомассы (дрова, коровий навоз) для отопления жилищ и приготовления пищи. Начиная с 1990-х гг. внедряются биотехнологии по производству биогаза (метанола), этанола из отходов сахарного тростника и других видов жидкого топлива. Ресурсы биомассы в стране оцениваются в 565 млн. тонн в год, включая древесные и сельскохозяйственные отходы, из которых 189 млн. тонн используется для производства электроэнергии. Совокупный потенциал электроэнергетики составляет 25 Гигаватт. Стратегия развития биоэнергетики фокусируется на использовании в производстве биотоплива из твердых бытовых отходов и сельскохозяйственных отходов. Однако в данный момент биотоплива производится незначительно, и производство растет под влиянием высоких цен на нефть, природный газ.

Биогаз используется в жилом секторе и электроэнергетике. В 2008-2009 гг. 101529 семей использовали биогаз в качестве топ-

лива. В 2009-2010 гг. эта численность увеличилась до 150000. Министерство возобновляемой энергетики планирует увеличить производство до 17,34 млрд. куб. м., способные обеспечить газом 1,2 млн. семей к 2022 г. Кроме того, с 2006 г. Министерство возобновляемой энергетики осуществляет программу Distributed Power Generation при содействии Национального Банка развития сельского хозяйства (NABARD), которая включает в себя строительство 73 малых электростанций мощностью 461 киловатт и 70 проектов совокупной мощностью 160 Мегаватт на биогазе. Потенциал оценивается в 2 Гигаватт.

Этанол в Индии производится в результате брожения патоки сахарного тростника. Потенциал производства этанола составляет 1,5 млрд. литров в год. В 2008-2009 гг. производство этанола составило 100 млн. литров в год. Планируется увеличить производство этанола до 600 млн. литров в год к 2022 г. Этанол используется как заменитель бензина и дизельного топлива для автомобилей и производства электроэнергии.

В 2007 г. совокупная мощность биоэлектростанций составила 2,1 Гигаватт. Планируется довести мощность до 7,5 Гигаватт к 2022 г. МЭА прогнозирует рост производства электроэнергии на биотопливе с 2 млрд. киловатт/часов в 2005 г. до 29 млрд. киловатт/часов к 2030 г. с темпами ежегодного роста до 11,9% до 2015 г. и 11,4% к 2030 г. [96, 28].

В структуре производства электроэнергии доля электростанций на базе угля сократится с 68,3% до 48,3%, нефти – с 3,3% до 1%, увеличится на природном газе с 10,3% до 20,5%, атомной энергии – с 1,6% до 9,6%, гидроэнергии – с 14,4% до 16,4%, ветровой энергии – с 1,6% до 2,6% и биомассы – с 0,02% до 1,4%.

По данным МЭА, потребление электроэнергии выросло с 90 млрд. киловатт/часов в 1980 г. до 506 млрд. киловатт/часов в 2006 г. с перспективой роста до 1,935 трлн. киловатт/часов в 2030 г. Темпы роста потребления в 2006-2030 гг. составят 5,7% выше мировых на 2,2%. В мировом потреблении электроэнергии доля Индии увеличится с 3,2% до 6,9% [66, с. 234]. По данным Центрального Электрического Агентства Индии, наиболее динамично увеличилось потребление в жилом секторе с темпами роста в 10% в год в связи с ростом численности населения и ростом использования кондиционеров и холодильников в домашних

хозяйствах. В сельском хозяйстве темпы роста потребления составили 7,6% в 1980-2006 гг. Наименее динамично потребление электроэнергии увеличилось в промышленности – 5,9% в год, что связано с широким внедрением энергоемких технологий в текстильной и пищевой промышленности. В структуре потребления электроэнергии на 2008 г. доля промышленности составила 46%, жилого сектора – 21%, сельского хозяйства – 18%. Прогнозируются темпы роста потребления электроэнергии на 7% и 5% в жилом секторе и сельском хозяйстве к 2030 г.

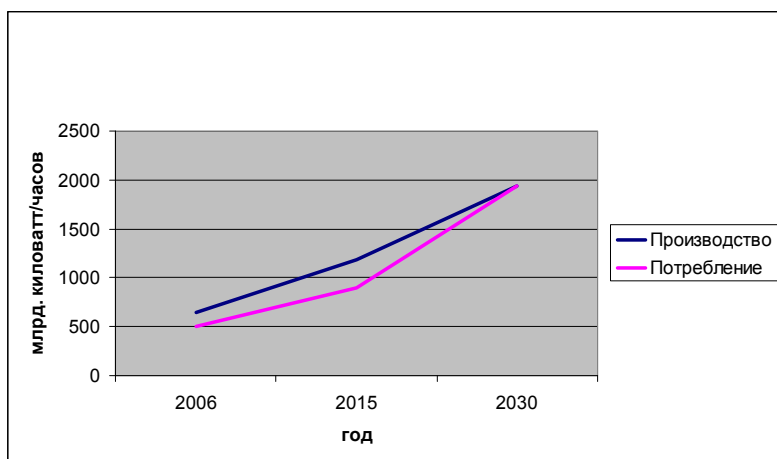


Рисунок 3 – Динамика роста производства и потребления электроэнергии в Индии

Развитие атомной и возобновляемой энергетики в странах Центральной Азии. Энергетические стратегии данных государств указывают на необходимости диверсификации энергетического сектора в направлении стимулирования развития альтернативных источников энергии (атомной, ветровой, солнечной, гидроэнергетики и биоэнергетики).

В *Казахстане* значительное внимание уделяется развитию атомной и возобновляемых видов источников энергии. В области атомной энергетики в 2006 г. принято решение о строительстве атомной электростанции в Атырауской области. Мощность

атомной электростанции составляет 870 Мегаватт. После 2015 г. планируется также построить серию атомных электростанций в Западном, Северном и Южном Казахстане. Страна имеет большой потенциал уранового сырья – 25% мировых запасов, необходимо для развития атомной энергетики. Разведанные запасы урана в стране составляют 233900 тонн. Динамично растет добыча урана на уровне 25% в год. В 2010 г. объем добычи урана составил 17 тыс. тонн, хотя в 2008 г. составлял 8512 тонн. Извлекаемые запасы урана в стране эквивалентны 21,024 млрд. т.у.т., или 46% всех ресурсов. Крупным месторождением в стране считается «Заречное» с разведанными запасами в 19048 тонн [98, с. 38].

Однако перспективы развития атомной энергетики в Казахстане были поставлены под вопросом в связи с аварией на станции Фукусима (Япония) в 2011 г.

В программе развития электроэнергетики страны до 2030 г. определены задачи развития возобновляемых видов энергетики (гидроэнергетика, ветровая, солнечная и биоэнергетика). Планируется к 2024 г. ввести в эксплуатацию малые гидроэлектростанции мощностью в 1 Гигаватт и ветростанций мощностью в 2 Гигаватт. В настоящее время возобновляемые виды энергетики в стране не используются. Хотя Казахстан обладает большим потенциалом гидроресурсов в 170 млрд. киловатт часов в год (используется только 8 млрд. киловатт часов в год), потенциал ветровой энергетики оценивается в 3 млрд. киловатт часов и резервы солнечной энергии составляет 340 млрд. т.у.т. [72, 136-137].

В области освоения биомассы страна обладает значительными ресурсами для выращивания зерна, необходимого для развития биоэнергетики. Планируется построить 2 завода по производству биоэтанола в объеме в 1 млрд. литров в год.

В *Узбекистане* запасы урана на 2010 г. оцениваются в 55200 тонн в соответствии с данными Международной ядерной ассоциации. Госкомгеология Узбекистана оценивает запасы урана в 185,8 тыс. тонн. Добыча урана составила 2400 тонн в год. Отмечается интенсивный рост производства урана. В 2003-2010 гг. производство увеличилось с 1800 тонн до 2400 тонн. Монопольным предприятием уранорудной отрасли страны является Навойский горно-металлургический комбинат. В 1991-2006 гг. экспорт урана контролировался американской компанией Nikem Inc. После андижанских событий

2005 г. Узбекистан переориентировал экспортные поставки в Японию и Южную Корею. В настоящее время в стране обнаружено около 40 урановых месторождений. Среди них 27 наиболее крупных месторождений расположены в пустыне Кызылкум. Прогнозные запасы урана в месторождении Учкудук оцениваются в 230 тыс. тонн [99, с. 49]. Потенциал гидроэнергетических ресурсов значительно меньше, чем в Таджикистане, Кыргызстане и Казахстане и сосредоточен в Чирчик-Ангренском бассейне (33% всего потенциала страны), в Ферганской долине (24%), на юго-западе страны (34,8%) и в низовьях Амударьи (7,8%) – итого свыше 100 млрд. киловатт часов в год. Технически извлекаемые ресурсы считаются 21-27 млрд. киловатт часов в год, из них 30 Мегаватт – возможности малой гидроэнергетики. На водных артериях страна может построить 250 гидроэлектростанций совокупной мощностью в 5800-11000 Мегаватт. В настоящее время используется лишь 30% потенциала на 31 гидроэлектростанции мощностью 1700 Мегаватт [72, с. 154].

Потенциал солнечной энергетики в Узбекистане оценивается в 51 млрд. т.н.э. и технически возможный – 177 млн. т.н.э., в то время как потенциал ветровой энергетики соответственно в 2,2 млн. т.н.э. и 427 тыс. т.н.э. [72, с. 156].

Однако развитие возобновляемой энергетики в Казахстане и Узбекистане лимитируется сравнительно дешевым ископаемым сырьем, который в основном используется в производстве электроэнергии (в Казахстане – это уголь, в Узбекистане – природный газ) и отсутствием механизмов стимулирования развития возобновляемой энергетики (в обоих государствах не развито законодательство для развития возобновляемых видов энергетики).

В Таджикистане и Кыргызстане сконцентрированы большие запасы гидроэнергии.

Территория *Таджикистана* расположена в бассейнах рек Амударьи и Сырдарьи. Эти реки формируют водную артерию Центральной Азии и основные гидроресурсы (55,4% или 64 куб. м общего объема регионального стока), а вместе с транзитным стоком Сырдарьи размер гидроресурсов страны превышает 80 куб.м.или 70% региональных [100, с. 48]. Как считают отечественные эксперты, в Таджикистане сосредоточено 4% мирового гидроэнергетического потенциала, то есть 527,06 млрд. киловатт

часов в год при мощности 60,167 Гигаватт, из которых 50%, или около 260 млрд. киловатт часов, можно использовать при нынешнем уровне развития технологий [101, с. 26].

Потенциальные гидроресурсы страны в два раза превышают производство электрорезергии в Центральной Азии (130,5 млрд. киловатт часов в год) и составляют 56% общего потребления энергоресурсов в регионе. К тому же они распределены равномерно на крупных, средних и малых реках. Следовательно, можно развивать также и малую и микрогидроэнергетику. В настоящее время используется только 5-6% гидропотенциала страны по одним данным и 3,1% по другим. По расчетам отечественных экспертов, основной потенциал гидроресурсов расположен на крупных и средних реках высокогорных, среднегорных и низкогорных поясов – 75%, тогда как на малых реках только 5-10% [100, с. 49].

Установленная мощность гидроэлектростанций на территории Таджикистана составляет 4070 Мегаватт, а производство электроэнергии – 16,5 млрд. киловатт часов. В энергосистеме страны гидроэлектростанции производят 98% всей электроэнергии страны. В основном электроэнергия вырабатывается на Нурекской гидроэлектростанции на реке Вахш (3000 Мегаватт) со среднегодовым производством более 11,2 млрд. киловатт часов. К тому же в стране функционируют Нурекская гидроэлектростанция мощностью 600 Мегаватт и выработкой в 2,5 млрд. киловатт часов в год и гидроэлектростанции меньшей мощности: Головная (240 Мегаватт), Перепадная (29,5 Мегаватт) и Центральная (15,1 Мегаватт). 30 малых гидроэлектростанций мощностью в 100-1500 киловатт и 40 микро-гидроэлектростанций мощностью от 5 до 100 киловатт вырабатывают 10 Мегаватт электроэнергии [102, с. 38].

Национальная стратегия развития электроэнергетики в Таджикистане на 2006-2015 гг. включает в себя:

– завершение строительства крупных гидроэлектростанций на р. Вахш (Рогунская гидроэлектростанция с установленной мощностью 3600 Мегаватт, Шуробская гидроэлектростанция мощностью в 850 Мегаватт и Сагутдинская гидроэлектростанция 1 и 2 мощностью в 670 Мегаватт, а также освоение бассейна р. Заравшан). После освоения окончания их строительства к 2020 г. производство электроэнергии достигнет 57-60 млрд. киловатт часов;

– строительство крупных и средних гидроэлектростанций на р. Пяндж. Экономически обосновано строительство 14 гидроэлектростанций мощностью от 300 до 4000 Мегаватт. Их потенциальная мощность составляет 9350 Мегаватт с выработкой в 86,3 млрд. киловатт часов в год;

– строительство малых гидроэлектростанций с целью электроснабжения труднодоступных населенных пунктов. Для этого в стране приняли долгосрочную программу строительства малых гидроэлектростанций на 2007-2020 гг., которая предусматривает сооружение 71 малой гидроэлектростанции общей мощностью в 79,6 Мегаватт и производством в 481 млн. киловатт часов в год. Потенциал малых и средних рек превышает 30 Гигаватт с годовой выработкой в 100 млрд. киловатт часов;

– реализацию проекта строительства линии электропередач ВЛ-500 киловатт «Юг-Север» в энергодефицитные районы Сугдской области Таджикистана, в южную часть Казахстана, в Кыргызстан и далее – Россию и Китай протяженностью в 386 км и пропускной способностью в 8,6 млрд. киловатт часов в год;

– реализацию проекта строительства двухцепной линии электропередач – 220 киловатт «Сангтуда» (Таджикистан) и Пули Хумри (Афганистан) с пропускной способностью в 4 млрд. киловатт часов в год;

– программу модернизации и реконструкции гидроэлектростанций Вахшского каскада, Кайраккумской гидроэлектростанции и каскада Варзобских гидроэлектростанций, а также восстановление энергетической инфраструктуры на юге страны [103, с. 39].

Кыргызстан обладает меньшими гидроресурсами, чем Таджикистан. В Кыргызстане берут свое начало реки Нарын, Чу, Талас, Сары-Джаз, Карадарья, Чаткал и др., впадающие в Амударью и Сырдарью. Гидроэнергетический потенциал страны оценивается в 162 млрд. киловатт часов электроэнергии (38% запасов в ЦА), из которых используют лишь 8-9%. По оценкам экспертов, технически возможные гидроресурсы составляют 72,9 млрд. киловатт часов, тогда как экономически рентабельные – 48 млрд. При этом потенциал малых рек оценивается в 5-8 млрд. киловатт часов в год, но используется на 3%. Доля гидроэлектростанций Кыргызстана в структуре энергобаланса страны уве-

личилась с 67% до 94% в связи с незначительными запасами ископаемого топлива и высокими ценами на энергоносители. В стране функционируют 15 гидроэлектростанций мощностью 2,95 Гигаватт. Для распределения электроэнергии сооружено 70 тыс. км линий электропередачи напряжением 110-500 киловольт суммарной мощностью в 8 млн. киловольт. Энергосистема Кыргызстана связана с энергосистемами стран Центральной Азии, образуя часть энергокольца 500-220 киловольт объединенной энергосистемы региона [104, с. 56].

В настоящее время в стране действуют крупные гидроэлектростанции – Токтогульская мощностью в 1200 Мегаватт, Курпсайская – 800 Мегаватт, Ташкумырская – 450 Мегаватт, Шамалдысайская – 240 Мегаватт, Учкурганская – 180 Мегаватт и Атбашинская – 40 Мегаватт совокупной мощностью в 2,91 Гигаватт с годовой выработкой электроэнергии в 10,47 млрд. киловольт часов. Малая гидроэнергетика включает в себя 40 мегаватт с ежегодной выработкой в 240 млн. киловольт часов [105, с. 44].

Согласно данным отечественных экспертов, производство электроэнергии в Кыргызстане увеличилось с 13,370 млрд. киловольт часов в 1990 г. до 14,486 млрд. киловольт часов в 2006 г. Потребление же за тот же период снизилось с 8,357 млрд. киловольт часов до 7,186 млрд. киловольт часов. Прогнозируется рост производства электроэнергии до 26,742 млрд. киловольт часов к 2030 г. по первому сценарию и 33,89 млрд. киловольт часов по второму, тогда как потребление вырастит до 18,03 млрд. киловольт часов соответственно по первому сценарию и до 22,64 млрд. киловольт часов по второму. Экспорт прогнозируется возрасти до 4,45 млрд. киловольт часов по первому сценарию и до 6,376 млрд. киловольт часов по второму к 2030 г.

Стратегия развития топливно-энергетического комплекса Кыргызстана до 2025 г. включает в себя (затрагивается главным образом гидроэнергетика):

– введение в эксплуатацию новых гидроэлектростанций. К 2025 г. планируется построить Камбаратинскую гидроэлектростанцию 1 и 2 мощностью совокупной мощностью в 1900 мегаватт (вступят в строй в 2020 г.), Джиланарыкские гидроэлектростанции 1 и 2–200 Мегаватт (вступят в строй в 2012 г.), Акбулунская гидроэлектростанция – 200 Мегаватт (вступит в строй в

2014 г.), Кавакская гидроэлектростанция – 1200 Мегаватт (вступит в строй в 2015 г.) и Сары-Джазские гидроэлектростанции – 1200 Мегаватт (вступят в строй в 2025 г.). Совокупная мощность планируемых гидроэлектростанций составляет 4700 Мегаватт;

- техническую модернизацию и восстановление «законсервированных» малых гидроэлектростанций к 2012 г. и строительство новых малых гидроэлектростанций совокупной мощностью в 178 Мегаватт с потенциалом производства в 1 млрд. киловатт часов в год;

- реконструкцию и модернизацию действующих малых гидроэлектростанций каскада Аламединских (8 станций) и Быстровской гидроэлектростанций;

- развитие магистральных электрических сетей (220-500 киловатт) за счет усиления связи (500 киловатт) Юг-Север. Планируется создать новый питающий центр 500/220 киловатт Кемини и соединить с электрической сетью ВЛ-500 киловатт Юг-Север, построить питающую станцию Датка (500/220 киловатт) с ее подключением к существующей ВЛ-500 Токтогульская гидроэлектростанция – Лочин (Узбекистан);

- реконструкцию сетей 220 киловатт общей протяженностью 360 км;

- совершенствование тарифной политики, которое предусматривает постепенное повышение тарифов до уровня, покрывающего затраты;

- приватизацию объектов гидроэнергетики, которая заключается в продаже госпакетов акций предприятий до 70%, кроме ГАО «Нарынский каскад» и ГАО «Национальная электросеть» на конкурсной основе стратегическим инвесторам [106, с. 56].

Таким образом, анализ развития энергетического сектора показывает, что степень роста потребления энергетических ресурсов зависит от динамики роста населения, экономики, колебаний цен на нефть и внедрения энергоэффективных технологий. Глобальные тенденции развития энергетики характеризуются переходом энергетики от потребления невозобновляемых источников энергии (нефть и уголь) к возобновляемым и экологически чистым видам энергетики (гидроэнергетика, ветровая, солнечная и геотермальная энергетика, а также газ, хотя он не является возобновляемым энергетическим ресурсом). Однако по прогнозам экс-

пертов МЭА и Департамента энергетической информации США, нефть и уголь сохраняют доминирующее положение в глобальном энергобалансе. Рост потребления атомной энергии лимитируется проблемой обеспечения безопасности. Переход к возобновляемым источникам энергии зависит от степени исчерпаемости невозобновляемых энергетических ресурсов. В Индии ситуация аналогичная. Бурно развиваются гидроэнергетика, биоэнергетика, солнечная и ветровая энергетика. Однако в настоящее время они не играют значительной роли в энергобалансе страны. Под влиянием высоких цен на нефть правительство Индии проводит политику диверсификации, которая направлена на стимулирование развития атомной и возобновляемой энергетики, расширение добычи угля, нефти и газа внутри страны и внедрение энергоэффективных технологий в экономике. Высокая динамика экономического роста способствует динамичному росту потребления основных энергетических ресурсов. Производство угля растет менее динамично, чем потребление. К тому же уголь в Индии характеризуется низким качеством. Добыча нефти достигла своего пика и, несмотря на инициирование программы NELP постепенно сокращается. К 2020 г. экспертами МЭА прогнозируется исчерпание основных месторождений на шельфе. Потребление растет быстрыми темпами. Темпы роста добычи газа значительно ниже темпов увеличения потребления. Доля импорта угля, нефти и газа в структуре потребления повышается. Касательно электроэнергии в Индии разница в балансе производства и потребления невысокая. Динамично растут и производство и потребление. Хотя северные регионы Индии испытывают дефицит в электроэнергии, и поэтому импорт в данные регионы растет. В Центральной Азии ситуация отличается. Регион обладает значительными и избыточными запасами угля, нефти, газа, урана и гидроэнергии. Высокие цены на нефть способствуют динамичному росту производства. Основные месторождения нефти и газа открыты в 1990-2000-х гг. Недостаточно изучен шельф Каспийского моря туркменского и казахстанского сектора. Быстрыми темпами растет добыча угля, нефти, газа и урана. Потребление растет менее динамично. Рост цен на энергетические ресурсы повышают стоимость экспорта стран региона, что дает дополнительный стимул для роста производства. В результате страны Центральной Азии наращивают экспорт.

ПЕРСПЕКТИВЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ИНДИИ И СТРАН ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СФЕРЕ

3.1. Геополитическое значение Центральной Азии для Индии

Индийские аналитики по-разному оценивали геополитическое значение региона для Индии. Долгосрочные исторические связи Индии со странами региона охватывают политическое, экономическое, культурные и религиозное измерения, которые могут стать основой взаимоотношений между ними [107, с. 39; 108, с. 45]. Ситуация в Центральной Азии оказывает влияние на внутривосточные процессы в Южной Азии и наоборот. Н. Джоши рассматривает регион как один из главных приоритетов во внешней политике Индии. В 1990-х гг. была принята «стратегия, направленная на развитие сотрудничества со странами, находящимися в непосредственной близости от Индии «Extended Neighbourhood», которая включает в себя политику по расширению сотрудничества со странами Центральной Азии. Во время визита премьер-министра Н. Рао в Туркменистан в сентябре 1995 г. он заявил, что «Центральная Азия станет высшим приоритетом для Индии в будущем» [109, с. 38]. Геополитическая важность Центральной Азии определяется семью основными факторами:

1. Выгодным геостратегическим положением. Центральная Азия расположена в центре Евразийского континента на перекрестке сухопутных коммуникаций Запад-Восток и Север-Юг. Через регион в древности и средневековье проходил «Великий

Шелковый путь», который соединял Китай и Индию с Ближним и Средним Востоком и Европой. С открытием морских путей в Индию «Великий Шелковый путь» потерял свое геополитическое значение. Реанимация важности стратегического положения Центральной Азии проявилась в геополитическом соперничестве Британской и Российской империй в XIX в., которое получило название «Great Game». Впервые данный термин ввел британский писатель Ридьяр Киплинг, характеризуя геополитическую конкуренцию обеих империй за влияние в регионе. Представитель британской школы геополитики Х. Маккиндер, связывал регион с «Heartland», куда он также включил Русскую Европу и Западную Сибирь. По мнению Х. Маккиндера, «Heartland» является географической осью мира, вокруг которой вращается мировая политика. Регион граничит на севере с Россией, на востоке с КНР, на юге с Ираном, Афганистаном и через Ваханский коридор с Пакистаном и на западе через Каспийское море с Азербайджаном. Присутствие в Центральной Азии позволит Индии выйти на рынки России, Европы и Китая. Приобретение индийской компанией ONGC российских нефтегазовых месторождений в Западной Сибири связано с намерением индийской стороной перекачивать нефть из данного региона России через существующую инфраструктуру Казахстана в Индию. В географическом плане регион расположен на достаточно близком расстоянии от Индии. Значительно ближе, чем Африка, Латинская Америка и основные страны-производители нефти и газа Азиатско-Тихоокеанского региона. Согласно индийским аналитикам регион находится в «стратегическом соседстве» от экономически важных центров северной части страны [110, с. 49].

2. Регион важен с точки зрения присутствия значительного энергетического потенциала. Наличие в Центральной Азии крупных запасов нефти (3,65-6,63 млрд. тонн), газа (11,4-26,5 трлн. куб. м.), угля (36 млрд. тонн), урана (251,7 тыс. тонн) и гидроресурсов (потенциал 959 млрд. киловатт/часов в год) и рост потребления в Индии на данные виды ресурсов повышают геополитическое значение региона для страны. После нефтяного кризиса 1973 г. импортеры нефти, в частности Индия, пришли к выводу о том, что для обеспечения бесперебойности импорта необходимо регулировать ее поставки от непосредственного источника – мес-

торождения до потребителя. Поэтому большое значение приобрело понятие «множественность источников», которое является важной аксиомой энергетической безопасности. К тому же потребление растет сравнительно медленными темпами, чем производство, что приводит к наращиванию экспорта в странах региона. Хотя по запасам нефти доля Центральной Азии составляет 3%, равные запасам в Азиатско-Тихоокеанском регионе (исключая Россию), но значительно меньше, чем на Ближнем и Среднем Востоке (54,4%), в Латинской Америке (18,1%) и в Африке (9,5%). Запасы газа в регионе составляют 6,1% в сравнении с другими регионами – это меньше, чем на Ближнем и Среднем Востоке – 40,5%, в Азиатско-Тихоокеанском регионе (исключая Россию) – 8,7% и в Африке – 7,9%, но больше чем в Латинской Америке – 4,3%. Казахстан и Узбекистан занимают 3 и 7 место по запасам урана, тогда как Таджикистан – 6 место по гидропотенциалу в мире. По качеству нефти в странах региона в основном сосредоточены легкие сорта нефти выше по качеству, чем в России, Вьетнаме и странах Латинской Америки, но ниже чем на Ближнем и Среднем Востоке и в Африке.

3. Индия проявляет к региону геэкономический интерес. Нью-Дели рассматривает Центральную Азию как источник минерального сырья и потенциальный рынок сбыта своих товаров. Наряду с крупными запасами энергетических ресурсов, регион обладает значительными запасами фосфора, медной руды, железной руды – 9,1 млрд. тонн, потенциальные – 15,4 млрд. тонн [111, с. 234]. Товарооборот между Индией и странами региона находится на неудовлетворительном уровне, хотя прослеживается тенденция к динамичному росту. В 2002-2006 гг. товарооборот вырос с 124,78 млн. долл. до 334,51 млн. долл. В особенности товарооборот значительно увеличился между Индией и Казахстаном с 59,6 млн. долл. до 171,54 млн. долл., Индией и Узбекистаном с 25,62 млн. долл. до 63,56 млн. долл., Индией и Туркменистаном с 15,7 млн. долл. до 38,01 млн. долл. и Индией и Кыргызстаном с 8,73 млн. долл. до 15,51 млн. долл. Тогда как на 2004 г. торговля со странами Персидского залива (Саудовская Аравия, Иран, Ирак, ОАЭ, Кувейт, Катар, Оман и Бахрейн) составила 19,6 млрд. долл., а со странами АСЕАН – 39 млрд. долл. [112, с. 258]. В сравнении с другими регионами до-

ля Центральной Азии во внешней торговле Индии равна 0,3%. Индия импортирует в основном хлопок-сырец, сталь, чугун, цинк, продукцию химической промышленности и экспортирует в страны Центральной Азии – фармацевтические товары, медицинское оборудование, информационные технологии, текстиль, чай, косметику, пластмассы. Нефть занимает незначительную долю в торговле. Газ в настоящее время не импортируется. В 2003 г. правительством Индии была принята специальная программа «Фокус на страны СНГ», которая направлена на расширение двустороннего торгового сотрудничества с ними, в том числе со странами Центральной Азии. В рамках программы проводится обмен делегациями, организация выставок, ярмарок, семинаров, маркетинговые исследования рынков. В инвестиционной сфере Индия инвестирует в Казахстане в металлургический сектор, в Узбекистане в текстильную промышленность. В Казахстане индийская компания «Mittal Steel» приобрела металлургический комбинат в Караганде производительностью в 6 млн. тонн стали в год. Инвестиции компании в комбинат составили 2 млрд. долл. В Узбекистане индийская компания «Spentex» инвестировала 81 млн. долл. в текстильную промышленность страны [112, с. 260].

