

# A nem konvencionális szénhidrogének jelentősége a XXI. században\*

Globális kitekintés – hazai perspektívák

FTO: 620.9 + 622.323



DR. LAKATOS ISTVÁN

okl. vegyészmérnök,  
akadémikus,  
az ETE MűH igazgatója,  
OFI Rt., MPP, FOC Rt. ag.



LAKATOSNÉ,  
DR. SZABÓ JULIANNA

okl. vegyészmérnök, PhD,  
Ludovikószeg Tömegmérnök.

*A szénhidrogének termelése és felhasználása a XX. század második felében rennő kívüli mértékben növekedett és meghatározóvá vált az energiatermelésben. A világ energiatermelése 2000-re meghaladta a  $400 \cdot 10^{12}$  J-t, ezen belül a kőolaj csaknem 50%-ot, míg a földgáz kb. 10%-ot képviselt. Egy széles körben elfogadott előrejelzés (EIA Department of Energy) szerint a világ globális energiaszüksége az elkövetkező száz év alatt több mint négyszeresére fog nőni, ami csak új energiatörzsek (pl. szél, szeláris, bio-, geotermikus, hulladékenergia stb.) betapasztásával lesz kielégíthető, de változatlanul számítanak a konvencionálisnak tekintendő fosszilis energiatörzsek felhasználására is.*

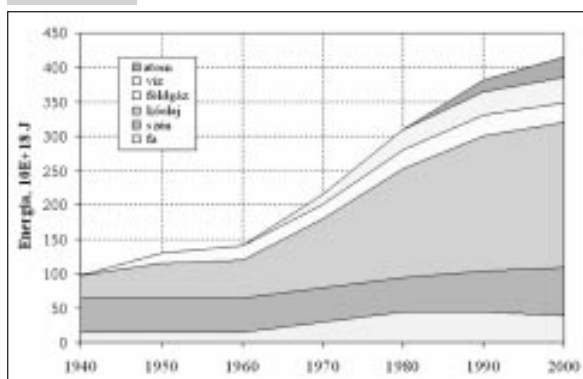
*Jelen cikkünk középpontjában a nem konvencionális szénhidrogének századunkban betöltött jelentőségének vizsgálata áll, nem tagadva azt a tényezőt, hogy lényeges előrelépésre van szükség a világ kőolaj- és földgázigényének biztonságos kielégítése érdekében. A nem konvencionális szénhidrogének szerepének bemutatása a rendelkezésünkre álló földtani és ipari készlet nagyságán keresztül történik, aminek nagyságát a konvencionális szénhidrogénekre vonatkozó, jelenleg ismert használati adatokkal lehet és kell összehasonlítani. A globális helyzet elemzése mellett összehalásunk utolsó fejezete a hazai lehetőségeket tárgyalja.*

**B**ár az előttünk álló évszázadra vonatkozó, kizárólag az energiafelhasználás trendjei alapján történő előrejelzés sok bizonytalanságot takar és ennek megfelelően számos kritika éri, az energiafogyasztás megnégyszereződése az ENSZ népességnövekedésre és az életminőség javulására vonatkozó adatai alapján is alátámasztható. Ha figyelembe vesszük, hogy a vil-

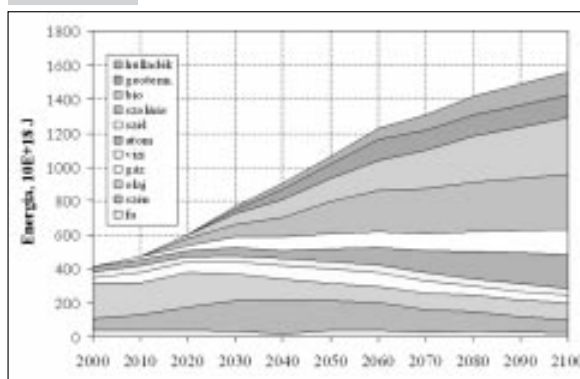
ág népessége 2100-ban reális becslés szerint is 8 milliárdra nő és az emberiség átlagos életminősége az energiafelhasználás alapján a jelenlegi  $60 \cdot 10^9$  J/fő/év értékről a fejlett országok  $200 \cdot 10^9$  J/fő/év szintjét éri el, akkor a számított energiaigény a jelenleginek valóban a négyszeresével, közelítően  $1600 \cdot 10^9$  J-al lesz egyenlő (1. és 2. ábra). Annak ellenére, hogy a konvencionális fosszi-

lis energiahordozók szerepe az említett adatok szerint relatív értelemben jelentős mértékben esökkenni fog (pl. a kőolaj és a földgáz együttes aránya a század közepére 20%-ra, a század végére 15%-ra esőkén), az abszolút volumen moróben új megvilágításba helyezi a szénhidrogének termelését és felhasználását. Ezek szerint a század első évtizedében évente átlagosan  $4 \cdot 10^9$  t

1. ábra: A világ energiafogyasztása 1940–2000 között

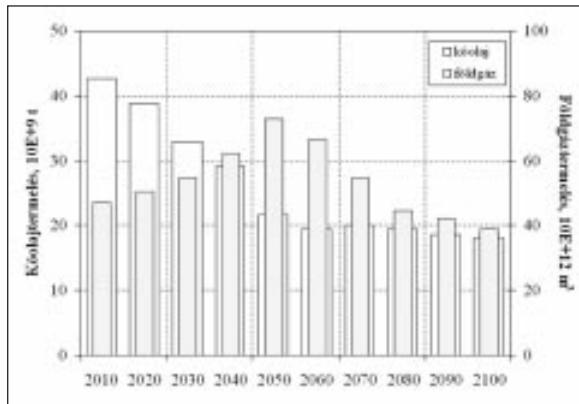


2. ábra: A világ várható energiafogyasztása 2000–2100 között



\*Köszönetnyilvánítás: A szerzők köszönetet mondanak az Országos Tudományos Kutatási Alapprogramok keretében a T-04343 és a T-043715 számú kutatás részeként nyújtott támogatásért, amelyek hozzájárultak a tanulmány megírásához.

3. ábra: Előrejelzések a világ kőolaj- és földgáztermelésének várható alakulására 2010–2100 között



kőolajat és  $5 \cdot 10^{11} \text{ m}^3$  földgázt kell kitermelni, míg a század közepére  $2,8 \cdot 10^9 \text{ t}$  olaj és  $8 \cdot 10^{10} \text{ m}^3$  földgáz felszínre hozása a kívánatos (3. ábra).

Összességében a konvencionális szénhidrogénekre vonatkozó kumulatív adatok elképzelhetetlenül nagy feladatot állítanak a termelői iparág elé. Ezt jól szemlélteti, hogy amíg az elmúlt százötven év alatt alig  $100 \cdot 10^9 \text{ t}$  kőolajat termeltek a világon, addig a jelen évszázadban  $250\text{--}260 \cdot 10^9 \text{ t}$  kőolaj és  $500\text{--}550 \cdot 10^{10} \text{ m}^3$  földgáz kitermelésére van szükség. Bizonyítható ugyanis, hogy a globális GDP és a kőolajszükséglet között szoros kapcsolat áll fenn. Az elmúlt 20 évben az átlagos 3,85%-os GDP-növekedéshez átlagosan 1,95%-os kőolajtermelés többlet tartozott (1. ábra). Feltételezve a világgazdaság hasonló ütemű növekedését a következő évtizedekben, előre jelezhető, hogy 2030-ban a világ évi kőolajigénye már meghaladhatja a  $6,7 \cdot 10^9 \text{ t}$ -t. Ezen belül egy közelmúltban megjelent előrejelzés szerint az ipar, vagy az ettől nagyobb igényű szállítás, önmagában  $2,5 \cdot 10^9 \text{ t}$ -év kőolajigényt valószínűsít és ez 2030–2040 után már túllépi a világ várható kőolajtermelésének teljes volumenét (3. ábra).

4. ábra: A világgazdaság és a kőolajtermelés átlagos növekedése a közelmúltban



A fentiekből egyenesen következik, hogy a kereslet/kínálat már ma is kritikus egyensúlya megbomlik, ami parancsoló módon teszi szükségessé a következő lépések megtételét:

1. új kőolaj- és gáztelepek megkutatása (globális vagyion növelése);
2. a kitermelési hatások növelése (globális ipari készlet növelése);
3. a nem konvencionális szénhidrogének termelésének fokozása;
4. a konvencionális és nem konvencionális szénhidrogének helyettesítése biológiai eredetű energiahordozókkal;
5. a nem szénhidrogén alapú energiatermelés fokozása;
6. az energiatakarékos technológiák fejlesztése és széles körű alkalmazása.

