**Традиционные способы получения тепловой и электрической энергии**

Энергетика - область общественного производства, охватывающая энергетические ресурсы, выработку, преобразование, передачу и использование различных видов энергии. Энергетика каждого государства функционирует в рамках созданных соответствующих энергосистем.

Энергосистемы - совокупность энергетических ресурсов всех видов, методов и средств их получения, преобразования, распределения и использования, обеспечивающих снабжение потребителей всеми видами энергии.

В энергосистемы входят:

- электроэнергетическая система;

- система нефте- и газоснабжения;

- система угольной промышленности;

- ядерная энергетика;

- нетрадиционная энергетика.

Из всех вышеперечисленных в Республике Беларусь наиболее представлена электроэнергетическая система.

Электроэнергетическая система - объединение электростанций, связанных линиями электрической передачи (ЛЭП) и совместно питающих потребителей электроэнергией.

Энергетика - одна из форм природопользования. В перспективе, с точки зрения технологии, технически возможный объем получаемой энергии практически неограничен, однако энергетика имеет существенные ограничения по термодинамическим (тепловым) лимитам биосферы. Размеры этих ограничений видимо близки к количеству энергии, усваиваемой живыми организмами биосферы в совокупности с другими энергетическим процессами, идущими на поверхности Земли. Увеличение этих количеств энергии, вероятно, катастрофично или, во всяком случае, кризисно отразится на биосфере.

Наиболее часто в современной энергетике выделяют традиционную и нетрадиционную энергетики.

Традиционную энергетику главным образом разделяют на электроэнергетику и теплоэнергетику.

Наиболее удобный вид энергии - электрическая, которая может считаться основой цивилизации. Преобразование первичной энергии в электрическую производится на электростанциях: ТЭС, ГЭС, АЭС.

Примерно 70 % электроэнергии вырабатывают на ТЭС. Они делятся на конденсационные тепловые электростанции (КЭС), вырабатывающие только электроэнергию, и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), которые производят электроэнергию и теплоту.

Основное оборудование ТЭС - котел-парогенератор, турбина, генератор, конденсатор пара, циркуляционный насос.

В котле парогенератора при сжигании топлива выделяется тепловая энергия, которая преобразуется в энергию водяного пара. В турбине энергия водяного пара превращается в механическую энергию вращения. Генератор превращает механическую энергию вращения в электрическую. Схема ТЭЦ отличается тем, что по ней, помимо электрической энергии, вырабатывается и тепловая путем отвода части пара и нагрева с его помощью воды, подаваемой в тепловые магистрали.

Есть ТЭС с газотурбинными установками. Рабочее тело и них - газ с воздухом. Газ выделяется при сгорании органического топлива и смешивается с нагретым воздухом. Газовоздушная смесь при 750 - 770°С подается в турбину, которая вращает генератор. ТЭС с газотурбинными установками более маневренна, легко пускается, останавливается, регулируется. Но их мощность в 5 - 8 раз меньше паровых.

Процесс производства электроэнергии на ТЭС можно разделить на три цикла: химический - процесс горения, в результате которого теплота передается пару; механический - тепловая энергия пара превращается в энергию вращения; электрический - механическая энергия превращается в электрическую.

Общий КПД ТЭС состоит из произведения КПД (η) циклов:





КПД идеального механического цикла определяется так называемым циклом Карно:



где T1 и Т2 - температура пара на входе и выходе паровой турбины.

На современных ТЭС Т1 = 550 °С (823 °К), Т2 = 23 °С (296 °К).

.

.

Практически с учетом потерь  = 36 - 39 %. Из-за более полного использования тепловой энергии КПД ТЭЦ = 60 - 65 %.

Атомная электростанция отличается от ТЭС тем, что котел заменен ядерным реактором. Теплота ядерной реакции используется для получения пара.

Первичной энергией на АЭС является внутренняя ядерная энергия, которая при делении ядра выделяется в виде колоссальной кинетической энергии, которая, в свою очередь, превращается в тепловую. Установка, где идут эти превращения, называется реактором.

Через активную зону реактора проходит вещество теплоноситель, которое служит для отвода тепла (вода, инертные газы и т.д.). Теплоноситель уносит тепло в парогенератор, отдавая его воде. Образующийся водяной пар поступает в турбину. Регулирование мощности реактора производится с помощью специальных стержней. Они вводятся в активную зону и изменяют поток нейтронов, а значит, и интенсивность ядерной реакции.

Природное ядерное горючее атомной электрической станции - уран. Для биологической защиты от радиации используется слой бетона в несколько метров толщиной.

При сжигании 1 кг каменного угля можно получить 8 кВт-ч электроэнергии, а при расходе 1 кг ядерного топлива вырабатывается 23 млн. кВтч электроэнергии.

Более 2000 лет человечество использует водную энергию Земли. Теперь энергия воды используется на гидроэнергетических установках (ГЭУ) трех видов:

1) гидравлические электростанции (ГЭС);

2) приливные электростанции (ПЭС), использующие энергию приливов и отливов морей и океанов;

3) гидроаккумулирующие станции (ГАЭС), накапливающие и использующие энергию водоемов и озер.