4. Присутствие Индии в регионе связано с ростом влияния конкурентов. В Нью-Дели обеспокоены расширением энергетического присутствия геополитических соперников – КНР и Пакистана в регионе. КНР активно осваивает энергетический рынок Центральной Азии. Под влиянием различных факторов: нестабильность на Ближнем и Среднем Востоке и рост влияния США (44% нефти импортируется в КНР); угроза морским коммуникациям (76% нефти поставляется по морю танкерами через Малаккский и Тайваньский проливы, контролируемые ВМС США), тогда как с Ближнего и Среднего Востока нефть импортируется через Ормузский пролив, который вследствие ирано-американской конфронтации может быть закрыт для танкеров, выходящих из Персидского залива, КНР проводит политику диверсификации внешней энергетической политики аналогично Индии, расширяя географию энергетической экспансии на другие регионы, в частности на Россию и Центральную Азию. Энергетическая экспансия в Центральной Азии происходит путем участия китайских компаний в совместных концессиях в разработке неф-

тегазовых месторождений в регионе, в прокладке трубопроводов из региона в КНР. Наиболее активны китайские компании в Казахстане. Вовлечение КНР в энергетический сектор Казахстана началось в 1997 г., когда китайская компания CNPC приобрела АО «Актобемунайгаз» и АО «Узеньмунайгаз». Наиболее крупное приобретение КНР в Казахстане – это покупка за 4,18 млрд. долл. канадской компании Petro Kazakhstan, которая контролирует 9% всей добычи нефти в стране. В 1997 г. при посредничестве КНР началось строительство нефтепровода Казахстан-Китай [113, с. 159]. В Узбекистане с 2005 г. китайские компании CNODC и CNPC Silk Road (дочерние компания CNPC) участвуют в геологоразведочных работах на 23 нефтегазовых месторождениях со сроком на 25 лет. В 2008 г. «Узбекнефтегаз» и CNPC подписали соглашение о совместной разработке месторождения Мингбулак в Наманганской области [113, с. 98-101]. В Туркменистане активность КНР проявляется в прокладке газопровода Центральная Азия-Китай. Строительство трубопровода началось в 2007 г. и завершилось в 2009 г. В Кыргызстане и Таджикистане КНР участвует в модернизации высоковольтных линий электропередач и реконструкции гидроэлектростанций. Индийские внешнеполитические стратеги и аналитики рассматривают КНР как главного конкурента в Центральной Азии и угрозу безопасности Индии. Они считают, что усиление Пекина в регионе невыгодно для Индии [107, с. 42; 108, с. 48]. Успехи КНР в регионе рассматриваются индийской стороной как угроза безопасности, так как перерезывает коммуникации Индии с Россией. К тому же между Индией и КНР неурегулирован пограничный спор из-за «линии Макмагона» (китайская сторона не признает подписанное соглашение между Тибетом и Британской империей в Симле в 1914 г. о границе). Наряду с этим, китайские компании выигрывают у индийских тендера на приобретение концессий в нефтегазовых месторождениях (Дархан) и на покупку акций крупных компаний в Казахстане (Petro Kazakhstan). Хотя индийская сторона предлагала на 500 млн. долл. больше за компанию. Участие Пакистана на рынке Центральной Азии проявляется на минимальном уровне. В этом вопросе Нью-Дели проводит двойственную политику. С одной стороны, в Индии опасаются, что Пакистан через исламские организации сможет вовлечь страны

региона в орбиту своего влияния. Индийские аналитики насто-роженно относятся к сотрудничеству Пакистана и стран реги-она по линии Организации экономического сотрудничества и Исламская конференция. Главное в Индии беспокоит тот факт, что с ростом влияния Пакистана в регионе Исламабад сможет по-лучить их поддержку в вопросе о принадлежности Кашмира. С другой стороны, Индия намеревается участвовать в совместных энергетических проектах с Пакистаном (ТАПИ и CASA-1000) и КНР (нефтепровод Россия-Казахстан-Китай-Пакистан-Индия) и присоединиться к железнодорожным и автомобильным комму-никациям через Каракорумское шоссе.

5. Вовлечение Индии в геополитическую конкуренцию в Центральной Азии связано также с опасением усиления влия-ния исламского фундаментализма, что может отразиться на росте нестабильности в Кашмире. В 1989 г. Индия столкнулась с рос-том исламского экстремизма в штате Джамму и Кашмир. В ре-зультате активных действий экстремистских и сепаратистских организаций в Кашмире было убито 1769 индийских солдат и офицеров, 13 тыс. мирных жителей, пришлось уехать 400 тыс. «кашмирских пандитов» [114, с. 268]. После захвата Кабула вой-сками движения «Талибан» в 1996 г. ситуация в Кашмире значи-тельно ухудшилась. Кашмирские террористы проходили обуче-ние в военно-тренировочных лагерях Афганистана. Афганский фактор повлиял на рост экстремистских настроений в странах Центральной Азии (баткентские события в Кыргызстане в 1999 г. и вылазка исламских боевиков в Ферганской долине в 1999 и 2000 гг.). До 2001 г. существовала связка – движение Талибан, Аль-каида, экстремистские организации в Центральной Азии (исламское движение Узбекистана, Хизб-у-Тахрир) и кашмир-ские исламистские организации (Лашкар-э-Тойба, Джайш-и-муджахеддин и т.д.). После 2001 г. ситуация кардинально изме-нилась. Падение режима Талибан в Афганистане оказало благо-приятное влияние на внутривнутриполитическую ситуацию в Джамму и Кашмире и Центральной Азии. Террористическая активность пошла на спад. Индийские аналитики полагают, что с ростом экс-тремизма в Центральной Азии существуют опасения, во-первых, дестабилизации ситуации в регионе; во-вторых, вовлечения стран региона в сферу влияния Пакистана и, в-третьих, как указывалось

выше, рост экстремистских настроений в регионе влияет на ситуацию в Кашмире. Поэтому главным элементом сотрудничества Индии и стран Центральной Азии является безопасность. В связи с этим Индия в 2003–2005 гг. заключила двусторонние соглашения с Таджикистаном, Казахстаном, Узбекистаном и Кыргызстаном о сотрудничестве в противодействии терроризму, которые предполагают создание объединенных антитеррористических групп, обмен опытом, проведение совместных учений и стажировку в Индии военнослужащих стран региона.

6. Регион привлекает Индию с точки зрения того, что он в политическом отношении стабилен, а экономика динамично развивается. Политические режимы в Казахстане, Узбекистане, Туркменистане и Таджикистане характеризуются присутствием авторитаризма и в какой-то степени тоталитаризма. Общее в режимах состоит в том, что политическая власть базируется на вертикали сверху вниз – от президента до местных органов власти. Государственная система управления унифицирована с доминантной ролью сильного харизматического лидера (Н. Назарбаев в Казахстане, И. Каримов в Узбекистане, Г. Бердымухамедов в Туркменистане и Э. Рахмонов в Таджикистане). В данных странах лидеры имеют поддержку 90% населения. Элемент партийной системы сросся с государственной системой управления (Нур Отан в Казахстане, Либерально-демократическая партия Узбекистана, Демократическая партия Туркменистана, Народно-демократическая партия Таджикистана). Оппозиционные партии находятся или на нелегальном положении (Туркменистан) или не играют существенной роли в политической борьбе (Казахстан, Узбекистан, Таджикистан). Политическая конкуренция проявляется на уровне борьбы «групп интересов», которые отстаивают интересы различных кланов или лоббистских групп. Внешний фактор играет значительную роль в принятии политических решений в Казахстане, Таджикистане, но в меньшей степени влияют на внутривнутриполитическую ситуацию в Узбекистане и в особенности в Туркменистане. Сильное лобби Китая в Казахстане способствовало тому факту, что китайская компания приобрела в 2005 г. за меньшую сумму компанию Petro Kazakhstan, чем предлагала индийская сторона. Различия состоят в степени распространения демократических элементов. В этом

плане наиболее продвинулись Кыргызстан и Казахстан, наименее Туркменистан. Фактор стабильности присутствует в том плане, что за исключением войны в Таджикистане в 1992-1996 гг. и нестабильности в Кыргызстане в целом в регионе не происходило межгосударственных войн и значительных социальных потрясений в отличие от Ближнего и Среднего Востока и Африки. Политические режимы относительно стабильны, несмотря на присутствие элементов «Голландской болезни» (однобокое развитие экономики, рост инфляции, коррупция, углубление социального неравенства) в социально-экономической ситуации, в особенности в Казахстане. Что касается экономики, то она динамично развивается. В Казахстане ВВП вырос с 22,15 млрд. долл. в 2001 г. до 114,9 млрд. долл. в 2009 г. Среднегодовые темпы роста ВВП в 2001-2007 гг. составили 10%, которые вследствие мирового финансового кризиса в 2008 г. существенно снизились до 1,2% в 2008-2009 г. ВВП на душу населения увеличился с 1491 долл. в 2001 г. до 7140 долл. в 2009 г. В Узбекистане, Таджикистане, Туркменистане и Кыргызстане рост ВВП в 2001-2007 гг. составил соответственно 6%, 9%, 8% и 4,4%.

7. Наряду с этим, страны Центральной Азии проводят рыночные реформы по либерализации энергетического рынка и совершенствованию законодательства в инвестиционной сфере. Казахстан в 1990-х гг. открыл энергетический рынок страны для иностранных инвестиций. Узбекистан, Таджикистан, Туркменистан и Кыргызстан начали проводить рыночные реформы в энергетическом секторе в 2000 гг. Инвестиционные законодательства в энергетической сфере в различных странах Центральной Азии отличаются друг от друга. В Казахстане проявляется тенденция к ужесточению нефтяного законодательства путем внесения поправок в закон о недрах и недропользовании и совершенствования налогового законодательства, направленная на увеличение доходов от нефти в пользу государства. В стране нефтяную отрасль регулируют закон о нефти, принятый 28 июля 1995 г., и закон о недрах и недропользовании – 27 января 1996 г. Поправка в закон о недрах и недропользовании от 2005 г. устанавливает приоритетное право Республики Казахстан на выкуп доли в нефтегазовых проектах, реализуемых на территории страны, а 2008 г. предоставляет право государству в случае

возникновения вследствие действий недропользователя угрозы национальной безопасности страны в одностороннем порядке отказаться от исполнения контракта на недропользование. Кроме того, поправка 2008 г. предусматривает обязательства компании, разрабатывающей месторождение поставлять нефть на местные нефтеперерабатывающие заводы [83, с. 268-269]. Касательно изменений в налоговой системе, то был принят рентный налог на экспортируемую сырую нефть и зафиксирован иной порядок исчисления налога на сверхприбыль недропользователей. Согласно новому налоговому кодексу от 2004 г. вводится налог на сверхприбыль добывающих компаний, объектом налогообложения является часть чистого дохода, превышающая 20% от суммы разрешенных вычетов. Рентный налог на экспорт нефти предусматривает скользящую шкалу ставок – от 1% при цене 19 долл. за баррель нефти до 33% – при цене 40 долл. и выше. Таким образом, налоговая нагрузка увеличивается пропорционально росту цен на нефть. Чем выше цена на нефть, тем выше порядок исчисления налогов в государственный бюджет. Поправки в налогообложение способствовали увеличению налоговой нагрузки с 15-17% до 25-27%. Несмотря на все это нефтяное законодательство в Казахстане считается одним из самых либеральных. Так, в Индонезии доля доходов государства от добычи нефти составляет 88%, в Малайзии – 83%, в Анголе – 85%, в Нигерии – 86% [115, с. 88-91; 487, с. 483]. Наряду с этим Казахстан подписал и ратифицировал Энергетическую хартию, гарантирующую защиту иностранных инвестиций в энергетической сфере, основанную на принципе недискриминации. В Узбекистане взяли курс на привлечение инвестиций путем совершенствования законодательства в соглашениях о разделе продукции. В Узбекистане в апреле 2000 г. был принят Указ «О мерах по привлечению прямых иностранных инвестиций в разведку добычи нефти и газа», который предусматривает льготы инвесторам в компенсации, на случай если разработка нефти на месторождении станет нерентабельной. В декабре 2001 г. принят Закон «О соглашениях о разделе продукции», предоставляющий льготы для участников добывающих проектов. В декабре 2002 г. ратифицирован новый закон о недрах, который расширяет полномочия инвесторов. В 2005 г. был введен в действие Закон «О дополнительных мерах

по стимулированию привлечения частных иностранных инвестиций», предусматривающий предоставление льгот компаниям, доля которых составляет не менее 50%. Льготы освобождают от уплаты налога на прибыль на имущество и другие выплаты в государственный бюджет [85, 118].

8. К тому же и Индия и страны Центральной Азии имеют тесные исторические, политические, экономические и культурные связи. История взаимоотношений Индии и стран региона охватывают 3 тысячелетия. Во втором тысячелетии до н.э. индоарии проникли из степей Центральной Азии через Афганистан в Пенджаб и далее в Индию. Еще в древности и средневековье из Индии в Центральную Азию проходил южный участок Великого Шелкового пути. Из Центральной Азии в средневековье шли одна за другой волны завоевателей – тюрки, моголы, которые обогатили индийскую культуру. В XIX в. британская Индия вела оживленную торговлю с Бухарским эмиратом, Кокандским ханством и другими среднеазиатскими государствами. В 1955 г. во время официального визита Дж. Неру в СССР он посетил Алма-Ату. После заключения Индии и СССР договора о поставках нефти 1960 г. экспорт нефти Москва осуществляла из Казахстана, Туркменистана и Азербайджана через трубопроводную систему РСФСР, Украины на Черное море и далее через проливы Босфор и Дарданеллы, а также Суэцкий канал и Аденский пролив в Индию. После распада СССР Индия признала республики Центральной Азии и в 1992 г. предоставила льготный кредит на сумму 10 млн. долл. Казахстану и Узбекистану и по 5 млн. долл. остальным республикам.

3.2. Нефтегазовый фактор во внешней политике стран Центральной Азии: перспективы для Индии

Нефть и газ занимают важное место в экономике и внешней политике стран Центральной Азии. Углеводороды составили львиную долю доходов в государственный бюджет Казахстана и Туркменистана. Доля доходов от нефти в государственный бюджет Казахстана увеличилась с 16% в 2001 г. до 42% в 2006 г., которая впоследствии стабилизировалась на уровне 40% к 2008 г. Доходы в государственный бюджет от экспорта нефти увеличи-

лись с 810 млн. долл. в 2001 г. до 11,23 млрд. долл. в 2008 г. Экспорт нефти явился главным фактором во внешней торговле Казахстана [116, с. 486]. Доля нефти в структуре экспорта страны выросла с 49% в 2001 г. до 62% в 2006 г. Если в Казахстане главную роль в экономике играет нефть, то в Туркменистане – газ. Доля газа в экспорте страны составила 58% в 2001 г. Доходы от экспорта газа увеличились с 274 млн. долл. в 1997 г. до 1,49 млрд. долл. в 2001 г. Экспорт газа в стране варьируется в зависимости от спроса в странах-импортерах туркменского газа. В целом цены на нефть благотворно повлияли на экономику стран-производителей нефти и газа стран Центральной Азии. Рост цен на нефть значительно увеличил экспортную выручку в государственный бюджет, предоставив возможность странам модернизировать свои экономики. Экономика Казахстана и Туркменистана зависима от внешней конъюнктуры рынков и от цен на нефть. Чем выше цена на нефть, тем стабильнее торговое сальдо данных стран. Кризис в странах-потребителях казахстанской нефти и туркменского газа негативно сказывается на экономиках данных стран, снижая доходы и свертывая различные ранее предложенные инвестиционные проекты. Азиатский кризис и дефолт в России существенно снизил импорт туркменского газа и казахстанской нефти. Таким образом, поиск надежных рынков сбыта углеводородов является главным фактором внешней политики стран региона.

Особенности и приоритеты внешней энергетической политики стран Центральной Азии. Основными внешнеполитическими интересами и приоритетами Казахстана являются многовекторность, открытость, следование общим интеграционным проектам как с Россией, так и в рамках Центральной Азии, развитие общих инвестиционных проектов с КНР, углубление сотрудничества с американскими и европейскими нефтегазовыми компаниями. Многовекторность внешней энергетической политики Казахстана заключается в расширении экспортных маршрутов в КНР, в Европу минуя Россию, в Иран и далее на южноазиатский рынок. Узбекистан строит свою внешнюю политику на лавировании между интересами КНР и России, с одной стороны, и привлечении инвестиций предпочтительно со стороны КНР и стран Азиатско-Тихоокеанского региона – с другой. Прежняя политика, ориентированная на США и ЕС, после андижанских

событий 2005 г. трансформировалась к приоритетности сотрудничества в частности в области энергетики с Японией, Южной Кореей, КНР и Россией. Ташкент предпочитает строить отношения на двусторонней основе, избегая втягивания в интеграционные проекты. Внешняя политика Туркменистана подвержена влиянию рыночной конъюнктуры в газовой сфере. Сильная зависимость от прокачки газа по территории России и газовые конфликты способствовали пониманию туркменской стороны о необходимости проведения многовекторности в экспорте газа в разных направлениях как в восточном направлении в КНР, в западном направлении минуя Россию в Европу и южном направлении в Иран, Пакистан и Индию. Туркменистан, так же как и Узбекистан, делает акцент на развитии двусторонних отношений. Характерными особенностями внешней энергетической политики Таджикистана и Кыргызстана являются привлечение инвестиций в энергетический сектор со стороны всех потенциальных партнеров и склонность к интеграции.

Потенциальные рынки экспорта нефти и газа. Перспективными рынками экспорта энергетических ресурсов, в особенности нефти и газа, являются КНР, ЕС, США, Турция, Пакистан, Иран и Украина. Потребление нефти и газа в КНР увеличилось с 224,2 млн. тонн и 24,5 млрд. куб. м в 2000 г. до 428,6 млн. тонн и 109 млрд. куб. м в 2010 г. Прогнозируется рост спроса на нефть в КНР до 817 млн. тонн к 2030 г. Импорт нефти вырос в указанный период с 61,6 до 225,6 млн. тонн. Под влиянием различных факторов: нестабильность на Ближнем и Среднем Востоке, угроза морским коммуникациям в Малаккском и Тайваньском проливах, КНР проводит политику диверсификации источников нефти и газа путем расширения энергетического присутствия в Центральной Азии, России и в странах Юго-Восточной Азии и участие китайских компаний в разработке месторождений углеводородов по всему миру. Стратегия КНР заключается в построении сети трубопроводов, в которой Центральная Азия занимает важное место в качестве основного звена. В целом КНР наращивает свое присутствие, выкупая доли в нефтегазовых компаниях, инвестируя значительные средства в разработку месторождений и прокладывая нефте- и газопроводы из стран региона в КНР.

Потребление нефти в странах ЕС снизилось с 699 млн. тонн в 2000 г. до 662,5 млн. тонн в 2010 г. Тогда как спрос на газ растет с 440,4 млрд. куб. м в 2000 г. до 492,5 млрд. куб. м в 2010 г. Прогнозируется увеличение потребления газа до 681 млрд. куб. м к 2030 г. Концепция внешней энергетической политики ЕС также предусматривает диверсификацию источников энергии и транспортных путей их доставки. Центральная Азия занимает важное место в диверсификации импорта нефти и газа. Рост зависимости от углеводородов и перебой с поставками нефти и газа из России в 2005-2006 и 2006-2007 гг. способствовал пересмотру внешнеполитических приоритетов стран ЕС и подходу к Центральной Азии. Регион был объявлен зоной «повышенного интереса». Преимущества КНР и ЕС как перспективного рынка углеводородов для стран Центральной Азии определяются высоким спросом на углеводороды, значительными финансовыми ресурсами, развитыми технологиями разработки и добычи углеводородов, продвинутыми технологиями в атомной и возобновляемой энергетике, близким расстоянием рынков, развитой инфраструктурой, большим политическим весом в международных организациях, их заинтересованностью в расширении энергетического присутствия в регионе.

Как источник углеводородов Центральная Азия мало интересует США ввиду значительного расстояния и обширности энергетических ресурсов в соседних странах (Канада, Мексика). Стратегия Вашингтона в регионе мотивируется геополитическими интересами, которые предполагают ослабление геополитических конкурентов на международной арене и поддержку стратегических союзников. Например, США лоббируют прокладку трубопроводов в обход России и Ирана на западном направлении в Европу и на южном – в Южную Азию, а также препятствуют возможности прокачки нефти и газа на китайский рынок. Для стран Центральной Азии важность развития энергетического присутствия с США, как и с ЕС, состоит в больших финансовых возможностях и обладании развитых технологий. Хотя некоторые страны настороженно относятся к США и ЕС в связи с их следованием защите прав человека и развития демократии. По этой причине Узбекистан в 2005 г. свернул энергетическое сотрудничество с США и ЕС после андижанских событий, подозревая Вашингтон в поддержке оппозиционеров.

Потребление нефти в Турции снизилось с 31,1 млн. тонн в 2000 г. до 28,7 млн. тонн в 2010 г. Спрос на газ увеличился с 14,6 до 39 млрд. куб. м в 2000-2010 гг. В Пакистане же потребление газа выросло с 21,5 до 39,5 млрд. куб. м в указанный период. Турция заинтересована в энергетическом взаимодействии в большей степени ни как рынок углеводородного сырья стран Центральной Азии, но как страна, через которую нефть и газ поставляются в Европу. На транзите Анкара, с одной стороны, получает значительную прибыль, с другой – потребляет часть углеводородов. Таким образом, внешнеполитическая активность Турции в регионе проявляется в лоббировании прокладки трубопроводов через свою территорию. Пакистан в большей степени развивает сотрудничество со странами Центральной Азии не для удовлетворения растущего спроса в энергетических ресурсах, а с целью усиления своего влияния в противовес Индии. Хотя, с другой стороны, Пакистан обладает большим транзитным потенциалом. Варианты нефтегазопроводов из стран региона, рассматриваемые Индией, проходят также через территорию Пакистана.

Россия строит свою энергетическую политику в регионе через призму того, что главные трубопроводы из Центральной Азии в Европу проходят через ее территорию. Для Москвы сотрудничество в энергетической сфере со странами региона рассматривается как приоритетное направление в ее внешней политике наряду с европейским и Азиатско-Тихоокеанским направлениями. Особенности энергетической политики России в регионе состоят в том, чтобы сохранить монопольное положение в транзите центральноазиатских углеводородов на внешние рынки. Транзит нефти и газа через территорию России приносит не только значительную прибыль, но и таким образом Москва оказывает давление на страны Центральной Азии в реализации собственных политических и экономических интересов в регионе. Поэтому Москва развивает интеграционные проекты со странами региона в рамках Таможенного союза и ШОС. Из всех стран региона наиболее тесные отношения с Москвой имеет Казахстан. Энергетическое сотрудничество России и Казахстана проявляется почти во всех сферах. Российские предприятия являются крупными потребителями казахстанского угля и электроэнергии. Российские компании «Lukoil» и «Gasprom» активно

осваивают нефтегазовые месторождения Казахстана, развивается сотрудничество в реконструкции и модернизации нефте- и газопроводов, в атомной энергетике. Весь казахстанский газ экспортируется на оренбургский газоперерабатывающий завод. Большая роль Казахстана в реализации интеграционных проектов с Россией. Мотивацией Астаны в сближении с Москвой является наличие протяженной границы, глубоких корней политического, экономического и культурного сотрудничества. Казахстан, следуя реализации интеграционных проектов с Россией, стремится, в первую очередь, снизить таможенные пошлины на прокачку нефти и газа по ее территории. Хотя как Казахстан, так и Узбекистан, и Туркменистан проводят двойственную политику по отношению к России. С одной стороны, они активно развивают совместные энергетические проекты с Москвой, с другой – предпочитают участвовать в альтернативных проектах трубопроводов.

Иран рассматривается странами Центральной Азии как потенциальный рынок для экспорта своих углеводородов. Несмотря на то, что Иран обладает значительными энергетическими ресурсами, он вынужден импортировать нефть и газ в северные районы. Так как нефтегазовые ресурсы Ирана сконцентрированы главным образом на юге и юго-западе страны, а развивать инфраструктуру с юга на север Тегеран считает малорентабельным мероприятием. Поэтому растет спрос на казахстанскую нефть и туркменский газ. Наряду с этим, страны региона практикуют экспорт углеводородов на рынки Южной и Юго-Восточной Азии путем «swar-поставок». Нефть Казахстана поступает на нефтеперерабатывающие заводы северных регионов Ирана в обмен на экспорт эквивалентного количества иранской нефти на внешние рынки. Таким образом, Иран выступает не только как потребитель углеводородов стран региона, но и как страна, обладающая транзитным потенциалом. Энергетическая политика Ирана в Центральной Азии в свою очередь мотивируется, с одной стороны, выходом из международной изоляции, в которой находится страна по причине введенных санкций США и стран ЕС, с другой – в освоении каспийских энергоресурсов.

Украина выступает и как крупный потребитель газа, и как страна, обладающая большим потенциалом транзита на рынки Европы. Несмотря на существенное падение спроса на газ

на Украине с 71 млрд. куб. м в 2000 г. до 52,1 млрд. куб. м в 2010 г., Киев является крупным потребителем туркменского газа. После распада СССР договор между Россией и Туркменистаном 1993 г. предусматривал экспорт туркменского газа по российской территории на рынки в страны СНГ, а именно в Беларусь и на Украину. Украинско-российский газовый конфликт 2005 и 2006 г. существенно снизил поставки туркменского газа. Киев начал рассматривать проекты экспорта нефти из стран Центральной Азии минуя Россию главным образом с Казахстана. Ранее, до вступления в строй нефтепровода КТК, казахстанская нефть прокачивалась по трубопроводу Атырау-Самара, где она соединялась с российской и далее украинской трубопроводной сетями. Энергетическая стратегия Киева в регионе заключается в расширении импорта центральноазиатского газа на Украину и транзитных поставок по своей территории, в Европу преимущественно, минуя Россию.

Действующие и планируемые нефте- и газопроводы. Для осуществления экспортных поставок нефти и газа из Центральной Азии развивается соответствующая транспортная инфраструктура, в частности нефте- и газопроводы. Основные потребители нефти и газа на западном направлении – это страны ЕС, Украина и Турция, на восточном – КНР и на южном – Иран. Действующие нефтепроводы: Каспийский трубопроводный консорциум, Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД), Узень-Атырау-Самара, которые прокачивают нефть в западном направлении, и казахстанско-китайский нефтепровод в восточном направлении – в КНР. Рассматриваются перспективы нефтепроводов: Одесса-Броды-Гданьск, Констанца-Триест, Бургас-Александруполис. Существующие газопроводы: Средняя Азия-Центр в западном направлении, Туркменистан-Иран в южном направлении и Центральная Азия-Китай в восточном направлении. На стадии рассмотрения находятся прикаспийский газопровод, «Набукко», транскаспийский газопровод и Туркменистан-Иран-Турция-Европа.

Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) – нефтепровод, который соединяет месторождения Западного Казахстана (Тенгиз, Карачаганак) с российским побережьем Черного моря (терминал Южная Озереевка в Новороссийске). Протяженность нефтепровода составляет 1510 км. Мощность первой очереди

составила 28,2 млн. тонн в год. На полную пропускную способность трубопровод вступил уже в 2004 г. В 2010 г. по данному трубопроводу прокачали 34,9 млн. тонн нефти. В декабре 2010 г. принято решение о расширении мощности нефтепровода до 67 млн. тонн в год (в том числе 50 млн. тонн в год казахстанской нефти). Расширение планируется завершить к 2014 г. Стоимость расширения оценивается в 5,4 млрд. долл. Министерство нефти и газа Казахстана прогнозирует увеличение экспорта по вышеуказанному маршруту до 52 млн. тонн к 2020 г. В состав консорциума КТК входят: Россия – 31% («Transneft» – 24% и «КТК company» – 7%), Казахстан – 20,75% («KazMunayGas» – 19% и «Kazakhstan Pipelines Ventures LLC» – 1,75%), «Chevron Caspian Pipeline Consortium Company» – 15%, «LUKARCO B.V.» – 12,5%, «Mobil Caspian Pipeline Company» – 7,5%, «Rosneft-Shell Caspian Ventures Limited» – 7,5% и т.д. [117, с. 116; 87].

Баку-Тбилиси-Джейхан. Строительные работы по проекту начались в 2003 г. Проект был завершен в 2005 г. Прокачивать нефть по трубопроводу начали в июле 2006 г. Пропускная способность – более 1,2 млн. баррелей в сутки. Нефтепровод тянется от азербайджанского побережья (449 км.) через территорию Грузии (235 км.) и Турции (1059 км.) в турецкий порт Джейхан. Компании, акционеры – «British Petroleum», «SOCAR», «Chevron», «Statoil», «Total», «ENI», «Itochu», «Conoco Philis» и «Exxon Mobil» сформировали консорциум [87].

Нефтепровод был задуман с целью освоения месторождений Азербайджана Азери-Гюнешли-Чираг с перспективой подключения к нему казахстанского месторождения Кашаган. В настоящее время трубопровод используется для прокачки нефти из Азербайджана. Перспективы дальнейшего функционирования нефтепровода зависит от участия в нем Казахстана.

В 2002 г. азербайджанская государственная компания ГНКАР и «КазМунайГаз» начали переговоры о подключении Казахстана к проекту трубопровода. В июне 2006 г. президент Казахстана Н.А. Назарбаев подписал соглашение о присоединении Астаны к проекту нефтепровода. Договор предполагает танкерную перевозку казахстанской нефти из Актау в Баку через Каспийское море с дальнейшей транспортировкой по трубопроводу БТД. На 1-м этапе Казахстан намерен ежегодно экспортировать по БТД 7,5-10

млн. тонн нефти. В январе 2007 г. Астана подписала меморандум взаимопонимания о создании казахстанской каспийской системы транспортировки нефти (ККСТ). Меморандум позволяет экспортировать нефть с месторождений Кашаган и Тенгиз через Каспийское море на внешние рынки по маршруту Ескене-Курык-Баку-Тбилиси-Джейхан. Вначале предполагается поставлять 25 млн. тонн нефти с дальнейшим расширением до 38 млн. тонн в год. Ввод проекта будет синхронизирован с началом эксплуатации Кашагана в 2013 г. [118, с. 29]. В соответствии с данными Министерства нефти и газа Казахстана в 2011 г. по вышеуказанному маршруту экспортировали 9 млн. тонн нефти с перспективой увеличения до 12 млн. тонн к 2020 г.

Атырау-Самара. Нефтепровод начинается с месторождения Узень до Атырауского НПЗ, который впоследствии соединяется с трубопроводной сетью российской компании «Tatneft» в Самаре. Протяженность нефтепровода составляет 1380 км По территории Казахстана – 1232 км Максимальная пропускная способность нефтепровода составляет 30 млн. тонн в год. В 2007 г. по нефтепроводу прокачали 16 млн. тонн казахстанской нефти. «KazMunayGas» и «Tatneft» прорабатывают перспективы расширения мощности трубопровода до 20-25 млн. тонн [87; 80, с. 38].