### A nem konvencionális szénhidrogének jellege és típusai

Az elmúlt évtizedekben a „nem konvencionális” szénhidrogének jellegének meghatározására és megkülönböztetésére a „konvencionális” szénhidrogénektől több próbálkozás történt, azonban ezek döntő hányada a kitermelés gazdasági feltételeiből indult ki. Ezek szerint a marginális haszonnal, vagy csak gazdaságtalanul kitermelhető szénhidrogéneket, függetlenül azok halmazállapotáról, összefoglaló néven „nem konvencionális szénhidrogének” nevezték. Az utóbbi évek műszaki-tudományos és technológiai fejlődése, a konvencionális szénhidrogének esetében a földtani és ipari készletek korlátozottsága és fogyása, valamint a kőolaj és földgáz világgpiaci árának drasztikus növekedése azonban új megvilágításba helyezte a nem konvencionális szénhidrogéneket. Ez a folyamat együtt járt a nem konvencionális szénhidrogének definíciójának módosulásával is. A kitermelés gazdasági megközelítését, mint meghatározási alapot felváltotta egy objektivebb, úgynevezett geológiai meghatározás, amely már egyértelmű különbséget tesz az egyébként egyaránt természetes szénhidrogéneknek tekinthető konvencionális és nem konvencionális szénhidrogének között. Ezek szerint konvencionális szénhidrogéneknek nevezzük a gravitációs szegregáció (felhajtóerők) által indukált, geometriailag meghatározható kiterjedésű szerkezeti, vagy tektonikus esapdákban felhalmozódó szénhidrogéneket; földgáz, gázesapadék (kondenzátum) és kőolaj. Ezzel szemben minden olyan természetes szénhidrogén-előfordulás, amely nem tesz eleget az előbbi feltételeknek, a nem konvencionális szénhidrogének csoportjába sorolandó: palaolaj (shale oil), homokolaj (tar sand oil), palagáz (shale gas), homokgáz (tight sand or deep gas), széntelepek metánja (coalbed methane), szénhidrogén hidrátok (hydrates).

Esetenként a nem konvencionális szénhidrogénekhez sorolják a kőolajtermelés kísérőgázait, vagy az ún. fáklyagázt (associated gas), továbbá a kis (lenesés kifejlődésű) gázelfordulásokból kitermelhető, valamint a nagy inert ( $N_2$ ,  $CO_2$ ) tartalmú, csak megfelelő kémiai (pl. Fischer-Tropsch) technológiával átalakítható és hasznosítható szénhidrogén-tartalmú gázokat, továbbá a bizonyított előfordulásokban jelenlévő, de technikai (pl. szállítási) okból nem hasznosítható (stranded gas) gázokat is. Új fogalomként került a köznyelvre, a medencealjzaton elhelyezkedő, ún. anyakőzetekben felhalmozódó szénhidrogéngáz (basin-concentrated gas accumulation, BSGA), amely speciális feltételek mellett kitermelhető. A nemzetközi, elsősorban angolszász irodalom nem konvencionális szénhidrogéneket esetenként nem magát a folyadék, vagy gáz halmazállapotú energiahordozót jelöli, hanem azt a geológiai anyagot-összetét, ásványt, amelyből ez a nyersanyag kinyerhető, így, gyakran találkozhatunk olajpala (oil shale), olajhomok (tar/oil sand) vagy gázpala (gas shale) elnevezésekkel.

A természetes szénhidrogének termelésének növelése, azaz az ellátottság javítása, mind a konvencionális, mind a nem konvencionális szénhidrogének esetében alapvetően két módon lehetséges: a bizonyított földtani vagyon (original oil in place, OOIP, original gas in place, OGIP) növelése, azaz eredményes feltérési tevékenység révén, továbbá a megkutatott szénhidrogénvagyon kitermelési hatásfokának javítása, azaz az ipari készlet (industrial vagy recoverable reserve) növelése útján. Ez utóbbi elsősorban gazdasági háttérű kérdés és a mindenkori termelési, előkészítési és feldolgozási technológia színvonalától függ. Ezért, a globális vagyon és készlet összehasonlítása nem tükröz időben statikus képet, hanem az időben változó és a két jellemző közötti különbség csökkentését célzó technológiai fejlesztés függvénye. Ebből következik, hogy a globálisan hasznosítható szénhidrogének mennyisége, elvonatkoztatva a kitermelési hatások által meghatározott ipari készletől, nem értékelhető csak a földtani vagyon alapján. A konvencionális és nem konvencionális szénhidrogének közötti egyik szembetűnő különbség éppen az, hogy amíg az előbbi esetében a folyékony halmazállapotú szénhidrogént tekintve a megkutatott vagyon átlagosan 33-35%-a (földgáz esetén 70-75%-a) már ma is kitermelhető, addig az utóbbiaknál ez a hatékonyság napjainkban legfeljebb néhány százalék körül mozog. Ez a tény indokolja, hogy a továbbiakban a világ egészére, azon belül az egyes régiókra vonatkozó bizonyított globális vagyon mellett kitérjünk a hasznosítható ipari készletekre, illetve a kitermelés feltételezhető hatékonyságára is. A nem konvencionális szénhidrogének globális vagyonára, illetve

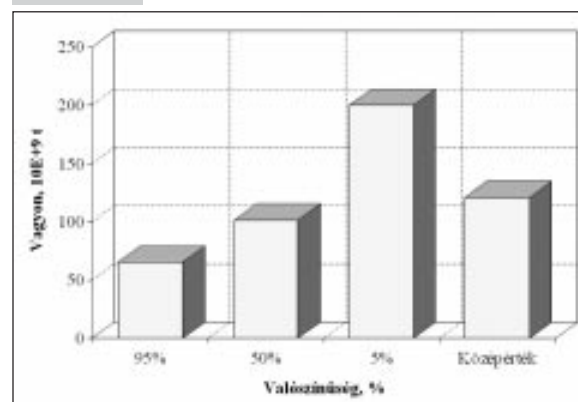
ipari készletére jelen cikkünkben közölt adatokkal kapcsolatban feltétlenül meg kell azt is jegyezni, hogy azok ma még szokatlanul nagy bizonytalanságot takarnak és a különböző forrásmonkákban közölt értékek között sok esetben nagyságrendnyi a különbség. A XXI. század szénhidrogén-ellátottsága nem vonatkoztatható el továbbá a reménybeli szénhidrogén-vagyonról sem, amelynek jelenleg elfogadott adatait a US Geological Survey közlése szerint idézzük az alábbiakban.

### A globális ellátottság jelenlegi helyzete konvencionális szénhidrogénekből

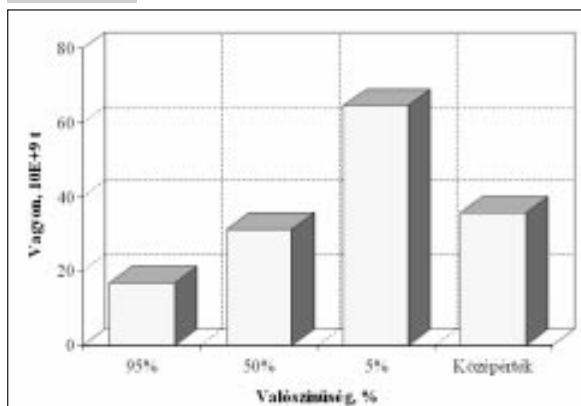
A nem konvencionális szénhidrogének jelentősége csak a konvencionális szénhidrogén-ellátottság, azaz vagyon és kitermelhető készlet alapján becsülhető meg. Ezért, első lépésként a US Geological Survey 2000-ben publikált adatait közöljük a minőségtől független kőolaj és a folyékony halmazállapotú földgáz (gázcsapadék, kondenzátum) feltételezhető globális vagyonára vonatkozóan. A nagy nemzetközi elismertséggel rendelkező szervezet a még feltáratlan vagyon becsülését 95-50-5% valószínűség mellett adja meg, és ebből logaritmusos eloszlást feltételezve egy átlagot (mean) képez, amelyet ugyan vitatott módon, de a legvalószínűbb értékneként fogadnak el a világon. Ezek szerint a nagy biztonsággal feltételezhető globális, még megkutatásra váró (yet-to-find) vagyon kőolajból  $\sim 120 \cdot 10^9$  t, míg gázcsapadékból  $\sim 35 \cdot 10^9$  t, azaz összességében  $155 \cdot 10^9$  t folyékony szénhidrogén feltérására lehet számítani az elkövetkező évtizedekben (5. és 6. ábra). Ennek jelentős része, több mint egyharmada, a közel-keleti és az észak-afrikai régióban található.

A vagyon növekedése kétségtelenül az egyik fontos, de ma már nem a legfontosabb eleme a globális ellátottság fenntartásának. Elfogadva, hogy a termelés mai színvonalán egy hordó kőolaj kitermelése egyenértékű két hordó olajnak a tárolóban történő visszamaradásá-

5. ábra: A reménybeli, megkutatásra váró kőolajvagyon nagysága, különböző valószínűségi szintek mellett



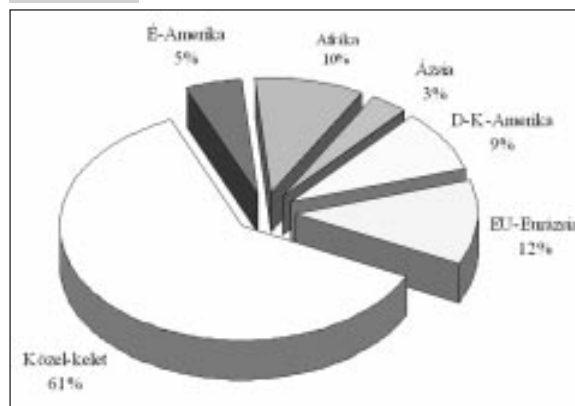
6. ábra: A reménybeli, megkutatásra váró gázcsapadékvagyon nagysága, különböző valószínűségi szintek mellett



val (33%-os kitermelési hatásfok), a termelés előrehaladásával párhuzamosan növekszik a már felhagyott, vagy még művelés alatt lévő mezők kumulatív földtani készlete, mint a technológiai fejlesztés potenciálja. Ezzel kapcsolatban érdemes megjegyezni, hogy az ipari méretű kőolajtermelés megindulásától számítva, 1850 és 2000 között kb.  $90 \cdot 10^9$  t kőolajat termeltek ki a világon, így ez a potenciál jelenleg közelítően  $170\text{--}180 \cdot 10^9$  t-ra tehető. Ezen adatokból kiindulva kijelenthető, hogy a kőolajtermelés eddig csaknem  $300 \cdot 10^9$  t globális földtani készletet, vagyont érintett, amelynek egyharmadát már sikerült az elmúlt másfél évszázad alatt a felszínre hozni. Több évre visszamenőleg, 1981-től azonban jellemző, hogy a művelési technológia fejlesztéséből (kitermelési hatásfok javításából) származó ipari készlet növekménye már meghaladja a feltérési tevékenységből származó többletet és nagyrészt ennek köszönhető, hogy a kínálatigény egyensúlya a kisebb-nagyobb zavarok ellenére fenntartható.

