

ИСКОПАЕМЫЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Виктор Полищук, Валентин Мироненко, Светлана Тарасенко

Национальный университет биоресурсов и природопользования Украины
Украина, г. Киев, ул. Героев Обороны, 15

Аннотация. Рассмотрено современное состояние мирового топливно-энергетического комплекса. Проанализированы ресурсы наиболее распространенных минеральных и ископаемых топлив в мире и в Украине, рассмотрены способы их извлечения.

Ключевые слова: топливо, уголь, нефть, природный газ, газовые гидраты, нетрадиционный газ, сланцевый газ, метан угольных пластов, торф, горючие сланцы, урановые руды, водугольное топливо.

ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ

В последние годы в мире все более активно начинают применять альтернативные источники энергии: ветра, солнца, воды, земных недр, биомассы и т.п., которые постепенно занимают позиции, что ранее уверенно удерживали ископаемые топлива. Возникает вопрос, насколько это оправдано, целесообразно ли и дальше развивать альтернативную энергетику, или возможно, ископаемых топлив хватит еще на много лет, как считалось ранее.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОСЛЕДНИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В связи с назреванием в последнее время энергетической проблемы, вопросы ископаемых и минеральных топливно-энергетических ресурсов поднимаются во многих литературных источниках. Так, мировые ресурсы нефти исследуются в работе [1; 2], производства и использования нефтяных топлив – [3]. Ресурсы природного газа и способы его добычи исследуются в работах [4; 5; 6; 7; 8]. Производство генераторного газа из ископаемых ресурсов описано в [9]. Аварийные и резервные источники энергосбережения на основе тепловых накопителей отработанных газов двигателей внутреннего сгорания описаны в работе [10]. Вопросы запасов угля и других твердых ископаемых топлив рассмотрены в [2; 11; 12; 13]. Запасы сырья для ядерной энергетики оценены в работах [2; 11; 14; 15].

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Целью наших исследований является анализ современного состояния мирового топливно-энергетического комплекса, а также минеральных ресурсов и ископаемых источников энергии.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

На сегодняшний день минеральные топлива, к которым относятся нефть, природный газ, каменный уголь, горючие сланцы и т.д., остаются основой мирового топливно-энергетического комплекса.

Начиная с изобретения двигателя внутреннего сгорания в конце XIX ст., нефть, из которой путем перегонки и крекинга получают нефтяные топлива (бензин, керосин, дизельное топливо, котельное топливо нефтяное, печное бытовое топливо), постепенно вошла в нашу жизнь. В наше время именно нефтяные топлива являются источником питания современных автомобилей, тракторов, самолетов и т.д.

Однако еще в начале XX в. никто серьезно не задумывался о нефтяных запасах. В 1910 г. в топливном балансе стран мира широко использовались угли (65%), дрова (16%), растительные и животные отходы (16%), а на долю нефти приходилось всего 3%, природный газ вообще не применялся. Лишь в 30-х гг. XX в. положение начало меняться – в топливном балансе снизилась доля каменного угля (55%), значительно вырос

удельный вес нефти (15%), стал применяться природный газ (3%) [16].

До середины 1970-х годов мировая добыча нефти удваивалась примерно каждое десятилетие, затем темпы роста несколько замедлились. Так, в 1938 г. она составляла около 280 млн. т, в 1950 г. – около 550 млн. т, в 1960 г. – более 1 млрд. т, в 1970 – свыше 2 млрд. т, а в 1973 г. мировая добыча нефти превысила 2,8 млрд. т. Всего с начала организации промышленной добычи (с конца 1850-х гг.) к концу 1973 г. из мировых недр было выкачано 41 млрд. т нефти, из которых половина приходится на 1965-1973 годы.

Нефть занимает ведущее место в мировом топливно-энергетическом хозяйстве, и ее доля в общем потреблении энергоресурсов продолжает расти: 3 % – в 1900 г., 5% – перед Первой мировой войны (1914-1918 гг.), 17,5% – накануне Второй мировой войны (1939 г.), 24% – в 1950 г., 41,5% – в 1972 г., 48% – в 2004 г. В 2007 г. в мире добывалось около 3,2 млрд. т нефти в год, или 14,7 млрд. баррелей в год (1 т = 6,3 барреля). Растет также и потребления нефти – за последние 35 лет оно выросло с 20 до 30 млрд. баррелей в год. Таким образом, при нынешних темпах потребления разведанной нефти хватит примерно на 45 лет, неразведанной – еще на 10-50 лет [17; 18].

Существующие нефтяные месторождения уже не могут удовлетворить растущие потребности в нефти, что приводит к росту цен на нее. Начиная с послевоенного периода и в конце 60-х годов цены на нефть составляли 2,5-3 \$/баррель. Во время первого энергетического кризиса осенью 1973 г., когда страны ОПЕК снизили объемы добычи нефти на 5%, ее цена выросла до 5 \$/баррель, а в следующем году – до 12 \$/баррель. Во время второго энергетического кризиса в 1979 г., связанного с уменьшением добычи нефти в связи с революцией в Иране, цены на нефть составляли 6,5 \$/баррель. С тех пор цены на нефть постоянно росли. В 2004 г. в связи с ураганом Катрина, который остановил добычу нефти в Мексиканском заливе, цена на нефть остановилась на отметке \$70/баррель. В 2008 г. цена на нефть достигла рекордного уровня в 147 \$/баррель. Лишь в связи с глобальным экономическим кризисом в 2009 г. цены на нефть несколько снизились до уров-

ня 40-75 \$/баррель. Однако с наращиванием промышленного производства цена вновь начала расти и на сентябрь 2011 г. составила 103 \$/баррель.

Нефть добывается как путем выкачивания из земных недр, где она размещается в полостях (кавернах), через скважины, так и вымыванием горячей пресной водой с природных битумов (асфальтов, керитов, озокеритов, битуминозных песков), которые добывают карьерным или шахтным способами.

Мировыми лидерами добычи нефти являются страны Ближнего Востока (Саудовская Аравия, Иран, Ирак, Объединенные Арабские Эмираты, Катар, Венесуэла и Россия. Также большими ресурсами нефти обладают Канада, США, Бразилия, Казахстан, Ливия, Нигерия и др.

В Украине на конец XX в. было известно около 350 месторождений углеводородов (нефти, газа и газового конденсата) в трех нефтегазоносных регионах: Западном (включает Волыньско-Подольскую, Предкарпатскую, Карпатскую и Закарпатскую нефтегазоносные области), Восточном (Левобережье Днестра, включая Черниговскую, Сумскую, Полтавскую, Днепропетровскую, Харьковскую, Луганскую и частично Донецкую области) и Южном (охватывает Западное и Северное Причерноморье, Северное Приазовье, Крым, украинские зоны Черного и Азовского морей) [18]. Потенциальные извлекаемые ресурсы нефти, которые оставались в недрах на конец XX ст., составляли 153 млн. т. Причем более 50% из них находится в сложных горно-геологических условиях и потребуют нетрадиционных методов добычи. Современные объемы промышленной добычи нефти составляют около 3,5 млн. т/год (для нужд народного хозяйства Украины ежегодно необходимо 19 млн. т. нефти) [1]. Основные перспективы добычи нефти в Украине связаны с шельфом и континентальным склоном Черного моря и большими глубинами (4-7 км) [15].