Казахстанско-китайский нефтепровод берет свое начало с месторождений, разрабатываемых китайской компанией «CNPC» в Атырауской и Актюбинской областях, и заканчивается в Алашаньюку (Синьцзян, КНР). Соглашение о прокладке нефтепровода между Казахстаном и Китаем был подписан в 1997 г. Трубопровод состоит из 4-х секций. 1-я секция начинается от Атырауских месторождений и соединяется с месторождениями в Актобе (Кенкияк), закончена в 2003 г. Строительство 2-й ветки трубопровода от Атасу до Алашаньюку началось в сентябре 2004 г. и закончилось в декабре 2005 г. Договор о строительстве 3-й ветки Кенкияк-Кумколь подписан в августе 2007 г. Секция построена в июле 2009 г. 4-я ветка Кумколь-Атасу уже функционирует и является частью другого нефтепровода Омск-Павлодар-Шымкент. Планируется ее реконструкция и модернизация. Общая продолжительность трубопровода оценивается в 2228 км Нефть в настоящее время поставляется главным образом с месторождения Кумколь. В перспективе намечается экспортировать нефть

с месторождения Кашаган [87]. Наряду с этим, по казахстанско-китайскому нефтепроводу китайской стороной планируется импортировать нефть с российских месторождений в Западной Сибири по маршруту Омск-Павлодар-Шымкент. Пропускная способность казахстанско-китайского нефтепровода составляет на 1-м этапе – 10 млн. тонн в год и на 2-м – до 20 млн. тонн в год. В 2007 г. по вышеуказанному трубопроводу экспортировано 4,7 млн. тонн нефти. Согласно прогнозу Министерства нефти и газа Казахстана к 2020 г. объем поставок нефти ожидается увеличить до 20 млн. тонн.

Идея проектов Одесса-Броды-Гданск, Констанца-Триест и Бургас-Александруполис возникла в результате двух факторов. Первые два проекта возникли под влиянием первого фактора, а именно стратегии США по ослаблению влияния России (политика прокладки трубопроводов в обход России), тогда как последний – второго фактора (перегруженность проливов Босфор и Дарданеллы и ввод дополнительных тарифов и квот на проход танкеров по ним в целях экологической безопасности).

Одесса-Броды-Гданьск. В 2001 г. завершилось строительство реверсного трубопровода Одесса-Броды, который соединяет терминал на берегу Черного моря магистральный трубопровод «Дружба». С 2004 г. по нефтепроводу экспортируется российская нефть. Существует возможность перекачки каспийской нефти в Гданьск, на побережье Балтийского моря, после прокладки ветки от Бродов до польского города Плоцк. Сектор Плоцк-Гданьск уже функционирует. В Одессу нефть с Каспийского моря будет доставляться танкерами. Этот проект является продолжением нефтепровода Баку-Супса. Для осуществления проекта в 2007 г. сформировался консорциум с участием представителей нефтяных компаний Азербайджана, Литвы, Грузии, Польши и Украины под названием «Сарматия» [119, с. 124]. Однако реализация проекта зависит от способности Азербайджана прокачивать нефть и от политической воли Казахстана. Азербайджан не способен поставлять нефть, так как основные поставки нефти осуществляет по ныне действующим трубопроводам. А соглашение между украинской компанией «Naftagas» и «KazMunayGas» в 2005 г. о присоединении Казахстана к проекту так и осталось на бумаге.

Констанца-Триест. В апреле 2007 г. представители Румынии, Сербии, Хорватии, Словении и Италии подписали договор о строительстве трубопровода от побережья Черного моря до Адриатического моря. По данному нефтепроводу каспийская нефть сможет перекачиваться на европейский рынок в обход России и Турции. Прокладка нефтепровода продолжительностью в 1300 км и мощностью до 100 млн. тонн нефти в год должна быть закончена к 2012 г. [119, с. 123] Предполагалось, что по нему на рынки Италии и Центральной Европы будет поступать казахстанская и азербайджанская нефть. Нефть отгружается танкерами с порта Джейхан, куда она прокачивается по трубопроводу БТД. Здесь возникает проблема Босфора. Прорабатывается также возможность прокладки нефти танкерами с грузинского порта Супса через Черное море в обход Турции. В данном маршруте проблемой становится источник поставок аналогично проекту Одесса-Броды-Гданьск (Азербайджан не способен поставлять нефть в должных количествах, в то время как Казахстан прорабатывает другие варианты экспортных маршрутов). Стоимость проекта оценивается в 2-3,5 млрд. долл.

Бургас-Александрополис является продолжением проекта КТК на внешние рынки. Вышеуказанный фактор доставки нефти через проливы способствует решению поставщиков об изменении маршрута экспорта нефти, минуя Босфор и Дарданеллы. Идея строительства данной магистрали (длина менее 300 км.) возникла еще в 1994 г. Однако к проекту вернулись только в 2001 г., когда Россия, Болгария и Греция подписали меморандум о сотрудничестве в реализации проекта. В 2002 г. образован консорциум для строительства нефтепровода. В 2007 г. во время визита президента России В. Путина в Болгарию и Грецию было подписано соглашение о строительстве трубопровода с пропускной способностью 35 млн. тонн в год с последующим расширением до 50 млн. тонн. Казахстан ведет переговоры об участии в нефтепроводе Бургас-Александрополис и экспорте 17 млн. тонн в год по данному маршруту с условием увеличения квоты для казахстанской нефти до 40 млн. тонн в КТК [119, с. 124].

В отличие от нефтепроводов, где реализация и функционирование проектов зависит от участия в них Казахстана, в проектах

газопроводов главную роль играет Туркменистан, в незначительной степени Узбекистан.

Средняя Азия-Центр (САЦ). Газопровод начинается с восточного Туркменистана и южного Узбекистана через территорию Казахстана соединяется с трубопроводной системой России. Газ по нему доставляется на рынки Украины и Европы. Пропускная способность 45-55 млрд. куб. м в год с расширением мощности до 90 млрд. куб. м. Трубопровод остался в наследство от СССР и состоит из пяти веток: САЦ-1, САЦ-2, САЦ-3, САЦ-4 и САЦ-5. Первая ветка САЦ-1 вступила в эксплуатацию в 1967 г., вторая – САЦ-2 в 1969 г., третья и четвертая – САЦ-3 и САЦ-4 – в 1972 г. и пятая – в 1985 г. Все 5 веток в настоящее время находятся на стадии модернизации. Модернизация и реконструкция трубопровода производится каждой страной на своей территории с участием компании «Gasprom» [87]. В 2007 г. Россией, Туркменистаном, Узбекистаном и Узбекистаном была подписана декларация о развитии газовой транспортной инфраструктуры в Центральной Азии. Согласно декларации стороны расширяют пропускную способность газопровода до 90 млрд. куб. м [120, с. 128]. Однако газовый конфликт с компанией «Gasprom», произошедший в апреле 2009 г., поставил под сомнение реализацию проекта.

Туркменистан-Иран. В настоящее время действуют 2 газопровода из Туркменистана в Иран. 1-й трубопровод Корпедже-Курткуи введен в эксплуатацию в декабре 1997 г. продолжительностью 200 км., из которых 135 км проходит по территории западного Туркменистана. Проектная мощность составляет 8 млрд. куб. м с перспективой увеличения до 13-14 млрд. куб. м. Поставки газа по этому маршруту выросли с 2 млрд. куб. м в 1998 г. до 6 млрд. куб. м в 2005 г. 2-й трубопровод – Довлетабад-Серахс-Хангеран протяженностью 30 км начал функционировать в январе 2010 г. Прокладка газопровода с месторождения Довлетабад была осуществлена в соответствии с двусторонними соглашениями об увеличении поставок газа в Иран. С достижением полной мощности трубопровода Туркменистан намерен расширить экспорт газа в Иран до 20 млрд. куб. м в год.

Центральная Азия-Китай – магистральный газопровод, который состоит из двух газопроводов: Туркменистан-Узбекистан-

Казахстан-Китай и Казахстан-Китай. Идея о прокладке газопровода возникла в 2000 г. В то время активное участие в проекте принимала Япония. Предполагалось построить газопровод, который начинался из месторождений Самандепе через территорию Узбекистана, Казахстана в Китай с перспективой дальнейшего продления по китайскому трубопроводу Запад-Восток в Южную Корею и Японию длиной в 6500 км. Общая стоимость инвестиций составляла 11 млрд. долл. Проект предполагалось осуществить международным консорциумом с участием таких компаний, как «Mitsubishi», «Exxon» и «CNPC». Однако в виду значительных трудностей при осуществлении проекта и переключения внимания Японии на газовые месторождения России, Токио отказался принимать участие в строительстве газопровода. Идея газопровода реанимировалась после подписания соглашения между КНР и Туркменистаном о строительстве трубопровода в апреле 2006 г. В июле 2007 г. обе стороны заключили контракт о долгосрочных поставках Туркменистаном КНР 30 млрд. куб. м в год в течение 30 лет. Строительство трубопровода началось в 2007 г. В августе 2008 г. в ходе визита президента Туркменистана Г. Бердымухамедова в КНР Туркменистан обязался увеличить поставки до 40 млрд. куб. м в год. [87].

В декабре 2009 г. вступил в строй трубопровод из месторождения Самандепе через территорию Узбекистана, Казахстана в провинцию Синьцзян (КНР) продолжительностью 1833 км. На начальном этапе экспорт газа составил 5 млрд. куб. м в 2010 г. с расширением до 13 млрд. куб. м в 2011 г. К 2030 г. планируется довести поставки до 40 млрд. куб. м. В дальнейшем трубопровод связывается с газовой магистралью Запад-Восток. В качестве резервной базы сторонами намечается использовать также месторождение Йолотьян-Осман. Второй газопровод Бейнеу-Бозой-Кзыл-Орда-Шымкент соединяется с трубопроводом Туркменистан-Узбекистан-Казахстан-Китай с пропускной способностью в 10 млрд. куб. м. Продолжительность казахстанского участка трубопровода – 1305 км. С достижением полной мощности обоих трубопроводов сможет КНР сможет импортировать 50 млрд. куб. м газа [87].

Многовекторная политика Туркменистана предполагает поддержку развития транспортной инфраструктуры во всех

направлениях: северное (действующий газопровод САЦ), восточное (Центральная Азия-Китай) и южное (Иран-Туркменистан), но наиболее перспективным считается западное направление в Европу в обход России. Данное направление включает в себя газопроводы: Набукко, транскаспийский газопровод и Туркменистан-Иран-Турция-Европа. Все проекты находятся на стадии планирования и реализации. Наряду с этим, для увеличения потенциала северного направления предполагается построить прикаспийский газопровод. Реализация данных проектов имеет определенные трудности политического, геополитического, экологического, технического и экономического характера.

Прикаспийский газопровод. В мае 2007 г. Россия, Казахстан и Туркменистан подписали декларацию о прокладке трубопровода мощностью 10 млрд. куб. м с перспективой расширения пропускной способности до 30 млрд. куб. м вдоль побережья Каспийского моря. Продолжительность газопровода составляет 1700 км., из которых 500 км по территории Туркменистана и 1200 км – Казахстана. В декабре 2007 г. стороны договорились о начале строительства газопровода со второй половины 2008 г. [121, с. 48]. Однако перспективы реализации проекта связаны с динамикой развития отношений между Туркменистаном и Россией. Обострение двусторонних отношений в 2009 г. негативно сказалось на перспективах реализации проекта. Несмотря на возобновление поставок газа в Россию в 2010 г. строительство трубопровода не началось.

«Набукко» – грандиозный проект газопровода длиной 3300 км., который длится из Туркменистана, Казахстана и Азербайджана через территорию Грузии, Турции, Болгарии, Румынии и Венгрии в страны ЕС, прежде всего в Австрию и Германию. Пропускная способность составляет от 25,5 до 31 млрд. куб. м в год. Стоимость проекта варьируется от 5 до 14 млрд. евро. Переговоры по проекту ведутся с февраля 2002 г. В то время они велись между австрийской компанией «OMV» и турецкой «Botas». Представленный проект «Набукко» в 2004 г. предусматривал поставки газа из Ирана. В связи с обострением ситуации вокруг ядерной программы Ирана в 2006 г. было принято решение о переориентации источника поставок на Азербайджан и Туркменистан. В январе 2009 г. Турция заявила о своем желании выйти

из проекта, что было связано с блокированием Брюсселем вступления Анкары в ЕС. Хотя в июле 2009 г. в Анкаре представители Турции, Австрии, Венгрии, Болгарии и Румынии подписали многостороннее соглашение о прокладке газопровода к 2014 г. В настоящее время сроки завершения проекта сдвинулись до 2017 г. В марте 2010 г. Турцией было ратифицировано ее участие в проекте строительства трубопровода по своей территории. В октябре 2010 г. введен в эксплуатацию 47-километровый участок газопровода, соединяющий газотранспортную сеть Венгрии и Румынии. Участники проекта сформировали консорциум с участием компаний «OMV» (Австрия), «Botas» (Турция), «Bulgargas (Болгария), «Transgas S.A.» (Румыния), «MOL Natural Gas Transmission Company Ltd.» (Венгрия) и «RWE AG» (Германия). Источниками обеспечения газа были предложены месторождения в Иране (Южный Парс), Азербайджане (Шах Дениз), Туркменистане (Довлетабад, Южный Йолотян-Осман), Казахстане (Карачаганак) и с 2009 г. Ираке (Кхормор и Чемчемал). Для транспортировки газа из Туркменистана рассматриваются 2 варианта трубопровода через Каспийское море (подводный «транскаспийский» газопровод) и Иран [87].

Транскаспийский газопровод – предлагаемый трубопровод продолжительностью 500 км по дну Каспийского моря, по которому газ планируется прокачивать из месторождений Туркменистана и Казахстана в Азербайджан для соединения с Южнокавказским участком газопровода «Набукко». Южнокавказский участок трубопровода включает в себя ветку из Баку через территорию Азербайджана и Грузии в Эрзурум. Проект по трубопроводу начал разрабатываться в 1996 г. по инициативе США, которые объявили Черноморско-каспийский регион зоной своих стратегических интересов. Для этого был создан консорциум, в котором приняли участие компании «General Electric», «Bechtel National» и «Shell». Предполагалось, что строительство закончится в 2002 г., по завершению которого ежегодно экспортировалось 16 млрд. куб. м в Турцию и 14 млрд. куб. м на европейские рынки. Однако в 2000 г. проект был приостановлен ввиду отсутствия договоренностей об условиях строительства. В 2002 г. проект был реанимирован в связи с обсуждением нового трубопровода «Набукко», как логическая цепочка данного газопровода.

В 2006 г. к переговорному процессу по поводу прокладки газопровода вернулись Турция и Туркменистан, впоследствии о своем намерении участвовать в проекте заявил Азербайджан. Свой интерес в проекте проявил и Казахстан. В 2007 г. Азербайджан, Казахстан и Туркменистан обсуждали возможности совместных поставок газа в страны ЕС по магистрали «Набукко». В июне 2008 г. Туркменистан подписал меморандум о взаимопонимании с ЕС о поставках газа по данному маршруту. Также в 2008 г. компании-участники консорциума «OMV» и «RWE AG» создали Каспийскую энергетическую компанию, в обязанность которой вошла реализация проекта транскаспийского газопровода [87].

Транскаспийский газопровод и трубопровод «Набукко» в целом имеют важное геоэкономическое значение как для поставщиков, так и для потребителей. Перед Туркменистаном и Казахстаном в лице Европы открывается новое направление экспорта, что является особенно важно в их стремлении сократить чрезмерную зависимость от России. ЕС, таким образом, диверсифицирует источники поставок сырья.

Однако в осуществлении обоих проектов существуют некоторые трудности. Это и нерешенность проблемы Каспийского моря (стороны не могут договориться о разделе моря), и экологическая проблема (проект реализуется по дну Каспийского моря, что вызывает обеспокоенность экологов, так как малейшая утечка газа может вызвать экологическую катастрофу), и появление конкурентов в лице Ирана и Ирака (есть опасения, что ЕС перенаправит источники поставок на данные страны), и технические проблемы (в реализации потребуются новые технологии), а также и экономические проблемы (значительные инвестиции).

Туркменистан-Иран-Турция-Европа – трубопровод, который рассматривался как один из вариантов экспорта газа в Европу. Он длится с месторождения Шатлык через территорию Туркменистана до границы с Ираном и далее по территории Ирана в Турцию, а затем в Болгарию. Протяженность газопровода составляет 3900 км. Стоимость проекта оценивалась в 7,6 млрд. долл. На начальном этапе предполагается поставлять 22,5 млрд. куб. м с перспективой расширения до 30 млрд. куб. м. Впервые о проекте заговорили в 1997 г., когда Туркменистан, Иран и Турция подписали соглашение о прокладке газопровода. В 1998 г. руководс-

тво Туркменистана и компания «Shell» подписали меморандум о взаимопонимании, в котором оговариваются условия выполнения проекта [122, с. 47]. Однако проект блокируется политикой США в отношении Ирана, в частности санкциями, запрещающими американским компаниям участвовать в энергетических проектах на территории Ирана. Перспективы реализации проекта зависят от развития двусторонних отношений США и Ирана. Конфликт вокруг ядерной программы Ирана и введение санкций ЕС относительно Ирана привели к невозможности дальнейшей реализации проекта.

Перспективы для Индии. В 2009 г. доля стран СНГ в импорте нефти Индии составила 0,013%. Из стран Центральной Азии нефть в Индию в небольших объемах экспортирует Казахстан по схеме «swar-поставок» через территорию Ирана, а также по нефтепроводу БТД с дальнейшей отгрузкой танкерами в индийский импорт Мумбаи. Перспективы расширения поставок нефти и газа из Центральной Азии в Индию связаны с геополитической конкуренцией из-за маршрутов транспортировки нефти и газа. Как показывает анализ маршрутов действующих трубопроводов, нефть Казахстана и газ Туркменистана, Казахстана и Узбекистана поступает в трех направлениях: северном через территорию России, на Украину и далее на европейские рынки по трубопроводам КТК, Узень-Атырау-Самара, САЦ с подключением к маршруту нефтепроводов Бургас-Александрополис, Констанца-Триест, западном на рынки Европы через территорию Азербайджана и Грузии по нефтепроводу БТД, восточном на китайский рынок по трубопроводам Казахстан-Китай и Центральная Азия-Китай и южном направлениях на рынок Ирана по газопроводам Туркменистан-Иран. Планируется ввести в эксплуатацию Прикаспийский газопровод, Транскаспийский газопровод, «Набукко» и Туркменистан-Иран-Турция-Европа. По существующим нефтепроводам в 2007 г. было экспортировано 64,6 млн. тонн казахстанской нефти, из которых 34,9 млн. тонн по трубопроводу КТК, 16 млн. тонн – Узень-Атырау-Самара, 9 млн. тонн нефти – через Актау по системе КазТрансОйл и 4,7 млн. тонн – Казахстан-Китай. Министерством нефти и газа Казахстана к 2020 г. планируется увеличить поставки нефти по данным маршрутам 99 млн. тонн нефти, из которых соответственно по КТК – 52 млн. тонн, по

Узень-Атырау-Самара – 15 млн. тонн, по Казахстан-Китай – 20 млн. тонн и по системе КазТрансОйл – 12 млн. тонн (6 млн. тонн ожидается экспортировать по системе swap-поставок на рынки Южной Азии через территорию Ирана). Учитывая тот факт, что добыча нефти увеличилась с 35,3 млн. тонн в 2000 г. до 81,6 млн. тонн в 2010 г. с прогнозируемым ростом до 132,1 млн. тонн к 2020 г., а потребление увеличилось соответственно в указанный период с 7,8 млн. тонн до 12,5 млн. тонн с прогнозируемым ростом до 18,5 млн. тонн к 2020 г., нефть будет перекачиваться в основном по вышеназванным маршрутам. Хотя 14 млн. тонн нефти могут быть экспортированы по предлагаемым нефтепроводам (Одесса-Броды-Гданьск, ТАП и т.д.), в том числе на индийский рынок. В Узбекистане нефть запрещено экспортировать. В Туркменистане добыча нефти растет крайне медленно, тем не менее, низкие темпы роста потребления позволяют поставить на экспорт 5 млн. тонн нефти. К тому же потребность нефти на потенциальном рынке в КНР растет быстрыми темпами. Разрыв между ростом добычи и потребления увеличивается. В странах ЕС несмотря на общую тенденцию снижения потребления нефти, добыча сокращается очень быстро, следовательно, будет возрастать импорт. Что касается газа, то обязательства Туркменистана по поставкам газа во всех направлениях по действующим трубопроводам превышают добывающие мощности страны. В Узбекистане экспортные возможности газа страны незначительные, хотя с увеличением разрыва между добычей и потреблением проявляется тенденция расширения экспорта. В Казахстане добывается попутный газ, который в больших количествах закачивается обратно в пласт при добыче и в основном поставляется на газоперерабатывающие заводы России и в КНР. Для заполнения рассматриваемого газопровода ТАПИ требуется 33 млрд. куб. м газа, нефтепроводов ТАП – 50 млн. тонн, Казахстан-Туркменистан-Иран – 25 млн. тонн. Добывающих мощностей стран Центральной Азии недостаточно для расширения экспорта углеводородов на индийском направлении и перспективы Нью-Дели в данном направлении зависят от геополитической конкуренции вокруг инфраструктурных маршрутов. К 2020 г. в лучшем случае Казахстан и Туркменистан могут поставить на индийский рынок

15-20 млн. тонн нефти, однако этого недостаточно для заполнения трубопроводов.

3.3. Основные направления и проблемы энергетического сотрудничества Индии и стран Центральной Азии

Основные направления энергетического взаимодействия Индии и стран Центральной Азии. После событий 11 сентября 2001 г. и последующего свержения в Афганистане режима талибов перед Индией открылись перспективы проникновения на энергетический рынок стран Центральной Азии через территорию Афганистана и Пакистана. Это событие совпало также с цепочкой других последующих событий в мире, которые повлияли на принятие новой энергетической стратегии Индии, а именно: начало «эры высоких цен на нефть» (в 2001-2008 гг. среднемировые цены на нефть марки Brent выросли с 28,5 до 97,26 долл. за баррель), рост нестабильности в странах Ближнего и Среднего Востока (война в Ираке 2003 г. с последующим ростом террористической активности в стране, ростом исламского экстремизма, ирано-американским противостоянием из-за ядерной программы в Иране), а также ростом потребления угля, нефти, газа, урана и электричества в Индии. Вышесказанные факторы повлияли на внешнеполитическую активность Индии в Центральной Азии. Следуя политике «Extended Neighbourhood», Индия расширяет сотрудничество со странами Центральной Азии, в особенности в энергетической сфере. Энергетика является одним из главных компонентов политики Индии в регионе. Перспективными направлениями энергетического взаимодействия между Индией и странами региона считаются: нефтегазовая сфера, атомный сектор, электроэнергетика и возобновляемая энергетика. Малоперспективным является сотрудничество в угольной сфере.

Нефтегазовая сфера: динамика развития, проблемы и перспективы. Существует большой потенциал сотрудничества в данной сфере между Индией и Казахстаном, Туркменистаном и Узбекистаном. Политика Индии в данной сфере сводится к участию индийских компаний в разработке нефтегазовых месторождений с перспективой последующего импорта в Индию, а также в участии в функционировании газопровода ТАПИ.

Индия и Казахстан. Как указывалось выше, Республика Казахстан обладает значительными ресурсами нефти и газа. Доказанные запасы нефти и газа составляют по разным источникам в 2,8-5,5 млрд. тонн и 1,8-2,4 трлн. куб. м. Добыча нефти и газа растет динамично. По данным компании «British Petroleum», добыча нефти увеличилась с 35,3 млн. тонн в 2000 г. до 81,6 млн. тонн в 2010 г., в тот же период добыча газа выросла с 10,4 до 33,6 млрд. куб. м.

Дипломатические отношения между двумя государствами были установлены 23 февраля 1992 г. Первый официальный визит в Индию Президента РК Н.А. Назарбаева состоялся в феврале 1992 г. В ходе данного визита были подписаны: Декларация об основных принципах и направлениях межгосударственных отношений, Соглашение по торгово-экономическому взаимодействию, Соглашение между Государственным банком Индии и Банком внешнеэкономической деятельности Казахстана. Важными событиями, повлиявшими на развитие двусторонних отношений в энергетической сфере, являются:

– подписание в ходе официального визита Президента РК в Индию в декабре 1996 г. Конвенции об избежании двойного налогообложения и Соглашение о поощрении и взаимной защите инвестиций, что особенно важно для развития инвестиционного сотрудничества, в том числе в нефтегазовой сфере;

– получение на саммите 2005 г. в Астане Индией статуса наблюдателя в ШОС вместе с Пакистаном и Ираном. ШОС – это региональная организация, в которую входят Россия, КНР, Казахстан, Узбекистан, Таджикистан и Кыргызстан. Одним из главных элементов деятельности ШОС является развитие сотрудничества в сфере безопасности (противодействие международному терроризму) и энергетики. Рассматриваются перспективы создания новой энергетической структуры, базовой основой которой является «паназиатская солидарность», где ШОС будет играть главную роль. Предполагается соединить в единую нефтегазовую трубопроводную сеть стран-производителей углеводородов – страны Ближнего и Среднего Востока, Центральной Азии и России и стран-потребителей – КНР и Индию.

Начало сотрудничества между Индией и Казахстаном в нефтегазовой сфере было положено 22 февраля 2001 г. В ходе визита

министра иностранных дел Республики Казахстан Е.А. Идрисова в Нью-Дели провел переговоры с Министром иностранных дел Дж. Сингхом и министром нефти и газа Р. Наиком. Индийской компанией OVL была выражена заинтересованность в участии в разработке нефтегазовых месторождений на шельфе казахстанского сектора Каспийского моря. В феврале 2002 г. состоялся визит Президента Республики Казахстан Н.А. Назарбаева в Индию. Во время визита между Президентом Республики Казахстан Н.А. Назарбаевым и премьер-министром Индии А.Б. Ваджпай была подписана Совместная декларация, в которой нефть и газ были определены в качестве приоритетного направления двустороннего сотрудничества. В 2002 г. OVL получила для освоения доли в месторождениях «Алибекмола» (15%) и «Курмангазы» (10%). Однако они оказались невыгодными для дальнейшего освоения. В 2004 г. Казахстан предоставил Индии для изучения два участка на Каспии – «Махамбет» и «Сатпаев». В феврале 2005 г., в ходе Пятого заседания казахстанско-индийской межправительственной комиссии по торгово-экономическому, научно-техническому, промышленному и культурному сотрудничеству, между национальной компанией «KazMunayGas» и OVL был подписан Меморандум о взаимопонимании. Согласно Меморандуму участок «Сатпаев» был определен как наиболее перспективный для дальнейшей совместной деятельности. Переговоры были завершены только в январе 2009 г., в результате которых было подписано соглашение о принципах работы между «KazMunayGas» и «ONGC Mittal Energy Limited» (OMEL) относительно участка «Сатпаев». Индии было предоставлено 25% доли в совместном предприятии. Индийская сторона заявила, что Нью-Дели придает большое значение сотрудничеству с Астаной в обеспечении своей энергетической безопасности, и выразила надежду, что подписание данного Соглашения положит начало долгосрочному взаимовыгодному сотрудничеству в области нефти и газа. В ходе визита премьер-министра Индии М. Сингха в Казахстан в апреле 2011 г. OMEL и «KazMunayGas» подписали соглашение о совместном освоении нефтяного месторождения «Сатпаев», которое расположено на северном участке казахстанского участка Каспийского моря, в 90 км от побережья. Площадь блока оценивается в 1,482 кв. км с запасами нефти 256 млн. тонн [123, с. 336].

Наряду с этим в 2005 г. «Лукойл Оверсиз» – дочерняя компания «Лукойл» продала 50% акций компании OMEL за 980 млн. долл., которая разрабатывает месторождения «Алибекмола», «Кожасай», «Северное Бузачи», «Каракудук» и «Арман». Попытки приобрести в том же году канадскую нефтедобывающую компанию «PetroKazakhstan» столкнулись с конкуренцией со стороны китайской компании CNPC, которая перекупила контрольный пакет акций у компании OMEL.

В данной сфере является перспективным сотрудничество в области дальнейшего освоения казахстанского сектора Каспийского моря (КСКМ). Инвестиции в проекты КСКМ являются выгодным вложением капитала. В 2002 г. было выявлено 120 перспективных участков нефтегазовых месторождений с извлекаемыми запасами нефти и газа в 4,356 млрд. тонн и 518 млрд. куб. м.

Вместе с тем в 2005 г. индийская компания BPCL импортировала казахстанскую компанию в порту Джейхан и переправила через Суэцкий канал в порт Мумбаи. Ранее в 2002 г. Индия по системе «swap-поставок» приобрела 162 тыс. тонн нефти через территорию Ирана. В 2005 г. бывший министр нефти и газа Индии Ш. Айяр предложил построить нефтепровод от иранского терминала Некка в Бандер-Аббас.

Перспективным является также сотрудничество Индии и Казахстана в сфере нефтепереработки и нефтеочистки. В Индии действует программа «нефть в обмен на технологии». Индийская компания RIL обладает технологиями очистки сырой нефти в соответствии с мировыми стандартами от тяжелых сортов нефти до легких. К тому же Индия может оказывать сервисные услуги в нефтепереработке.

Индия и Узбекистан. Запасы нефти и газа в Узбекистане оцениваются по различным данным в 100-350 млн. тонн и 1,8 млрд. куб. м.