A BP Statistical Review of World Energy 2007 júniusában közzétett adatai szerint a világ bizonyított ipari kőolajkészlete (gázcsapadékkal együtt, de a kanadai hornokolaj nélkül)  $1,208 \cdot 10^{12}$  bbl (herdó), ami közelítően  $164,5 \cdot 10^9$  t-nak felel meg, ez közel áll az előzőekben feltételezett, a kitermelési hatásfok alapján jelzett és a művelési tárolókban visszamaradt készlethez. A bizonyított készletek eloszlása (7. ábra) világosan mutatja, hogy az ismert készletek 61%-a található a Közel-Keleten, ami a globális ellátás szempontjából a régió kitüntetett szerepét egyértelműen bizonyítja. A nem konvencionális szénhidrogének XXI. századi jelentősége tehát összességében azon az alapon ítélhető meg, hogy kőolajból jelenleg közelítően  $164 \cdot 10^9$  t ismert ipari készlettel és  $155 \cdot 10^9$  t még feltérásra váró (YTF) globális vagyonnal rendelkezik földünk. Az ellátottság várható problémáját századunkban az is jól jelzi, hogy  $4 \cdot 10^9$  t-éves termelési ütemet és a várható

7. ábra: Az ismert kőolajkészletek regionális eloszlása

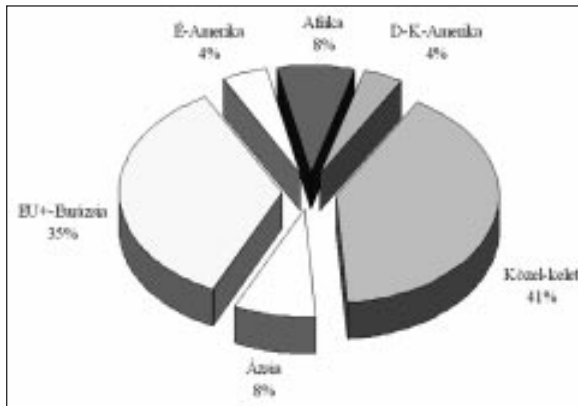


technológiai fejlesztéseket tényként kezelő 50%-os kihozatali hatásfokot feltételezve az ellátottság konvencionális kőolajból legfeljebb 40 évre biztosított, tehát a nem konvencionális kőolajforrások hasznosítása nem kerülhető meg az évszázad második felétől.

A globális földgázellátottság jellemzésénél szintén az UN Energy Map of the World, illetve BP Statistical Review of World Energy 2007-ben publikált adataiból indulhatunk ki. Ezek szerint a világ bizonyított földgázkészlete  $\approx 181,46 \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup> ( $\approx 181 \cdot 10^9$  t olaj ekvivalens, 1 t olaj ekvivalens egyenlő 1000 m<sup>3</sup> földgázzal), amelynek regionális megoszlása a 8. ábrán látható. Az USGS valószínűségi elve alapján számított becslés szerint a potenciálisan feltárható földgázvagyon mintegy  $150 \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup> (9. ábra). A két forrás együttesen  $310 \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup> értéket eredményez és ez áll szemben a XXI. században várható igénnyel, amely az előrejelzések szerint  $\approx 520 \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup>. Figyelembe véve, hogy a feltárt vagyonnak is csak egy része termelhető ki, a ténylegesen hasznosítható földgáz mennyisége legfeljebb 70%-a, azaz  $217 \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup>-re tehető, Ezen adatokból kiindulva vezethető le a globális ellátottság mértéke, amely az alábbiak szerint alakul:

Kőolaj	
Bizonyított készlet	$164 \cdot 10^9$ t
Reménybeli készlet	$155 \cdot 10^9$ t
<i>Összesen</i>	$325 \cdot 10^9$ t
Kitermelhető (50%-os hatásfok)	$162 \cdot 10^9$ t
Igény 2100-ig	$260 \cdot 10^9$ t
Ellátottság	$\approx 40,5$ év
Földgáz	
Bizonyított készlet	$160 \cdot 10^{12}$ m <sup>3</sup>
Reménybeli készlet	$150 \cdot 10^{12}$ m <sup>3</sup>
<i>Összesen</i>	$310 \cdot 10^{12}$ m <sup>3</sup>
Kitermelhető (70%-os hatásfok)	$217 \cdot 10^{12}$ m <sup>3</sup>
Igény 2100-ig	$525 \cdot 10^{12}$ m <sup>3</sup>
Ellátottság	$\approx 63,3$ év

8. ábra: Az ismert földgázkészletek regionális eloszlása

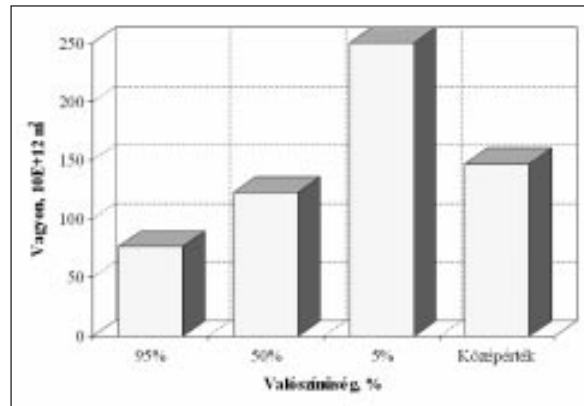


A fenti adatok egyértelműen bizonyítják, hogy a XXI. század globális igénye konvencionális földgázból sem elégíthető ki, következésképpen a nem konvencionális szénhidrogének termelésére is mielőbb fel kell készülni, illetve a termelésüket meg kell kezdeni. Az ellátottság számításánál nem hanyagolható el az a tény sem, hogy egyrészt a források elhelyezkedése a kőolajhoz hasonlóan nem egyenletes, másrészt a jelenleg jellemző évi  $5 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  globális igény a kőolajigény növekedését messze meghaladóan, átlagosan 2–3%-kal nő évente. A tanulmánynak nem feladata a regionális ellátottság elemzése, azonban érdemes megemlíteni, hogy Európa a világ ismert kőolajtartalékainak 1,7%-ával rendelkezik, míg földgázból ez az érték 3%. Mivel a kontinens szénhidrogén importfüggése jelenleg már megközelíti a 80%-ot, az Egyesült Államokban pedig a 70%-ot, nem kíván különösebb magyarázatot, hogy a nem konvencionális szénhidrogének hasznosításához, ahol erre lehetőség van, alapvető nemzetgazdasági érdek fűződik már ma is. Magyarország feltétlenül ezen országok csoportjába tartozik.

### Az olajpalakészletek globális jelentősége

A palaolaj (shale oil) az eltemetődött biomaszra genetikai átalakulásának közbeni fázisában (diagenezis) lévő szerves anyag, amelyet részben már lebomlott, kis bitumentartalmú kerogén (szilárd kőolaj) alkot. Az olajpalában (oil shale) lévő szénhidrogén egyik legfontosabb jellegzetessége, hogy primer migrációra (pórusos közegben, anyaközetben való áramlásra) nem képes. Az olajpala ásványtani összetételére (1. táblázat) jellemző továbbá, hogy uralkodó komponensei a karbonátok, elsősorban a kalcit és a dolomit, míg a benne lévő szerves anyag (2. táblázat) döntően kerogént (90%), illetve legfeljebb 10%-ban bitument tartalmaz. Az utóbbi nagy széntartalma, illetve C/H-aránya arra

9. ábra: A reményheli, megkutatásra váró földgázvagyon nagysága, különböző valószínűségi szintek mellett



1. táblázat: Az olajpalák jellemző ásványtani összetétele

Ásvány	Ionkoncentráció, %
kalcit, dolomit	~ 48
földpát	~ 21
kvarc	~ 15
agygásványok	~ 15
pirit	~ 1

2. táblázat: Az olajpalák szerves anyagának jellemzői

Komponens	Koncentráció, %
bitumen	~ 10
kerogén	~ 90
<b>Bitumen elemi összetétele</b>	
C	~ 81
H	~ 10
N	~ 2
S	~ 1
O	~ 6

enged következtetni, hogy az aromás, illetve nafténaromás jellegű, ún. nehéz kőolajokhoz közel álló fizikai és kémiai sajátságokkal rendelkezik.