Ввиду исчерпаемости нефтяных ресурсов, постоянного роста цен на нефть, значительное внимание уделяется получению синтетических нефтяных топлив через процесс Фишера-Тропша, который был изобретен немецкими исследователями Францем Фи-

шером и Гансом Тропшем в 20-е годы XX ст. Сначала методом газификации и пиролиза твердого топлива получается генераторный или пиролизный газы, из которых путем очистки от сернистых и азотистых соединений производится синтез-газ, который представляет собой смесь угарного газа и водорода в различных соотношениях (но не выше 1:2). Содержимое $\text{CO} + \text{H}_2$ в газовой смеси составляет около 85%. Синтез ведут в присутствии кобальт-торий-магниевого и железо-медного катализаторов. Теоретический выход углеводородов при полном преобразовании CO составляет 208,4 кг/м³ газа. Практический выход составляет до 85% от теоретического [19].

Недостатком такого синтетического жидкого топлива является высокое содержание ненасыщенных углеводородов (олефинов), которые быстро превращаются в смолы. Поэтому для практического использования такое топливо смешивают с нефтяными топливами прямой перегонки. Кроме того, себестоимость синтетических топлив, полученных способом Фишера-Тропша, выше нефтяных топлив.

Мировыми лидерами по производству синтетического жидкого топлива являются Германия, Китай, США, Япония, ЮАР и некоторые другие страны. Строятся заводы по производству синтетического топлива в Польше, Казахстане, Малайзии, Новой Зеландии. Во многих странах мира продолжают интенсивно проводиться научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по совершенствованию и улучшению показателей отдельных стадий процессов переработки гидрогенизации угля и продуктов сжижения, что может значительно повысить эффективность метода в целом. Исследования по гидрогенизации угля широко проводятся в Австралии, Великобритании, Германии, Испании, Индонезии, Колумбии, Китае, Пакистане, США и Японии [20]. Разработан способ производства синтетического топлива из метанола с применением высококремнеземных цеолитов ZSM-5 в качестве катализатора. Такой бензин имеет октановое число 92-95. Его качество выше по сравнению с бензином, что получается по методу Фишера-Тропша [21].

Несколько смягчает критическую ситуацию с нефтью другой минеральный энергетический ресурс - природный газ, который представляет собой смесь газов, основу которых составляет метан (85-98%). Добывается из земных недр как самостоятельно (газовые месторождения), так и как попутный продукт при добыче нефти (нефтегазовые месторождения).

Природный газ широко используется в химической промышленности как исходное сырье, а также как топливо для отопления жилых домов, автомобилей, электростанций и т.д. Для двигателей внутреннего сгорания используют сжатый до 20 МПа метан.

В экологическом отношении природный газ является наиболее чистым видом минерального топлива, поскольку при его сгорании, по сравнению с другими видами топлива, образуется значительно меньшее количество вредных веществ.

Природный газ находится в земле на глубине от одного до нескольких километров. В недрах газ содержится в микроскопических пустотах, что называются порами. Поры соединены между собой микроскопическими каналами – трещинами, которыми газ поступает из пор с высоким давлением в поры с более низким давлением до тех пор, пока не появится в скважине. Для добычи природного газа бурят вертикальные, наклонно-направленные и горизонтальные скважины с помощью буровых установок. Стоимость бурения одной газовой скважины на 2007 г. в среднем составляла 13,2 млн. \$. Скважины пытаются размещать равномерно на всей территории месторождения с целью равномерного падения пластового давления в залежи. Иначе возможно перетекание газа между областями месторождения и преждевременное обводнение пласта. Газ выходит из недр вследствие того, что находится в слое под давлением, который значительно превышает атмосферное. Таким образом, движущей силой добычи природного газа является разница давлений в слое и в системе сбора.

Попутный нефтяной газ (ПНГ), получаемый в процессе добычи нефти, кроме метана содержит этан, пропан, бутан и другие примеси. В зависимости от района добычи вместе с 1 т нефти получают от 25 до 800 м³ ПНГ. Он

требует разделения на фракции на специальных газоперерабатывающих заводах, строительство которых часто или не предвидится, или опаздывает на начало добычи нефти. Поэтому на промысле ПНГ часто сжигается в факелах. В мире ежегодно сгорает свыше 100 млрд. м³ ПНГ, по объему его сжигания, согласно данным Всемирного банка, лидирует Россия – около 38 млрд. м³ (на 2008 г.). На втором месте, по данным Всемирного фонда дикой природы (WWF), находится Нигерия – 26 млрд. м³ (на 2009 г.) [7].

От места добычи к потребителям природный газ необходимо транспортировать. На сегодня основным видом транспорта является трубопроводный, также используют специальные танкеры - газовозы.

Газ, поступающий из скважин, сначала необходимо подготовить к транспортировке конечному потребителю. Необходимость подготовки газа вызвана присутствием в нем, кроме целевых компонентов, различных примесей, которые вызывают трудности при его транспортировке или использовании. Так пары воды, содержащихся в газе, при определенных условиях могут образовывать гидраты или, конденсируясь, накапливаясь в разных местах (например, в изгибах трубопровода), мешая движения газа. Сероводород вызывает сильную коррозию газового оборудования.

Кроме подготовки самого газа, необходимо подготовить и трубопровод. Широкое применение здесь находят азотные установки, которые используются для создания инертной среды в трубопроводе.

При транспортировке по трубопроводам газ под давлением, как правило, до 75 ат движется трубами диаметром до 1420 мм. По мере продвижения газа по трубопроводу он теряет свою энергию, преодолевая силы трения, как между газом и стенкой трубы, так и между слоями газа. Поэтому через определенные промежутки следует сооружать компрессорные станции с газоперекачивающими агрегатами, на которых газ дожимается до расчетного давления. Сооружение и обслуживание трубопровода достаточно дорогое, однако это самый дешевый способ транспортировки газа и нефти. Газопроводы большого диаметра, предназначенные для транспортировки газа на большие расстояния, назы-

ваются магистральными. Так, общая протяженность магистральных газопроводов в Украине составляет 35,6 тыс. км.