Первый визит Президента Республики Узбекистан в Индию состоялся 17-19 августа 1991 г., в ходе которого были подписаны соглашения о двустороннем сотрудничестве в области экономики, науки, техники, культуры, науки и образования. В ходе визита премьер-министра Индии Н. Рао в Узбекистан в мае 1993 г. были подписаны соглашения и договор об избежании двойного налогообложения и о продвижении и защите инвестиций. Во время

визита Президента Узбекистана в Индию в апреле 2005 г. были подписаны 20 соглашений и меморандумов о взаимопонимании, в ходе которого были определены основные направления сотрудничества: военно-техническое, образование, спорт и культура, развитие малого и среднего бизнеса, туризм, информационные технологии, банковская сфера. Нефтегазовая сфера была обозначена в качестве приоритетного направления сотрудничества. Наиболее плодотворным в двустороннем сотрудничестве в энергетической сфере является визит премьер-министра Индии М. Сингха, в ходе которого были подписаны меморандум о взаимопонимании между министерством нефти и природного газа Индии и национальной корпорацией «Узбекнефтегаз» о сотрудничестве в области нефти и газа, а также меморандум о сотрудничестве между индийской компанией GAIL и «Узбекнефтегаз». В соответствии с меморандумом взаимопонимания была создана Совместная рабочая группа с министром нефти и газа Индии и первым заместителем Генерального менеджера компании «Узбекнефтегаз». Меморандум предусматривает совместную разработку нефтегазовых месторождений индийскими компаниями в Узбекистане и компанией «Узбекнефтегаз» на паритетной основе в Индии; инвестиции в модернизацию нефтеперерабатывающих заводов; развитие совместных научных исследований в нефтегазовой сфере. В 2007 году газовая компания GAIL приобрела два месторождения в Узбекистане в Амударьинской области. В сентябре 2008 г. в Нью-Дели состоялось VIII заседание Узбекско-индийской межправительственной комиссии по торгово-экономическому и научно-техническому сотрудничеству, на котором были обсуждены возможности для индийских инвестиций в нефтехимию и систему распределения газа в Узбекистане.

Индия и Туркменистан. Туркменистан обладает запасами нефти и газа в 600 млн. тонн и 7,5 трлн. куб. м.

Дипломатические отношения между Индией и Туркменистаном были установлены в апреле 1992 г. В июне 1998 г. в Ашхабад прибыла делегация индийской нефтегазовой компании ИОС. Были рассмотрены перспективы инвестирования компании в туркменский сектор Каспийского моря. В мае 1999 г. в ходе визита министра иностранных дел Индии Дж. Сингха в Ашхабад в мае 1999 г. было подписано соглашение о создании рабочей груп-

пы в области энергетики. В октябре 2003 г. была создана межгосударственная индийско-туркменская комиссия о продвижении торгово-экономического и научно-технологического взаимодействия. В октябре 2006 г. министр иностранных дел Индии шри Е. Ахамед провел переговоры с министром иностранных дел Туркменистана Р. Мередовым о поставках газа по трубопроводу ТАПИ. В ходе функционирования Совместной рабочей группы обсуждались перспективы инвестирования индийскими компаниями в нефтегазовые месторождения туркменского сектора Каспийского моря, где было открыто 70 нефтегазоносных структур, а исследовано только 12. В 2007 г. OMEL приобрела 30% доли в оффшорном месторождении «блок 11-12» на южном участке туркменского сектора Каспийского моря. Помимо OMEL в проекте участвуют немецкая компания «Wintershal» (34%) и датская «Maersk Oil» (36%). В апреле 2008 г. в Туркменистан прибыла индийская правительственная делегация во главе с вице-президентом, председателем верхней палаты Парламента Индии Х. Ансари. В ходе визита стороны подписали Меморандум о взаимопонимании по поводу сотрудничества в области нефти и газа между Министерством нефтегазовой промышленности и минеральных ресурсов Туркменистана и Министерством нефти и газа Индии. Документ предусматривает сотрудничество двух стран в области добычи, переработки и транспортировки углеводородов, в частности, возможность строительства завода по производству сжиженного газа. В этом контексте Индия изучает возможности участия в разработке туркменского месторождения газа «Южный Йолотян-Осман».

Проблемы и перспективы нефтегазового сотрудничества Индии и стран Центральной Азии. Перспективы дальнейшего развития взаимодействия в нефтегазовой сфере лимитируются рядом факторов:

– отсутствием общей границы между ними и выхода стран Центральной Азии к мировому океану. Сухопутные коммуникации между Индией и странами региона могут проходить через Афганистан и Пакистан, Иран и КНР, что создает дополнительные преграды на пути к прокладке трубопроводов из стран региона в Индию. Проекты нефтегазопроводов через Афганистан и Пакистан проходят через нестабильные районы Афганистана,

а также Белуджистан и Синд. После свержения режима талибов в Афганистане в 2001 г. в стране участились случаи террористических атак в южных и юго-восточных районах Афганистана. В Белуджистане периодически террористическую активность проявляют сепаратистские организации. К тому же не решена проблема Кашмира, которая обостряет индийско-пакистанские отношения. Перспективы маршрута через Иран ограничиваются санкциями США и ЕС по отношению к энергетическому сектору страны. Вариант строительства трубопроводов через КНР считается малоперспективным в силу ряда обстоятельств: пограничным спором между Индией и КНР вдоль «линии Макмагона» и индийско-китайской конкуренцией в энергетической сфере. Перспективы импорта нефти в Индию по существующим трубопроводам КТК и БТД лимитируются геополитическими, политическими и экономическими факторами. КТК проходит через территорию России, в дальнейшем нефть доставляется танкерами через турецкие проливы Босфор и Дарданеллы, Суэцкий канал, Аденский пролив к портам Индии. Во-первых, существуют ограничения на проход танкеров по проливам Босфор и Дарданеллы, а также Суэцкий канал в силу экологических ограничений (правительства Турции и Египта опасаются, что разлив нефти может вызвать экологическую катастрофу). Во-вторых, имеется конкуренция со стороны стран ЕС. Нефть по данному маршруту рассчитана на европейский рынок. В-третьих, нефть прокачивается через нестабильные страны – Египет и Сомали (берега Сомали периодически подвергаются атакам со стороны пиратов); В-четвертых, на транзит казахстанской нефти по территории России действуют квоты (данная квота выросла с 2 млн. тонн в 1999 г. до 15-17,5 млн. тонн в 2005 г.). Казахстан выступает за увеличение квоты экспорта нефти по данному маршруту. Ограничение возможностей БТД связано с проблемой безопасности трубопровода. Так, нефтепровод проходит вблизи конфликтных зон: Нагорного Карабаха, Северной Осетии и Абхазии, а также Курдистана;

– конкуренцией со стороны американских, китайских, европейских и российских компаний на центральноазиатском нефтегазовом рынке. Крупные месторождения (Кашаган, Тенгиз, Карачаганак, Узень, Каламкас, Курмангазы, Кенкияк, Кум-

коль) разрабатываются американскими, европейскими, российскими и китайскими компаниями. Казахстанское правительство в силу геополитических и политических соображений при выборе инвестора отдают предпочтение данным компаниям. Французская компания «Тоталь» приобрела долю в месторождении «Курмангазы», на которую претендовала индийская компания OVL. Китайская компания «CNPC» перекупила у ONGC канадскую компанию «PetroKazakhstan»;

– высокой себестоимостью казахстанской нефти. Наиболее высокое содержание серы в нефти из месторождений «Каламкас» – 2,3% и «Каражанбас» – 2,1%, что значительно понижает качество нефти, а очистка нефти от серы требует дополнительных инвестиций. Наряду с этим бурение нефти в Каспийском море связано с рядом технических проблем. На севере залежи нефти обнаружены на глубине 5-15 метров, тогда как на юге – до 500 метров. К тому же море зимой замерзает. Крупнейшее месторождение «Кашаган» ведется на глубине 4800 м. Содержание сероводорода – 19%. Помимо этого в море имеются подводные грязевые вулканы, которые могут вызывать опасные для прибрежных месторождений взрывы. Так, согласно оценкам индийского аналитика Б.К. Сингха, стоимость добычи и доставки казахстанской нефти на индийский рынок составляет 13 долл. за баррель, в то время как нефть из Саудовской Аравии оценивается всего в 3 долл. за баррель.

Динамика и перспективы развития сотрудничества Индии и стран Центральной Азии в атомной сфере. Особенностью сотрудничества Индии и стран Центральной Азии являются экспорт урана из Казахстана и Узбекистана в Индию, обмен опытом в научно-исследовательских разработках в атомной сфере, а также перспективы экспорта атомных реакторов и технологий из Индии в Казахстан.

Индия и Казахстан. В Казахстане сосредоточено 19% мировых разведанных запасов урана. На 2010 г. добыча урана составила 17 тыс. тонн. Национальная корпорация «Казатомпром» планирует увеличить добычу урана до 27 тыс. тонн к 2018 г.

В январе 2009 г. во время визита Президента Республики Казахстан Н.А. Назарбаева в Индию была подписана Совместная декларация о стратегическом партнерстве между Казахстаном

и Индией. Ранее Казахстан оказал поддержку Индии в ходе встречи Группы ядерных поставщиков, на которой было принято решение о предоставлении Индии возможности возобновления сотрудничества с мировым сообществом в области атомной энергетики. Стороны отметили, что открываются большие перспективы для сотрудничества в области атомной энергетики. Между национальной корпорацией «Казатомпром» и Ядерной энергетической корпорацией Индии NPCIL был заключен Меморандум о взаимопонимании. Данный документ отражает интересы двух компаний по сотрудничеству в широком спектре вопросов: добыча и поставка природного урана в Индию, поставки казахстанской урановой продукции в виде топливных таблеток и сборок для атомной энергетики Индии, а также обмен опытом в научных исследованиях в томной сфере. Общий объем поставок оценивается в 2-2,5 тыс. тонн в год. В апреле 2011 г. в ходе визита премьер-министра М. Сингха в Казахстан между двумя компаниями было достигнуто Соглашение о сотрудничестве в гражданской атомной энергетике. Стороны договорились развивать сотрудничество в области науки и технологий в рамках международных ядерных режимов.

Наряду с этим обеими компаниями обсуждаются перспективы поставок индийской стороной Казахстану тяжеловодных реакторов под давлением типа PHWR мощностью 220 Мегаватт, а также приобретение NPCIL акций урановых рудников страны (в том числе путем покупки 50%-х долей в месторождениях для обеспечения бесперебойных поставок топлива на свои атомные электростанции).

Индия и Узбекистан. Перспективным является развитие сотрудничества Индии и Узбекистана в атомной сфере. Доказанные запасы урана в Узбекистане составляют 55200 тонн, тогда как добыча 2400 тонн в 2010 г. В стране обнаружено около 40 урановых месторождений, среди которых 27 наиболее крупных месторождений расположены в пустыне Кызылкум. Прогнозные запасы урана в месторождении Учкудук оценивается в 230 тыс. тонн. Во время визита премьер-министра Индии М. Сингха в Узбекистан в апреле 2006 г. стороны обсудили также перспективы поставок урана в Индию и вовлечения Индии в разработку урановых рудников в месторождении Учкудук.

Динамика развития и перспективы развития сотрудничества Индии и стран Центральной Азии в угольной сфере и возобновляемой энергетике. В угольной сфере Индия развивает сотрудничество с Узбекистаном, в сфере возобновляемой энергетики с Казахстаном и Таджикистаном.

Индия и Узбекистан. В апреле 2006 г. в ходе визита премьер-министра Индии М. Сингха в Индию между Министерством угля Индии и Государственным комитетом геологии и минеральных ресурсов Узбекистана был подписан Меморандум о взаимопонимании. Согласно меморандуму Индия примет участие в разработке и добыче угольных шахт на Ангренском и Байсунском месторождениях, а также предоставляет технологии в извлечении метана из угля. Рассматриваются перспективы поставок коксующего угля через территорию Афганистана и Пакистана в северо-западные штаты Индии.

Индия и Казахстан. Рассматриваются перспективы сотрудничества Индии и Казахстана в области ветровой энергетики. Потенциал ветроэнергетики Казахстана составляет 3 млрд. киловатт/часов. Теоретические ресурсы оцениваются в 1820 млрд. киловатт/часов. До 2030 г. Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК планируется построить вестростанции в 46 регионах страны мощностью в 40 Мегаватт. В районе Кентау частная индийская компания «NEPC India LTD», специализирующаяся в ветроэнергетике, и казахстанская энергетическая компания «Өнтүстік жарық» построили и ввели в эксплуатацию две ветряные электроустановки мощностью 0,5 Мегаватт. Обеими компаниями планируется построить ветровые электростанции мощностью в 100 Мегаватт. Также другая крупная индийская компания «NTPC» рассматривает возможности получения в Казахстане в оперативное управление Экибастузскую ГРЭС-1 мощностью 4 тыс. мегаватт, а также участия в тендерах на освоение угольных месторождений в стране.

Индия и Таджикистан. Как считают отечественные эксперты, в Таджикистане сосредоточено 4% мирового гидроэнергетического потенциала, то есть 527,06 млрд. киловатт часов в год при мощности 60,167 Гигаватт, из которых 50%, или около 260 млрд. киловатт/часов, можно использовать при нынешнем уровне развития технологий. Присутствие Индии в энергетическом

секторе Таджикистана связано с участием в гидроэнергетических проектах страны. В мае 2007 г. между Индией и Таджикистаном был подписан Меморандум о сотрудничестве в энергетической сфере, который предусматривает предоставление Таджикистану 13 млн. долл. на восстановление и модернизацию Варзобской ГЭС (мощность 12 Мегаватт). В результате модернизации станции к 2015 г. ее производительность увеличится в два раза. В сентябре 2009 г. в ходе официального визита Президента Индии П. Патила были обсуждены перспективные направления энергетического сотрудничества, которые включают в себя:

- строительство Рогунской и Даштиджумской гидроэлектростанций;
- строительство мини-гидроэлектростанций на территории Таджикистана.

3.4. Проекты нефтегазопроводов из Центральной Азии в Индию: проблемы и перспективы

В настоящее время рассматриваются три варианта маршрута трубопроводов из стран региона в Индию: через Афганистан и Пакистан (Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия, Казахстан-Туркменистан-Пакистан), через Иран (Казахстан-Туркменистан-Иран, Казахстан-Иран-Персидский залив) и через Китай (Россия-Казахстан-Китай-Пакистан-Индия).

Проекты трубопроводов через Афганистан и Пакистан. Газопровод Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия (ТАПИ). ТАПИ – проект газопровода, который начинается с месторождения Даулетабад в Туркменистане и проходит через территорию Афганистана и провинции Пакистана Белуджистана в Индию. Продолжительность газопровода составляет 1680 км. Пропускная способность проекта оценивается в 30 млрд. куб. м в год. Стоимость трубопровода составляет 7,6 млрд. долл. [124]. Рассматриваются два варианта маршрута: южный – через провинции Герат и Кандагар в Афганистане, далее провинцию Белуджистан в Пакистане к индийской границе в районе города Фазилика и северный через Мазари-Шариф, Кабул и Пешавар в Лахор и далее к индийскому городу Биканер. Индийская сторона поддерживает северный маршрут как более безопасный. Начало

строительства планируется в 2012 г., тогда как в эксплуатацию сдать стороны намерены в 2016-2017 гг. Проект финансируется Азиатским банком развития и поддерживается США как альтернатива другому проекту ИПИ.

История развития проекта. Идея о начале проекта появилась еще в начале 1980-х гг., во время советской оккупации Афганистана. Однако вывод советских войск и падение режима Наджибуллы в 1992 г. поставили под сомнение реализацию проекта. О трубопроводе вновь упомянули в 1993 г., когда аргентинская компания «Bridas» начала вести переговоры с президентом Туркменистана С. Ниязовым о прокладке трансафганского газопровода. «Bridas» приобрела 75% доли в месторождении газа «Яшлар» в юго-западной части Туркменистана в 1991 г. на международном тендере, проводимом руководством страны. Наряду с этим, компания приобрела право на разработку нефтяного месторождения «Кеймир». Президент компании А. Бургелони с 1993 г. начал лоббировать проект газопровода продолжительностью 1400 км., который предполагалось прокладывать с месторождения «Яшлар» через территорию Афганистана в Пакистан. Стоимость трубопровода варьировалась с 1,9 до 2,5 млрд. долл. В марте 1995 г. Туркменистан и Пакистан подписали соглашение о проведении технико-экономической характеристики проекта. «Bridas» планировал построить трубопровод к началу 2001 г. и намеревался прокачивать газ из других источников в Иране, Узбекистане и Афганистане. В то же самое время США с целью усиления свое геополитического присутствия в Центральной Азии и изолирования региона от России присоединились к проекту. В октябре 1995 г. американская компания «Unocal» при поддержке департамента США вытеснила компанию «Bridas» с туркменского энергетического рынка. При поддержке «Unocal» в ноябре 1995 г. руководство Туркменистана признало недействительным ранее подписанные соглашения с компанией «Bridas», а в декабре 1995 г. разорвало контракт с ней о разработке нефтяного месторождения «Кеймир». «Bridas» пыталась возратить убытки, понесенные в результате расторжения контрактов в международный арбитражный суд, но не смогла вернуть вложенные в проекты инвестиции в размере 400 млн. долл. После вытеснения компании «Bridas» реализацией проекта трансафганского трубопровода

занялись «Unocal» и саудовская компания «Delta Oil». В августе 1996 г. «Unocal», «Delta Oil», «Gasprom» и «Turkmenrosogas» подписали меморандум о прокачке газа из месторождения «Даулетабад» через Герат в Кандагар в Афганистане далее в пакистанский город Кветту с соединением с трубопроводной сетью Пакистана в районе Мультана и создали консорциум, который обеспечивал реализацию проекта. Стоимость проекта оценивалась в 2-2,7 млрд. долл. Ранее, в июле 1996 г., официальные власти Туркменистана и Пакистана и представители компаний «Unocal» и «Delta Oil» подписали соглашение о строительстве газопровода длиной в 1450 км с потенциальной способностью прокачки 20 млрд. куб. м газа в год. Согласно договору в октябре 1997 г. был создан консорциум, который планировал начать строительство в декабре 1998 г. Завершить проект планировалось к 2001 г. В центральноазиатском газопроводном консорциуме участвовали компании «Unocal» с 46,5%-й доли, «Delta Oil» – 15%, «Gasprom» – 10%, правительство Туркменистана владело 7% акций. Договор также предусматривал прокладку продолжения ветки трубопровода до Индии продолжительностью в 640 км. В сентябре 1997 г. «Unocal» и руководство Пакистана заключили долгосрочный контракт сроком на 30 лет, в котором Исламабад обязался платить 1,6-2,05 долл. за млн. БТЕ за доставленный газ к пакистанской границе. Транзит за газ по территории Афганистана предполагалось платить в размере 15 центов за млн. БТЕ. Однако, договоренность была осуществлена без участия в переговорах представителей движения «Талибан», которые считали 15 центов незначительной суммой за транзит и требовали больше. Поэтому договориться об осуществлении проекта не удалось. В 1998 г. ввиду невозможности договориться с лидерами движения «Талибан» компания «Unocal» вынуждена была покинуть проект. После ухода «Unocal» консорциум был распущен [125]. В 2002 г. после падения режима «Талибан» к проекту снова вернулись. 30 мая 2002 г. лидеры Афганистана, Туркменистана и Пакистана подписали соглашение о прокладке газопровода. Продолжительность и маршрут газопровода оставались прежним с месторождения «Даулатабад» через территорию Афганистана в Мултан в Пакистане с дальнейшим продолжением ветки до Индии. Проект в 2002 г. оценивался в 2 млрд. долл. до Пакистана и 600 млн. долл. до Индии. Техничко-экономическое обоснование

было сделано в 2003 г. [86, с. 12; 125, с. 24]. В 2005 г. к проекту присоединился Азиатский банк развития. По новому варианту газопровода планировалось прокачивать 33 млрд. куб. м газа, из которых 5 млрд. предполагалось поставлять в Афганистан и по 14 млрд. в Пакистан и Индию. Трубопровод предусматривалось тянуть до г. Фазилика на пакистано-индийской границе [126]. В 2007 г. после прихода к власти в Туркменистане Г. Бердымухамедова переговоры о реализации проекта усилились. Новый президент объявил о новой многовекторной политике в экспорте газа во всех направлениях: на север в Россию и далее в Европу, на запад в Европу, на восток в КНР и на юг в Иран и Южную Азию. В результате туркменские власти активизировали свое участие в проекте. В апреле 2008 г. лидеры Туркменистана, Афганистана, Пакистана и Индии заключили соглашение о прокладке газопровода. 11 декабря 2010 г. на саммите лидеров ТАПИ в Ашхабаде, в числе которых главы Туркменистана, Афганистана, Пакистана и министр нефти и газа Индии М. Деора, было подписано соглашение о начале строительства в 2011 г. Закончить прокладывать трубопровод планировалось к 2016 г. По договору предполагается построить газопровод по южному маршруту с поставками в начале проекта 27 млрд. куб. м с перспективой увеличения до 33 млрд. куб. м. В Афганистан прокачивается 2 млрд. куб. м, что значительно меньше, чем предусматривалось ранее заключенным соглашениям, в Пакистан и Индию по 12,5 млрд. куб. м [127, с. 113-118].

Выгоды от проекта следующие:

– экономические выгоды. Проект выгоден для всех участников. Туркменистан в лице Индии и Пакистана получит новые динамично развивающиеся рынки сбыта природного газа. Как уже указывалось выше, спрос на газ в Индии растет динамично. Темпы роста потребления газа в стране прогнозируется в 2006-2030 гг. в 4,8% ежегодного роста. В Пакистане спрос на газ ожидается увеличиться с 25,45 млн. т.н.э. в 2004 г. до 162,6 млн. т.н.э. в 2030 г. Это особенно важно, так как руководство Туркменистана намеревается диверсифицировать экспорт газа в восточном направлении в КНР и южном – в Иран и в Южную Азию. Аналогичная тема актуализировалась в 2009 г., когда из-за конфликта с компанией «Gasprom» и снижения спроса в Европе экспортные доходы страны резко сократились. Афганистан получит

1,4 млрд. долл. в виде доходов от транзита газа по территории страны, новые рабочие места и инвестиции в инфраструктуру. С одной стороны, Пакистан получит новый источник поставок газа. Доля газа в энергетическом балансе страны составляет 45%. Запасы газа на крупном месторождении в Суи (Белуджистан) сокращаются. Спрос опережает добычу. С другой – экономика Пакистана заработает 700 млн. долл. от транзита в Индию. Туркменский газ наряду с иранским считается наиболее привлекательным для Индии. Доставка трубопроводного газа Туркменистана обойдется Индии значительно дешевле сжиженного газа, импортируемого из Катара и тем более из Австралии, Малайзии, Брунея и Индонезии. Так, согласно вычислениям индийского экономиста А. Сингха, при 80 долл. за баррель нефти стоимость электроэнергии, потребляющей сжиженный газ из Катара, составляет 7,17 рупий за киловатт/часов, тогда как трубопроводный газ стоит 5,3 рупий за киловатт/часов;

– геополитические выгоды. Прокладка газопровода ТАПИ способствует дальнейшему углублению сотрудничества между Индией с Афганистаном и Пакистаном, с одной стороны, и Индией со странами Центральной Азии – с другой, в том числе в энергетической сфере. В настоящее время Индия активно инвестирует в экономику Афганистана. Инвестиции в основном вкладываются в развитие инфраструктуры и электроэнергетики. Общие энергетические проекты стимулируют рост взаимодействия между Индией и Пакистаном как в экономической, так и в сфере безопасности. Значительно вырос объем торговли между двумя странами. Обе страны активно участвуют в антитеррористической операции. Увеличилась инвестиционная активность Индии в Пакистане. Реализация проекта стимулирует рост инвестиций Индии не только в Туркменистане, но и в Узбекистане и Казахстане, в частности в энергетический сектор. Индия намеревается инвестировать в оффшорные нефтегазовые месторождения Туркменистана;

– социальные выгоды. Осуществление проекта способствует укреплению политической стабильности, как в странах-поставщиках газа, так и странах-потребителях. Доходы от транзита газа в Афганистане и Пакистане снизят социальную напряженность, так как в ходе реализации проекта увеличатся инвестиции в данные страны, что способствует увеличению

занятости населения и пополняемости государственного бюджета. Сократится безработица, увеличатся социальные проекты в сферу образования, здравоохранения и т.д., что, в свою очередь, повысит уровень жизни населения, а также снизит социальную базу террористических организаций;

– политические выгоды. Рост инвестиций стимулирует экономическую активность. Рост доходов в государственный бюджет будет способствовать не только социально-экономическим преобразованиям в странах-участниках проекта, но и расширению социальной базы политических режимов. Это особенно актуально для Афганистана, Пакистана и Туркменистана, где существование режимов зависит от успешности социально-экономических реформ. В то же время проект будет способствовать усилению политической и экономической взаимозависимости стран-участниц проекта и стимулированию интеграционных процессов в Южной и Центральной Азии сначала в сфере энергетики, впоследствии в торговле.

Инвестиционные риски проекта связаны с:

– ресурсами газа в Туркменистане. В настоящее время поднимается вопрос о способности месторождения «Даулетабад» обеспечить пополняемость трубопровода. Запасы газа на месторождении оцениваются 1,3 трлн. куб. м. Долгосрочный контракт между участниками проекта предусматривает ежегодные поставки газа в объеме в среднем 30 млрд. куб. м в течение 25 лет. Запасы газа достаточны, но добыча растет крайне медленно, а иногда даже сокращается. В 2000-2008 гг. добыча газа выросла с 42,5 до 66,6 млрд. куб. м, а в 2009 г. снизилась до 36,4 млрд. куб. м. Низкие темпы роста добычи газа связаны с низкими темпами роста инвестиций в нефтегазовый сектор страны и устаревшими технологиями добычи и переработки;

– конкуренцией со стороны других трубопроводов. Руководство Туркменистана заключило контракты о поставках газа в Россию, Украину, КНР и Иран. В апреле 2003 г. Туркменистан подписал долгосрочное соглашение с компанией «Gazprom» о поставках газа в Россию сроком на 25 лет. В 2004 г. экспортировано 5-6 млрд. куб. м, в 2005 г. – 6-7 млрд. куб. м, в 2006 г. – 10 млрд. куб. м с расширением поставок до 60-70 млрд. куб. м с 2007 г. и 80 млрд. куб. м в 2009-2028 гг. К тому же, Туркменистан подписал договор с Ираном о поставках газа объемом в 6 млрд. куб. м на

первом этапе с расширением экспорта до 20 млрд. куб. м на последующих стадиях. Наряду с этим, Ашхабад заключил соглашение о поставках 40 млрд. куб. м газа в КНР сроком на 25 лет. На первой стадии к 2010 г. предполагается экспортировать в КНР 13 млрд. куб. м, на второй – к 2013 г. 30 млрд. куб. м с перспективой расширения до 40 млрд. куб. м. Итого Туркменистан заключил соглашения об экспорте 140 млрд. куб. м газа. Потенциальные возможности газопроводов из Туркменистана оцениваются в 105 млрд. куб. м. В 2011 г. Туркменистан экспортировал 10 млрд. куб. м в Россию, 10 млрд. куб. м в Иран и 11 млрд. куб. м в КНР. Кроме того, Туркменистан планирует экспортировать 30 млрд. куб. м газа в западном направлении по транскаспийскому трубопроводу с перспективой присоединения к газопроводу «Набукко» к 2014 г., 10 млрд. куб. м в северном направлении по прикаспийскому газопроводу и 30 млрд. куб. м по трубопроводу Туркменистан-Иран-Турция на рынки Европы. На сегодняшний день данные трубопроводы не построены, но они рассматриваются. Таким образом, для того чтобы выполнять обязательства по поставкам газа по всем существующим и планируемым газопроводам, Туркменистану потребуется 205 млрд. куб. м в год. Как указывалось выше, добыча газа растет крайне медленно, а в некоторые годы даже сокращается. К тому же растет потребление газа внутри страны. Спрос на газ увеличился с 12,2 млрд. куб. м в 2000 г. до 22,6 млрд. куб. м в 2010 г. Суммируя вышесказанное, можно констатировать то, что ресурсов Туркменистана не достаточно для заповняемости газопровода ТАПИ и реализация проекта будет зависеть от реализации других разрабатываемых и планируемых проектов и выполнения Ашхабадом обязательств по подписанным соглашениям о поставках. Россия, КНР и Иран рассматривают ТАПИ как конкурентный проект и не заинтересованы в реализации проекта. Российский «Gasprom» и Иран лоббируют альтернативный проект газопровода ИПИ;

– угрозой безопасности газопровода. Как южный, так и северный варианты трубопровода проходят по территории нестабильных районов Афганистана и Пакистана. Так, поставки газа по нефтепроводу БТД несколько раз прерывались в результате террористической активности курдских сепаратистов. То же самое происходило в Ираке. Террористический акт, совершенный организацией Белуджский Либеральный фронт в январе 2003 г. в трубопроводе,

прервал на некоторое время поставки газа в центральные районы Пакистана. На территории СЗПП и Афганистана действуют группировки организации «Талибан». В 2008-2009 гг. участились террористические акты на территории Афганистана;

– индийско-пакистанским противоречиями. После образования двух доминионов Индии и Пакистана усилились противоречия между ними. Миграционные волны индусов и сикхов в Индию и мусульман в Пакистан сопровождалась ростом насилия, в результате которых погибли сотни тысяч человек. Это обстоятельство наложило негативный отпечаток на развитие индийско-пакистанских отношений. На психологическом уровне пакистанцы смотрят на Индию как на главного врага, и внешняя политика Исламабада строится на противостоянии с Нью-Дели. К тому же между Индией и Пакистаном неурегулирован спор вокруг бывшего княжества Кашмир. Обе стороны претендуют на его территорию и обвиняют друг друга в незаконности притязаний на него. Кашмирская проблема стала причиной ряда конфликтов между двумя государствами в 1947-1948 гг., 1965 г., 1971 г. и Каргильского конфликта 1999 г. Наряду с этим не разрешены другие территориальные споры (ледник Сиачен и т.д.). Однако в 2000-х гг. наметилась тенденция к улучшению индийско-пакистанских отношений на экономическом и политическом уровнях с периодическими обострениями. Так, двусторонняя торговля между двумя государствами динамично увеличилась с 193 млн. долл. в 1996 г. до 2,233 млрд. долл. в 2007 г. В июле 2006 г. оба государства подписали соглашение о «свободной торговле в Южной Азии» (SAFTA), что послужило началом экономической интеграции в регионе. Пакистан ликвидировал таможенные ограничения в торговле с Индией. В октябре 2008 г. открылись торговые сообщения между индийским штатом Джамму и Кашмир и пакистанской частью Азад Кашмир по линии автомобильных дорог Сринагар-Музаффарбад и Пунч-Равалкот. Усилились контакты на личностном уровне между Индией и Пакистаном на «линии контроля». В 2003 г. открылось автобусное сообщение между Сринагаром и Музаффарбадом и железнодорожный маршрут между Кхокхрапар и Мунабао. На политическом уровне Индия и Пакистан начали вести переговоры об урегулировании кашмирской проблемы. В апреле 2003 г. президент Пакистана П. Мушарраф во время визита в Нью-Дели подписал соглашение с

премьер-министром Индии М. Сингхом о Кашмире. Хотя «линия контроля» не объявлялась государственной границей между двумя государствами, обе стороны пошли на ряд уступок в Кашмире, в частности договор касался неизменности «линии контроля» и значительно сокращалась численность военных подразделений на границе. Под нажимом Индии Пакистан объявил ряд исламистских организаций («Лашкар-э-тойба» и «Джаиш-и-мухаммад»), базирующихся на территории страны террористическими, а лидер данной организации Хафиз Саид был арестован в Лахоре в декабре 2008 г. [128, с. 337-339] Усилился переговорный процесс как на двусторонней, так и на многосторонней основах. Участилось взаимодействие на многосторонней основе в рамках организации СААРК, в политической, экономической и гуманитарной сферах. Перспективы расширения двусторонних контактов лимитируются рядом факторов:

- как в Пакистане, так и в Индии существуют внутренние политические силы, не заинтересованные в развитии двусторонних взаимоотношений. Это армейская верхушка и исламистские организации в Пакистане и коммуналистские партии в Индии;

- исламский внешний фактор оказывает влияние на динамику двусторонних отношений. Усилилось давление на политический режим Пакистана исламистских радикальных групп, например Аль-Каиды и движения «Талибан». Недовольство политикой официального режима проявляется в террористических актах против представителей правящего режима;

- ростом внутривнутриполитической нестабильности в Пакистане. В 1990-2000-х гг. усилились сепаратистские настроения в Белуджистане, противоречия между суннитами и шиитами в Синде, а также между синдцами и мухаджирами в крупнейшем городе Карачи. В СЗПП талибами участились террористические акты. Наряду с этим, увеличилась социальная база фундаменталистов, что позволило им создать крупную фракцию в нижней палате парламента;

- коммерческими рисками. Если Индия откажется от участия в проекте, то он будет нерентабельным. В 2000-х гг. в Афганистане обнаружили крупные запасы газа. В настоящее время в Пакистане спрос на газ, главным образом, покрывает внутренняя добыча. Несмотря на то, что запасы газа в стране истощаются, Исламабад, по крайней мере, до 2015 г. будет импортировать газ в незначительных количествах. Индийские аналитики опасаются, что Пакистан будет

использовать трубопровод как средство политического нажима на Индию. Поэтому Нью-Дели рассматривает альтернативные проекты импорта газа, минуя территорию Пакистана;

– техническими рисками. Трубопровод проходит через горные районы со сложными климатическими условиями, где фактически отсутствует инфраструктура. Доставка к месту прокладки газопровода материалов сопряжена большими материальными затратами, что значительно удорожает реализацию проекта;

– политическими рисками. Хотя политический режим в Туркменистане считается стабильным, инвестирование в энергетические проекты связано с рисками. Были прецеденты, когда руководство Туркменистана на односторонней основе приостанавливало действие контракта (случай с аргентинской компанией «Bridas», когда международное соглашение, подписанное между ней и высшими эшелонами власти Туркменистана было расторгнуто Ашхабадом). Как считают эксперты, в Туркменистане не достаточно развит механизм защиты иностранных инвестиций.