Гидроэнергетические ресурсы в турбине ГЭУ преобразуются в механическую энергию, которая в генераторе превращается в электрическую.

Таким образом, основными источниками энергии являются твердое топливо, нефть, газ, вода, энергия распада ядер урана и других радиоактивных веществ.

Разведанные месторождения нефти на территории Беларуси сосредоточены в нефтегазоносной области - Припятской впадине, площадь которой около 30 тыс. кв. км. Начальные извлекаемые ресурсы нефти были оценены в 355,56 млн. т. В промышленные категории переведено 46 процентов указанных ресурсов. С 1965 года по 2002 были открыты 185 месторождений с залежами нефти, 64 из которых имеют суммарные запасы 168 млн. т. Соответственно неразведанные ресурсы нефти оцениваются на уровне 187,56 млн. т.

С начала разработки добыто 109,784 млн. т нефти и 11,3 млрд. куб. м попутного газа, остаточные запасы нефти промышленных категорий составляют 58 млн. т, попутного газа - 3,43 млрд. куб. м. Основная часть нефти (96 процентов) добывается (в последнее время более 1,8 млн. т в год) из активных остаточных запасов, составляющих 26 млн. т (41 процент), срок их обеспеченности - 15 лет, а вместе с трудноизвлекаемыми (низкопроницаемые коллекторы, обводненность более 80 процентов и высокая вязкость) - 31 год.

Ожидается, что уровень ежегодной добычи нефти к 2012 году снизится на 320 тыс. т, или 11,3 процента, и составит 1500 тыс. т. Извлекаемые объемы попутного газа сократятся с 254 млн. куб. м в 2003 году до 208 млн. куб. м в 2012.

Исходя из анализа динамики нефтедобычи как в мировой практике, так и в республике после достигнутого максимального уровня ее добычи отмечается резкий спад. Это происходит из-за того, что основные наиболее крупные месторождения нефти, обеспечившие достигнутые уровни добычи, постепенно истощались, а запасы по вновь открываемым небольшим залежам не восполняли объемы извлекаемой нефти. Кроме того, спад усугубляется ростом доли в общем объеме добычи трудноизвлекаемой нефти, добыча которой из недр требует применения новых дорогостоящих технологий. При этом значительно снижается экономическая эффективность ее добычи.

Для того чтобы стабилизировать добычу нефти и создать предпосылки ее роста, требуется резко увеличить ресурсно-сырьевую базу путем открытия новых месторождений с запасами, превышающими объемы нефтеизвлечения.

В Республике Беларусь перспективными в нефтегазоносном отношении кроме Припятского прогиба являются Оршанская и Подлясско-Брестская впадины. Однако промышленная нефтеносность установлена только в Припятском прогибе. Перспективы Оршанской и Подлясско-Брестской впадин весьма проблематичны и однозначно пока не определены. Поэтому стратегия дальнейшего развития нефтедобывающей промышленности республики основывается на современных знаниях геологического строения Беларуси, опыте поисков, разведки и разработки месторождений нефти и рассчитывается исходя из ресурсной базы только Припятского прогиба. Так как в прогибе крупные месторождения нефти уже открыты и эксплуатируются, а объективные предпосылки увеличения добычи в настоящее время отсутствуют, то в основу расчета прогнозных показателей добычи положен принцип максимально возможного замедления темпов падения уровня добычи нефти и его стабилизации.

Для решения поставленных задач необходимо открывать и быстро вводить в разработку новые месторождения нефти и производить интенсивное и наиболее полное извлечение нефти из недр на основе передовых современных технологических средств поиска, разведки и добычи нефти, которые направлены на:

1) повышение степени достоверности структур (объектов), подготавливаемых к бурению сейсморазведкой (расширение применения пространственных сейсморазведочных работ, совершенствование способов обработки и интерпретации материалов);

2) улучшение проходки, крепления и испытания скважин, обеспечивающих сохранение коллекторных свойств продуктивных пластов при первичном и вторичном вскрытии (перевооружение буровых установок, внедрение современного породоразрушающего инструмента и промывочной жидкости);

3) повышение эффективности геофизических и геохимических исследований скважин по выявлению коллекторов и их нефтегазоносности (техническое переоснащение промыслово-геофизических и скважинных сейсмических исследований);

4) интенсификацию нефтедобычи и увеличение нефтеотдачи пластов (приобретение установок для бурения вторых стволов, применение физико-химических методов воздействия на пласт, внедрение системы контроля за работой электропогружных установок, приобретение высоконапорных установок и др.);

5) добычу высоковязкой нефти (испытание различных технологий).

В республике разведано более 9000 торфяных месторождений общей площадью в границах промышленной глубины залежи 2,54 млн. га и с первоначальными запасами торфа 5,65 млрд. т. К настоящему времени оставшиеся геологические запасы оцениваются в 4 млрд. т, что составляет 70 процентов от первоначальных.