Кроме трубопроводного транспорта, используют специальные танкеры – газовозы. Это специальные корабли, на которых газ перевозится в сжатом или сжиженном состоянии при определенных термобарических условиях. Для транспортировки газа таким образом необходимо проложить газопровод до берега моря, построить на берегу завод для сжижения природного газа, порт для танкеров и сами танкеры. Этот вид транспорта считается экономически целесообразным при отдаленности от потребителя сжиженного газа свыше 3000 км. При благоприятных условий цена поставки газа танкером может быть ниже цены поставок по газопроводу почти на порядок. Сравнение транспортных расходов при использовании трубопроводного транспорта и газовозов показывает, что, используя последний, увеличение расстояния транспортировки снижает темпы расходов, подтверждая привлекательность нового рынка сжиженного природного газа. Прокладка же трубопроводов, как наземных, так и подводных, с ростом расстояния увеличивает себестоимость традиционного природного газа намного быстрее [15].

В Украине ресурсы природного газа сосредоточены в трех нефтегазоносных регионах: Западном, Восточном и Южном и на 2009 г. составляли 980 млрд. м³, что является третьим показателем в Европе [22]. Основные запасы природного газа, которые пригодны для промышленной разработки, сосредоточены в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области, которая была открыта в 1950-и гг. Крупнейшие месторождения газа – Шебелинское, Западно-Хрестищинське, Єфремовське. Большинство перспективных газовых месторождений размещены в Причорноморсько-Крымской нефтегазоносной области на глубине до 4500 м [15]. В 2010 году добыча природного газа в нашем государстве становила 20,5 млрд. м³ (по данным компании "Нафтогаз Украины").

Кроме чисто газовых и нефтегазовых месторождений используется также нетрадиционный газ (от англ. unconventional gas) - промышленный термин, обозначающий природный газ: в глинистых сланцевых породах

(shale gas), в угольных пластах (coal bed methane), в плотных песчаниках (tight gas sands), в геозонах под давлением (geopressurized zones), в рудных залежах полезных ископаемых (рудничный газ), природный газ глубокого залегания (deep natural gas). Промышленное значение имеют сланцевый газ и метан угольных пластов.

Сланцевый природный газ (СПГ) – газ, содержащийся в залежах сланца, состоит в основном из метана. Главная особенность сланцевых месторождений – это: во-первых, твердая порода, которую труднее бурить; во-вторых, малый поровый объем, то есть небольшое содержание газа на единицу объема месторождения; в-третьих, невысокая проницаемость сланцев, то есть газ по микро-трещинам течет к стволу скважины с небольшой скоростью. Поэтому площадь дренирования в скважины очень маленькая, а количество запасов газа, которые осваиваются одной скважиной, невелико. Теплотворная способность сланцевого природного газа в два раза ниже, чем природного, так как он содержит много углекислого газа, азота и сероводорода. Поэтому сланцевый природный газ в США используется как топливо для бытовых нужд в населенных пунктах, расположенных на небольших расстояниях от мест добычи, откуда он может транспортироваться по газопроводах низкого давления.

Сланцевый природный газ добывается путем бурения в пласте горизонтальных скважин стоимостью \$2,6-4 млн. Затем в горизонтальном стволе скважины осуществляется гидроразрыв пласта (создание трещин в пласте для обеспечения притока к скважинам газа, что осуществляется путем закачки в скважину с помощью мощных насосных жидкости разрыва в составе песка и воды или кислоты, которая разъедает стенки трещин в пласте при давлении выше давления разрыва нефтегазоносного пласта, после чего воду откачивают, а песок заполняет расширенные трещины и свободно пропускает газ до скважины), что обеспечивает увеличение дебита скважины в сотни раз. С другой стороны, гидроразрыв пласта представляет значительный экологический риск, ведь сланцевый газ через трещины (их длина может достигать более 100 м) может попасть в водоносные горизонты. При разработке место-

рождений сланцевого газа в густонаселенной Европе это может стать серьезным препятствием для таких проектов через суровое экологическое законодательство ЕС.

Для стабильного добычи сланцевого природного газа необходимо непрерывно бурить новые скважины, для чего иметь свободные участки земли под эти скважины и большое количество буровых установок и насосных станций для неоднократных гидроразрывов пластов. Для одной операции гидроразрыва пласта нужно около 4000 т воды и 200 т песка. В течение года на каждой скважине может осуществляться от 3 до 10 гидроразрывов пласта.

Низкая концентрация сланцевого природного газа в породе приводит к тому, что пробуренные скважины быстро сокращают свой дебит – на 30-40% за год. Поэтому срок их эксплуатации для добычи сланцевого природного газа составляет от нескольких месяцев до 5 лет (скважины для добычи природного газа эксплуатируются до 50 лет).

Преимущество месторождений сланцевого природного газа заключается в том, что газ добывается вблизи потребителя и в регионах с развитой инфраструктурой (наличие дорог, электропитания, газопроводов, теплоэлектростанций).

Разведанные мировые запасы природного и сопутствующего нефтепромыслового газа составляют около 190 трлн. м³, которых хватит чуть более, чем на 60 лет добычи. Запасы метана сланцевых и угольных пластов превышают 450 трлн. м³ [4].

В 1990 г. в США добывалось лишь 10% нетрадиционного газа, в 2009 г. – более 40%, а к 2020 г. планируется получить около 60% нетрадиционного газа. В 2009 г. добыча сланцевого природного газа на пяти американских месторождениях составил 80 млрд. м³, из которых около 70% пришлось на месторождение Barnett. Прогнозируется, что добыча сланцевого газа в стране будет расти до 2035 г. со среднегодовым приростом 5,3%, а импорт природного газа ежегодно снижаться на 2,6%.

В Международном энергетическом агентстве (МЭА) считают, что к 2035 г. до четверти общемировой добычи природного газа придется на сланцевый природный газ. За прогнозами, дешевый сланцевый природ-

ный газ может даже вытеснить природный газ, добыча которого в США становится дороже, чем сланцевого природного газа (прогнозируемые затраты добычи сланцевого газа в США до 2014 г. составят в среднем \$155/1000 м³, в канадских Британской Колумбии и Альберте – \$109/1000 м³, тогда как себестоимость добычи 1000 м³ природного газа в США на март 2010 г. составляла около \$155,7. В России в этот же период себестоимость добычи природного газа составляет \$3-50).

Промышленная добыча сланцевого природного газа ведется также в Канаде, где работы идут на двух месторождениях – Horn River и Montney. По мнению специалистов канадского National Energy Board, к 2020 г. добыча сланцевого газа и газа плотных песчаников в крае достигнет 200 млрд. м³ в год. Добыча СПГ только на одном месторождении Horn River может к 2015 г. достичь 40 млрд. м³ в год.