Альтернативные проекты. Конкурирующими проектами экспорта газа в Индию считаются газопроводы ИПИ, Оман-Пакистан-Индия, Катар-Пакистан-Индия, Мьянма-Бангладеш-Индия, Бангладеш-Индия, и добыча газа внутри страны, а также поставки сжиженного газа из Ирана и Катара.

Преимущества ИПИ перед ТАПИ. Главным конкурирующим проектом ТАПИ является газопровод ИПИ, который, как указывалось выше, длится с Ассалеуха до Ираншахра в Иране через территорию Белуджистана и Синда в Дели. Источником трубопровода ИПИ является месторождение «Южный Парс». Преимущества проекта над ТАПИ связаны с:

– ресурсами газа. Запасы газа в Иране оцениваются в 29,6 трлн. куб. м, что значительно больше показателей Туркменистана (8 трлн. куб. м). Доказанные запасы газа в месторождении «Южный Парс» оцениваются в 14,2 трлн. куб. м, что на порядок больше чем в месторождении «Даулетабад» (1,4 трлн. куб. м);

– качеством газа. Газ в Иране более высокого качества, чем туркменский газ. Газ в месторождениях Туркменистана характеризуется высоким содержанием серы, что требует больших инвестиций на переработку и снижает его конкурентоспособность;

– факторами безопасности. Газопровод ТАПИ проходит по территории нестабильных районов Афганистана, где территория

контролируется полевыми командирами и идет противостояние между коалиционным войсками и талибами.

Преимущества ИПИ перед ТАПИ связаны с:

– факторами геополитического характера. Прокладка газопровода ТАПИ поддерживается США, которые намерены лоббировать строительство трубопроводной сети из Центральной Азии в обход Ирана и России. К тому же санкции, принятые США и ЕС по отношению к Ирану, препятствуют к включению в строительство и финансирование проекта крупных европейских и американских нефтегазовых компаний и международных финансовых организаций;

– экономическими факторами. Расстояние маршрута трубопровода из Туркменистана до Индии составляет 1689 км., что значительно меньше, чем маршрут ИПИ (2775 км.). Это обстоятельство снижает расходы в виде ренты государствам-транзитерам. Наряду с этим до настоящего времени между Ираном, с одной стороны, и Пакистаном и Индией – с другой, ведутся дискуссии по поводу цены за газ, тогда как руководство Туркменистана согласилось поставлять газ по фиксированной цене. Хотя в обоих случаях учитывается волатильность цен на нефть и газ. Кроме того, потребление газа в Иране растет также динамично, как и добыча (потребление в 2000 г. было на 2,7 млрд. куб. м больше, чем добыча, в 2010 г. добыча на 1,4 млрд. куб. м стала больше, чем потребление). Тогда как в Туркменистане соотношение между потреблением и добычей в 2000 г. составило 30,3 млрд. куб. м в пользу добычи, которое снизилось до 19,3 млрд. куб. м в 2010 г.

Другие альтернативные маршруты трубопроводов из Омана и Катара (Оман-Пакистан-Индия и Катар-Пакистан-Индия) предполагают прокладку газопровода на глубине моря или присоединения Катара к проекту газопровода ИПИ. Однако реализация данных проектов сопряжена с трудностями экономического и технического характера. Это связано с недостаточностью запасов газа в Омане и сложностью прокладки газопровода на глубине Аравийского моря. Осуществление проекта трубопровода ИПИ открывает большие возможности для подключения к проекту Катара, однако вышеуказанные причины ограничивают перспективы реализации данного проекта на ближайшую перспективу. С вводом в эксплуатацию газопроводов Мьянма-Бангладеш-Индия и Бангладеш-Индия будут обеспечиваться газом объемом в 11,6 млрд. куб. м,

главным образом, северные и восточные штаты Индии – Западная Бенгалия, Орисса, Уттар-Прадеш и Дели. Однако, проблемы политического, экономического и технического характера лимитируют перспективы импорта газа по данным маршрутам.

Добыча газа внутри страны на оффшорных месторождениях вблизи западных штатов Индии предполагает удовлетворение спроса на газ в западных и южных штатах Индии. К тому же нефтегазовые месторождения в Индии в основном являются глубоководными, а также отсутствует соответствующая трубопроводная инфраструктура из месторождений до потребителя, что приводит к дополнительным расходам на добычу и доставку газа до потребителя. Добыча каменноугольного газа (метана) только началась и предусматривает увеличение добычи только до 2,7 млрд. куб. м к 2015 г., что недостаточно для удовлетворения спроса. Добыча гидратов газа в Индии только планируется, однако технологии производства недостаточно развиты и требуют крупных инвестиций.

С точки зрения рентабельности поставок сжиженного газа из Ирана в Индию данный проект считается наиболее перспективным, так как, согласно подсчетам индийского экономиста А. Сингха, цена за электроэнергию от сжиженного газа почти такая же, как и трубопроводного газа (5,4 рупий за киловатт/часов против 5,3 для иранского газа при цене 80 долл. за баррель нефти). Но главным преимуществом проекта является тот факт, что сжиженный газ будет доставляться, минуя территорию Пакистана и Афганистана, что особенно важно для безопасности поставок. Однако перспективы поставок сжиженного газа из Ирана лимитируются проблемами геополитического характера. Санкции США и ЕС по отношению Ирана препятствуют инвестированию иностранных компаний, в том числе индийских в строительство заводов по сжижению газа, что особенно важно в технологической цепочке поставок. Собственные технологии по сжижению газа в Иране отсутствуют. Что касается поставок сжиженного газа из Катара в Индию, то они в настоящее время ведутся, однако перспективы расширения импорта ограничиваются низкой конкурентоспособностью проекта относительно трубопроводных проектов ТАПИ и ИПИ (стоимость электроэнергии за киловатт/часов катарского сжиженного газа составляет 7,17 рупий, тогда как за трубопроводный газ следует платить 5,3 рупий).

Нефтепровод Туркменистан-Афганистан-Пакистан (ТАП). Обсуждаемым проектом в 1990-х гг. считается трубопровод ТАП, который предполагается построить из Туркменабада (прежнее название Чарджоу) в Туркменистане через территорию Афганистана к побережью Пакистана и далее танкерами в Индию. Прокладка нефтепровода рассматривалась с 1995 г. компанией «Unocal». Продолжительность трубопровода оценивалась в 1600 км., а его пропускная способность оценивалась в 50 млн. тонн в год. В перспективе планировалось подключить к проекту нефтяные месторождения бассейна Амударьи в Туркменистане и Узбекистане и месторождение Кумколь в Центральном Казахстане. Однако, нестабильная ситуация в Афганистане и неудачи во ведении переговоров с лидерами движения «Талибан» по поводу реализации нефтепровода способствовали приостановлению проекта. В дальнейшем к нему больше не возвращались.

Иранский вариант маршрута трубопроводов. В настоящее время действует договоренность между Казахстаном и Ираном от 2002 г. о «swap-поставках». Казахстан через порт Актау танкерами перекачивает нефть в иранский порт Амирабад и далее на нефтеперерабатывающие заводы Ирана в обмен иранская сторона поставляет эквивалентное количество нефти из Персидского залива на рынки Южной и Юго-Восточной Азии. По данному маршруту было экспортировано в Индию 262 тыс. тонн нефти в 2002 г.

Следующий маршрут предполагает прокладку нефтепровода Казахстан-Туркменистан-Иран протяженностью 2080 км, который начинается от месторождения Узень, по территории Туркменистана огибает с юга Каспийское море и далее через территорию Ирана доходит до острова Харк в Персидском заливе. В дальнейшем предусматривается доставлять нефть танкерами в Индию и Пакистан. Стоимость проекта оценивается в 2 млрд. долл. и находится на стадии рассмотрения. Рентабельность проекта обеспечивается, если по данному трубопроводу перекачивается не менее 25 млн. тонн нефти в год.

Также существует возможность перекачки казахстанской нефти в Индию по транспортному пути «Север-Юг». В 2000 г. между Индией, Ираном, Оманом и Россией был подписан договор о создании транспортной сети из порта Мумбаи через территорию Ирана, Каспийское море и далее через российские порты Оля и Астрахань, используя Волго-Донскую водную инфраструктуру в Западную и

Северную Европу. С началом эксплуатации транспортного коридора «Север-Юг» открываются перспективы для прокачки нефти из стран центральноазиатского региона на южноазиатские рынки. Поставки углеводородов из Центральной Азии в Индию считаются наиболее выгодными, так как этот путь наиболее короткий и проходит по безопасному маршруту. Однако перспективы прокладки трубопроводов по данному маршруту связаны с определенными трудностями:

– геополитического характера. Санкции США и ЕС относительно Ирана не позволяют включиться в проекты трубопроводов американским и европейским нефтегазовым компаниям как потенциальным инвесторам;

– технико-экономического характера. Трубопровод Казахстан-Туркменистан-Иран планируется проложить через горные цепи и пустыни, что затрудняет строительство и увеличивает инвестиции в проекты.

Китайский вариант маршрута трубопроводов. Рассматривается проект нефтепровода Россия-Центральная Азия-Китай-Индия. Трубопровод начинается из сибирских месторождений России через действующий нефтепровод Омск-Павлодар-Чарджоу по трубопроводам Казахстан-Китай в Кашгар и далее через Синьцзян и Ладакх в Кашмир, минуя ледник Сиачен и Химачал-Прадеш в Индию. Стоимость проекта оценивается в 15 млрд. долл. [129, с. 12]. В перспективе планируется подключить к нефтепроводу казахстанскую нефть из Кашагана по трубопроводу Казахстан-Китай и туркменскую нефть из Чарджоу. Однако перспективы реализации проекта лимитируются проблемами геополитического, политического и технико-экономического характера:

– геополитические риски. В осуществлении проекта трубопровода не заинтересована китайская сторона. КНР рассматривает Индию в качестве конкурента в импорте нефти из Казахстана и России. Особенно данная проблема актуализировалась в связи с оккупацией Ирака англо-американскими войсками в 2003 г. и подписанием американо-индийского соглашения о сотрудничестве в сфере атомной энергетики 2007 г. Усиление влияния США на Ближнем и Среднем Востоке поставило под угрозу поставки энергоресурсов из данного региона в КНР, что стимулирует расширение китайского присутствия в России и центральноазиатском регионе. Американо-индийское ядерное

соглашение способствовало признанию Индии в качестве де-факто ядерной державой и развитию тесного экономического сотрудничества между обоими государствами. Пекин опасается, что сближение Нью-Дели с Вашингтоном и Москвой может привести к его изоляции. С 1992 г. КНР препятствует строительству индийской стороной железной дороги из Казахстана и Кыргызстана в Индию через территорию Синьцзяна. К тому же Пекин считает, что реализация проекта будет способствовать расширению влияния Нью-Дели в Синьцзяне и Тибете;

– политические риски. До настоящего времени между Индией и КНР не урегулирован пограничный спор по поводу «линии Макмагона». Подписанный в Шимле договор 1914 г. о демаркации границы между эмиссаром Британской империи и представителем автономного района Тибета о демаркации границы вдоль расчерченной линии считается незаконной китайской стороной, так как на соглашении не присутствовали представители Пекина. В 1962 г. под предлогом территориальных притязаний к Индии в Кашмире КНР оккупировала Аксай чин в Ладакхе, а в 1963 г. приобрел у Пакистана часть округа Гильгит, где начала строительство Каракорумского шоссе. Попытки договориться с Пекином о демаркации границы, предпринятые индийской стороной после потепления отношений между ними в 1980-х гг., закончились неудачно. Вместе с тем, проект трубопровода проходит вдоль «линии контроля» в Кашмире, где периодически вспыхивают военные перестрелки между Индией и Пакистаном;

– технико-экономические риски. Нефтепровод проходит по территории со сложным географическим рельефом вдоль горных хребтов Джунгарского Алатау, Тянь-Шаня, Гиндукуша и Гималаев, а также пустыни Такла-Макана в Синьцзяне. Приходится тянуть трубопровод на высоте до 5000 м над уровнем моря с резкими перепадами температуры. Необходимо прокладывать нефтепровод таким образом, чтобы нефть перекачивалась под давлением снизу вверх. Следовательно, данные обстоятельства значительно удорожают стоимость прокладки трубопровода, что снижает конкурентоспособность российской и центральноазиатской нефти по сравнению с поставками по другим маршрутам.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении можно сделать следующие выводы:

1. Идеи реализма, неореализма, либерализма, неореализма оказывают большое влияние на формирование и развитие внешнеполитической стратегии в области энергетики. Борьба за энергетические ресурсы, так же как и интенсификация двустороннего и многостороннего сотрудничества в области энергетики, является основным фактором, на котором базируется внешняя энергетическая политика. Идеологической основой внешней политики Индии являются в разные периоды идеи Дж. Неру и М. Ганди (нерувианизм), неолиберализм и гиперреализм, в основе которых лежит принцип «экономика важнее политику». Синтез данных идеологических парадигм формирует внешнюю энергетическую политику Индии. Концептуальной основой энергетической политики является обеспечение безопасности поставок энергетических ресурсов для нормального функционирования экономики. Срывы поставок и рост цен на нефть ведут к снижению темпов экономического роста. С целью снижения негативного фактора срыва поставок и увеличения цен на нефть Индия строит новую энергетическую стратегию, основой которой является диверсификация источников поставки энергетических ресурсов. Во внутренней политике она предполагает стимулирование развития атомной, солнечной, ветровой, гидро- и биоэнергетики, роста добычи нетрадиционного газа из угольных пластов (метана), сланцевого и гидратов газа, внедрение энергосберегающих технологий в экономике, стимулирование инвестиций в нефтегазовый сектор и разработку месторождений углеводородов путем инициирования программы NELP, развитие нефтегазовой инфраструктуры и создание стратегических резервов нефти и газа. Во внешней политике предусматривается диверсификация импорта нефти,

продвижение индийских энергетических компаний в разработке нефтегазовых месторождений в Африке, Латинской Америке, Азиатско-Тихоокеанском регионе, на Ближнем и Среднем Востоке и в Центральной Азии, увеличение импорта сжиженного газа из Катара и участие в межрегиональных трубопроводных газовых проектах, а также развитие сотрудничества в атомной сфере с США, странами ЕС, Россией, Канадой для развития атомной энергетики, а также участие в гидроэнергетических проектах в Бутане, Непале, Таджикистане и в перспективе в Кыргызстане.

2. Эволюция нефтяной политики Индии прошла три этапа развития: 1-й этап (1947-1960 гг.), 2-й этап (1960-1991 гг.) и 3-й этап (1991-по настоящее время). Первый этап характеризуется тем, что нефтяная промышленность находилась под контролем британских и американских компаний, которые регулировали поставки нефти в страну. Во время второго этапа развивается сотрудничество Индии с СССР. Советский Союз становится главным экспортером нефти в Индию. Хотя Ближний и Средний Восток сохраняет лидирующее положение в качестве основного поставщика нефти в Индию. Во время третьего этапа Индия разрабатывает новую энергетическую стратегию, которая предполагает инициирование программы NELP, диверсификацию поставок нефти и продвижение индийских компаний в разработке нефтегазовых месторождений по всему миру. Развитие атомной политики можно также разделить на три этапа: 1-й этап (1956-1974 гг.), 2-й этап (1974-2005 гг.) и 3-й этап (2005-по настоящее время). На первом этапе Индия развивает сотрудничество с США и Канадой, импортируя атомные реакторы и ядерные технологии. США и Канада также поставляли Индии урановое топливо. На втором этапе развивается атомное сотрудничество с СССР и Францией. Из-за испытаний ядерного устройства США и Канада минимизируют сотрудничество с Индией. На третьем этапе Индия заключает соглашение о возобновлении атомного сотрудничества с США и другими ядерными поставщиками. Индия также расширяет географию импорта урана путем заключения соглашений о поставках урана с Россией, Казахстаном, Намибией, Монголией.

3. Ближний и Средний Восток остается основным поставщиком нефти в Индию. Хотя его доля в импорте снизилась с 80%

до 72%. Геополитическое значение региона для Индии определяется крупными запасами нефти и газа, близким географическим расположением, высоким качеством и низкими затратами на добычу и транспортировку, что значительно повышает их себестоимость. Индия инвестирует в нефтегазовые проекты в Иране, Ираке, Сирии, Йемене. Рассматривается прокладка газопроводов из Омана и Катара. Однако эти проекты технически трудно реализуемы. Наиболее рентабельным считается проект газопровода ИПИ. Тем не менее, этот проект считается малоперспективным вследствие санкций США, наложенных на Иран, индийско-пакистанскими противоречиями и политической нестабильностью в Белуджистане. В целом, перспективы развития энергетического сотрудничества Индии и стран Ближнего и Среднего Востока лимитируются внутривнутриполитической нестабильностью в странах региона, межгосударственными конфликтами, ростом влияния США, ЕС и КНР в регионе, компании которых конкурируют с индийскими.

4. Интенсифицируется энергетическая политика Индии в Латинской Америке, Африке и Азиатско-Тихоокеанском регионе. Ивент-анализ энергетических проектов Индии показывает, что в 2002-2010 гг. значительно возросла активность индийских компаний, в особенности в Латинской Америке. Количество проектов Индии увеличилось с 1 в 2002 г. до 60 в 2010 г., из которых 34 проекта разрабатываются в странах Латинской Америки, в Африке – 12 проектов, Азиатско-Тихоокеанском регионе – 10 и на Ближнем и Среднем Востоке – только 5.

5. Степень роста потребления энергетических ресурсов зависит от динамики роста населения, экономики, колебаний цен на нефть и внедрения энергоэффективных технологий. Глобальные тенденции развития энергетики характеризуются переходом энергетики от потребления невозобновляемых источников энергии (нефть и уголь) к возобновляемым и экологически чистым видам энергетики (гидроэнергетика, ветровая, солнечная и геотермальная энергетика, а также газ, хотя он не является возобновляемым энергетическим ресурсом). Однако нефть и уголь сохраняют доминирующее положение в глобальном энергобалансе. Рост потребления атомной энергии лимитируется проблемой обеспечения безопасности. Переход к возобновляемым источ-

никам энергии зависит от степени исчерпаемости невозобновляемых энергетических ресурсов. В Индии ситуация аналогичная. Бурно развиваются гидроэнергетика, биоэнергетика, солнечная и ветровая энергетика. Однако в настоящее время они не играют значительной роли в энергобалансе страны. Под влиянием высоких цен на нефть правительство Индии проводит политику диверсификации, которая направлена на стимулирование развития атомной и возобновляемой энергетики, расширение добычи угля, нефти и газа внутри страны и внедрение энергоэффективных технологий в экономике. Высокая динамика экономического роста способствует динамичному росту потребления основных энергетических ресурсов. Производство угля растет менее динамично, чем потребление. К тому же уголь в Индии характеризуется низким качеством. Добыча нефти достигла своего пика и, несмотря на инициирование программы NELP, постепенно сокращается. К 2020 г. экспертами МЭА прогнозируется исчерпание основных месторождений на шельфе. Потребление растет быстрыми темпами. Темпы роста добычи газа значительно ниже темпов увеличения потребления. Доля импорта угля, нефти и газа в структуре потребления повышается. Касательно электроэнергии в Индии разница в балансе производства и потребления невысокая. Динамично растет и производство и потребление. Хотя северные регионы Индии испытывают дефицит в электроэнергии и поэтому импорт в данные регионы растет. Статистический анализ роста производства и потребления показывает, что разница между производством и потреблением возрастает, тем самым, возрастает импорт. В Центральной Азии ситуация отличается. Регион обладает значительными и избыточными запасами угля, нефти, газа, урана и гидроэнергии. Высокие цены на нефть способствуют динамичному росту производства. Основные месторождения нефти и газа открыты в 1990-2000-х гг. Недостаточно изучен шельф Каспийского моря туркменского и казахстанского секторов. Быстрыми темпами растет добыча угля, нефти, газа и урана. Потребление растет менее динамично. Рост цен на энергетические ресурсы повышают стоимость экспорта стран региона, что дает дополнительный стимул для роста производства. Статистический анализ роста производства и потребления свидетельствует о том, что производство растет более быст-

рыми темпами, чем потребление и данная разница растет, таким образом, увеличивается экспорт.

6. Рост потребления и импорта угля, нефти, газа, урана и электроэнергии активизирует внешнюю энергетическую политику Индии, в том числе и на центральноазиатском направлении. Индийские аналитики стали рассматривать регион в качестве одной из альтернатив Ближнему и Среднему Востоку. Геополитическая важность региона во внешней политике Индии определяется не только присутствием в нем крупных запасов угля, нефти, газа, уран и значительным гидропотенциалом, но и выгодным геостратегическим положением Центральной Азии на перекрестке коммуникаций Север-Юг и Запад-Восток с перспективой использования его транзитного потенциала, крупными запасами минеральных ресурсов, благоприятным инвестиционным климатом, стабильной внутривнутриполитической ситуацией с динамично развивающейся экономикой и соответственно рынком сбыта, а также опасением индийцев перед возрастающим ростом влияния КНР и в какой-то степени Пакистана и исламского экстремизма в регионе.

7. Нефть и газ играют важную роль в экономике и внешней политике стран Центральной Азии. В Казахстане доля нефти в общих доходах в государственный бюджет составляет 30%, тогда как в Туркменистане доля нефти и газа – 50%. Поэтому определение экспортных маршрутов углеводородов является главным фактором во внешней политике стран Казахстана и Туркменистана. Основными рынками экспорта углеводородов Казахстана, Туркменистана и Узбекистана являются страны ЕС, КНР и Иран. Нефть и газ стран региона экспортируются по существующим трубопроводам: КТК, Атырау-Самара, САЦ в северном направлении через Россию, БТД в западном направлении, нефтепровод Центральная Азия-Китай и газопровод Казахстан-Китай в восточном направлении и Туркменистан-Иран в южном направлении. В настоящее время нефть из стран региона прокачивается в Индию по нефтепроводу БТД и по схеме «своп-поставок» через Иран. Перспективы экспорта в Индию зависят от усиления геополитической конкуренции вокруг маршрутов экспорта углеводородов.

8. Основными направлениями энергетического сотрудничества Индии и стран Центральной Азии являются нефтегазовая

и атомная сфера. Взаимодействие в сфере возобновляемой энергетики находится на минимальном уровне. Высокие цены на нефть, свержение режима талибов в Афганистане и усиление политической нестабильности на Ближнем и Среднем Востоке стимулируют Индию развивать энергетические проекты в Центральной Азии. В 2001-2011 гг. интенсифицировалось взаимодействие в энергетической сфере между Индией и странами Центральной Азии. Если в 1990-х гг. в отношениях между Индией и странами региона доминировал экономический фактор, то после 2001 г. одной из главных тем переговоров стала энергетическая тематика. Основными событиями развития нефтегазового сотрудничества являются заключение меморандума о взаимопонимании между Индией и Казахстаном в освоении месторождения «Сатпаев» в 2009 г. и подписание двустороннего соглашения о предоставлении 25% доли индийской компании OMEL в 2011 г. В тех же годах между двумя государствами было подписано меморандум и соглашение о развитии сотрудничества в атомной сфере. Индия и Узбекистан в 2007 г. подписали меморандум о взаимопонимании в развитии сотрудничества в нефтегазовой и угольной сферах. В Туркменистане Индия разрабатывает нефтегазовые месторождения на туркменском шельфе Каспийского моря в блоке 11-12. Ведутся переговоры о вовлечении OMEL в разработку крупнейшего месторождения Йолотян-Осман.

9. Трудности в развитии взаимодействия между Индией и странами Центральной Азии связаны с отсутствием общей границы и тем, что будущие сухопутные коммуникации к региону проходят через нестабильные и враждебные страны и провинции (Афганистан, западные провинции Пакистана – СЗПП и Белуджистан, с которым к тому же периодически обостряются отношения в связи с неурегулированностью статуса Кашмира), КНР, с которой нерешен пограничный спор по поводу «линии Макмагона», и Иран, на который наложили санкции США и ЕС. К тому же большой проблемой во взаимодействии Индии и стран Центральной Азии являются как коррупционная активность в странах Центральной Азии, так и отсутствие политических и экономических механизмов регулирования взаимодействия между ними. Наряду с этим, «индийское лобби» в Центральной Азии не

играет значительной роли в принятии политических решений в странах региона.