A közölt adatok átlagos összetételt tükröznek és számos tényezőtől (a biomaszra jellege, az eltemetődés mértéke, hőmérséklet és nyomás stb.) függenek. Ebből következik, hogy az előfordulások művelésbe vétele, hasznosíthatósága, nagymértékben attól függ, hogy egy tonna olajpala mennyi kitermelhető palaolajat tartalmaz. Ez utóbbi alapján összesíthető, illetve becsülhető a világ palaolaj vagyona, amely a 3. táblázatban közölt regionális eloszlást mutatja. Ezek szerint globálisan, a minőségtől független palaolajvagyon  $\sim 2 \cdot 10^{14}$  bbl, amely elvileg  $\sim 350 \cdot 10^{12}$  t ún. „syncrude” primer kőolajnak felel meg. Nyilvánvaló azonban, hogy ennek az őrtási vagyonnak csak elenyészően kis hányada termelhető ki. A mérvadó becslések szerint (1. táblázat) a

3. táblázat: A globális olajpala vagyon megoszlása minőség szerint

Régió	Vagyon, 10 <sup>9</sup> bbl		
	20 40 l/á	40 100 l/á	100 400 l/á
Afrika	450 000	80 000	4 000
Ázsia	590 000	110 000	5 000
Távol-Kelet	100 000	20 000	1 000
Európa	140 000	26 000	1 400
Észak-Amerika	260 000	50 000	3 000
Dél-Amerika	210 000	40 000	2 000
<b>Összesen</b>	<b>1 750 000</b>	<b>326 000</b>	<b>16 400</b>

biztosan kitermelhető palaolaj mennyisége mindössze 190 10<sup>9</sup> bbl-re (~31 10<sup>7</sup> t-ra) tehető, míg marginálisan – a jövőben feltételezhető technológiai fejlesztések eredményeként – talán lehetőség nyílik további 5,51 10<sup>12</sup> bbl (~900 10<sup>7</sup> t) palaolaj kitermelésére. E két adatot figyelembe véve a kitermelési határfok 0,009%, illetve 0,25%, tehát nagyságrendekkel marad el a konvencionális kőolajra jelenleg jellemző értéktől.

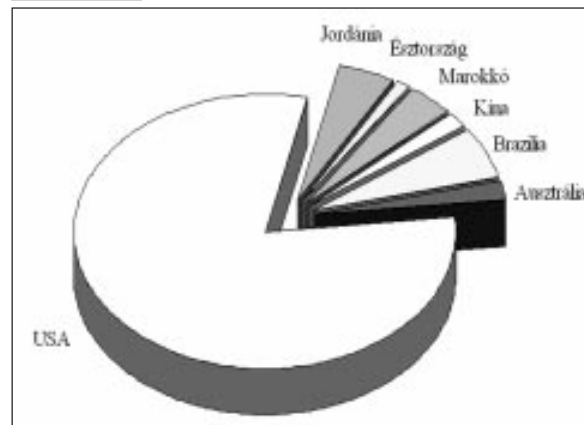
Az olajpalára, illetve a palaolajra vonatkozó készletek becslése a későbbiek folyamán több alkalommal pontosításra is szorult. Az UN Energy Map of the World 1995-ben a palaolajvagyon 1,662 10<sup>12</sup> bbl-re, azaz mintegy 227 10<sup>7</sup> t-ra becsülte, amelynek döntő hányada az 10 ábrán látható országokban található. A globális vagyon, illetve az iparilag kitermelhető készlet nagysága azonban jelenleg is változik, az elmúlt évtizedben folyamatosan nőtt, köszönhetően az intenzív kutatásnak és a kutatási módszerek fejlődésének. Így napjaink szemléletje az, hogy az USA kormányának bejelentése szerint az eddig titokban tartott feltárási tevékenység eredményeként az USA-ban a Sziklás-hegység alatt mintegy 300 m mélységben gigantikus méretű olajpalavagyon tárak fel, amelynek kitermelhető palaolajkészlete 2 10<sup>11</sup> bbl (kb. 330 10<sup>7</sup> t) és a kitermelést már meg is kezdték. Amennyiben helytállóak ezek az adatok, az eddig ismert globális palaolajkészlet 2006-ra megkétszereződött, és ezzel az USA szénhidrogénkészleteinek részaránya a tulajdonjogokat tekintve csaknem egyeduralmukodóvá és a Green River formáció a világ legnagyobb szénhidrogén-elő-

4. táblázat: A kitermelhető palaolajkészlet regionális megoszlása

Régió	Kitermelhető készlet, 10 <sup>9</sup> bbl				Biztosan
	20 40 l/á	40 100 l/á	100 400 l/á	Biztosan	
Afrika	–	–	90	10	
Ázsia	?	14	70	20	
Távol-Kelet	?	1	–	–	
Európa	?	6	40	30	
Észak-Amerika	2200	1600	520	80	
Dél-Amerika	?	750	–	50	
<b>Összesen</b>	<b>2200</b>	<b>~2400</b>	<b>720</b>	<b>190</b>	

fordulásává vált. Ezt jól illusztrálja, hogy a formáció 16 000 km<sup>2</sup> kiterjedésű és minden hektár terület 2 10<sup>6</sup> bbl (330 10<sup>7</sup> t) kitermelhető palaolajat rejt magába. Az előbbieket fényében az Egyesült Államok kontinentális területe („új Közel-Kelet”) átveheti a vezető szerepet a „történelmi Közel-Kelettől”, amennyiben a feltárt kontinentális területekről kitermelhető szénhidrogéntartalmak 1,6 10<sup>11</sup> bbl-re nőtt, szemben az öbölmenti országok jelenleg ismert kumulatív 0,685 10<sup>12</sup> bbl készletével.

10. ábra: A közelmúltig ismert palaolajkészletek eloszlása a világon (Globális készlet: 5,51 10<sup>12</sup> bbl (~900 10<sup>7</sup> t))



A nagy reményeket azonban beárnyékolja, hogy a palaolaj kinyerése alapvetően különbözik a folyadék halmazállapotú konvencionális szénhidrogénekétől. Az eddig alkalmazott ipari eljárások „in-situ” és „ex-situ” csoportba sorolhatók. Az előbbi esetben az olajpala kitermelésére nincs szükség, mert annak szénhidrogéntartalmát megfelelő (hidraulikus, robbantásos) rétegreprezítés után termikus, döntően pirolízis mechanizmuson alapuló égetéssel módszerrel nyerik ki. Ennek a megoldásnak többek között az előnye, hogy nincs bányaművelési költség, nem jelentkezik a feldolgozott, környezetszennyező közvet elhelyezésének problémája, mérsékelt a technológia vízigénye és a módszer nagyrészt független a pala minőségétől. A hátrányok között viszont gyakran említik a folyamatos égési front

fenntartásának nehézségét, a jelentős fűtési és repesztési költséget és főleg a mérsékelt kihozatali hatékonyságot, inclusive az égéteésből következő irreverzibilis veszteséget. Az „ex-situ” kitermelés lényegében szilárdásvány-bányászati technológia, amelyet felszíni retortás, vízgőz desztillációs, esetleg folyadékextrakciós lépések követnek. E technológia alkalmazása esetén a felhasználható végtermék előállításának legfontosabb lépései a következők:

1. kamrás vagy pilléres fejtés, esetleg külfajtés (olajpala esetén ez utóbbi ritka);
2. aprítás, őrlés;
3. hevítés, krakkolás;
4. illó szénhidrogének lepárlása és kondenzálása;
5. előfinomítás, „synecrude” kinyerése;
6. utófinomítás, végtermék előállítása.

Az „ex-situ” megoldás előnye, hogy az olajpala szénhidrogén-tartalmának csaknem 100%-a hasznosítható, a kőzet porozítása a feldolgozás szempontjából érdektelen és a parciális oxidációs eljárások alkalmazásával a művelet energiaigénye elfogadhatóan kicsi. Hátrányokkal azonban ebben az esetben is számolni kell. Egyebek mellett a mélyműveléses technológia esetén a pilléres fejtés miatt az olajpala 30–50%-a visszamarad a telephelyen, nagy a vágathibtosítási, fűrészi, ventilációs és repesztési költség, és környezetvédelmi szempontból rendkívül komoly gondot jelent a feldolgozott pala elhelyezése, hasznosítása.

A fentiekből nyilvánvaló, hogy technológiai és kitermelési okból az olajpala hasznosításának egyelőre komoly gazdasági korlátja van, amely mennyiségi vonatkozásban minimálisan  $150 \cdot 10^9$  t/nap kőzet feldolgozásával, vagy  $15 \cdot 10^9$  t/nap „synecrude” olaj kinyerésével léphető csak át. Ettől függetlenül megállapítható, hogy a világ palaolajkészlete rendkívül jelentős és önmagában meghaladja a konvencionális olajvagyon, illetve olajkészletek nagyságát.