По экспертным оценкам компании Royal Dutch Shell, запасы нетрадиционного газа в Европе могут составлять около 30 трлн. м³, что примерно в пять раз больше уже разведанных запасов природного газа. Проведение надлежащего объема геологоразведочных работ определит, чьи прогнозы более точные. Предполагается, что добыча нетрадиционного газа на континенте к 2030 г. достигнет примерно 15 млрд. м³, что составит около 7% суммарной добычи природного газа. Крупнейшие энергетические корпорации покупают земли в Европе для разведки там месторождений сланцевого газа. Крупнейшая нефтяная компания США, Exxon Mobil Production Co., заключила договоры лизинга с целью разработки запасов нетрадиционного газа в Польше и Германии. При этом в феврале 2010 г. она отказалась от своего проекта в Венгрии, поскольку не нашла там запасов газа промышленного значения. Однако разработка сланцевого газа – трудоемкий и длительный процесс, который требует проведения значительного объема геологоразведочных работ и бурения десятков тысяч скважин в течение 7-10 лет, и до начала его промышленной добычи в Европе могут пройти десятки лет. В настоящее время ведущие нефтегазовые компании мира разрабатывают новые технологии для уменьше-

ния себестоимости добычи газа из сланцев [7].

Метан угольных пластов формируется в результате биохимических и физических процессов в ходе преобразования растительного материала в уголь. Является причиной взрывов в угольных шахтах. Может добываться как самостоятельно и как попутный продукт, получаемый в процессе дегазации шахт перед добычей угля для создания безопасных условий работы. Например, средствами дегазации на шахтах России добывается от 20 до 30% общего объема метана.

В настоящее время добыча метана из угольных пластов осуществляется несколькими методами. Первый предусматривает дегазацию угольных шахт и использования шахтного газа, в котором содержание метана колеблется от 10 до 98%. Для отделения метана от воздуха используются сорбционные и кристаллизационные процессы.

За вторым способом вне зоны действующих шахт бурятся специальные вертикальные и горизонтальные скважины с применением искусственных методов повышения газопроницаемости угольных пластов. В этом случае газ, добываемый из угольных пластов по технологиям углегазового промысла, содержит метан (95-98%) с примесью азота (3-5%) и диоксида углерода (1-3%).

За третьим способом из закрытых шахт осуществляется добыча шахтного газа, в котором содержится от 50 до 80% метана, для дальнейшего использования на теплоэлектростанциях.

Четвертый способ добычи шахтного метана – комбинированный. Дегазацию шахт проводят перед их пуском. В этом случае удастся откачать до 70% объема метана в шахте. Поэтому сначала в пласте бурят скважины для извлечения метана, а через несколько лет на этих участках начинается добыча угля.

Добыча метана угольных пластов на сегодняшний день не превышает 3% общемировой добычи природного газа.

По данным компании Halliburton, объемы мировых запасов метана в угольных пластах составляют около 210 трлн. м³, в том числе в США – 19,6 трлн. м³, из которых рентабельных запасов, пригодных к добыче, – около 2,8 трлн. м³.

В США за последние 15 лет добыча метана угольных пластов выросла с 5 до 60 млрд. м³. К 2030 г. планируется увеличить добычу метана до 350 млрд. м³. В стране разработана и внедрена технология извлечения из угольных пластов до 80% метана, содержащегося в них. При этом бурится большое количество вертикальных и горизонтальных скважин с использованием пневморозрыва или гидроразрыва пласта. Глубина скважин – от 150 до 1000 м. Стоимость бурения одной скважины, по данным компании Halliburton, составляет \$ 0,4-1,0 млн. на 2007 г. Средний период от обезвоживания пласта до выхода на максимальную добычу – один-два года, а себестоимость добычи на 2007 г – от \$ 3-90 за 1000 м³. Срок эксплуатации скважин – до 20 лет. При этом средняя мощность угольных пластов составляет около 20 м. Например, в угольном бассейне Сан-Хуан (добывается 60% угольного метана в стране) число скважин для дегазации угольных пластов превышает 20 тыс., а их дебит достигает до 80 тыс. м³ в сутки.

Прогнозные ресурсы метана угольных пластов в России составляют 83 трлн. м³. По данным ОАО "Газпром", ООО «Газпром добыча Кузнецк» реализует пилотный проект по добыче метана из угольных пластов Кузнецкого бассейна, суммарные запасы которого в регионе до глубины 1800 м – около 13 трлн. м³, а до 1200 м – 6 трлн. м³. За 10 лет по проекту предусматривается пробурить около 1500 скважин и довести промышленную добычу метана до 4 млрд. м³ в год. ОАО "Газпром" намерен инвестировать в проект \$ 2,7 млрд. до 2030 г. По данным ВНДГРИ-уголь (Россия), себестоимость добычи шахтного метана в России может составлять около \$ 15-20 за 1000 м³.

По данным Национальной комиссии регулирования электроэнергетики Украины (НКРЭ), Украина имеет значительные ресурсы метана в угольных месторождениях – от 12 до 22 трлн. м³. Однако значительная часть метана угольных пластов находится в связанном состоянии (уголь является хорошим сорбентом) и лишь незначительное его количество – в свободном и растворенном виде. Поэтому до сегодняшнего дня объемы добычи и использования метана незначительные: несколько сотен млн. м³. Суммарные запасы

метана угольных пластов, пригодные к добыче в Донецком и Львовско-Волынском бассейне составляют около 900 млрд. м³. При этом в Донбассе максимальная толщина угольных пластов составляет около 2 м, поэтому использование американских технологий добычи метана нерентабельно.

Минуглепром Украины оценивает запасы шахтного метана в Донецкой и Луганской областях в 7-8 трлн. м³, а себестоимость его добычи может составить около \$100-120 за 1000 м³.

В настоящее время на 62 шахтах используют подземную дегазацию, но осуществлено утилизацию лишь около 80 млн. м³ метана, что составляет всего 4% общего газовыделения. Это в 4-5 раз меньше европейских показателей. В Донецком бассейне есть шахты, где газонасыщенность угольных пластов составляет около 20 м³/т, а запасы метана – от 0,2 до 4,7 млрд. м³.

По информации Комитета Государственных премий в области науки и техники Украины, учеными и специалистами АП «Шахта им. А. Ф. Засядько», НАК «Нафтогаз Украины» и НАНУ разработана рентабельная технология промышленного извлечения и использования шахтного метана, по которой газ используется для производства электроэнергии, моторного топлива и отопления. Суммарный экономический эффект от реализации проекта в условиях шахты им. А. Ф. Засядько – 272,3 млн. грн.

В Украине разработана концепция программы "Извлечение и использования метана угольных месторождений как альтернативного энергоресурса". Цель программы стоимостью около 4 млрд. грн. – создание условий для разработки промышленных технологий добычи и использования метана как альтернативного энергоресурса, решение проблемы обеспечения безопасного извлечения угля, увеличение до 1 млрд. м³ в год доли метана в структуре энергетического баланса страны и исключения его выбросов [7].