10. Рассматриваются различные варианты нефтегазовых трубопроводов из стран Центральной Азии через Афганистан и Пакистан (газопровод ТАПИ, нефтепровод ТАП), Иран («своп-поставки» нефти из Казахстана в Иран и нефтепровод Казахстан-Туркменистан-Иран с перспективой экспорта в Южную Азию, международная транспортная сеть «Север-Юг») и КНР (нефтепровод Россия-Казахстан-Китай-Индия). Реализация данных проектов зависит от различных факторов: улучшения внутриполитической стабильности в Афганистане, динамики развития индийско-пакистанских отношений, изменения позиции США и ЕС в отношении Ирана и индийско-китайских отношений. Индия принимает различные меры для выхода на рынки Центральной Азии, России и Ирана. Это и инвестирование в коммуникации Афганистана, и переговорный процесс с Пакистаном, согласование интересов с КНР.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Gujral I.K. Viewpoint: Civilization, Democracy and Foreign Policy. – New Delhi: Allied Publishers, 2004. – P. 251.
- 2 Кузьмина Е.М. Геополитика Центральной Азии. – М.: Наука, 2007. – С. 203.
- 3 Жумалы Р. Геополитика Центральной Азии. – Алматы, 2006. – С. 515.
- 4 Roy M.S. India's Interests in Central Asia // Strategic Analysis. – 2001. – Vol. 30, №4. – С. 2273-2298.
- 5 Kak K. India's Strategic and Security Interests in Central Asia // Central Asia: Present Challenges and Future Prospects / ed. by V. Nagendro Rao, M.M. Alam. – New Delhi: Knowledge World, 2005. – P. 205-221.
- 6 Jatar S.C. Indian Energy Strategies and Central Asia // India and Central Asia / ed. by I. Banerjee. – New Delhi: Brunel Academic Publishers Ltd., 2004. – P. 302-313.
- 7 World Energy Outlook. International Energy Agency. – 2008 // <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2008/WEO2008.pdf>
- 8 World Energy Outlook. China and India. Insights. International Energy Agency (IEA). – 2007 // <http://www.iea.org/textbase/npsum/weo2007sum.pdf>
- 9 International Energy Outlook. EIA. US Energy Information Administration. – 2011 // [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2011).pdf)
- 10 Annual Report 2010-2011. Ministry of Coal. – 2011 // <http://www.coal.nic.in/annrep1011.pdf>
- 11 Basic Statistics on Indian Petroleum & Natural Gas. 2010-2011. Ministry of Petroleum & Natural Gas. Government of India. – New Delhi, 2011 // <http://petroleum.nic.in/petstat.pdf>
- 12 Indian Petroleum and Natural Gas Statistics. 2010-2011. – New Delhi: Ministry of Petroleum & Natural Gas, 2011 // <http://petroleum.nic.in/pngstat.pdf>
- 13 India Statistics. 2008-2009. Ministry of Statistics and Programme Implementation. Energy. – 2009 // http://mospi.nic.in/Mospi_New/site/India_Statistics.aspx?status=1&menu_id=43
- 14 Annual Report 2010-2011. Central Electricity Regulatory Commission. – New Delhi, 2011 // http://www.cercind.gov.in/2011/Annual_Report/annual_report_2010_11_ENGLISH_new.pdf
- 15 Annual Report 2011-2012. Department of Atomic Energy. – New Delhi, 2012 // http://dae.nic.in/writereaddata/ar2012_0.pdf
- 16 Indian Wind Energy. Outlook 2011. – 2011 // http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/IWEO_2011_lowres.pdf
- 17 20 лет развития энергетического сектора Республики Казахстан. Достижения, проблемы и перспективы // Доклад министра нефти и газа

- Республики Казахстан С. Мынбаева на VI Евразийском энергетическом форуме, 4-5 октября 2011 // <http://www.nomad.su/?a=3-201110050030>
- 18 Казахстан в 2010 г. Статистический ежегодник. – Астана, 2011 // http://www.stat.gov.kz/publishing/20111/Ежегодник_2011.pdf
- 19 BP: Прогноз развития мировой энергетики до 2030 г. – 2011 // http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/russia/bp_russia_russian/STAGING/local_assets/downloads_pdfs/s/bp_energy_outlook_2030_rus.pdf
- 20 BP Statistical Review of World Energy. – 2011 // http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf
- 21 Annual Report 2010-2011. ONGC Videsh Limited Ltd. – New Delhi, 2011 // http://www.ongcindia.com/download/CorporateGov/CORPORATE_GOVERNANCE_REPORT_2010_11.pdf
- 22 Reliance Review of Energy Markets / Report by Energy Research Group Reliance Industries Limited. Mumbai: Reliance, 2003. – P. 380
- 23 Asora D.S., Engelmeler T. Indian Renewable Energy Status Report. – 2010 // <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/48948.pdf>
- 24 Ramanathan K., Abeygunawardena P. Hydropower Development in India. A Sector Assessment. Asian Development Bank. – 2007 // <http://www.circleofblue.org/waternews/wp-content/uploads/2010/11/ADB-Hydropower-Development-in-India.pdf>
- 25 India Hydrocarbon Vision: 2025 // Energy and Diplomacy / ed. by I.P. Khosla. – New Delhi, 2006. – P. 158-168.
- 26 Vision 2020: Sustainability of India's Material Resources / ed. by R.K. Pachauri, Pooja Mehrotra. – New Delhi, 2006 // http://planningcommission.nic.in/reports/genrep/bkrap2020/13_bg2020.pdf
- 27 Integrated Energy Policy. Report of the Export Committee. Government of India. Planning Commission. – New Delhi, 2005 // <http://planningcommission.nic.in/reports/genrep/intengpol.pdf>
- 28 О стратегическом плане Министерства нефти и газа Республики Казахстан на 2010-2014 годы // <http://www.nomad.su/i2010/0823-37.html>
- 29 Стратегия развития – Казахстан 2030. Процветание, безопасность и улучшение благосостояния всех казахстанцев. Послание Президента страны народу Казахстана // http://www.kazakhembassy.tj/index.php?option=com_content&view=section&layout=blog&id=31&Itemid=57
- 30 Указ Президента от 16.05.2003 N 1095 «О Государственной программе освоения казахстанского сектора Каспийского моря» // http://kazakhstan.news-city.info/docs/sistemsx/dok_ieqpyo/page3.htm
- 31 Национальная программа «Стратегия политического, экономического и культурного развития Туркменистана на период до 2020 года» // http://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=6787

- 32 Report of the Working Group on Petroleum and Natural Gas Sector for the 12 th Five Year Plan (2012-2017). Ministry of Petroleum and Natural Gas. – New Delhi, 2011. – P. 225
- 33 Report of the Working Group on Petroleum and Natural Gas Sector for the 11 th Five Year Plan (2007-2012). Ministry of Petroleum and Natural Gas. – New Delhi, 2006. – P. 153.
- 34 Yergin D. The Fundamentals of Energy Security. – 2007 // http://www.un.org/ga/61/second/daniel_yergin_energysecurity.pdf
- 35 Len C. Energy Security Cooperation in Asia: An ASEAN-SCO Energy Partnership? // *Energy Perspective in Singapore and the Region* / Ed. by Mark Hong and Teo Kah Reng. – Singapore: Institute of South-East Asia Studies, 2005. – P. 156-175.
- 36 Jacson S.A. Energy Security and Global Markets. – 2007 // http://www.rpi.edu/research/energy/speeches/ps_032107-energyfuturelondon.html
- 37 Pant G. India. The Emerging Energy Player. – New Delhi, 2008. – P. 285.
- 38 Muni S.D., Girijesh Pant. India's Search for Energy Security. Prospects for Cooperation with Extended Neighborhood. – New Delhi, 2005. – P. 253.
- 39 Singh B.K.. India's Energy Security. The Changing Dynamics. – New Delhi, 2010. – P. 251.
- 40 Энергетическая безопасность. Термины и определения / Отв. ред. Воровай Н.И. М.: ИАЦ Энергия, 2005. – С. 60.
- 41 APERCA (Asia Pacific Energy Research Center). Quest for Energy Security in 21 st Century: Resources and Constraints. – 2007 // http://www.jeej.or.jp/aperc/2007/pdf/2007/_Reports/APERC_2007_A_Quest_for_Energy_Security.pdf.html
- 42 TERI (Tata Energy Research Institute). Scoping Study for an Energy Security Model for India. – 2007 // <http://www.teriin.org/projects/ES/ES20030622.pdf>
- 43 Morghentau H.J. Politics among Nations. The Struggle for Power and Peace. – New-York: Kenneth Thompson and David Clinton, 2005. – P. 214.
- 44 Klare M. For Oil and Empire? Rethinking War with Iraq // *Current History*. – 2008. – Vol. 13, № 8. – P. 129-135.
- 45 Waltz K. Man, the State and War. – New York: Columbia University Press, 1959. – P. 263.
- 46 Buzan B. People, State and Fear: An Agenda for International Security Studies in the Post-Cold War Era. – London, 1991. – P. 283.
- 47 Gilpin R. The Political Economy of International Relations. – Princeton: Princeton University Press, 1987. – P. 389.
- 48 Strange S. States and Markets. London: Printer, 1991. – P. 285.
- 49 Clark G & Sohn L.B. World Peace Through World Law. Two alternative Plans. – New York: Harvard University Press, 1966. – P. 221.
- 50 Keohane R. Neorealism and Its Critiques. – New-York, 1986. – P. 297.
- 51 Цыганков П. Теория международных отношений. – М.: Гардарики, 2004. – С. 590.

- 52 Dannreuther R. International Relations Theories: Energy, Minerals and Conflicts. – Polinaries working paper. – 2010, September // http://www.polinaries.eu/docs/d1-1/polinaries_wp1_ir_theories.pdf
- 53 Неру Дж. Открытие Индии. – М.: Издательство иностранной литературы, 1955. – С. 562.
- 54 Ghai U.R. Foreign Policy of India. – New Delhi: New Academic Publishing Co, 2003. – P. 563.
- 55 Hoyt Timothy D. India and the Challenge of Global Terrorism: The `Long War` and Competing Domestic Visions // Indian Foreign Policy in an Unipolar World / ed. by Harsh V. Pant. – London: Routledge, 2009. – P. 73-99.
- 56 Srinivasan N. Energy Cooperation between India and Its Neighboring Countries // Energy and Diplomacy / ed. by I.P. Khosla. – New Delhi, 2006. – P. 45-65.
- 57 Dietl G. New Threats to Oil and Gas in West Asia: Issues in India's Energy Security // Strategic Analysis. –2004. – Vol. 28, № 3. – P. 373-389.
- 58 Mahalingam S. Accessing Neighbourhood Energy: Thinking Out of the Box // Energy and Diplomacy / ed. by I.P. Khosla. – New Delhi, 2006. – P. 116-129.
- 59 Shebonti R.D. India and Africa: Towards a Sustainable Energy Partnership. South African Institute of International Affairs. – 2011, february // http://dSPACE.cigilibrary.org/jspui/bitstream/123456789/30790/1/saia_sop_75_dadwal_20110222.pdf?1
- 60 Chaturvedi B.K. Domestic Resourcing of Energy Gulf and Future of Global Energy // India's Energy Security and the Gulf / ed. by S.N. Manohar. – New Delhi: Academic excellence, 2007. – P. 1-25.
- 61 Rehman A. Gulf, A Crucial Factor in India's Energy Requirement for Development // India's Energy Security and the Gulf. / ed. by S.N. Manohar. – New Delhi: Academic excellence, 2007. – P. 26-46.
- 62 Panwar S. Policy Options against Hydrocarbon Development // India's Energy Security and the Gulf. / ed. by S.N. Manohar. – New Delhi: Academic excellence, 2007. – P. 47-63.
- 63 Azhar M. Natural gas: Emerging Indo-Gulf Energy Ties // India's Energy Security and the Gulf. / ed. by S.N. Manohar. – New Delhi: Academic excellence, 2007. – P. 64-88.
- 64 Alam M.M. The Geopolitics of Pipeline Diplomacy and India's Energy Security // India's Energy Security and the Gulf. / ed. by S.N. Manohar. – New Delhi: Academic excellence, 2007. – P. 161-188.
- 65 Nazir K.J. Impact of Regime Change in Iraq. India's Energy Security and the Gulf. / ed. by S.N. Manohar. – New Delhi: Academic excellence, 2007. – P. 123-136.
- 66 Khan J.A. India's Energy Security and the Arabic Gulf. – New Delhi, 2004. – P. 181.

- 67 Dishaw Mistry. Domestic and International Influences on India's Energy Policy, 1947-2008 // India's Foreign Policy. Retrospect and Prospect / ed. by Summit Ganguly. – London, 2010. – P. 323-342.
- 68 Manjeet S. Pardesi and Ganguly S. India and Energy Security: a Foreign Policy Priority // Indian Foreign Policy in an Unipolar World / ed. by Harsh V. Pant. London, 2009. – P. 99-131.
- 69 Mohammad R.A. Gas Pipelines and Regional Cooperation // South Asia Journal. – 2005, july-september. – P. 21-30.
- 70 Rueg M., Xiang L. China and India's Quest for Energy: A Factor of Cooperation or Conflict? Graduate Institute of International Studies. – Geneva, 2007 // <http://majarueegg.com/Archivos/Written%20Work/China%20and%20India's%20quest%20for%20energy.pdf>
- 71 Tsan Foshko K. Re-Energizing the Indian-Russian Relationship: Opportunities and Challenges for the 21 st Century // Journal of International Affairs. – 2012. – Vol. 2, Issue 1. – P. 140-184.
- 72 Мировая энергетика: состояние, проблемы, перспективы. М.: ИД «Энергия», 2007. – С. 664.
- 73 Байков К., Гринкевич Р. Перспективы развития мировой энергетике до 2030 г. // Мировая экономика и международные отношения. – 2007. – №5. – С. 19-30.
- 74 Разумова Л., Светлов Н. Мировой рынок нефти. Механизм ценообразования в период «третьего нефтяного шока» // Мировая экономика и международные отношения. – 2010. – №2. – С. 32-52.
- 75 Ершов Ю.А. Мировая энергетика в 2030-м и роль, которую будут играть в ней страны Азии и Африки // Азия и Африка сегодня. – 2009. – №6. – С. 9-13.
- 76 Гусев К.Б. Топливо-энергетический комплекс Кыргызстана и особенности его развития до 2025 года. Кыргызстан – 2025. Стратегии и сценарии развития / отв. ред. Омаров М.К. Сборник статей и материалов. Бишкек, 2005. – С. 277-288.
- 77 Боум Л. Электроэнергетика Кыргызстана: состояние, проблемы, реформы // Центральная Азия и Кавказ – 2008. – №6. – С. 121-127.
- 78 Есенова Г. Топливо-энергетический комплекс Казахстана: реформы, проблемы, перспективы // Центральная Азия и Кавказ. – 2008. – №5. – С. 38-49.
- 79 Гушер А. Нефть и газ Казахстана и их роль в политике молодого государства // Азия и Африка сегодня. – 2003. – №2. – С. 35-40.
- 80 Гушер А. Уран, уголь и электроэнергия Казахстана и их роль в политике молодого государства // Азия и Африка сегодня. – 2003. – №9. – С. 36-41.
- 81 Валамат-Заде Т. Энергетика Таджикистана: настоящее и ближайшее будущее // Центральная Азия и Кавказ. – 2008. – №1. – С. 45-57.

- 82 Томберг И. Энергетическая политика и энергетические проекты в Центральной Евразии // Центральная Азия и Кавказ. – 2007. – №6. – С. 68-80.
- 83 Касымова В., Баятов Б. Энергетика Кыргызстана: состояние отрасли и перспективы межгосударственного сотрудничества // Центральная Азия и Кавказ. – 2007. – №6. – С. 71-84.
- 84 Хусаинов Б., Туркеева К. Энергетический потенциал Казахстана: состояние и перспективы // Центральная Азия и Кавказ. – 2003. – №4. – С. 81-92.
- 85 Ниязи А. Таджикистан: проблемы использования водноэнергетических ресурсов // Центральная Азия и Кавказ. – 2003. – №4. – С. 102-112.
- 86 Петров Т. Гидроэнергетические ресурсы Таджикистана // Центральная Азия и Кавказ. – 2003. – №2. – С. 72-84.
- 87 Кениссарин М. Энергетика Узбекистана: состояние и проблемы // Центральная Азия и Кавказ. – 2004. – №2. – С. 83-93.
- 88 Коржубаев А., Филимонова И. Нефтегазовый комплекс Узбекистана в международной системе энергеобеспечения // Проблемы Дальнего Востока. – 2007. – №5. – С. 91-107.
- 89 Петров Г. Энергетические проекты Таджикистана: прошлое, настоящее, будущее // Центральная Азия и Кавказ. – 2004. – №5. – С. 98-109.
- 90 Салимов С. Нефтегазовые ресурсы Каспия // Мировая экономика и международные отношения. – 2007. – №10, – С. 48-56.
- 91 Файзуллаев Д. Туркменистан: стратегия и тактика освоения газовых ресурсов // Азия и Африка сегодня. – 2005. – №2. – С. 32-38.
- 92 Файзуллаев Д. Центральноазиатский атомный «ренессанс» // Азия и Африка сегодня. – 2009. – №8. – С. 41-46.
- 93 Каменев С. Энергетическая политика и энергетические проекты Туркменистана // Центральная Азия и Кавказ. – 2003. – №4. – С. 51-63.
- 94 Blank S. India and Central Asia: Part of the New Great Game // Indian Foreign Policy in an Unipolar World / ed. by Harsh V. Pant. – London: Routledge, 2009. – P. 277-305.
- 95 Blank S. India's Energy Options in Central Asia. Report. – London: South Asian Strategic Stability Institute, 2007. – P. 52.
- 96 Juli A. MacDonald. Rethinking India and Pakistan's Regional Intent. NBR Analysis. – 2003, november. – P. 26.
- 97 Grare F. Meeting India's Energy Needs // What Role of Central Asia? India's Energy. Essays on Sustainable Development / ed. by Pierre Audinet. – New Delhi, 2000. – P. 239-265.
- 98 Kavalski E. India and Central Asia. The Mythmaking and International Relations of a Rising Power. – London-New-York, 2010. – P. 255.
- 99 Olcott M.B. International Gas Trade in Central Asia: Turkmenistan, Iran, Russia and Afghanistan. Working Paper. – 2004 // <http://www.bakerinstitute>.

- org/publications/international-gas-trade-in-central-asia-turkmenistan-iran-russia-and-afghanistan
- 100 Foster J. A Pipeline through a Troubled Land: Afghanistan, Canada, and the New Great Energy Game. Foreign Policy Series. CCPA. – 2008. – Vol. 3, №1. – P. 17.
 - 101 Tib P.S. Indo-Kazakh Trade and Economic. Relations Contemporary Kazakhstan // The Way Ahead / ed. by Mohantu arun, Swain Sumant. – New Delhi, 2009. – P. 23-38.
 - 102 Mahalingam S. India-Central Asia Energy Cooperation // India and Central Asia. Advancing the Common Interest / ed. by Santhanam K., Ramakant Dwiwedi. – New Delhi, 2004. – P. 36-60.
 - 103 Patnaik A. India-Central Asia: The Quadrilateral Framework // Emerging Asia in Focus: Issues and Problems / ed. by Dash P.L. – New Delhi, 2008. – P. 131-145.
 - 104 Patnaik A. Central Asia and Indo-Pak Relations // World Focus. – 2004. – Issue 10-11-12. – P. 56-60.
 - 105 Muni S.D. India and Central Asia: Towards a Co-operative Future // Central Asia: The Great Game Replayed. An Indian Perspective / ed. by Nirmala Joshi. – New Delhi, 2003. – P. 132-148.
 - 106 Gidabhubli R.G. Politics of Energy Resources of Central Asia // Central Asia: The Great Game Replayed. An Indian Perspective / ed. by Nirmala Joshi. – New Delhi, 2003. – P. 166-194.
 - 107 Dwiwedi R. India-Uzbekistan Relations: Prospects for Cooperation // Emerging Asia in Focus: Issues and Problems / ed. by Dash P.L. – New Delhi, 2008. – P. 145-161.
 - 108 Joshi N. India and Central Asia: Bilateral Dimensions // Central Asia: Present Challenges and Future Prospects / ed. by Nagendra V. Rao, Mohammad Mohir Alam. – Jammu, 2005. – P. 143-155.
 - 109 Hapynon J. India's Overseas Energy Policy: The Central Asian Factor // Central Asia: Present Challenges and Future Prospects / ed. by Nagendra V. Rao, Mohammad Mohir Alam. – Jammu, 2005. – P. 123-136.
 - 110 Стобдан П. Контуры центральноазиатской политики Индии: выстраивание стратегического партнерства с Казахстаном // Центральная Азия и Кавказ. – 2006. – №5. – С. 101-112.
 - 111 Asopa Sheel K. Struggle for Spheres of Interests in Trans-Caucasia-Central Asia and India's Stakes. – New Delhi, 2006. – P. 221.
 - 112 Дака А. Энергетические ресурсы в государствах Центральной Азии и энергетическая безопасность Индии // Центральная Азия и Кавказ. – 2006. – №1. – С. 35-48.
 - 113 Sarma A.S. India-Kazakhstan Relations, 1991-2008: An Assessment. Contemporary Kazakhstan. The Way Ahead / ed. by Mohantu Arun, Swain Sumant. – New Delhi, 2009. – P. 134-148.

- 114 Mutthu Kumar B.R. India-Tajikistan Relations and the Quest for Regional Stability. India-Central Asia Foundation / ed. by Santhanam K., Ramakant Dwiwedi. – New Delhi, 2007. – P. 117-130.
- 115 Barnali N. Issues Related to India's Energy Trading with Central Asian Countries. RIS Discussion Paper. – 2004, march // <http://cosmic.rz.uni-hamburg.de/webcat/hwwa/edok04/in10t/dp69.pdf>
- 116 Batar Shah. Revival of Trans Afghanistan Gas Pipeline Project // Strategic Studies. – 2003, spring. – Vol. XXIII, №1. – P. 23-47.
- 117 Комиссина И. Станет ли Индия полноправным участником большой игра в Центральной Азии? // Центральная Азия и Кавказ. – 2008. – №1. – С. 47-60.
- 118 Смирнов С. Перспективы трансфганского трубопровода // Центральная Азия и Кавказ. – 2003. – №4. – С. 61-76.
- 119 Afonin S. The TAPI Gas Pipeline: Pro et Contra. International Affairs // http://www.eastviewpress.com/Files/IA_FROM%20THE%20CURRENT%20ISSUE_No.%206_2011.pdf
- 120 Milto M. Prospects of Transnational Gas Pipeline Projects from Caspian Littoral States to South Asia // Commonwealth of Independent States: Energy, Security and Development / ed. by Anuradha M. Chenoy and A. Patnaik. – New Delhi: KW Publishers Pvt. Ltd., 2007. – P. 335-349.
- 121 Mavlonov I.R. India's Economic Diplomacy Trends with Central Asia: The Potencial and Priorities // Commonwealth of Independent States: Energy, Security and Development / ed. by Anuradha M. Chenoy and A. Patnaik. – New Delhi: KW Publishers Pvt. Ltd., 2007. – P. 279-297.
- 122 Малышева Д. ЦА в фокусе региональной политики // Мировая экономика и международные отношения. – 2007. – №12. – С. 25-38.
- 123 Махмудов Р. «Большая игра» в сердце Центральной Евразии: новый виток конкуренции // Центральная Азия и Кавказ. – 2009. – №3. – С. 31-43.
- 124 Махмудов Р. Растущая роль природного газа в Евразийских энергетических играх // Центральная Азия и Кавказ. – 2007. – №6. – С. 35-48.
- 125 Вербаняц П. Региональные центры силы и их политика в Центральной Евразии // Центральная Азия и Кавказ. – 2008. – №1. – С. 42-56.
- 126 Мадиев Э. Современная битва титанов или природа энергетической геополитики в Центральной Азии // Центральная Азия и Кавказ. – 2007. – №6. – С. 51-68.
- 127 Томберг И. ЦА и каспийский регион: новый этап «большой энергетической игры» // Центральная Азия и Кавказ. – 2006. – №5. – С. 62-73.
- 128 Смирнов С. «Трубный пасьянс» для каспийского газа // Центральная Азия и Кавказ. – 2007. – №6. – С. 72-85.
- 129 Шаймергенов Т. Геополитика и энергетическая дипломатия в Каспийско-Центрально-Азиатском регионе // Центральная Азия и Кавказ. – 2006. – №5. – С. 71-84.

- 130 Старченков Г. Каспийская нефть в региональной экономике и мировой политике // Центральная Азия и Кавказ. 2006. – №1. – С. 42-56.
- 131 Султанов Б.К., Музаппарова Л.М. Казахстанско-индийские отношения: проблемы и перспективы // Перспективы укрепления казахстанско-индийского партнерства / под ред. Султанова Б., Сантанам Г. – Алматы, 2006. – С. 121-142.
- 132 Мукерджи А.К. Казахстанско-индийские отношения // Перспективы укрепления казахстанско-индийского партнерства / под ред. Султанова Б., Сантанам Г. – Алматы, 2006. – С. 110-121.
- 133 Лаумулин М.Т. Современная геополитическая ситуация в Центральной Азии: достижения, перспективы, задачи // Перспективы укрепления казахстанско-индийского партнерства / под ред. Султанова Б., Сантанам Г. – Алматы, 2006. – С. 15-63.
- 134 Бек Али Е. Казахстанско-индийские торгово-экономические отношения // Казахстан и Индия: перспективы международного и регионального взаимодействия / под ред. К. Сантанам, К.Е. Байзаковой. – Алматы-Дели, 2007. – С. 42-51.
- 135 Махалингам С. Индия-Казахстан: создание энергетических мостов // Казахстан и Индия: перспективы международного и регионального взаимодействия / под ред. К. Сантанам, К.Е. Байзаковой. – Алматы-Дели, 2007. – С. 51-67.
- 136 Утегенова А. Становление и развитие дипломатических отношений Казахстана и Индии // Казахстан и Индия: перспективы международного и регионального взаимодействия / под ред. К. Сантанам, К.Е. Байзаковой. – Алматы-Дели, 2007. – С. 24-33.
- 137 Гидабхубли Р.Б. Динамичный экономический рост Казахстана и экономические отношения с Индией // Казахстан и Индия: перспективы международного и регионального взаимодействия / под ред. К. Сантанам, К.Е. Байзаковой. – Алматы-Дели, 2007. – С. 33-42.
- 138 Назарбаев Н.А. Казахстанский путь. – Астана, 2006. – С. 372.
- 139 Козн А. Энергетическая политика Казахстана. – А., 2007. – С. 321.
- 140 Егорян Р., Оганесян М. Маквелан А. Казахстан: состояние и перспективы транспортных коридоров // Центральная Азия и Кавказ. – 2003. – №3. – С. 35-47.
- 141 Бабак В. Нефтегазовый сектор Казахстана // Центральная Азия и Кавказ. – 2006. – №4. – С. 23-36.
- 142 Чеботарев А. Казахстан: проблемы и перспективы выбора приоритетного маршрута экспорта нефти // Центральная Азия и Кавказ. – 2001. – №3. – С. 31-43.
- 143 Каменев С. Внешняя политика Туркменистана // Центральная Азия и Кавказ. – 2002. – №4. – С. 52-64.
- 144 Тимофеев Л. Энергетическая политика Туркменистана в Прикаспийском регионе // Analytic. Информационно-аналитический журнал. 2009/5. – С. 21-25.

- 145 Прейгер Д., Омельченко В. Проблемы экспорта туркменского газа: взгляд из Украины // Центральная Азия и Кавказ. – 2007. – №1. – С. 22-34.
- 146 Тевзадзе З. Экспортные маршруты и проблемы транспортировки каспийской нефти // Центральная Азия и Кавказ. 2004. – №1. – С. 57-60.
- 147 Кахаров Д. Газ Узбекистана: приведет ли к увеличению его экспортных цен политическое маневрирование между Китаем и Россией? // Центральная Азия и Кавказ. – 2008. – №6. – С. 45-68.
- 148 Казанцев А. Политика стран Запада в Центральной Азии: пректы, диллемы, противоречия. – М.: МГИМО, 2009. – С. 186.
- 149 Manmohan Singh. The New India // The Wall Street Journal. – May 19, 2005.
- 150 Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. // <http://www.minprom.gov.ru/docs/strateg/1>
- 151 Bhupendra Kumar Singh. Ensuring India's Energy Security // World Focus. – 2009, nov.-dec. – P. 521-524.
- 152 India Nuclear Chronology. 1932-2010. // http://www.nti.org/media/pdfs/india_nuclear.pdf?_=1316466791
- 153 Ker P.K. US Nuclear Cooperation with India: Issues for Congress. – June 2012. – Report for Congress // <http://www.fas.org/sgp/crs/nuke/RL33016.pdf>
- 154 Nuclear Energy for India and Foreign Investment. – 2012 // <http://www.indiajuris.com/nuclear.pdf>
- 155 Meena Singh Roy, Ajey Lele. Engaging Iran in the New Strategic Environment: Opportunities and Challenges for India // Strategic Studies. – 2011. – Vol. 35, №1. – P. 88-105.
- 156 Shebonti Roy Dadwal. Politics of Iran-Pakistan-India Gas Pipelines Project. Energy and Diplomacy / ed. by I.P. Khosla. – New Delhi, 2006. – P. 130-145.
- 157 Iran-Pakistan Peace Pipeline / ed. by Nur ul Haq. – 2010 // <http://ipripak.org/factfiles/ff124.pdf>
- 158 Sajjad A. The Relevance of the Proposed Iran-Pakistan-India (IPI) Gas Pipeline Project to Conflict between India and Palistan. Research Paper. <http://oathesis.eur.nl/ir/repub/asset/6709/Anjit%20Sajjad%20ECD.pdf>
- 159 The Iran-Pakistan-India Pipeline Project: Cross border Gas Pipeline Challenges // http://www.igu.org/knowledge/publications/mag/apr-09/igu_april_2009_pages_234-back.pdf
- 160 Peace Pipeline Contract Soon // Iran Daily. –2008, July 1.
- 161 Gas Pipeline Projects in South Asia / ed. by Nur ul Haq // <http://www.ipripak.org/factfiles/ff64.pdf>
- 162 Bronson R. Beyond Containment in the Persian Gulf // ORBIS. –2001, 1 April.