Основные запасы залегают в месторождениях, используемых сельским хозяйством (1,7 млрд. т, или 39 процентов оставшихся запасов) или отнесенных к природоохранным объектам (1,6 млрд. т, или 37 процентов).

Ресурсы торфа, отнесенные в разрабатываемый фонд, оцениваются в 250 млн. т, что составляет 5,5 процента оставшихся запасов. Извлекаемые при разработке месторождений запасы оцениваются в 100-130 млн. т.

Приведенные данные свидетельствуют о значительных запасах торфа, располагаемых республикой. Однако в настоящее время его потребителем является преимущественно коммунально-бытовой сектор, что сдерживает рост его потребления. Дальнейшее существенное увеличение использования торфа для топливных целей возможно за счет переоборудования действующих либо создания новых котельных и мини-ТЭЦ, предназначенных для работы на этом виде топлива.

Увеличение объемов добычи торфа топливной группы требует подготовки 8000 га новых площадей торфяных месторождений и закупки дополнительного технологического оборудования. Предусматривается дальнейшее увеличение добычи кускового торфа. В долгосрочной перспективе возможно сооружение мобильных заводов мощностью 5-10 тыс. тонн.

Для повышения коэффициента использования залежей торфа и таким образом увеличения извлекаемых его запасов необходимо широкое внедрение новых направлений использования выработанных торфяных месторождений - выработка запасов торфа с оставлением 0,2-0,3 метра защитного слоя, повторное заболачивание выработанных месторождений.

По состоянию на 1 января 2003 г. в неогеновых отложениях известно 3 месторождения бурых углей: Житковичское, Бриневское и Тонежское с общими запасами 151,6 млн. т. Разведаны детально и подготовлены для промышленного освоения Северная (23,5 млн. т) и Найдинская (23,1 млн. т) залежи углей Житковичского месторождения, две другие - Южная (13,8 млн. т) и Кольменская (8,6 млн. т) разведаны предварительно.

На базе Житковичского месторождения с учетом предварительно разведанных запасов возможно строительство буроугольного карьера годовой мощностью 2 млн.т (0,37 млн.т у. т.). Ориентировочная стоимость строительства первой очереди разреза мощностью в 1,2 млн. т в год (0,22 млн. т у. т.) составит 57 млн.долларов США, при увеличении мощности до 2-2,4 млн. т потребуется дополнительно 25,7 млн. долларов США. Угли низкокалорийные - низшая теплота сгорания рабочего топлива 1500-1700 ккал/кг, влажность - 56-60 процентов, средняя зольность - 17-23 процента, пригодны для использования как коммунально-бытовое топливо после брикетирования совместно с торфом.

Разработка угольных месторождений возможна открытым способом, однако в ближайшей перспективе не рекомендована республиканской экологической комиссией, поскольку в результате вынужденного резкого снижения грунтовых вод возможный экологический ущерб из-за гибели лесных угодий, рыбных прудов, снижения урожайности сельхозугодий, запыленности территорий значительно превысит получаемые выгоды.

Прогнозные запасы горючих сланцев (Любанское и Туровское месторождения) оцениваются в 11 млрд. т, промышленные - 3 млрд.т. Наиболее изученным является Туровское месторождение, в пределах которого предварительно разведано первое шахтное поле с запасами 475-697 млн. т (1 млн. т таких сланцев эквивалентен примерно 220 тыс.т у. т.). Теплота сгорания - 1000-1510 ккал/кг, зольность - 75 процентов, выход смол - 6-9,2 процента, содержание серы - 2,6 процента.

По своим качественным показателям белорусские горючие сланцы не являются эффективным топливом из-за высокой их зольности и низкой теплоты сгорания. Они не пригодны для прямого сжигания, а требуют предварительной термической переработки с выходом жидкого и газообразного топлива. Стоимость получаемых продуктов (коксовый газ и сланцевое масло) на 30 процентов выше мировых цен на нефть с учетом ее доставки на территорию республики.

Помимо сказанного следует отметить, что получаемая после термической переработки черная зола не пригодна для дальнейшего использования в сельском хозяйстве и строительстве, а из-за неполного извлечения органической массы в золе прослеживается содержание канцерогенных веществ.

**Список использованных источников**

1. Барышев В., Трутаев В. Источник энергии - в ее экономии // Белор. думка. 1997.

2. Герасимов В.В. Основные направления развития энергетики Республики Беларусь // Нестор-вестник-НВ. 1997.

3. Основы энергосбережения: Учеб. пособие / М.В. Самойлов, В.В. Паневчик, А.Н. Ковалев. 2-е изд., стереотип. – Мн.: БГЭУ, 2002. – 198 с.

4. Стандартизация энергопотребления - основа энергосбережения / П.П. Безруков, Е. В. Пашков, Ю.А. Церерин, М.Б. Плущевский //Стандарты и качество. 1993.