### Az olajhomokkészletek globális jelentősége

Bár az olajpala hasznosításához és feldolgozásához jelentős gazdasági érdekek fűződnek az Egyesült Államokban, a kitermelése volumenét tekintve ez mégis marginális jelentőséggel bír a globális kőolajtermelésben. Ezzel szemben a „homokolaj” és nyersanyaga az olajhomok (oil/sand) már ma is figyelemreméltó hozzájárulást jelent a világ kőolaj-ellátottságához. Az Energy Business 2007 elején közreadott „Oil Sands Global Market Potential” című kiadványában foglalt felmérés szerint olajhomok-előfordulás mintegy hetven országban található, azonban a földtani vagyon kétharmada Venezuelában és Kanadában van. Alberta és Saskatchewan Athabasca régiójában, illetve a venezuelai Orinoco-medencében lévő olajpala olajtartalma  $1,7 \cdot 10^{12}$  bbl, illetve  $1,8 \cdot 10^{12}$  bbl, ami egyenként is összemérhető Szaúd-Arábia és Közép-Kelet együttes,  $1,75 \cdot 10^{12}$  bbl-re tehető konvencionális olajkészletével. A kanadai homokolaj nemzetgazdasági jelentőségét hangsúlyozza, hogy az ország konvencionális kőolaj-készlete mindössze  $8 \cdot 10^9$  bbl, azaz nem éri el a 0,5%-át a homokolaj készletnek. Megjegyzendő azonban, hogy a BP Statistical Review a kitermelhető ipari készletet

$163 \cdot 10^9$  bbl-ben ( $26,5 \cdot 10^9$  t-ban) jelöli meg, ami a kitermelési határfok meglehetősen szerény voltára utal. Érdeklődésre számíthat az USA nem konvencionális kőolajtartalékainak összehasonlítása is: amíg palaolajból minimálisan  $2 \cdot 10^{11}$  bbl a földtani vagyon, addig homokolajból a feltárt készlet mindössze  $30 \cdot 10^9$  bbl, tehát legfeljebb 1,5%-a a palaolajnak.

Az olajhomok reológiai szempontból nehézoajat tartalmazó, nem konszolidált, nagy agyagtartalmú kvarchomok, amely rendszerint sekély mélységben helyezkedik el. Az olajhomok összetételét tekintve (5. táblázat) a 84–88% kvarc agyag mellett vizet és 8–12% olajat (bitument) tartalmaz. A benne tárolt szénhidrogénre jellemző, hogy hidrogéntartalma kicsi, azaz a kőolaj erősen aromás, nafténaromás nehézoaj.

5. táblázat: Az olajhomok jellemző ásványtani összetétele

Komponens	Koncentráció, %
kvarc – agyag	84–88
víz	~ 4
olaj (bitumen)	8–12
olaj C-tartalma	max. 83
olajtelítettség	max. 18

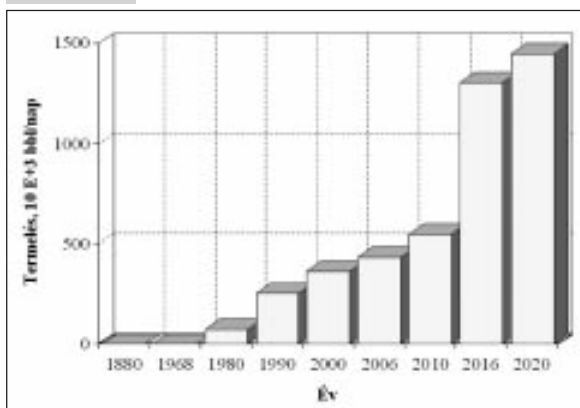
Az Albertában található olajhomok-előfordulás rendkívüliségét jól illusztrálja, hogy becsült kiterjedése  $48 \cdot 000$  km<sup>2</sup>, a rétegvastagság 5–60 m között változik, míg a telepítmélység a földfelszíntől akár 700 m-ig is lenyúlhat. Az olajhomoktelep nem összefüggő, hanem a felhalmozódási és genetikai átalakulás eltérő feltételei miatt négy fő blokkra különíthető el. Ebből következően az olajhomokból kinyerhető olaj (bitumen) minősége is eltérő a különböző telepekben és ez a tény a későbbiekben alapjául szolgált a primer homokolaj minősítésnek (6. táblázat). Ezt az olajhomok-előfordulást egyébként már az indián őslakosság is ismerte, és a kőzetben lévő olaj hasznosítása egyszerű melegvízes kimosás és a szénhidrogénfázis lefűlőzése után 1880-ig nyúlik vissza. Ipari méretű felhasználása a homokolajnak azonban csak az 1970–1980 közötti időszakban kezdődött meg.

6. táblázat: A homokolaj (Alberta, Kanada) osztályozása a reológiai sajátosságok alapján

Olaj típusa	Viszkozitás, mPa s
kis viszkozitású olaj (Lloydminster)	100–1 000
közepes viszkozitású olaj (Peace River, Cold Lake)	1 000–10 000
nagy viszkozitású olaj (Athabasca)	>10 000

A hatalmas pénzügyi befektetések és technológiai fejlesztések eredményeként az olajhomok feldolgozása

11. ábra: A „synorude” olaj várható termelése Kanadában



a nyolcvanas évektől exponenciálisan növekedett (11. ábra). Alberta területén a napi „synorude” olajtermelés 2000 és 2006 között átlagosan már meghaladta a  $400 \cdot 10^3$  bbl/nap értéket, ami 2005-ben a teljes kanadai olajtermelés 50%-át képezte. Az adott területen a beruházások folytatásának eredményeként 2012-ig a termelést 77%-kal kívánják növelni, míg a 2016–2020 közötti időszakban a nagy ívű tervek szerint a primer homokolaj termelés eléri az  $1,2\text{--}1,3 \cdot 10^6$  bbl/nap mennyiséget. A termelés ilyen ütemű növelésének realizálását valószínűsítik, hogy az előbbi időszakban a kőolaj világpiaci ára a korábbihoz képest többszörösére növekedett, miközben a termelési költség a technológiai fejlesztések eredményeként ugyancsak idő alatt a felére csökkent.

Az olajhomok termelése azonban a költségek csökkenése ellenére továbbra is számos technológiai nehézség közepette zajlik. Az alkalmazott eljárások a homokolaj esetében is „ex-situ” és „in-situ” megoldásokra csoportosíthatók. Az „ex-situ” módszerek nagyjából megegyeznek az olajpala kitermelésénél említettekkel, megjegyezve azt, hogy a formáció sekély mélysége miatt a felszíni termelés gyakoribb, mint a mélyművelés. Az éghajlati viszonyok azonban ezt a termelést fokozottan kedvezőtlenül érintik. Télen az olajhomok rendkívül keménysége miatt a fejtőpajzsok fogazata vörös izzásig hevül, és azokat naponta kell cserélni, míg nyáron a terület lápos jellege miatt a nehézgépek és szállító eszközök gyakran elsüllyednek a talajban.

Az „in-situ” eljárásoknál többnyire abból a kedvező fizikai-kémiai, felületkémiai tényből indulnak ki, hogy a kőzetfelület a nagy szénhidrogén-telítettség ellenére víznedves marad, azaz a bitumen a vízfilmmel bevonat közöttesemések között helyezkedik el, porosított folyadék vagy szilárd halmazállapotú lázisként. Ennek köszönhetően a réteg forró vízzel vagy gőzzel történő elárasztása után, a szegregációs jelenséget kihasználva, a homok olajtartalma a felszínen kialakított kazetták-

ban, vagy közvetlenül a felszín alatti kamrákban összegyűjthető (flip-flop technika). Nagyobb mélységek esetén a kőolajtermelésben alkalmazott ún. „buff and puff” módszer alkalmazása a célszerű, amikor a vertikális kutakat alternatív módon használják a gőz besajtolására és a felmelegített rétegből az olaj kitermelésére. A több évtizedes K+F tevékenység természetesen számos új (pl. oldószeres extrakciós) eljárás kidolgozásához vezetett. A jelenlegi tapasztalatok szerint azonban a forró vizes/gőzös „in-situ” és „ex-situ” retorációs technológiák vitathatatlanul gazdaságosabbak minden más eljárásnál.

Összességében megállapítható, hogy az olajhomok és az abban tárolt olaj (bitumen) már ma is alternatívája a konvencionális olajtermelésnek. Az idézett Energy Business Report szerint a világ homokolaj-termelésének 2003 és 2008 között  $8,59 \cdot 10^9$  bbl-ról  $10,31 \cdot 10^9$  bbl-re kell növekednie, ami többszöröse a konvencionális olajtermelés várható növekedésének. Figyelembe véve, hogy a világ globális homokolaj készlete a jelenlegi ismereteink szerint meghaladja a  $4 \cdot 10^{12}$  bbl-t, a terv nem is tűnik megoldhatatlannak.

### A nem konvencionális gázkészletek globális jelentősége

A nem konvencionális gázok közül a gázpalában (gas shale), a tömött homokkőben (tight sand gas) és az anyaközetben (basin-concentrated gas accumulation) felhalmozódott döntően metánt tartalmazó földgázokat érdemes együtt tárgyalni. Az irodalom által ide sorolt kísérőgázzal (associated gas), amely a kőolajtermelés velejárója és még ma is rendszerint fűklázásra kerül, ez az összeállítás nem foglalkozik. Bár a nem konvencionális földgázt tároló geológiai formációk közettani szempontból, a mélység, nyomás és hőmérséklet alapján igen különbözőek lehetnek, közös vonásuk, hogy a tárolókőzet átteresztőképessége rendkívül kicsi, rendszerint kisebb, mint 0,1 mD. A tárolók rendkívül kis átteresztőképességének következménye a szokványos földgáztárolók művelési jellemzőitől való eltérés, amelynek legfontosabb jellemzői a következők:

- a kutak produktivitása kicsi, általában  $600\text{--}15 \cdot 10^3$  m<sup>3</sup>/nap;
- a megújítást követően a kút hozama rohamosan lecsökken, egy alacsony termelési volumenen stabilizálódik, de ezen az értéken évtizedekig állandó marad;
- a termelőkutak évi hozamesökkenése általában 5% alatti;
- a tárolóréteg meglepően nagy, vastagsága az esetek többségében több száz méter;
- a tároló porozitása meghatározó módon repedéseknek köszönhető.