- 163 Vasudevan P. The Changing Nature of Nigeria-India Relations. Programme paper. – 2010, december. – P. 16.
- 164 Indian Eyeing Stakes in Oil Gas Assets in Latin America // Dow Jones Energy Service. – 2005, January 19.
- 165 Pardesi Manjeet S. Southeast Asia in Indian Foreign Policy: Positioning India as a Major Power in Asia // India's Foreign Policy. Retrospect and Prospect / ed. by Summit Ganguly. – London: Oxford University Press, 2010. – С. 106-132.
- 166 Bernard O. Cole. Sea Lines and Pipelines. Energy Security in Asia. – London, 2008. – P. 192.
- 167 Dabhade M. India and Asia: A Region 'Rediscovered' // Indian Foreign Policy in an Unipolar World / ed. by Harsh V. Pant. – London: Routledge, 2009. – P. 305-323.
- 168 Garver John W. Evolution of India's China Policy // India's Foreign Policy. Retrospect and Prospect / ed. by Summit Ganguly. – London: Oxford University Press, 2010. – P. 106-132.
- 169 Bose S. Energy Politics. India-Bangladesh-Myanmar Relations. IPCS Special Report. – 2007, july. – №45. – P. 6.
- 170 Varadarajan S. India and China, Rivals or Partners? // Energy and Diplomacy / ed. by I.P. Khosla. – New Delhi, 2006. – P. 146-154.
- 171 Energy Balances of Non-OECD Countries 1999-2000. – Paris: IEA, 2002. – P. 328.
- 172 CBM Development in India // http://www.carbonminus.org/pdf/COALBED_METHANE_EXPLORATION_IN_INDIA.pdf
- 173 CBM in India // http://www.carbonminus.org/pdf/COALBED_METHANE_EXPLORATION_IN_INDIA.pdf
- 174 Нефтегазовые месторождения Казахстана / Энциклопедия. Википедия // <http://www.ru.wikipedia.org>
- 175 Нефтегазовые месторождения Узбекистана / Энциклопедия. Википедия // <http://www.ru.wikipedia.org>
- 176 Нефтегазовые месторождения Туркменистана / Энциклопедия. Википедия // <http://www.ru.wikipedia.org>
- 177 Мынбаев С. О перспективах развития нефтегазовой и энергетической отраслей Казахстана // III Евразийский энергетический форум Kazenergy. – 2008, сентябрь. – С. 34-37.
- 178 Nuclear Power in India. January, 2012 // <http://www.world nuclear.org/info/inf53.html>
- 179 India's Energy Policy. Challenges & Policy. Initiatives for Power Sector. India & Australia Energy & Minerals Forum. – 2010, june 7-11 // <http://indiaenergycongress.in/iec2012/ieb2012/ieb2012.pdf>
- 180 Сыроежкин К.Л. Казахстан-Китай: от приграничной торговли к стратегическому партнерству: монография. В трех томах. – Алматы, 2009. – Книга 1. В начале пути. – С. 234.
- 181 Сыроежкин К.Л. Казахстан-Китай: от приграничной торговли к

- стратегическому партнерству: монография. В трех томах. – Алматы, 2009. – Книга 2. В формате стратегического партнерства. – С. 251.
- 182 Хусаинов Б., Берентаев К. Казахстан: проблемы развития нефтегазового сектора и совершенствование системы налогообложения нефтепользователей // Центральная Азия и Кавказ. – 2004. – №5. – С. 47-60.
- 183 Закон Республики Казахстан 28.06.1995 г. №2350 «О нефти» – <http://www.pavlodar.com/zakon/?dok=00131&ogl=all>
- 184 Закон Республики Казахстан 27.01.1996 г. №2828 «О недрах и недропользовании» // <http://www.pavlodar.com/zakon/?dok=00144&ogl=all>
- 185 О внесении изменений и дополнений в закон «О недрах и недропользовании» от 14 октября 2005 г. // <http://www.akimsemey.gov.kz/akimsemey/upload/Nedr%20rus.doc>
- 186 О внесении изменений и дополнений в закон «О недрах и недропользовании» от 31 октября 2008 г. // <http://www.mining.kz/ru/portfel/zakon/item/download/20.html>
- 187 Барри М. Нефтегазовая отрасль Узбекистана: разработка и применение закона «о соглашениях о разделе продукции» // Центральная Азия и Кавказ. – 2006. – №5. – С. 71-83.
- 188 Указ Президента Республики Узбекистан «О мерах по привлечению прямых иностранных инвестиций в разведку и добычу нефти и газа от 28 апреля 2000 г.» // http://www.lex.uz/Pages/GetAct.aspx?lact_id=230585
- 189 Закон Республики Узбекистан о соглашениях о разделе продукции от 2001 г. с изменениями и дополнениями в 2002, 2003, 2007 и 2008 гг. // http://www.lex.uz/Pages/GetAct.aspx?lact_id=1352
- 190 Закон Республики Узбекистан о недрах от 23 сентября 1994 г. с изменениями и дополнениями от 13 декабря 2002 г. // http://www.senat.uz/ru/laws/zru-310_21.12.2011.html
- 191 Каспийский Трубопроводный Консорциум // <http://www.kmg.kz/manufacturing/oil/ktk/>
- 192 Каспийский Трубопроводный Консорциум / Энциклопедия. Википедия // <http://www.ru.wikipedia.org>
- 193 Нефтепровод БТД / Энциклопедия. Википедия. <http://www.ru.wikipedia.org>
- 193 Нефтепровод Атырау-Самара // http://www.kmg.kz/manufacturing/oil/atyrau_samara/
- 194 Нефтепровод Казахстан-Китай // http://www.kmg.kz/manufacturing/oil/kazakhstan_china/
- 195 Bekieva G.S. Natural Gas Pipelines Projects in Turkmenistan and the Caspian Region / Presented at the American Bar Association. – San Francisco. – 2010, 8th August // <http://ebookbrowse.com/bekieva-natural-gas-pipeline-projects-in-turkmenistan-and-the-caspian-region-pdf-d38167365>

- 196 Пашковская И. Газопровод «Набукко»: проект создания // *Мировая экономика и международные отношения*. – 2010. – №4. – С. 61-76.
- 197 Набукко газопровод / *Энциклопедия. Википедия* // <http://www.ru.wikipedia.org>
- 198 Газопровод Туркмения-Китай / *Энциклопедия. Википедия* // <http://www.ru.wikipedia.org>
- 199 Прикаспийский газопровод / *Энциклопедия. Википедия* // <http://www.ru.wikipedia.org>
- 200 Газопровод Казахстан-Китай / *Энциклопедия. Википедия* // <http://www.ru.wikipedia.org>
- 201 Открыт новый газопровод Туркменистан-Иран // <http://www.turkmenembassy.ru/?q=node/169>
- 202 Vivek S. Raj. *Understanding the Foreign Policy of India. Of yesterdays, present and years to come*. – New Delhi, 2011. – P. 561.
- 203 *India's Foreign Relations – 2002. Documents* / ed. by Bhasin A.S. – New Delhi: Geetika Publishers, 2007. – P. 832.
- 204 *India's Foreign Relations – 2003. Documents* / ed. by Bhasin A.S. – New Delhi: Geetika Publishers, 2006. – P. 948.
- 205 *India's Foreign Relations – 2004. Documents* / ed. by Bhasin A.S. – New Delhi: Geetika Publishers, 2005. – P. 921.
- 206 *India's Foreign Relations – 2005. Documents* / ed. by Bhasin A.S. – New Delhi: Geetika Publishers, 2005. – P. 1004.
- 207 *India's Foreign Relations – 2006. Documents* / ed. by Bhasin A.S. – New Delhi: Geetika Publishers, 2007. – P. 812.
- 208 Совместная Декларация о стратегическом партнерстве между Республикой Казахстан и Республикой Индия от 24 января 2009 г. // http://www.akorda.kz/ru/page/sovmeznaya-deklaratsiya-o-strategicheskom-partnerstve-mezhdu-respublikoi-kazakhstan-i-respublikoi-indiya_1341834569
- 209 Казахстан передал Индии 25% в проекте «Сатпаев» // <http://www.zakon.kz/209895-kazakhstan-peredal-indii-25-v-proekte.html>
- 210 *India's Foreign Relations – 2007. Documents* / ed. by Bhasin A.S. – New Delhi: Geetika Publishers, 2009. – P. 1056.
- 211 *India's Foreign Relations – 2008. Documents* / ed. by Bhasin A.S. – New Delhi: Geetika Publishers, 2009. – P. 1001.
- 212 *Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India Gas Pipeline: South Asia's Key Project. Report. Pipeline*. – 2011, april-june // <http://www.pm-pipeliner.safan.com/mag/ppl0411/r06.pdf>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1

Колебания цен на нефть и динамика роста импорта нефти в Индии в 2002-2010 гг.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Средние мировые цены на нефть марки Brent, долл. за баррель, (тонну)*	25,02 (183)	28,83 (211)	38,27 (280)	54,52 (399)	65,14 (477)	72,39 (531)	97,26 (713)	61,67 (452)	79,5 (583)
Импорт нефти в млн. тонн**	82	90,4	96	99,4	111,5	121,7	132,8	159,3	163,6
Импорт нефти в млрд. рупий**	762	835	1170	1717	2190	2727	3481	3754	4559
Импорт нефти в млрд. долл.**	16,9	18,5	26	38,2	48,7	60,6	77,4	83,4	101,3
Импорт в млрд. рупий**	2972	3591	5010	6604	8405	10123	13744	13637	15968
Импорт в млрд. долл.	66	79,8	111,3	146,8	186,8	225	305,4	303	354,8
Доля нефти в импорте в %	25,6	23,2	23,3	26	26	27	25,3	27,5	28,5

Приложение – BP Statistical Review of World Energy. 2011. – P. 15. Indian Petroleum & Natural Gas statistics. 2010-2011. New Delhi: Government of India, 2011. – P. 9, 82

Таблица А.2

**Динамика роста производства нефти и газа за рубежом
в месторождениях, разрабатываемых индийскими компаниями**

	Наименование проекта	Производство нефти в млн. тонн			
		2007-2008 гг.	2008-2009 г.	2009-2010 гг.	2010-2011 гг.
1	Великий нефтяной проект (Судан)	2,981	2,443	2,126	1,802
2	Мансарвер (Колумбия)	0,351	0,370	0,409	0,468
3	Санкристобал (Венесуэла)		0,671	0,704	0,757
4	Сахалин I (Россия)	2,234	1,853	1,532	1,473
5	Блок 5А (Судан)	0,294	0,285	0,247	0,226
6	Блок 06.1 (Вьетнам)	0,029	0,046	0,042	0,038
8	Аль-Фурат (Сирия)	0,951	0,812	0,694	0,647

Продолжение таблицы А.2

9	БС-10 (Бразилия)	-	-	0,192	0,573
	Итого	6,840	6,556	6,489	6,754
Производство газа в млрд. куб. м.					
1	Сахалин 1 (Россия)	0,345	0,372	0,390	0,415
2	Блок 06.1 (Вьетнам)	1,617	1,848	1,967	2,249
3	Аль-Фурат (Сирия)	-	-	0,024	0,015
	Итого	1,962	2,220	2,381	2,679
<p><i>Приложение – Basic Statistics on Indian Petroleum & Natural Gas. 2010-2011. Ministry of Petroleum & Natural Gas. Government of India. – New Delhi, 2011. – P. 17</i></p>					

Таблица А.3

**Запасы нефти и газа в месторождениях, разрабатываемых
индийскими компаниями в других государствах**

	Наименование проекта	Запасы нефти в млн. тоннах	Запасы газа в млрд. куб. м.
1	Блок 06.1 (Вьетнам)	0,623	12,991
2	Сахалин-1 (Россия)	39,187	70,404
3	Великий нильский нефтяной проект. Блоки 1 а, 1 б, 2а, 2б и 4 (Судан)	22,304	-
4	Блок 5А (Судан)	5,848	-
5	Аль-Фурат (Сирия)	3,135	-
6	Мансаровер (Колумбия)	2,736	-
7	БС-10 (Бразилия)	1,909	0,605
	Итого	75,742	84
<p><i>Приложение – Basic Statistics on Indian Petroleum & Natural Gas. 2010-2011. Ministry of Petroleum & Natural Gas. Government of India. – New Delhi, 2011. – P. 18</i></p>			

Таблица А.4

Импорт нефти в Индии в млн. тонн в 1994-2000 гг.

Регион	Страна	1994-1995 гг.	1995-1996 гг.	1996-1997 гг.	1997-1998 гг.	1998-1999 гг.	1999-2000 гг.
Африка	Нигерия	3,021	5,043	8,580	8,071	10,966	15,445
	Ангола	-	-	0,269	-	-	0,787
	Египет	-	-	-	1,415	-	-
	Ливия	1,301	0,391	0,379	-	2,232	1,77
	Итого	4,32	5,434	9,228	9,486	13,198	18,002
Европа	Великобритания	0,086	-	-	-	-	0,277
	Итого	0,086	-	-	-	-	0,277
Ближний и Средний Восток	Кувейт	4,602	5,367	5,303	5,650	5,184	4,795
	Катар	-	-	-	0,067	-	-
	Саудовская Аравия	6,988	7,008	7,729	7,534	7,687	6,750
	Ирак	-	-	0,173	1,504	1,496	1,159
	Объединенные Арабские Эмираты	7,372	5,507	5,895	5,567	7,243	7,531
	Иран	3,133	3,247	4,718	3,511	2,840	3,735
	Итого	22,095	21,129	23,818	23,833	24,450	23,970
	Азиатско-Тихоокеанский регион	Малайзия	0,845	0,663	0,859	1,175	2,135

Продолжение таблицы А.4

	Итого	0,845	0,663	0,859	1,175	2,135	2,678
Латин- ская Америка	Вене- суэла	-	-	-	-	0,025	0,052
	Итого	-	-	-	-	0,025	0,052
	Всего им- порт	27,348	27,226	33,905	34,494	39,808	44,986
<i>Приложение – Bhupendra Kumar Singh. India's Energy Security. The Changing Dynamics. – New Delhi, 2010. – P. 106-109</i>							

Таблица А.5

Импорт нефти в Индии в млн. тонн в 2000-2005 и 2008-2009 гг.

Регион	Страна	2000- 2001 гг.	2001- 2002 гг.	2002- 2003 гг.	2003- 2004 гг.	2004- 2005 гг.	2008- 2009 гг.
Африка	Нигерия	12,556	11,679	11,320	11,070	15,082	10,542
	Ангола	0,260	0,395	-	2,380	2,441	4,872
	Экваториальная Гвинея	-	-	0,139	0,420	1,659	0,281
	Камерун	-	-	0,107	-	0,346	0,113
	Габон	-	-	0,450	0,640	0,275	0,418
	Западная Африка	-	-	0,136	-	-	-
	Судан	-	-	-	8,1	0,328	0,772
	Конго	-	-	-	-	-	0,247
	Сенегал	-	-	-	-	-	0,138
	Ливия	0,634	1,081	1,075	1,860	1,465	0,89
	Египет	1,642	4,002	3,069	3,540	2,117	1,557

Продолжение таблицы А.5

	Алжир	-	-	-	-	-	0,263
	Итого	15,75	17,157	16,542	20,72	23,997	20,093
Европа	Велико-британия	0,648	-	-	-	-	-
	Итого	0,648	-	-	-	-	-
Ближ-ний и Сред-ний Восток	ОАЭ	5,780	7,634	9,002	8,290	6,428	13,114
	Катар	0,55	0,527	0,209	0,710	1,187	2,396
	Саудов-ская Аравия	7,100	13,321	17,059	23,550	23,929	25,503
	Ирак	1,745	3,800	4,166	3,880	8,330	14,391
	Кувейт	7,075	11,956	9,136	10,880	10,355	11,890
	Иран	2,655	8,446	7,422	8,620	9,614	21,318
	Йемен	0,228	4,471	3,164	3,970	3,508	0,681
	Нейт-ральная зона	-	2,372	4,451	3,230	0,148	2,776
	Оман	-	-	-	-	-	0,277
	Йемен	-	-	-	-	-	0,681
	Сирия	-	-	-	-	-	0,082
	Итого	24,638	53,429	55,029	61,370	64,635	93,109
Азиатско-Тихо-океанс-кий регион	Малай-зия	1,639	1,791	2,714	3,410	3,429	3,909

Продолжение таблицы А.5

	Индонезия	-	0,620	-	-	-	-
	Бруней	-	0,259	-	0,540	0,807	0,846
	Вьетнам	-	0,081	0,075	-	-	-
	Тайланд	-	-	-	-	0,265	-
	Сингапур	-	-	-	-	-	0,14
	Итого	1,639	2,816	2,789	3,950	4,501	4,895
Латинская Америка	Венесуэла	-	3,516	1,739	0,830	-	6,955
	Мексика	-	1,376	2,279	2,500	2,279	1,826
	Эквадор	-	-	-	-	0,150	-
	Панама	-	-	-	-	-	0,072
	Итого	-	4,892	4,018	3,330	2,429	8,853
Страны СНГ	Россия	-	-	0,285	0,140	0,154	0,277
	Казахстан	-	-	0,262	-	-	-
	Азербайджан	-	-	-	-	-	1,577
	Итого	-	-	0,547	0,140	0,154	1,854
	Всего импорт	42,024	78,706	81,726	90,360	95,858	128,15

Приложение – Bhupendra Kumar Singh. India's Energy Security. The Changing Dynamics. – New Delhi, 2010. – P. 106-109

Таблица А.6

Энергетические проекты Индии за рубежом

№	Страна	Наименование проекта	Индийская компания	Вид деятельности
Африка				
1	Нигерия	Блок 279 оффшорное глубоководное месторождение нефти. Блок 285 оффшорное глубоководное месторождение нефти. Блок 297 оффшорное глубоководное месторождение нефти.	OMEL (OVL и Mittal Investment SARL) OMEL OMEL	Доля 60% в разработке месторождения. Доля 90% в разработке месторождения. Доля 40% в разработке месторождения.
2	Сан-Томе и Принсипи	Изучение блока 2. Месторождение нефти. Блок 226. Месторождение нефти	OVL Essar Energy	Доля 13,5% в месторождении совместно с компанией Equator Exploration Co. Компания вышла из доли в месторождении С 2006 года рассматривается участие в проекте.
3	Экваториальная Гвинея	Блоки 12 и 13. Месторождения нефти	OVL	Проявляет интерес в приобретении доли 23% компании Devon Energy.
4	Судан	Великий нильский нефтяной проект. Блоки 5 А и 5 Б. Месторождения нефти.	ONGC Videsh	25% доли совместно с компаниями CNPC, Petronas, Sudapet и Lundin

Продолжение таблицы А.6

5	Египет	Северный Рамадан. Месторождение газа. Изучение 2-х месторождений нефти	ONGC Videsh GSPC	70% совместно с компанией IPR 9 марта 2008 года подписано концессионное соглашение с компаниями EGAS и GANOPE
6	Ливия	Изучение прибрежных блоков нефтяных месторождений NC-188 (Бассейн Гхадамос), 189 (Сирт Бассейн) и 81-1	ONGC Videsh GAIL	49%-я доля совместно с компанией Turkish Petroleum. 5 марта 2007 года в Триполи было подписано соглашение о совместном освоении месторождений с Национальной нефтяной компанией Ливии. Компания GAIL проявила интерес в содействии в строительстве системы распределения газа в Ливии
7	Ангола	3 блока нефтяных месторождений	ONGC Videsh	Компания ONGC создала консорциум совместно с компаниями Petrobas и GALP
8	Алжир	Нефтяные месторождения	ONGC Videsh	Компания ONGC подписала соглашение о разработке месторождений в верхнем секторе совместно с компанией Sonatrach

Продолжение таблицы А.6

9	Кот д'Ивур	Приобретение 40%-й доли участия в блоке CI-112 на шельфе Гвинейского залива	ONGC Videsh и OIC	Разработка месторождения приостановлена в 2007 г.
10	Тунис		ONGC Videsh, OVL, IOCL, GAIL, BPCL, HPCL	В феврале 2007 г. образована Совместная комиссия. В августе 2007 г. Совместная Рабочая группа по нефти и газу провела встречу об участии в нефтегазовых проектах Туниса.
11	Габон	Прибрежный нефтяной блок «Шакти»	Oil India Ltd и Indian Oil Corporation на основе паритетного участия (50-50%)	Проект находится на стадии рассмотрения.
12	Кения	Нефтеперерабатывающий завод	Essar Group	Ведутся переговоры о покупке 50%-й доли участия в Кенийском нефтеперерабатывающем заводе у компаний Shell, Chevron и BP
Ближний и Средний Восток				
1	Иран	Фарси шельфовый блок. Нефтегазовое месторождение. Ядаваран. Нефтяное месторождение.	ONGC Videsh ONGC Videsh	40% доли в месторождении 29% доли в месторождении

Продолжение таблицы А.6

2	Ирак	Блок-8. Нефтяное месторождение.	ONGC Videsh	100%-е участие в месторождении
3	Сирия	Блок-24. Месторождения нефти и газа.	ONGC Videsh	В настоящее время владеет 15%. Ожидается покупка доли в 60% у компании IPR. Покупка 37% акций в нефтяных месторождениях у компании Petro Canada.
4	Кувейт	Нефтехимический комплекс	RIL and GAIL	Индия проявляет интерес в возможности инвестирования в комплекс.
5	Йемен	Нефтяной блок 82 и 83. Нефтяной блок 19, 28 и 57 Нефтяной блок 34 и 37	OIL-OIC GSPC, OIL Reliance Industr.	Совместно с компаниями Kuwait Energy Co. Подписано соглашение с правительством Йемена.
6	Оман	Блоки 18 и 41	OIL Reliance Industr.	Разработка месторождений нефти совместно с правительством Омана.
7	ОАЭ	Строительство электростанций	TATA	Ведутся переговоры с руководством страны.
Латинская Америка				
1	Бразилия	Освоение 3-х блоков нефтяных месторождений	ONGC Videsh	30% участие в месторождениях совместно с компаниями Shell, Petrobras.

Продолжение таблицы А.6

		Глубоководное месторождение ES-M-470 и мелководное месторождение SM-1413 Глубоководные нефтяные месторождения Бразилии	OVL Videocon и BRPL	100% участие в разработке месторождения. Месторождение оценивается в 425 миллионов долл. В 2007 году подписан меморандум о совместной разработке месторождений с правительством Бразилии в обмен на поставки дизельного топлива компании Petrobrus на сумму 1,084 млрд. долл.
2	Колумбия	Мансаровер. Нефтяное месторождение	ONGC Videsh	50%-е участие в разработке совместно с компаниями SINOPEC и Esopetrol.
3	Куба	Блоки 34 и 35 и 6 блоков 25, 26, 27, 28, 29, 300. Нефтяные месторождения.	ONGC Videsh, OVL	30%-е участие в разработке
4	Венесуэла	Блок Караборо, пояс Ориноко. Месторождения нефти и газа.	OVL	8 апреля 2008 года во время визита Министра нефти и газа в Венесуэлу было подписано соглашение между ONGC Venture Ltd и PDVSA (Venezuelan National Oil company) о совместном освоении месторождений.

Продолжение таблицы А.6

				Ведутся переговоры индийской компании OVL с компанией Еххон о покупке акций в газовом месторождении Коренегро.
5	Тринидад и Тобаго	Блок NCMA-2	OVL	Компания инвестировала 204 млн. долл. в освоении нефтяного месторождения.
6	Перу	Блок 155. Газовое месторождение	DMCC (RIL)	Участие в тендере на приобретение месторождения.
Азиатско-Тихоокеанский регион				
1	Вьетнам	Блоки 06.1, 127 и 128. Месторождения Нефти и газа.	ONGC Videsh	45%-я доля с BP, PetroVietnam в блоке 06.1. 100%-е участие в проекте в блоках 127 и 128.
2	Мьянма	Блоки А-3 и А-1 Разработка 3-х глубоководных нефтяных блоков: AD-2, AD-3 и AD-9	ONGC Videsh, GAIL ONGC Videsh	20%-я доля в освоении месторождений совместно с компаниями Daewoo, KOGAS 100%-я доля в разработке месторождений.
3	Тайланд		GOI	В июне 2007 года подписан меморандум о развитии возобновляемой энергетики.
	Россия	Сахалин-1	ONGC Videsh	20%-я доля в месторождении нефти и газа совместно с компаниями Еххон, Sodeco, R N Astra

Продолжение таблицы А.6

	Австралия	Блок 306 Р. Оффшорное месторождение нефти.	OVL	55%-е участие, ведутся переговоры с правительством Австралии
<i>Приложение</i> – Bhupendra Kumar Singh. India's Energy Security. The Changing Dynamics. – New Delhi, 2010. – P. 86-91				

Таблица А.7

Добыча нефти и газа индийской компанией OVL за рубежом в млн. т.н.э.

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
5,06	6,34	7,95	8,8	8,78	8,87	9,45	9
<i>Приложение</i> – Report of the Working Group on Petroleum & Natural Gas Sector for the 12 th Five Year Plan (2012-2017). – New Delhi, 2012							

Таблица А.8

Прогноз роста добычи нефти и газа индийскими компаниями за рубежом в млн. т.н.э.

	2012	2013	2014	2015	2016
Месторождения, на которых ведется добыча	9,05	8,962	8,529	8,763	9,129
Разрабатываемые месторождения	0,031	0,664	1,484	1,957	2,324
Перспективные месторождения	0	1,09	2,47	3,98	5,63
Итого	9,36	10,716	12,483	14,7	17,083
<i>Приложение</i> – Report of the Working Group on Petroleum & Natural Gas Sector for the 12 th Five Year Plan (2012-2017). – New Delhi, 2012					

Таблица А.9

**Инвестиционная активность индийских компаний
за рубежом в млрд. долл.**

Название компании	2002-2007 гг.	2007-2012 гг.	2012-2017 гг. (план)
OVL	4,679	7,447	17,305
BPRL	-	-	1,687
OIL	-	-	0,62
IOC	0,037	0,093	0,453
GAIL	0,016	0,042	0,748
HPCL	-	0,007	0,574
Итого	4,732	7,589	21,387

Приложение – Подсчитано автором в долл. по курсу \$1-53,66 рупии. Report of the Working Group on Petroleum & Natural Gas Sector for the 12 th Five Year Plan (2012-2017). – New Delhi, 2012

ПРИЛОЖЕНИЕ Б*Таблица Б.1***Динамика роста потребности в первичной энергии в мире
в млн. тонн н. э.**

Вид энергии	1980 г.	2000 г.	2006 г.	2015 г.	2030 г.	Темпы ежегодно- го роста в 2006- 2030 гг.
Уголь	1788	2295	3053	4023	4908	2%
Нефть	3107	3649	4029	4525	5109	1%
Природный газ	1235	2088	2407	2903	3670	1,8%
Ядерная энергетика	186	675	728	817	901	0,9%
Гидро-энергетика	148	225	261	321	414	1,9%
Биоэнергетика	748	1045	1186	1375	1662	1,4%
Другие виды энергетика	12	55	66	158	350	7,2%
Итого	7223	10034	11730	14121	17014	1,6%

Приложение – World Energy Outlook, IEA. – 2008. – P. 78

Таблица Б.2

**Динамика роста потребности в первичной энергии
в Индии в млн. тонн н. э.**

Вид энергии	1990 г.	2000 г.	2005 г.	2015 г.	2030 г.	Темпы ежегодного роста в 2005- 2030 гг.
Уголь	106	164	208	289	411	2,8%
Нефть	63	114	129	173	272	3%
Природный газ	10	21	29	47	89	4,6%
Атомная энергетика	2	4	5	19	47	9,9%
Гидро-энергетика	6	6	9	17	32	5,3%
Биоэнергетика	133	149	158	168	211	2,1%
Другие виды энергетика	-	-	1	6	21	15,8%
Итого	186	311	537	719	1082	2,8%
<i>Приложение – World Energy Outlook. 2007. China and India. Insights. International Energy Agency. 2007. – P. 465</i>						

Таблица Б.3

Темпы ежегодного роста населения и ВВП в мире и Индии в %

	1980-1990 гг.	1990-2006 гг.	2006-2015 гг.	2006-2030 гг.
Темпы роста населения в мире	1,7	1,4	1,1	1
Темпы роста населения в Индии	2,1	1,7	1,4	1,1
Темпы роста ВВП в мире	2,8	3,2	4,2	3,3
Темпы роста ВВП в Индии	5,8	6,1	7,8	6,4
<i>Приложение – World Energy Outlook. IEA, 2008. – P. 64-66</i>				

Таблица Б.4

**Колебания мировых цен на нефть,
долл./баррель в текущих ценах**

Год	Цена на нефть марки Бренд	Год	Цена на нефть марки Бренд	Год	Цена на нефть марки Бренд
1976	12,8	1988	14,92	2000	28,5
1977	13,92	1989	18,23	2001	24,44
1978	14,02	1990	23,73	2002	25,02
1979	31,61	1991	20	2003	28,83
1980	36,83	1992	19,32	2004	38,27
1981	35,93	1993	16,97	2005	54,52
1982	32,97	1994	15,82	2006	65,14
1983	29,55	1995	17,02	2007	72,39

Продолжение таблицы Б.4

1984	28,78	1996	20,67	2008	97,26
1985	27,56	1997	19,09	2009	61,67
1986	14,43	1998	12,72	2010	79,5
1987	18,44	1999	17,97		
<i>Приложение – BP Statistical Review of World Energy. 2011. – P. 15</i>					

Таблица Б.5

Запасы угля в Индии в млн. тонн на 2002 г.

Штат	Доказанные	Разраба- тываемые	Перспектив- ные	Итого
Андхра Прадеш	7529	5481	2452	15462
Аруначал Прадеш	31	11	48	90
Джаркханд	35148	28444	5583	69175
Чаттисгарх	14017	28222	7304	49543
Махараштра	4389	1368	1605	7362
Мегхалая	118	41	300	459
Нагалэнд	3	1	16	20
Орисса	11308	23729	16534	51571
Уттар Прадеш	766	296	-	1062
Западная Бенгалия	10846	10926	4147	25919
Ассам	259	27	34	320
Итого	84414	98546	38023	220983
<i>Приложение – Reliance Review of Energy Markets / Reports by Energy Research Group Reliance Industries Limited. – Mumbai: Reliance, 2003. – P. 275</i>				

Таблица Б.6

**Запасы угля, нефти и природного газа в странах
Центральной Азии**

Страна	Нефть в млн. т.	Уголь в млн. т.	Природный газ в млрд. куб. м.
Казахстан	5500	33600	1800
Узбекистан	100	1900	8000
Туркменистан	100		1600
Таджикистан	37	667,3	29,1
Кыргызстан	-	-	5,7

Приложение – BP Statistical Review of World Energy. – 2011

Таблица Б.7

Динамика добычи и потребления угля в Казахстане в млн. т.