На Земле есть также большие запасы природного газа в твердом состоянии – газовые гидраты, – соединения метана с водой, устойчивый при низких температурах (не выше четырех градусов за Цельсием) и повышенном давлении (менее 40 ат). Газовый гидрат внешне напоминает спрессованный

снег, может гореть и при повышении температуры легко распадается на воду и газ. Газовый гидрат объемом 1 см³ может содержать до 160-180 см³ чистого газа.

Газовые гидраты достаточно широко распространены в Мировом океане на глубине свыше 400-600 метров [5]. Около 98% мировых запасов газовых гидратов сосредоточено в океане, 2% – на суше в зоне вечной мерзлоты [6]. По самым оптимистическим оценкам, мировые запасы метана в составе гидратов составляют от 2 832 до 7 645 563 трлн. м³. По сей день в мире выявлено свыше 220 метаногидратных залежей на шельфе океанов и морей. Крупнейшие из них находятся на побережье Атлантического океана и в Тихом океане. За контроль над Арктикой активно борются пять государств, которые имеют прямой выход к Ледовитому Океану, – Россия, Канада, США, Норвегия и Дания. Всего желание вести разработку полезных ископаемых арктического шельфа обнаружили более 20 государств. США, Япония, Индия, Канада имеют национальные программы изучения и промышленного освоения природных метаногидратов. Новым видом топлива занимаются Норвегия и Южная Корея. Нет сомнения, что этот список будет расширяться с каждым годом. Практически уже сегодня способны США, Канада, Германия, Индия и Япония совместными усилиями осуществляют проект добычи метана из залежей газовых гидратов в вечной мерзлоте канадской провинции Маккензи. В России большие залежи газогидратов обнаружены в Охотском море, на арктическом шельфе, в озере Байкал. Эксплуатируется Мессояхское месторождение, от которого проложен газопровод до Норильска.

Проблема выявления и использования метаногидратных залежей сегодня весьма актуальна. Некоторые страны (США, Япония, Индия, Канада) имеют национальные программы изучения и промышленного освоения природных гидратов метана. Разработка этих ресурсов будет способствовать не только экономическому развитию отдельных стран, но и политической стабильности в мире: исчезнет борьба за источники энергии, ненужными станут огромные расходы на транспортировку импортируемой энергии. Открытие природных гидратов метана и

освоение энергии, аккумулированной в них, будет работать на развитие цивилизации [5].

Возле побережья Украины, в Черном море, также имеются богатые залежи гидратов метана. В некоторых его районах поисково-разведывательными организациями в течение 1988-1989 годов обнаружены на глубинах 300-1000 м под дном месторождения гидратов метана. В центральной глубоководной части моря запасы метана в гидратах оценивают в 20-30 трлн. м³, а в целом в Черном море, по прогнозам геологов Украины и России, содержится 60-80 трлн. м³ газа. Еще в 1968 г. эти потенциально газоносные районы, по предложению Украины, правительство бывшего СССР рассматривал как перспективные для разработки и газодобычи. Однако тогда приоритет отдали Западной Сибири.

В настоящее время в Украине делаются лишь первые шаги к освоению газовых месторождений гидратов в Черном море. В 1993 г. правительство утвердило постановление о выполнении программы советских времен "Газогидраты Черного моря", которым предусмотрен большой объем геолого-разведочных работ и создание технологий и конструкций газодобывающего комплекса [5]. В 2000 году был принят Закон Украины "Об альтернативных видах жидкого и газового топлива", в котором определялись правовые, социальные, экономические, экологические и организационные принципы производства (добычи) и потребления альтернативных видов жидкого и газового топлива на основе привлечения нетрадиционных источников и видов энергетического сырья и направлен на создание необходимых условий для расширения производства (добычи) и потребление этих видов топлива в Украине. Специалисты НАН Украины в 2002 г. разработали "Общегосударственную программу развития минерально-сырьевой базы Украины на период до 2010 года", в которой важное место отвели изучению запасов природного газа на шельфе Черного моря. Эту программу Верховная Рада утвердила закон Украины (вступил в силу с 1 января 2007 г.). По оценке экспедиций Министерства геологии и Академии наук СССР, которые проходили еще в 1988-1989 годах, на дне Черного моря аккумулировалось до 100

трлн. м³ газа. Однако, по прогнозам специалистов, эффективная технология промышленного извлечения метана из морских газовых гидратов появится не ранее середины нынешнего века. Пока что метан из газовых гидратов на планете добывают только в двух местах – в Западной Сибири и на Аляске. Но это подземные, а не подводные месторождения и технологии добычи оказались расходными [8].

Уголь был первым из промышленно используемых человеком видов ископаемого топлива. Оно образуется в результате захоронения торфа под другими наслоениями, в результате чего под действием давления и температуры торф теряет воду и газы и подвергается уплотнению. Уголь подразделяют на бурый, каменный и антрацит. Бурый уголь – самый молодой из ископаемого угля, имеет бурый цвет, содержит 65-75% углерода и много влаги (до 20%), поэтому имеет низкую теплоту сгорания (10-16 МДж/кг), поэтому используется, главным образом, как местное топливо. Каменный уголь содержит 80-93% углерода, до 10% влаги (3-4% внутренней), поэтому имеет более высокую теплоту сгорания (24-30 МДж/кг) по сравнению с бурым углем [12]. Антрацит имеет серо-черный цвет с металлическим блеском и почти полностью (до 96 %) состоит из углерода. Имеет самую большую среди углей теплоту сгорания (33-35 МДж/кг), но плохо загорается. Не спекается. Используется преимущественно в химической промышленности [23].

Способ добычи угля зависит от глубины его залегания. Разработка ведется открытым способом в угольных разрезах, если глубина залегания угольного пласта не превышает 100 метров. Нередко бывают случаи, когда при все большем углублении угольного карьера дальше выгодно вести разработку угольного месторождения подземным способом. Для добывания угля с больших глубин используются шахты. В глубоких шахтах уголь извлекается с глубины свыше 1200 метров.

Стоимость угля ниже по сравнению с мазутом и газом. Однако основная сложность использования угля заключается в высоком уровне выбросов вредных веществ в результате его сжигания. Особенно опасным явля-

ется канцерогенный изотоп углерода. Кроме того, труд шахтеров всегда считалась тяжелым и опасным для жизни. На шахтах часто случаются обвалы, выбросы шахтного метана с последующим взрывом воздушно-метановой смеси. Терриконы шахт стали неотъемлемым пейзажем шахтерского края. Ветром из них в окружающую среду сдувается большое количество пыли. Шахтные воды часто поднимаются на поверхность, затопливая шахтерские поселки и делая воду в окружающих колодцах непригодной для употребления.

Разведанные мировые запасы угля на 2009 г. составили 826 млрд. т (из которых 411 млрд. т приходится на каменный уголь и 415 млрд. т – на бурый). Крупнейшие в мире запасы угля сосредоточены в США и России [22]. Мировая потребность в угле на 2010 г. составляла 4293 млн. т., то есть разведанных запасов угля хватит на 210 лет добычи.