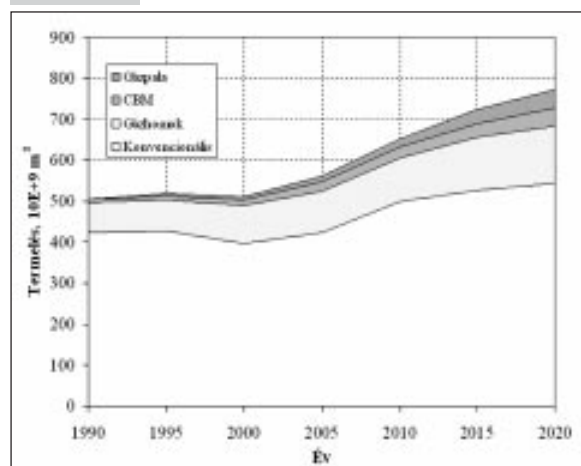
Sajnos ma még egyértelműen nem tisztázott kérdés a különösen nagy mélységben található tárolókban, hogy a gáz milyen formában van jelen a kőzet mátrixában. Az ilyen körülmények között uralkodó nagy nyomás és hőmérséklet miatt a gáz lehet póruskítóító közeg, szorbeátum, szilárd oldat, szuperkritikus vagy kritikus állapotú, továbbá kondenzált folyadékfázis, tekintettel a pórusok és repedések 1  $\mu\text{m}$ -nél kisebb méretére. Ebből következik, hogy a tárolók geometriai kiterjedése ugyan szeizmikus mérésekkel és próbaúrásokkal jól körülhatárolható, de a tárolt szénhidrogén mennyisége (a földtani vagyon) a szokványosan alkalmazott becslési módszerekkel és modellekkel nem határozható meg pontosan. Valószínűleg ennek tudható be, hogy a világ említett nem konvencionális gázvagyonára nem található megbízható adat az irodalomban. Ezt erősíti, hogy a nem szénhidrogén orientált nagymélységű földtani kutatás korántsem olyan elterjedt, mint a konvencionális kőolaj és földgáz esetén, így a világ egészére kiterjedő globális vagyon megadása ezen okból is irreális lenne. Hasonló módon nem lehet számítani általános érvényű készletadatot sem, bár közismert, hogy amíg a konvencionális földgáz esetében a földtani vagyon átlagosan 75%-a kitermelhető, addig a vizsgálatunk tárgyát képező nem konvencionális, főleg metántartalmú gáz, kitermelési határfoka nem éri el a 20%-ot. Mivel a földtani vagyon pontosan nem ismert, így a kitermelhető gáz mennyisége, az ipari készlet sem prognosztizálható elfogadható pontossággal.

A földgáztermelés várható alakulásával, illetve a világ energiaigényével foglalkozó szakemberek meggyeznek abban, hogy a bizonyított és a reménybeli földtani vagyon együttes hasznosítása esetén a konvencionális gáztermelés 2025 és 2035 között éri el a csúcserőértékét, majd azt követően várhatóan eszikken. A földgáztermelés növelése akkor lesz lehetséges, ha a feltárási tevékenység az US Geological Survey 5%-os valószínűséggel becsült, tehát mai szemmel nézve bizonytalan előrejelzése szerint additív módon teljesül. Ez a többlet a földgáztermelés volumenét 2035-ig növekvő pályán tartja és a stagnálás csak 2035 után következik be, igaz magasabb szinten. Az általánosan elterjedt vélemény szerint a hosszú távú globális földgázigény azonban nem lesz kielégíthető ebben az esetben sem, azaz a nem konvencionális földgáz hasznosításának megkezdésével lehet csak növekvő pályán tartani a termelést 2050-ig, esetleg azon túl is. Ebben az esetben a földgáztermelés csúcserőértéke energiában kifejezve, éves szinten, időben eltérve rendre 230 > 370 > 520  $10^{11}$  J-ra növelhető a század első felében.

A nem konvencionális földgáz hasznosítására vonatkozó megbízható adatok jelenleg csak az Egyesült

Államokra vonatkozóan találhatók az irodalomban és ez a régió áll a hasznosítás élvonalában is. Arrint az a 12. ábrán látható, az USA éves gáztermelése 2005-re meghaladta az  $550 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ -t, amelyen belül már meglepően nagy hányadot képvisel a CBM-et is magába foglaló nem konvencionális gáztermelés. A nem konvencionális gáztermelés ipari méretben 1980-ban kezdődött, ami 1990-re már elérte a  $91 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ -t, és ez már 18%-a a teljes gáztermelésnek. A tervek szerint ez a részarány fokozatosan növekszik az elkövetkező években és a növekmény döntő hányadát a gázpalából, illetve gázhomokból termelt gáz teszi ki. Az Energy Information Administration 2000-ben közzétett adatai szerint 2020-ban a nem konvencionális gáztermelés már 28%-át fogja képezni a prognosztizált  $780 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ -es termelésnek.

12. ábra: A konvencionális és nem konvencionális földgáztermelés az USA-ban



Az USA nem konvencionális földgáztermelésében meghatározó szerepet a tömött homokkötő-tárolókból származó gáz játszik. Az ismert földtani vagyon, amely  $500 \cdot 10^{17} \text{ m}^3$ -re becsülhető, az évi  $60 \cdot 100 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ -es termelési ütem mellett több évtizedre biztosítja a folyamatos termelés fenntartását, növelését. A tömött homokkötő-tárolókból történő gáztermelés bőlesője az Appalache-medence volt, később a termelés megindult a San Juan, Green River, Wind River területen is. Az Egyesült Államokban a legnagyobb homokgáz lelőhelyek jelenleg a Sziklás-hegységben találhatók, Napjainkban már 900 mező 1600 tárolóerőtegeből 40 000 termelőként folyik a termelés, amelynek kumulatív mennyisége évente  $85 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ .

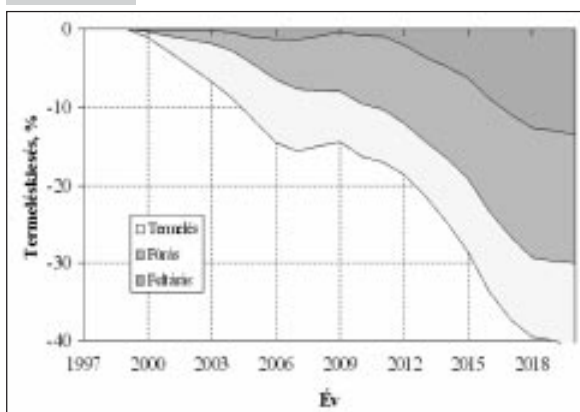
Az USA palagáztermelése lényegesen elmarad a homokgáztermelés mögött, annak ellenére, hogy feltárása megelőzte az utóbbit. Jelenleg kiterjedt kutatási és termelési tevékenység folyik az Appalache-, Michigan- és Fort Worth-medencékben. Ez utóbbival kapcsolatban

érdemes megjegyezni, hogy a 2500–2600 m mélységben elhelyezkedő rétegekben az egy kútra számított készlet meghaladja a  $35 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ -t. Végül említést kell tenni a medencealjzaton elhelyezkedő anyakőzetben lévő gáz perspektivikus jelentőségéről, amely nagy hasonlóságot mutat a Makói-árok szénhidrogén-előfordulásával. A Sziklás-hegység keleti peremén található előfordulás (basin-concentrated gas accumulation) feltárását követően kiterjedt stratigráfiai, geokémiai, hidrodinamikai stb. kutatást végeztek az előfordulás hasznosíthatóságának felmérésére. A kapott kedvező eredmények alapján megindult a hasonló előfordulások feltérképezése, a termelésre alkalmas tárolók kijelölése és egyes helyeken a termelési infrastruktúra kiépítése is.

Az USA mellett Kanada rendelkezik jelentős földtani vagyonnal a tömött homokkőekben található homokgázból, amely Brit Columbiában, Albertában és a Keleti-partvidéken koncentrálódik. Az előzetes becslések szerint ez a vagyon  $6-18 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  közötti lehet. Emellett a palagáz mennyisége valószínűleg meghaladja a  $3 \cdot 10^{11} \text{ m}^3$ -t, amelynek termelése még nem kezdődött meg. A készletek hasznosítását gyorsítja, hogy Kanadában a konvencionális földgáztermelés 2000-ben túljutott a csúcsán és az elmúlt években rohamosan, évi 20%-kal esik.