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
38,5	40,7	37,8	43,3	44,4	44,2	49,1	50	56,8	51,5	56,2
23,2	22,5	22,8	25,2	26,5	27,2	28,1	30,8	34	31,7	36,1

Приложение – BP Statistical Review of World Energy. – 2011

Таблица Б.8

Запасы нефти в Индии по штатам в млн. тонн

Год	Гуджарат	Ассам	Андхра-прадеш	Тамил Наду	Оффшорные месторождения	Всего
2002	148,09	173,79	3,77	5,97	408,93	740,55
2003	146,08	180,85	4,45	7,38	422,35	761,11
2004	174,83	170,22	4,28	8,01	381,74	739,08
2005	191,98	171,59	4,71	8,18	409,58	786,04

Продолжение таблицы Б.8

2006	204,42	170,59	4,52	7,98	368,55	756,06
2007	131,62	133,76	4,4	8,09	447,51	725,38
2008	135,37	173,12	4,37	7,98	449,28	770,12
2009	134,97	173,74	4,21	7,92	452,46	773,29
2010	136,67	174,36	3,94	7,84	451,85	774,66
2011	137,42	176,5	5,23	8,49	429,79	757,44
<i>Приложение – Indian Petroleum & Natural Gas statistics. 2010-2011. New Delhi: Government of India, 2011. – P. 23</i>						

Таблица Б.9

**Динамика роста добычи и импорта нефти
в Индии по штатам в млн. тонн**

Год	Ассам	Аруначал- Прадеш	Тамил Наду	Гуджарат	О ф ф - шор. блоки	Всего	Импорт
2000- 2001 гг.	5,2	-	0,7	5,8	20,7	32,4	42,024
2001- 2002 гг.	5	0,069	0,44	6	20,14	31,59	78,706
2002- 2003 гг.	4,66	0,074	0,39	6	21,57	32,69	81,726
2003- 2004 гг.	4,59	0,077	0,37	6,1	21,98	33,12	90,36
2004- 2005 гг.	4,7	0,083	0,39	6,19	22,39	33,75	95,858
2005- 2006 гг.	4,47	0,1	0,385	6,25	20,76	31,965	99,409
2006- 2007 гг.	4,4	0,109	0,353	6,212	22,662	33,988	111,502

Продолжение таблицы Б.9

2007-2008 гг.	4,357	0,102	0,298	6,177	22,905	34,118	121,672
2008-2009 гг.	4,674	0,102	0,265	5,946	22,233	33,508	128,151
2009-2010 гг.	4,74	0,131	0,239	5,96	21,869	33,69	159,259
2010-2011 гг.	4,719	0,116	0,234	5,905	21,284	32,253	163,594
<i>Приложение – Indian Petroleum & Natural Gas statistics. 2010-2011. – New Delhi: Government of India, 2011. – P. 26</i>							

Таблица Б.10

**Динамика роста производства нефте- и газопродуктов
в Индии в млн. тонн**

	1990 г. *	2000 г.*	2002г.**	2004г.**	2006г.**	2008г.**	2010 г.**
Нефтепродукты							
<i>Легкие нефтепродукты</i>	10,023	25,048	28,619	32,865	37,443	40,599	55,454
Пропан и бутан	1,221	4,088	4,903	5,57	6,355	7,072	7,459
Бензин	3,552	8,070	10,361	11,057	12,137	16,002	25,881
Лигроин	4,859	9,908	9,650	14,1	16,568	15,063	17,712
Другие	0,391	2,982	3,705	2,138	2,465	2,535	4,403
<i>Средние нефтепродукты</i>	26,344	52,445	55,937	62,509	69,317	79,795	97,211
Керосин	5,471	8,714	10,028	9,298	8,721	7,902	7,927
Авиационное топливо	1,801	2,513	3,053	5,201	7,305	8,44	9,195

Продолжение таблицы Б.10

Реактивное дизельное топливо	17,185	39,052	40,207	45,903	51,908	62,293	76,732
Легкое дизельное топливо	1,509	1,481	2,079	1,546	0,767	0,659	0,516
Другие	0,378	0,685	0,570	0,561	0,616	0,501	2,84
<i>Тяжелые нефтепродукты</i>	11,917	17,382	18,496	23,205	24,889	29,855	35,445
Мазут топочный	4,879	6,479	7,529	10,56	11,951	14,428	18,294
Мазут	4,550	4,913	4,638	4,41	3,365	3,09	1,872
Смазочное масло	0,561	0,684	0,684	0,646	0,811	0,908	0,802
Битум	1,603	2,721	2,941	3,349	3,783	4,577	4,51
Нефтяной кокс	0,229	2,473	2,659	3,162	3,59	4,252	2,578
Парафин	0,095	0,112	0,045	0,068	0,063	0,072	0,096
Итого	47,063	90,787	97,438	118,579	131,65	150,25	188,11
<i>Приложение – * Reliance Review of Energy Markets / Reports by Energy Research Group Reliance Industries Limited. – Mumbai: Reliance, 2003. – P. 242</i>							
<i>** Indian Petroleum & Natural Gas statistics. 2010-2011. – New Delhi: Government of India, 2011. – P. 37</i>							

Таблица Б.11

Запасы газа в Индии в млрд. куб. м.

Год	Гуджарат	Ассам	Андхра-прадеш	Тамил Наду	Оффшорные месторождения	Всего
2002	91,79	160,96	40,36	22,05	435,55	750,71
2003	96,22	164,37	42,07	24,76	526,06	853,48
2004	95,87	172,95	41,75	28	584,23	922,8
2005	93,11	174,94	42,28	29,57	761,09	1100,99
2006	84,96	174,68	41,46	28,78	745,27	1075,15
2007	76,72	119,74	40,92	28,72	788,48	1054,58
2008	73,75	112,34	40,33	27,77	835,78	1089,97
2009	77,22	131,45	39,55	26,95	840,09	1115,27
2010	76,57	129,2	41,24	34,27	867,29	1148,57
2011	78,97	127,93	40,58	36,88	956,57	1240,92

Приложение – Indian Petroleum & Natural Gas statistics. 2010-2011. – New Delhi: Government of India, 2011. – P. 26

Таблица Б.12

Динамика роста добычи газа в Индии по штатам (в млн. куб. м.)

Штат	2001	2003	2005	2007	2009	2010
Гуджарат	3280	3517	3831	2931	2444	2263
Ассам	1992	2204	2408	2598	2703	2682
Андхра-прадеш	1797	1927	1663	1567	1479	1384
Тамилнаду	349	605	906	1169	1178	1119
Трипура	416	508	480	534	564	610
Раджастхан	101	168	242	162	213	242

Продолжение таблицы Б.12

Оффшорные блоки	21747	22989	22624	23318	38811	43645
Итого	29714	31962	32202	32402	47458	52181
<i>Приложение – Indian Petroleum & Natural Gas statistics. 2010-2011. – New Delhi: Government of India, 2011. – P. 27</i>						

Таблица Б.13

**Динамика роста распределения сферы применения газа
в Индии в млрд. куб.м.**

Сфера применения	2000 г.*	2002 г.**	2004 г.**	2006 г.**	2008 г.**	2010 г.**
Энергетика	17,199	19,767	21,328	20,885	22,191	35,719
Электроэнергетика	8,801	10,51	12,099	11,963	12,603	27,415
Производство топлива для промышленности	2,87	2,939	3,569	3,205	5,912	2,317
Плантации чая	0,151	0,119	0,142	0,17	0,154	0,193
Хозяйственные нужды	0,335	0,654	0,343	0,443	0,102	0,029
Производство сжиженного газа	5,004	5,409	4,944	5,034	1,885	4,543
Другие	-	0,136	0,231	0,004	1,535	1,222

Продолжение таблицы Б.13

Сферы, не связанные с энергетикой	10,661	10,197	9,447	10,513	10,798	15,71
Производство удобрений	8,48	7,955	8,173	8,497	9,082	13,429
Нефтехимия	0,779	1,027	1,236	1,377	1,105	1,183
Другие	1,402	1,215	0,038	0,639	0,611	1,098
Итого	27,86	29,964	30,775	31,368	32,989	51,429
<i>Приложение – * Reliance Review of Energy Markets / Reports by Energy Research Group Reliance Industries Limited. – Mumbai: Reliance, 2003. – P. 263</i> <i>** Indian Petroleum & Natural Gas statistics. 2010-2011.</i> <i>- New Delhi: Government of India, 2011. – P. 30</i>						

Таблица Б.14

**Основные месторождения нефти и газа в странах
Центральной Азии**

Место рождения	Год открытия	Извлекаемые запасы нефти в млн. т. и газа в млрд. куб. м.	Добыча нефти в млн. т. и газа в млрд. куб. м в год	Лицензия
Казахстан				
Кашаган	2000	1500-10500 млн. т. нефти и 1 трлн. куб.м. газа	Начало добычи планируется в 2012 г., объем 50 млн. т. с увеличением до 75 млн. т. нефти к 2020 г.	North Caspian Operating Company (Eni, KMG Kashagan B.V, Total, Exxon-Mobil, Royal Dutch Shell – 16,8%, Conoco-Philips-8,4%, Inpex-7,56%)
Тенгиз	1979	750-1250 млн. т. нефти и 1,8 трлн. попутного газа	26 млн. т. нефти	Chevron Overseas-50%, КазМунайГаз-20%, Exxon-Mobil-25%, Лукойл-5%
Узень	1961	1100 млн. т. нефти	7 млн. т. нефти	КазМунайГаз-100%
Кара-чаганак	1979	1200 млн. т. нефти и 1,35 трлн. куб.м. газа	11,6 млн. т. нефти и 14,2 млн. куб. м.	British Gas и Eni-29,5%, Chevron-Texaco-18%, Лукойл-13,5%, КазМунайГаз-10%
Каламкас	1976	500 млн. т. нефти	4,2 млн. т. нефти	Мангистаймунайгаз
Жаназол	1979	500 млн. т. нефти и 133 млрд. куб. м.	4,45 млн. т. нефти	CNPC-Актобеманайгаз

Продолжение таблицы Б.14

Жеты	1961	345 млн. т. нефти и	1,12 млн. т. нефти	Мангистаймунайгаз
Актоты	2003	269 млн. т. нефти	-	AgipKCO
Калам-касмор	2002	159 млн. т. нефти	-	AgipKCO
Кайран	2003	150 млн. т. нефти	-	AgipKCO
Кенкияк	1959	150 млн. т. нефти	2 млн. т. нефти	CNPC-Актобеманайгаз
Кумколь	1984	130 млн. т. нефти и 15 млрд. куб. м.	5,8 млн. т. нефти	Северная часть – Тургай-Петролум (Лукойл, PetroKazakhstan-50%), Южная часть – ПетроКазахстан Кумколь Рисорсиз (КазМунайГаз-33%, PetroKazakhstan-66%)
Северное Бузачи	1975	50-80 млн. т. нефти	1,8 млн. т. нефти	Buzachi Operating Ltd – совместная компания Caspian Investment Resources Ltd-50% (Лукойл Оверсиз и Mittal Investments) и CNPC-50%
Каражанбас	1974	70 млн. т. нефти	2 млн. т. нефти	Каражанбасмунай – СІТІС-50% и КазМунайГаз-50%
Каракудук	1971	40 млн. т. нефти	1 млн. т. нефти	КаракудукМунай – Лукойл Оверсиз-50% и Mittal Investments-50%
Хвалынское	2000	36 млн. т., 17 млн. т. газового конденсата, 332 млрд. куб. газа	Производство планируется в 2016 г.	Лукойл-50%, КазМунайГаз-25%, Total-18%, GDP Suez-8%

Продолжение таблицы Б.14

Асар	1969	30	0,151 млн. т. нефти	Мангистаймунайгаз
Арман	1979	30 млн. т. нефти	0,2 млн. т. нефти	Арман
Чинарев	1991	35 млн. т. нефти и 49 млрд. куб. м газа	-	Жайыкмунай
Узбекистан				
Кандым	1980	6 млн. т. нефти и 202 млрд. куб.м.	-	Лукойл-90%, Узбек-нефтегаз-10%
Шах-пахты	1962	7,7 млн. т. нефти и 8 млрд. куб.м.	0,5 млн. куб.м.	Зарубежнефтегаз-50%, Газпром-50%
Туркменистан				
Акпатлавук	1991	50	0,45 млн. т. нефти и 1,5 млн. куб.м.	Туркменнефть
Барсакельмес	1962	150	-	Туркменнефть
Бурун	1991	50 млн. т. нефти и 30 млрд. куб. м газа	0,7 млн. т. нефти	Eni
Джейтун	1967	50 млн. т. нефти и 30 млрд. куб. м газа	2 млн. т.	Dragon oil
Джигалыбек	1985	30 млн. т. нефти и 20 млрд. куб. м газа	-	Dragon oil
Кумдаг	1948	30 млн. т. нефти	0,5 млн. т.	Eni
Магтымгулы	2002	50 млн. т. нефти и 30 млрд. куб. м газа	-	Petronas

Продолжение таблицы Б.14

Небитдаг	1931	Остаточные запасы 10 млн. т. нефти	-	Eni
Небит-лидже	2001	50 млн. т. нефти	0,3 млн. т. нефти и 1 млн. т. газа	Туркменнефть
Самандепе	1980	5 млн. т. нефти и 100 млрд. куб. м.	5 млрд. куб.м.	CNPC
Северный Готурдепе	2010	20 млн. т. нефти	-	Туркменнефть
Челекен	1877	200 млн. т. нефти	-	Туркменнефть
Шатут	2003	50 млн. т. нефти	0,3 млн. т. нефти и 1 млн. т. газа	Туркменнефть
Южный Йологян	2006	200 млн. т. нефти и 21,2 трлн. куб. м	40 млрд. куб.м.	Туркменгаз
Минара	1970	200 млрд. куб. м.	-	Туркменгаз
Дов-летабад	1982	1,3 трлн. куб. м.	40 млрд. куб.м.	Туркменгаз
Приложение – Энциклопедия. Википедия // http://www.ru.wikipedia.org				

Таблица Б.15

**Динамика роста добычи нефти в странах
Центральной Азии в млн. т.**

Страна	2000*	2005*	2010*	2015**	2020**	2025**	2030**	Темпы ежегодного роста в 2010-2030 гг.**
Казахстан	35,3	62,6	81,6	104,6	109,5	124,5	154,4	3%
Узбекистан	7,5	5,4	3,7	-	-	-	-	-4,9%
Туркменистан	7,2	9,5	10,7	14,9	17,2	19,9	23,3	3,3%

Приложение – * BP Statistical Review of World Energy. 2011. – P. 10
** International Energy Outlook. 2011. – P. 230-231

Таблица Б.16

**Динамика роста потребления и нетто-экспорта нефти в странах
Центральной Азии в млн. т.**

Страна	2000	2002	2004	2006	2008	2010
Потребление						
Казахстан	7,8	9,3	10,7	11,6	12,8	12,5
Узбекистан	7,5	7	7	5,3	4,8	5
Туркменистан	3,6	3,8	4,3	4,7	5,3	5,6
Нетто-экспорт						
Казахстан	27,5	38,9	49,9	51	59,2	69,1
Туркменистан	3,6	5,2	5,3	4,5	5	5,2

Приложение – BP Statistical Review of World Energy. – 2011. – P. 11

Таблица Б.17

Динамика роста добычи, потребления и нетто-импорта природного газа в странах Центральной Азии в млрд. куб. м.

Страна	2000	2002	2004	2006	2008	2010
Добыча						
Казахстан	10,4	10,2	20	23,9	29,8	33,6
Узбекистан	51,1	51,9	54,2	54,5	62,2	59,1
Туркменистан	42,5	48,4	52,8	60,4	66,1	42,4
Потребление						
Казахстан	9,5	14,8	25	28,1	27,2	25,3
Узбекистан	45,7	50,9	43,4	41,9	48,7	45,5
Туркменистан	12,2	12,9	15	18,4	20,5	22,6
Нетто-импорт						
Казахстан	0,9	-	-	-	2,6	8,3
Узбекистан	5,4	1	10,8	12,6	13,5	13,6
Туркменистан	30,3	35,5	37,8	42	45,6	19,8

Приложение – BP Statistical Review of World Energy. – 2011. – P. 31

Таблица Б.18

Динамика роста производства электроэнергии в мире в млрд. киловатт/часов

Вид электростанции	2008	2015	2020	2025	2030	Темпы ежегодного роста производства электростанций в 2008-2030 гг.
ТЭС на угле	7692	8492	8946	10184	11510	1,9%
ТЭС на нефти	1010	943	901	859	820	-0,9%

Продолжение таблицы Б.18

ТЭС на природном газе	4158	4948	5629	6470	7476	2,6%
Атомные электростанции	2602	3178	3731	4188	4546	2,4%
Гидроэлектростанции	3121	3781	4465	4823	5204	2,2%
Ветровые электростанции	210	710	1035	1232	1350	7,5%
Солнечные электростанции	13	87	134	155	170	10,6%
Другие виды электростанций	318	512	621	753	865	4%
Всего	19125	22652	25462	28665	31943	2,3%
<i>Приложение – International Energy Outlook. 2011. – P. 262-270</i>						

Таблица Б.19

**Динамика роста производства электроэнергии
в Индии в млрд. киловатт/часов**

Вид электростанции	2008	2015	2020	2025	2030	Темпы ежегодного роста производства электростанций в 2008-2030 гг.
ТЭС на угле	537	637	681	800	938	2,7%
ТЭС на нефти	26	24	23	22	21	-1%
ТЭС на природном газе	81	242	311	374	399	6,2%
Атомные электростанции	13	66	119	157	187	10,8%
Гидроэлектростанции	113	174	260	279	319	4,3%

Продолжение таблицы Б.19

Ветровые электростанции	13	24	31	44	50	5,5%
Солнечные электростанции	0	2	6	13	15	28,5%
Другие виды электростанций	3	12	12	13	15	8%
Всего	786	1181	1444	1701	1942	3,9%
<i>Приложение – International Energy Outlook. 2011. – P. 262-270</i>						

Таблица Б.20

Запасы и добыча урана в Индии в тоннах

Штат	Шахта	Ввод в эксплуатацию	Добыча т/г	Запасы
Андрха Прадеш	Ламбапур-Педдагатту	2011 г.	130	82256
	Туммапалапалле	2011 г.	220	
Джаркханд	Джадугуда	1967 г.	175	50978
	Бхатин	1967 г.		
	Нарвапахар	1995 г.		
	Багджата	2009 г.		
	Турамдих	2003 г.	190	
	Бандухуранг	2007 г.		
Мегхалая	Мохулдих	2011 г.		
	Кулленг	2010 г.	340	19738
Раджастхан				6726
Карнатака	Гоги	2012 г.		4682
Чаттисгарх				3986
Уттар Прадеш				785

Продолжение таблицы Б.20

Химачал Прадеш				784
Махараштра				355
Уттаракханд				100
Итого			1055	172390
<i>Приложение – Nuclear power in India. – 2011, 18 November // http://www.world-nuclear.org/info/inf53.html</i>				

Таблица Б.21

Действующие атомные реакторы в Индии

Электростанция	Штат	Мощность в мегаватт	Ввод в эксплуатацию
Тарапур 1 и 2	Махараштра	150	1969 г.
Кайга 1 и 2	Карнатака	202	1999-2000 гг.
Кайга 3 и 4	Карнатака	202	2007-2011 гг.
Какрапар 1 и 2	Гуджарат	202	1993-1995 гг.
Мадрас 1 и 2	Тамил Наду	202	1984-1986 гг.
Нарора 1 и 2	Уттар Прадеш	202	1991-1992 гг.
Раджастхан 1	Раджастхан	90	1973 г.
Раджастхан 2	Раджастхан	187	1981 г.
Раджастхан 3 и 4	Раджастхан	202	1999-2000 гг.
Раджастхан 5 и 6	Раджастхан	202	Февраль и март 2010 г.
Тарапур 3 и 4	Махараштра	490	2005-2006 гг.
Итого		4385	
<i>Приложение – Nuclear power in India. – 2011, 18 November // http://www.world-nuclear.org/info/inf53.html</i>			

Таблица Б.22

Атомные реакторы, находящиеся в строительстве в Индии

Электростанция	Мощность в мегаватт	Начало строительства	Планируемый ввод в эксплуатацию
Куданкулам 1	1000	Март 2002 г.	Март 2012 г.
Куданкулам 2	1000	Июль 2002 г.	Июнь 2012 г.
Калпаккам	500	Октябрь 2004 г.	2012 г.
Какрапар 3	700	Ноябрь 2010 г.	Июнь 2015 г.
Какрапар 4	700	Март 2011 г.	Декабрь 2015 г.
Раджастхан 7	700	Июль 2011 г.	Декабрь 2016 г.
Итого	4600		

Приложение – Nuclear power in India. – 2011, 18 November // <http://www.world-nuclear.org/info/inf53.html>

Таблица Б.23

Планируемые и предлагаемые атомные реакторы в Индии

Электростанция	Штат	Мощность в мегаватт	Начало строительства	Планируемый ввод в эксплуатацию
Раджастхан 7	Раджастхан	700	2011 г.	Июнь 2016 г.
Раджастхан 8	Раджастхан	700	2011 г.	Декабрь 2016 г.
Куданкулам 3	Тамил Наду	1050-1200	2011 г.	2016 г.
Куданкулам 4	Тамил Наду	1050-1200	2012 г.	2017 г.
Джайтапур 1 и 2	Махараштра	1700	2013 г.	2018-2019 гг.
Кайга 5 и 6	Карнатака	1000-1500	2012 г.	
Куданкулам 5 и 6	Тамил Наду	1050-1200	2012 г.	2019-21 гг.
Кимхария 1-4, Фатехабад	Харьяна	700	2012 г.	
Барги 1 и 2	Мадхья-Прадеш	700	2012 г.	

Продолжение таблицы Б.23

Калпаккам 2 и 3	Тамил Наду	500	2014 г.	2019-2020 гг.
Итого		15000-16600		
Куданкулам 7 и 8	Тамил Наду	1050-1200	2012 г.	2017 г.
Раджаули	Бихар	700		
Махи-Бансвара	Раджастхан	700		
Джайтапур 3 и 4	Махараштра	1700	2016 г.	2021-2022 гг.
Джайтапур 5 и 6	Махараштра	1600		
Марканди (Пати Сонупур)	Орисса	1000		
Митхи Вирди 1-2	Гуджарат	1250	2013 г.	2019-2020 гг.
Митхи Вирди 3-4	Гуджарат	1250	2015 г.	2020-2021 гг.
Пулвендула	Андхра-Прадеш	1000		
Коввада 1-2	Андхра-Прадеш	1350-1550	2014 г.	2019-2020 гг.
Коввада 3-4	Андхра-Прадеш	1350-1550		
Низампатнам 1-6	Андхра-Прадеш	1400		
Харипур 1-2	Западная Бенгалия	1200	2014 г.	2019-2021 гг.
Харипур 3-4	Западная Бенгалия	1200	2017 г.	2022-2023 гг.
Чутка	Мадхья-Прадеш	1400		
Итого		18150-18700		
<i>Приложение – Nuclear power in India. – 2011, 18 November // http://www.world-nuclear.org/info/inf53.html</i>				

Таблица Б.24

**Динамика роста мощности возобновляемой энергетики
Индии в Гигаватт**

	2002 г.	2007 г.	2012 г.	2022 г.
Ветровая энергетика	5,415	10,5	17,582	40
Малая гидроэнергетика	0,52	1,4	3,358	6,5
Биоэнергетика	0,75	2,1	3,218	7,5
Солнечная энергетика	0,001	1	1,003	20
Итого	6,868	15	25,161	74
<i>Приложение – Arora D.S., Buche S., Cowlin S. Indian Renewable Energy Status Report. Background Report for DIREC 2010. – 2010, october. – P. 18</i>				

Таблица Б.25

**Совокупный потенциал гидроэнергетики бассейнов рек
Индии в Гигаватт**

Бассейны рек	Потенциал
Инд	33,832
Ганг	20,711
Брахмапутра	66,055
Реки Центральной Индии	4,152
Реки Западной Индии	9,43
Реки Восточной Индии	14,511
Итого	148,701
<i>Приложение – Reliance Review of Energy Markets / Reports by Energy Research Group Reliance Industries Limited. – Mumbai: Reliance, 2003. – P. 300</i>	

Таблица Б.26

**Совокупный потенциал и мощность малой гидроэнергетики
в Индии в Мегаватт по штатам на 2009 г.**

Штат, Союзная территория	Совокупный потен- циал	Установленная мощность
Андхра-Прадеш	560	187
Аруначал-Прадеш	1329	67
Ассам	239	27
Бихар	213	55
Чаттисгарх	993	19
Гоа	7	0
Гуджарат	197	7
Харьяна	110	69
Химачал-Прадеш	2268	255
Джамму и Кашмир	1418	129
Джаркханд	209	4
Карнатака	748	588
Керала	704	134
Мадхья-Прадеш	804	71
Махараштра	733	221
Манипур	109	5
Мегхалая	230	31
Мизорам	167	28
Нагалэнд	189	29
Орисса	295	64
Пенджаб	393	128
Раджастхан	57	24
Сикким	266	47
Тамил Наду	660	90
Трипура	47	16

Продолжение таблицы Б.26

Уттарначал-Прадеш	461	25
Уттар-Прадеш	1577	133
Западная Бенгалия	396	98
Андаманские и Никобарские острова	7	5
Итого	15386	2556
<i>Приложение – Arora D.S., Buche S., Cowlin S. Indian Renewable Energy Status Report. Background Report for DIREC 2010. – 2010, october. – P. 59</i>		

Таблица Б.27

Динамика роста мощности ветровых электростанций и потенциал ветровой энергетики в Индии в Мегаватт

Штат	2007 г.*	2009 г.*	2010 г.**	Потенциал ветровой энергетики*
Андхра-Прадеш	123	123	138,4	8968
Гуджарат	875	1712	1934,6	10645
Карнатака	971	1391	1517,2	11531
Мадхья-Прадеш	70	213	230,8	1019
Махараштра	1646	2004	2108,1	4584
Раджастхан	496	855	1095,6	4858
Тамил Наду	3712	4596	5073,1	5530
Керала	2	27	28	1171
Итого	7845	10925	12126	48561
<i>Приложение – * Arora D.S., Buche S., Cowlin S. Indian Renewable Energy Status Report. Background Report for DIREC 2010. – 2010, october. – P. 59.</i>				
<i>** Indian Wind Energy Outlook 2011. – 2011, april // http://www.gwec.net/fileadmin/images/india//WEO2011_FINAL_April.pdf</i>				

Таблица Б.28

**Запасы и добыча урана в странах Центральной Азии
в тоннах в 2010 г.**

Страна	Добыча	Запасы
Казахстан	17803	233900
Узбекистан	2400	55200

Приложение – WNA, OECD // <http://www.worldnuclear.org/uploadedFiles/Pocket%20Guide%202009%20Uranium.pdf>

ПРИЛОЖЕНИЕ В*Таблица В.1***Инвестиционные энергетические проекты индийских компаний
в Центральной Азии**

Инвестор	Проект	Капитальные вложения в млн. долл.	Вид дея- тельности	Доля ин- дийской компании
Казахстан				
Mittal Investments	Нефтегазовое месторождение Северное Бузачи	-	Добыча нефти и газа	Mittal Investments-25%
Mittal Investments	Нефтяное месторождение Каракудук	-	Добыча нефти	Mittal Investments-50%
ONGC	Блок Сатпаев (Оффшорное месторождение)	80	Разведка и разработка нефти	ONGC-25%
Туркменистан				
ONGC Mittal Energy Ltd	Блок 11, 12 (Оффшорное нефтегазовое месторождение)	-	Разведка и разработка нефти и газа	ONGC Mittal Energy Ltd-30%
<i>Приложение – Энциклопедия. Википедия // http://www.ru.wikipedia.org</i>				

ОГЛАВЛЕНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	3
Предисловие	6
1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ АСПЕКТ ВО ВНЕШНЕЙ ПОЛИТИКЕ ИНДИИ	22
1.1. Концептуальные основы энергетической политики Индии	22
1.2. Этапы эволюции внешней энергетической политики Индии	37
1.3. Роль Ближнего и Среднего Востока в энергетической безопасности Индии	47
1.4. Африкано-Латиноамериканский вектор в энергетической политике Индии	63
1.5. Энергетическая политика Индии в Азиатско-Тихоокеанском регионе	75
2. ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ИНДИИ И СТРАН ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ В КОНТЕКСТЕ ГЛОБАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ	90
2.1. Развитие угольной промышленности	96
2.2. Развитие нефтяной промышленности	101
2.3. Развитие газовой промышленности	107
2.4. Развитие электроэнергетики	122
3. ПЕРСПЕКТИВЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ИНДИИ И СТРАН ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СФЕРЕ	143
3.1. Геополитическое значение Центральной Азии для Индии	143
3.2. Нефтегазовый фактор во внешней политике стран Центральной Азии: перспективы для Индии	152

3.3. Основные направления и проблемы энергетического сотрудничества Индии и стран Центральной Азии	170
3.4. Проекты нефтегазопроводов из Центральной Азии в Индию: проблемы и перспективы	180
Заключение	195
Список использованных источников	202
<i>Приложение А</i>	215
<i>Приложение Б</i>	231
<i>Приложение В</i>	257

Научное издание

Габдуллин Кенжебек Тулепбергенович
Алдабек Нуржамал Абдразаковна

**ЦЕНТРАЛЬНОАЗИАТСКИЙ ФАКТОР
В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКЕ ИНДИИ**

Монография

Редактор *Г.С. Бекбердиева*
Компьютерная верстка *Г.К. Шаккозовой*
Дизайн обложки *А. Калиевой*

В оформлении обложки использовано фото с сайта
[www. google.kz](http://www.google.kz)

ИБ №9998

Подписано в печать 12.09.2016. Формат 60x84/16.
Бумага офсетная. Печать цифровая. Объем 16,4 п.л.
Тираж 500 экз. Заказ №4019. Цена договорная.
Издательский дом «Қазақ университеті»
Казахского национального университета имени аль-Фараби.
050040, г. Алматы, пр. аль-Фараби, 71, КазНУ.

Отпечатано в типографии издательского дома «Қазақ университеті».