Уголь преобладает в структуре производства (добычи) топлива в Украине. Удельный вес угля составляет почти 60%, тогда как на нефть приходится около 7%, на природный газ – 25%. Вместе с тем в потреблении топливно-энергетических ресурсов доминирующая роль принадлежит природному газу. Удельный вес природного газа в общем потреблении котельно-печного топлива составляет около 54%, тогда как уголь – лишь 24%, топливный мазут – 6% [24].

Разведанные запасы угля в Украине составляют 34 млрд. т (из которых 15 млрд. т приходится на каменный уголь, 18 млрд. т – на бурый), что соответствует 4% мировых запасов [22]. В Украине они сосредоточены в Донбассе и Львовско-Волынском каменноугольном бассейне и в Днепровском угольном бассейне.

Запасов угля Донецкого каменноугольного бассейна при годовой добыче 100 млн. т хватит на более чем 600 лет. Однако условия залегания угля в Донбассе сложные: глубина – 1200 м, толщина пластов – 0,5-2,0 м, высокая крутизна падения пластов, что усложняет его добычу и обуславливает его высокую себестоимость. Балансовые запасы угля в Львовско-Волынском каменноугольном бассейне составляют около 1 % общегосударственных. Ежегодная добыча составляет 14 млн. т угля. По сравнению с Донбассом об-

щие показатели качества угля ниже, оно характеризуется меньшей теплотворностью и более высокой зольностью. Однако добыча угля в Львовско-Волынском бассейне менее сложна, глубина залегания составляет 300-650 м. Месторождения бурого угля сосредоточены в Днепровском угольном бассейне, частично в пределах Донецкого бассейна, а также в Закарпатской, Львовской, Полтавской, Харьковской областях. Запасы антрацитов в Украине сосредоточены на Донбассе. В структуре балансовых запасов угля в Украине антрациты составляют 11,3% [23].

Средняя стоимость угля в Украине в соответствии с дополнением к приказу Минугле-прома №69 от 25 февраля 2011 года составляет 625 грн/т. При этом стоимость энергии, полученной от сжигания такого угля, является одной из самых низких - 0,019 евро/кВт·ч (для при-кладу, стоимость энергии, полученной при сжигании дров, составляет 0,021 евро/кВт·час, дизтопливо - 0,027 евро/кВт·год, электроэнергии - 0,033 евро/кВт·ч) [15].

Для снижения экологического ущерба продуктов сгорания угля в последнее время все шире начинает применяться водоугольное топливо (ВУТ) – композиционное искусственное жидкое топливо на основе угля и воды, которое представляет собой высококонцентрированную водоугольную суспензию из заданными характеристиками и предназначена для непосредственного сжигания в топках котлоагрегатов. Концентрация ВУТ – 60-80% измельченного до уровня 200 мкм и менее угля. ВУТ низкой концентрации (45-50%) используется как дополнительное топливо при совместном сжигании с пылевидным углем. В котлоагрегатах ВУТ может заменять природный газ и мазут [12].

Теплота сгорания ВУТ из каменного угля при содержании твердой фазы 50-70% достигает 21 МДж/кг, из бурого угля – 16 МДж/кг [13].

ВУТ по сравнению с обычным углем сгорает полнее за счет более низкой температуры возгорания угля в его составе. Например, уголь с высоким содержанием летучих веществ (марки Г, Д) загорается при температурах около 450°C вместо 650°C; уголь с низким содержанием летучих веществ (антрациты) загорается при температуре около 650°C вместо 950°C. Низкая температура

воспламенения позволяет эффективно поддерживать горение угля в топке по сравнению с традиционным пылеугольным сжиганием, где используется подсвечивание природным газом или мазутом до 10-15%. Водоугольное топливо экологически более чистое по сравнению с обычным углем. Благодаря практически полному выгоранию частиц угля в ВУТ вредные газообразные выбросы в атмосферу минимальные – оксидов азота, серы и угарного газа при сжигании ВУТ выбрасывается на 20-35 % меньше, чем при сжигании сухого молотого (пылевидного) угля. При этом обеспечивается полнота выгорания органической массы до 99%. Все это по эко-логическими характеристиками приближает водоугольное топливо к природному газу. Высшая экономическая эффективность водоугольного топлива, по сравнению с мазутом, была показана еще в начале 90-х годов при сравнительно невысоких ценах на нефть. На сегодня, в условиях катастрофического роста цены на мазут и газ, экономическая эффективность ВУТ становится все более актуальной. Водоугольное топливо достаточно технологическое – его можно хранить и транспортировать в обычных мазутных цистернах, для чего не нужно осуществлять его подогрева до 70°C, как для мазута. ВУТ не взрыво- и не пожароопасно. Горение водоугольного топлива несколько отличается от горения других видов топлива, в которых при температуре 300°C проходит испарение влаги. В ВУТ при этой температуре вся вода еще не испаряется, а при 900°C она разлагается на ионы H⁺ и OH⁻, создавая, таким образом, условия для гетерогенных реакций. Именно эти реакции приводят к снижению температуры воспламенения ВУТ по сравнению с обычным углем [11].

Разработкой ВУТ начали заниматься в течение 1979-1984 гг. в США, Швеции, Великобритании, Китае, Японии, Канаде, Италии и некоторых других странах. Однако после стабилизации цен на нефть в 80-х годах эти разработки существенно замедлились и возобновились лишь в начале 90-х. В СССР в 1989 г. был разработан и построен углепровод Белово-Новосибирск протяженностью 262 км. Водоугольное топливо производилось на шахте "Инская" в г. Белово (Кузнецкий угольный бассейн), после чего по угле-

проводу транспортировалось к Новосибирской ТЭЦ-5, где успешно сжигалось. За 1989-1997 годы на оборудовании и сооружениях углепровода было приготовлено, транспортировано и сожжено на теплоэлектростанции около 400 тыс. т ВУТ с долей твердых частиц 53,7%. Опыт эксплуатации Новосибирской ТЭЦ-5 показал техническую эффективность применения ВУТ на газомазутных котлах как замену мазута и его высокую экономическую эффективность. В 1997 г. в результате экономических и политических изменений в России работа углепровода была заморожена. Сегодня цех по производству ВУТ работает в г. Энский Мурманской обл. Способ сжигания водоугольного топлива над слоем горящего угля отработан на Анжержской ТЭС и в котельной шахты "Тнская" в Кемеровской области Российской Федерации.