Végezetül utalni kell a nem konvencionális gáztermelés és ezen keresztül valamennyi nem konvencionális szénhidrogén-előfordulás hasznosításának kutatásfejlesztést érintő vetületére. A szakemberek határozott véleménye, hogy e különleges természeti erőforrások újszerű megközelítést igényelnek a kialakulás, tárolás, feltárás, fűrésztchnika és a termelési technológia területén. A 13. ábra meggyőzően bizonyítja, hogy a termelésbe állított területeken egyenként és összegezve is milyen mértékű termeléseszkönet eredményezett volna az USA nem konvencionális gáztermelésében, ha elmarad a kutatás-fejlesztés.

13. ábra: A kutatás-fejlesztés jelentősége az USA nem konvencionális földgáztermelésében



## A hidrátkészletek globális jelentősége

A hidrátok olyan két- és többkomponensű, kristályos anyagok, amelyek fő komponense a víz. A kémiai nevezéktan szerint a hidrátok zárványvegyületek (klatrátok), amely név arra utal, hogy a zárványvegyületek (guest vegyületek) a víz (host vegyület) által alkotott szerkezet üregeiben foglalnak helyet. Felfedezésük (18 0) óta kimutatták, hogy számos kis molekulatömegű, szobahőmérsékleten gázhalmazállapotú szerves és szervetlen vegyület képezhet hidrátokat, amennyiben képződésükhöz szükséges termodinamikai feltételek teljesülnek. Tekintettel arra, hogy a képződés feltétele a megfelelő, vízmolekulákból álló háromdimenziós szerkezet kialakulása, stabilis hidrátok általában  $10^\circ\text{C}$  alatt és 20 bar nyomás felett képződnek. Mivel a vízmolekulák térhálós szerkezete különböző lehet (HI, és HII típusú hidrátok), az azokban kialakuló üregek mérete is változó. Mindkét rácsszerkezetre jellemző, hogy azokban egy kisebb és egy nagyobb üreg található, amelyek átmérője 0,48 és 0,69 nm között változik. Ebből következik, hogy hidrátokat csak olyan vegyületek képezhetnek, amelyek mérete ebbe a tartományba esik, illetve lehetőség van arra is, hogy ún. kettős hidrátok jöjjenek létre, amikor a kisebb és a nagyobb üregeket eltérő vegyületek töltik ki, szemben az egy típusú zárványmolekulát tartalmazó egyszerű hidrátokkal. A hidrátok képződésével, tulajdonságaival, bomlásával stb. igen nagyszámú irodalom foglalkozik, amelyek közül feltétlenül kiemelkedik *Berez K. és Balláné Ács M.* magyar nyelven is publikált „Gázhidrátok” című munkája, akik úttörő szerepet játszottak a szénhidrogén típusú hidrátok szerkezetének leírásában.

A szénhidrogén hidrátok külső megjelenésre szintelen (szennyezések esetén sárgás, barnás) hóra hasonlító anyagok, amelyek szobahőmérsékleten vízre és gáz halmazállapotú szénhidrogénre esnek szét. A felszabaduló szénhidrogének mennyisége nagymértékben függ a hidrát és a zárványként jelenlévő szénhidrogének típusától. A sztöchiometriai összetétel alapján az egységnyi tömegű hidrátból nyerhető szénhidrogén mennyisége a metán esetén a legnagyobb, míg a propán esetében, a molekula viszonylagos értelemben nagy mérete következtében a legkisebb (7. táblázat).

7. táblázat: Különböző hidrátok szerkezete és szénhidrogén-tartalma

Szénhidrogén	Összetétel (éméleti)	Szénhidrogén-tartalom	
		kg/t	m <sup>3</sup> /t
metán	CH <sub>4</sub> 6H <sub>2</sub> O	129	180
acetilén	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> 6H <sub>2</sub> O	194	145
etilén	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> 7H <sub>2</sub> O	181	145
etán	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> 8H <sub>2</sub> O	172	128
propán	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> 18H <sub>2</sub> O	119	61
földgáz (elegy)	M, 9H <sub>2</sub> O	109	122

A vízmolekulák alkotta szerkezet üregeiben a zárványként befogadott molekula csak gyenge kémiai kölcsönhatásban van a váz szerkezetével. A vázba beépülő molekula mérete azonban nagyobb, mint a váz lyukmérete, ezért a hidrátok stabilak mindaddig, amíg a termodinamikai feltételek biztosítják a vázszerkezet állandóságát. Ennek következtében a hidrátok előfordulása a természetben gyakori és bizonyos régiókban magától értetődő. Szénhidrogén hidrátokat nagy mennyiségben találtak mélytengeri árkokban és kontinentális talapzatokon hidrátömbök formájában, illetve szárazföldi területek arktikus (permafroszt) régióinak üledékes köztéiben vékony csík vagy vastag réteg formájában. Az utóbbi területeken a permafroszt területekre jellemző anomális hőmérsékleti gradiens miatt általában 400 m-ig fordulnak elő, bár jelentős mélységeket is. Makogon, Y. „Hydrates of Hydrocarbons” című munkájában 56 olyan, a 8. táblázatban felsorolt előfordulást említ, ebből bizonyított a természetes szénhidrogén hidrátok nagy mennyiségben való jelenléte. Ezek közül kiemelkedik az USA nyugati partjainál (Cascadia Margin), a Mexikói-öbölben és Japán keleti partvidékéhez közel eső mélytengeri árokban (Nankai Trough) található nagykitérésű előfordulás. A táblázat statisztikai adataiból nyilvánvaló, hogy a sarkvidéki területeken az előfordulások száma messze elmarad a mélytengeri árkokban és kontinentális talapzatokon akkumulálódottak számától. Figyelembe kell azonban venni, hogy a kontinentális hidráttelepek, amelyek döntően Szibériára és Kanadára korlátozódnak, óriásiak és összefüggő egységet alkotnak. A mélytengeri telepekre viszont az a jellemző, hogy eloszlásuk egyenletes, és független az égővi viszonyoktól, trópusi kontinentális talapzatán éppen úgy nagy számban fedezhetők fel, mint a sarki égővi tengerfenéken.

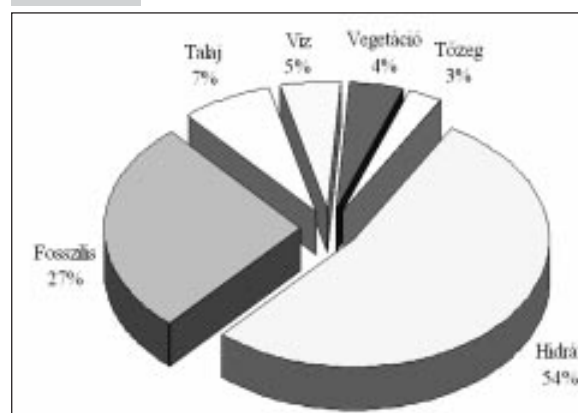
8. táblázat: Szénhidrogén hidrátok előfordulása

Előfordulás	Telepek száma
Kontinentális	7
Tengeri	47
Csendes óceán	22
Atlanti-óceán	15
Indiai-óceán	1
Északi-tenger	6
Antarktis-régió	3
Egyéb	2

A természetes hidrátokban jelenlévő szénhidrogének mennyisége azon az alapon becsülhető meg, hogy milyen arányban oszlik meg a földön található szerves kötésben lévő szén mennyisége. Amint az a 14. ábrán látható, a zárványvegyületként jelenlévő szénhidrogének-

hez kötött karbon 53%-át teszi ki a feltételezhetően szerves kötésben lévő  $18 \cdot 10^{17}$  t-át meghaladó szén mennyiségének. Ez azt jelenti, hogy  $9,5 \cdot 10^{17}$  t karbon kifejezetten hidrátokhoz kötött. A kontinentális és mélytengeri hidrát-előfordulások mennyiségének konkrét becsülésére több adat található az irodalomban. Az optimista becslések szerint a világ szénhidrogén hidrát mennyisége (térfogata)  $2,8 \cdot 7500 \cdot 10^{17}$  m<sup>3</sup> lehet, ami metánra számolva  $0,5\text{--}1350 \cdot 10^{18}$  m<sup>3</sup> gázt tartalmaz. A pesszimista becslés szerint a hidrát maximális mennyisége azonban ennél valószínűleg lényegesen kevesebb, mindössze  $28 \cdot 10^{17}$  m<sup>3</sup>, és így a hidrát formában található szénhidrogéngáz globális földrati vagyona  $0,5\text{--}5 \cdot 10^{18}$  m<sup>3</sup>. Ezek az adatok nem tartalmazzák az USA fennhatósága alá tartozó területeken található  $6,4 \cdot 10^{17}$  m<sup>3</sup> hidrát-, illetve az ennek megfelelő  $1 \cdot 10^{17}$  m<sup>3</sup> szénhidrogéngáz-vagyont. Az Energy Business „Unconventional Gas Outlook: Resources, Economics and Technologies” 2006-ban publikált kiadványa a világ hidrátokhoz kötött szénhidrogéngáz-vagyonát  $100\,000\,279\,000\,000\,000\,000\,000$  cf értékre becsüli, ami közelítően  $0,028\text{--}7900 \cdot 10^{17}$  m<sup>3</sup> normál állapotú gáztérfogatnak felel meg. Ez az érték a pesszimista becsléshez áll közel és nagy valószínűséggel elfogadható.