Интенсивные работы над эксплуатацией котельных установок на ВУТ проводятся в Китае, в мегаполисах которого запрещено строительство и эксплуатацию котельных, работающих на твердом угле. Для технического руководства по внедрению ВУТ в КНР создан Государственный центр водоугольных суспензий угольной промышленности. В 2001 г. в Китае таких суспензий производилось и расходовалось свыше 2,0 млн. т в год. Приготовление водоугольного топлива велось на 8 заводах мощностью до 600 тыс. т в год [11].

К ископаемым видам топлива со сравнительно высоким уровнем запасов относятся торф и горючие сланцы.

Торф образуется в результате скопления растительных остатков в условиях болот, из-за чего они подвергаются неполному разложению. Торф бывает верховой, низинный и переходный. На производство энергии пригоден только верховой и переходный торф.

Торф содержит 50-60% углерода, высокую влажность (40-50%) и много кислорода, в результате чего его теплота сгорания составляет 10,5-14,5 МДж/кг.

Большие запасы торфа содержатся в Германии, Швеции, Финляндии, России, Индии, Канаде, Ирландии, Великобритании, ряде штатов США.

В Украине основные месторождения торфа находятся в Львовской, Ровенской, Ктев-

ской, Житомирской, Черниговской и Сумской областях. Вместе с тем торф составляет довольно незначительную часть топливного баланса Украины (преимущественно для отопления домов в сельской местности) [23].

Горючими сланцами называются твердые горючие полезные ископаемые, осадочные (глинистые, известняковые и пещанистые) горные породы, содержащие 10-50%, органического вещества (керогена). Как правило, это спрессованные остатки простейших водорослей, которые еще называют сапропелевым углем. Органическое вещество горючих сланцев характеризуется высоким содержанием водорода (7-10%). Зольность сланцев достаточно большая и достигает до 50-60%, влажность также повышена – 15-20%. Через высокое содержание балласта и влаги в горючих сланцах их теплота сгорания низкая – 3,8-10 МДж/кг, при высокой теплоте сгорания рабочей массы – 27,2-33,5 МДж/кг [23].

Общие потенциальные ресурсы горючих сланцев в мире оценены в 650 трлн. т. Основные ресурсы – около 430-450 трлн. т, сосредоточены в США (штаты Колорадо, Юта, Вайоминг) и связаны с формацией Грин-Ривер. Большие залежи горючих сланцев есть в Бразилии, КНР, меньшие – в Болгарии, Великобритании, России, ФРГ, Франции, Испании, Австрии, Канаде, Австралии, Италии, Швеции, на территории бывшей Югославии.

На территории Украины месторождения горючих сланцев на правом берегу Днепра, в пределах Днепро-Донецкой впадины, в Карпатах и Крымских горах. Геологические запасы горючих сланцев в Украине до глубины 200 м составляют свыше 500 млрд. т. Они залегают мощными пластами от десятков до 1500 м полосой вдоль восточного склона Карпат и в долинах, которые прилегают до горного массива от границы с Польшей на севере до Румынии на юге. В начале 60-х годов прошлого века было открыто крупнейшее в мире месторождение горючих сланцев - Бовтишське (Кировоградская область). Запасы этого месторождения составляют около 3,8 млрд. т. Мощность продуктивных пластов горючих сланцев достигает 400 м. Но в связи с тем, что в качестве основного топлива на то время царила

дешевая западносибирская нефть, Бовтишское месторождение горючих сланцев было зарезервировано [23].

Вследствие высокого содержания внешнего балласта горючие сланцы целесообразно использовать вблизи мест их добычи для уменьшения непроизводительных транспортных расходов на перевозку большой массы золы и влаги. Поэтому горючие сланцы, торф и бурый уголь относятся к местным топливам.

Основная масса горючих сланцев сжигается на теплоэлектростанциях. Смола (сланцевое масло), получена из горючих сланцев путем пиролиза, используется в качестве жидкого топлива и химического сырья. Из горючих сланцев путем газификации и сухой перегонки также получают горючие газы.

Еще до недавнего времени считалось, что все ископаемые топлива, запасы которых исчерпываются, сможет заменить атомная энергетика, ведь 1 кг урана выделяет столько же энергии, как и 3 млн. кг угля, а себестоимость атомной энергии одна из самых низких – 0,022 \$/кВт·час. Однако авария на Чернобыле-риканской АЭС в 1986 г. и на АЭС возле японского города Фукусима в 2011 г., привела к радиоактивному загрязнению больших территорий, некоторые из которых до сих пор не восстановлены, а также к подвозвышению уровня смертности среди населения, в основном за счет роста онкологических заболеваний.

Несмотря на это, атомный сектор энергетики наиболее значимый в промышленно развитых странах, где недостаточно природных энергоресурсов: США, Франции, Японии, Германии, Южной Кореи, Великобритании, Украине и т.д. В 16 странах с помощью АЭС обеспечивается более четверти потребностей в электроэнергии.

По данным World Nuclear Association, на 2009 г. разведанные запасы урана в мире составляют 2438,1 тыс. т. Из этих запасов разрабатывается 55772 т. Основные прогнозные ресурсы урана сосредоточены в США, Китае, Монголии, России, ЮАР, Бразилии, Намибии, Узбекистане, Австралии и Украине (имеет наибольшие подтвержденные запасы урана в Европе, доля в мировых ресурсах – 1,8%). В этих 10 странах сосредоточено 88% общих мировых запасов урана. Австра-

лия, Казах-стан, ЮАР и Украина обеспечены подтвержденными запасами более чем на 100 лет. В Нигерии обеспеченность такими запасами составляет 20 лет, в Канаде примерно 30, в Узбекистане – 40, в Намибии и США – по 50, в России – 70 лет. Однако с учетом постоянного роста добычи сроки погашения подтвержденных запасов могут существенно сократиться. В России, например, при уровне прогнозируемого добычи около 10 тыс. т урана в год, подтвержденные запасы, даже вместе с их резервом, будут исчерпаны в течение 20 лет.

Если же учитывать 442 энергоблоки общей мощностью 356746 МВт, что действовали в 30 странах мира, около 300 научно-исследовательских и экспериментальных ядерных реакторов в 56 странах мира и более 200 ядерных реакторов, которые являются энергетическими установками кораблей [4], то для обеспечения их топливом ежегодно нужно добывать 67 тыс. т. урана, то есть уже на сегодня обеспеченность ядерных реакторов топливом составляет около 80%. А следует учесть, что в мире в состоянии строительства находится еще 35 энергоблоков.

ВЫВОД

Из вышесказанного следует, что запасов урана уже не хватает для обеспечения работы всех атомных электростанций, разведанных запасов нефти хватит на 45 лет добычи, природного газа газовых и нефтегазовых месторождений – чуть более, чем на 60 лет. Существуют большие запасы гидратов метана, однако массовая разработка их месторождений на данный момент технически невозможна. Запасы угля в мире еще достаточно велики (его хватит на 210 лет добычи), однако при его сжигании наблюдается интенсивное загрязнение окружающей среды. Особенно опасным является радиоактивный изотоп углерода. Для уменьшения выбросов применяется водоугольное топливо. В мире также остаются достаточно большие запасы торфа и горючих сланцев, однако через низкую их теплоту сгорания при высокой стоимости перевозок они остаются местными видами топлив. Поэтому человечество уже сейчас ведет поиск других видов энергии.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Березовская Ю. Черная лихорадка / Юлия Березовская // *Контракты*. – 2005. – № 27. – С. 7–8.
2. Поліщук В.М. Сучасний стан світового та вітчизняного паливно-енергетичного комплексу / В.М. Поліщук, Т.О. Білько // *Науковий вісник Національного університету біоресурсів і природокористування: Зб. наук. праць*. – Київ, 2012. – № 170. Ч. 1 – С. 209–219.
3. Кириченко Н.Б. Автомобильные эксплуатационные материалы / Нина Борисовна Кириченко. – 2-е изд. – М.: Издательский центр "Академия", 2005. – 208 с.
4. Бакулин Евгений. Газовые кладовые Украины / Евгений Бакулин, Юрий Борисов, Ярослав Яремийчук, Игорь Шваченко // *Еженедельник 2000*. – 2010, 11-17 июня. – №23 (513).
5. Ковтун Г. Від метану до гелю / Григорій Ковтун. // *Вісник Національної академії наук України*, 2006. – №8. – С. 23–30.
6. Михайлюк О.Л. Стан і перспективи використання ресурсів гідрату метану зони Чорного моря / О.Л. Михайлюк, С.В. Стеценко, Л.В. Сухіна, Д.Г. Русев // *Науковий вісник Одеського державного економічного університету*. – Одеса, 2009. – №5 (83) – С. 25–35.
7. Бакулин Евгений. Газовые кладовые Украины / Евгений Бакулин, Юрий Борисов, Ярослав Яремийчук, Игорь Шваченко // *Еженедельник 2000*. – 2010, 11-17 июня. – №23 (513).
8. Михайлюк О.Л. Стан і перспективи використання ресурсів гідрату метану зони Чорного моря / О.Л. Михайлюк, С.В. Стеценко, Л.В. Сухіна, Д.Г. Русев // *Науковий вісник Одеського державного економічного університету*. – Одеса, 2009. – №5 (83) – С. 25-35.
9. Cupiaá Karol. Instalacja zgazowujaca osuszony osad sciekowy / Karol Cupiaá, Michaá Rure, Arkadiusz Jamrozik, Wojciech Tutak., Arkadiusz Kociszewski, Karol Grab-RogaliĔski // *MOTROL. Motoryzacja i energetyka rolnictwa*. – Lublin, 2011. – Vol. 13 A. – P. 80–93.
10. Акимов Ф.Н. Аварийные и резервные источники энергосбережения на основе тепловых накопителей отработанных газов двигателей внутреннего сгорания / Ф.Н. Акимов, В.У. Стоянов // *MOTROL. Motoryzacja i energetyka rolnictwa*. – Simferopol-Lublin, 2009. – Vol. 11 A. – P. 175–179.
11. Альтернативна енергетика: [навч. посібник для студ. вищ. навч. закл.] / М.Д. Мельничук, В.О. Дубровін, В.Г. Мироненко, І.П. Григорюк, В.М. Поліщук, Г.А. Голуб, В.С. Таргоня, С.В. Драгнєв, І.В. Свистунова, С.М. Кухарець. – К: «Аграр Медіа Груп», 2011. – 612 с.
12. Трубецькой К. Проблемы внедрения водоугольного топлива в России / Климентий Трубецькой, Валерий Моисеев, Виктор Дегтярев, Геннадий Кассихин, Василий Мурко // *Промышленные ведомости*. – 2004, июнь. – № 11–12 (88–89).
13. Пинчук В.А. Использование водоугольного топлива и продуктов его переработки в энергетике и металлургии / В.А. Пинчук, М.В. Губинский, Б.Б. Потапов // *Металургійна теплотехніка: Зб. наук. пр. Національної академії України*. – Дніпропетровськ., 2008. – С. 221–228.
14. Бойко В.И. Ядерные технологии в различных сферах человеческой деятельности: уч. пособие / В.И. Бойко, Ф.П. Кошелев. – Томск: Издательство ТПУ, 2006. – 342 с.
15. Енергобіотехнологія: [курс лекцій для студ. сільськогосп. вузів] / В.Г. Мироненко, В.О. Дубровін, В.М. Поліщук, С.В. Драгнєв, І.В. Свистунова. – К.: Холтех, 2010. – 248 с.
16. Горная энциклопедия / За ред. Е.А. Козловского. [Электронный ресурс]. – 80 Min / 700 MB. – М: ДиректМедиа Паблишинг, 2006. – 1 електрон. опт. диск (CD-ROM), 12 см – Систем. вимоги: Pentium; 32 MB RAM; Windows 95, 98 2000, XP, Word 97, 2000 – Назва з контейнера.
17. Гірничий енциклопедичний словник : в 3 т. : т. 2 / За ред. В. С. Білецького. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2002. – 632 с.
18. Мала гірнича енциклопедія: В 3 т.: т. 2: Л–Р / За ред. В. С. Білецького. – Донецьк: Донбас, 2007. – 652 с.
19. Краткая химическая энциклопедия : в 5 т.: т. 4: Пирометаллургия – С / Ред. кол. И.Л. Кнуньянц и др. – М.: Советская энциклопедия, 1965. – 1182 с.
20. Малолетнев А. С. Современное состояние технологий получения жидкого топлива из углей / А. С. Малолетнев, М. Я. Шпирт //

Российский Химический Журнал. – 2008. – Т. LII – №6 – С. 44–53.

21. Караханов Э.А. Синтез-газ как альтернатива нефти. Часть 2. Метанол и синтезы на его основе / Э.А. Караханов // Соросовский образовательный журнал. – 1997. – № 12. – С. 66–69.

22. BP Statistical Review of World Energy – London, June 2010. – 50 p.

23. Мала гірнича енциклопедія: В 3 т.: т. 1: А – К / За ред. В. С. Білецького. – Донецьк: Донбас, 2004. – 640 с.

24. Розміщення продуктивних сил і регіональна економіка: Підручник / С. І. Дорогунцов, Т. А. Заяць та ін. ; За заг. ред. С. І. Дорогунцова. – К.: КНЕУ, 2005. – 988 с.

ALTERNATIVE FUEL-OILS

Summary. The modern state of world fuel and energy complex is considered. The resources of the most widespread mineral and fossil fuels are analysed in the world and in Ukraine, the methods of their extraction are considered.

Key words: fuel, coal, oil, natural gas, gas hydrates, unconventional gas, slate gas, methane of coal beds, peat, pyroshales, uranium ores, water-coal fuel.