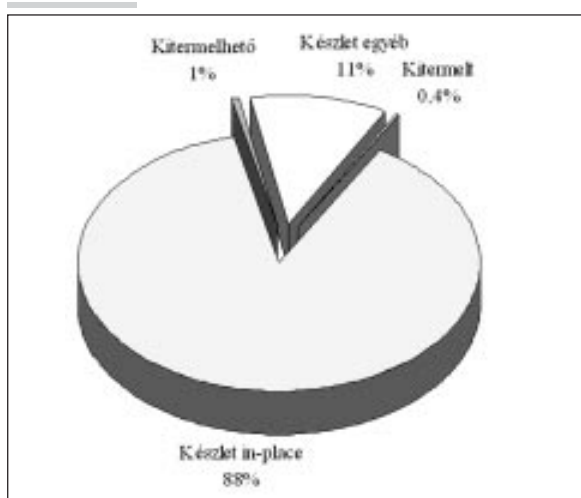
14. ábra: A szerves kötésben lévő szén (karbon) megoszlása a földön



A természetes hidrátokban lévő szénhidrogének kinyerésére egyelőre csak az USA-ra vonatkozó adatok ismeretesek, ezek szerint eddig a vagyont 0,4%-át hasznosították, és kitermelhetőnek ítélnék további 0,6%-ot (15. ábra). Az Energy Business kiadvány hasonló értékű előrejelzést tesz, amennyiben globális szinten 1%-ra becsüli a hasznosítható ipari készletet. Ezeket az adatokat alapul véve kijelenthető, hogy a hidrátból nyerhető szénhidrogéngáz használható potenciálja a jelenlegi ismereteink szerint  $5 \cdot 50 \cdot 10^{17}$  m<sup>3</sup> a világon. A felső határt összehasonlítva a világ konvencionális gázvagyonával, illetve az ipari készletekkel megállapítható, hogy a hidrát formájú szénhidrogénvagyont mind-

két vonatkozásban csaknem három nagyságrenddel nagyobb a konvencionális készleteknél. Figyelemreméltó perspektíva továbbá, hogy a kitermelés 1%-ról 3%-ra történő növelése esetében a hidrátformában található szénhidrogénvagyon gazdasági jelentősége tovább növekszik. Mivel a mélytengeri vagy a kontinentális peremeken található hidrátömbök felszínre hozása terén előrehaladott technológiai kutatások folynak, a kitermelési hatások növelése reális. Így a szénhidrogén hidrátok tipikus bizonyítékul szolgálnak arra a meggyőződésre, hogy a kiegyensúlyozott szénhidrogén-ellátásban nem az „availability” (forrás), hanem a „deliverability” (hasznosíthatóság) a fő probléma.

15. ábra: Az USA szénhidrogén hidrát vagyoniának megoszlása



### A széntelepek metántartalmának globális jelentősége

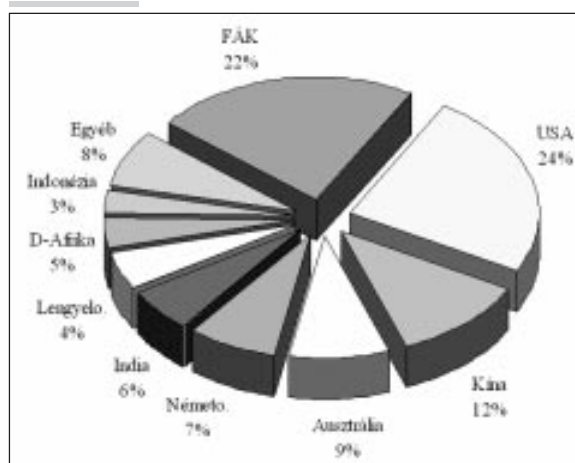
Az eltemetődött biomassza genetikai átalakulásának utolsó fázisában kis szénatomszámú szénhidrogének, elsősorban metán hasad le a nagy karbontartalmú maradékról, a kerogénről. Következésképpen a metán felhalmozódása a széntelepekben eltemetődött szerves anyag szénülési folyamatának természetes velejárója. A szén metántartalma a szén minőségével és a réteg mélységével szoros kapcsolatban áll: minél nagyobb a szén karbontartalma, a réteg mélysége és hőmérséklete, annál nagyobb a metántartalma. Ennek megfelelően a szén metántartalma átlagosan 5–60 m<sup>3</sup>t között változik, de a legjobb minőségű feketeköszének esetében ennél is nagyobb lehet a gáztartalom.

A széntelepek metántartalmának csökkentése, a sújtólégrébbanások veszélyének elhárítása a bányaművelés meghatározó feladatát képezte a kezdetektől fogva. A széntelepekből spontán vagy kényszer hatására felszabaduló gáz energetikai hasznosítása csak az elmúlt két-három évtizedben került az érdeklődés középpont-

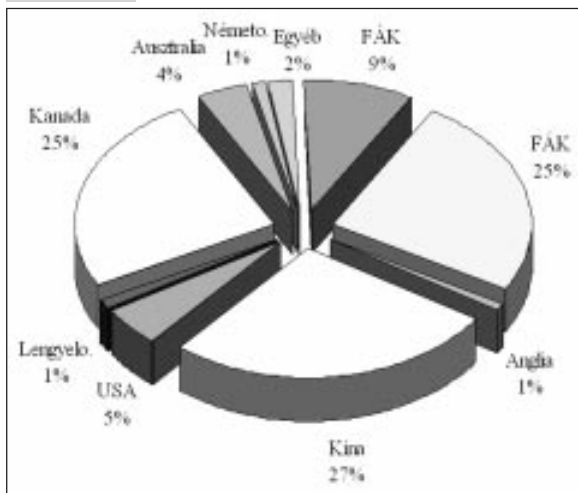
jába, elsősorban az Egyesült Államokban, Kínában, Oroszországban, Indiában és egyes kelet-európai országokban. A széntelepek metántartalmának jelölésére az egyes országokban eltérő terminológiát használnak, de mára általánossá vált a „Coal Bed Methane” kifejezés, röviden a CBM. Az irodalomban azonban változatlanul találkozhatunk a „Coal Mine Methane, CMM” (USA), „Natural Gas from Coal, NGC”, vagy „Coal Bed Gas, CBG” (Kanada) és „Coal Seam Methane, CSM” (Ausztrália) elnevezéssel is.

A CBM rendkívüli jelentősége három alapvető körülményre vezethető vissza. Az egyik tény a szén viszonylagos elterjedése a földön és a bizonyítottan hatalmas globális vagyon. Az International Energy Outlook 2004-ben publikált adatai szerint a világ ismert szénvagyona megközelítően 10<sup>11</sup> tonna, amelynek több mint 45%-a jó minőségű feketeköszén. Amint az a 16. ábrából kitűnik, a legnagyobb szénkészletekkel, Oroszországot kivéve, azon országok rendelkeznek, amelyek nettó szénhidrogénimportra szorulnak. A másik tényező, amely felértékeli a széntelepekből lecsapolható metán értékét, az a sajnálatos körülmény, hogy az ismert szénkészleteknek jelentős része, átlagosan 70%-a (az USA 260 10<sup>9</sup> t készletének 90%-a) a rossz geológiai adottságok, a rétegek integritásának hiánya, a nagy mélység és hőmérséklet, továbbá a szén jelenlegi alacsony világpiaci ára miatt nem műrevaló. Ennek megfelelően a nem kitermelhető és a reménybeli 5–15 10<sup>11</sup> t-ra becsült reménybeli szénvagyon egyetlen energetikai hasznosítása csak a metántartalom lecsapolása lehet, amelynek az ismert készletre vonatkoztatott megoszlásáról ad felvilágosítást a 17. ábra. Végül feltétlenül említésre méltó, hogy azonos közetterefogatot tekintve a széntelepekből, minőségtől függően, 6–7-szer több metán nyerhető ki, mint a konvencionális földgáztárolókból.

16. ábra: A szénkészletek megoszlása a földön



17. ábra: A CBM-készletek megoszlása a földön



A feketeköszegnek várakozáson felüli nagy metántartalma korábban nehezen volt magyarázható a szén kis, esetenként % alatti porozitásával. Jelenlegi ismereteink, egyebek mellett a Miskolci Egyetem Alkalmazott Kémiai Kutatóintézetében a 90-es évek folyamán végzett alaputatások szerint, ma már egyértelműen bizonyítható, hogy a metán póruskitöltő gázalmazállapotú tömbfázisként, a pórusok felületén adszorbeátunként és a szénfázisban oldott formában, szilárd (intersziciális) oldat formájában van jelen. Ez utóbbi formában fordul elő a metántartalom 90–95%-a, és ennek tudható be, hogy a szénrétegekből felszabadítható metán többszöröse annak a mennyiségnek, ami a porozitás vagy a felületi szorpciós visszatartás alapján számítható.

A világ CBM vagyonát igen nagy tűréshatárral adják meg a különböző irodalmi források. Ennek hátterében nyilvánvalóan az a bizonytalanság áll, hogy a hasznosítható metántartalom a szén minőségének és közetfizikai tulajdonságainak függvénye. Az optimista becslés szerint a globális vagyon  $20-50 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ , míg a realisabb és valószínűbb mennyiség  $7 \cdot 10^{11} \text{ m}^3$ , aminek a regionális eloszlását mutatja a 18. ábra. A hasznosítható, tehát kitermelhető metán mennyisége azonban nemcsak a vagyontól, hanem a lokális feltételektől és az alkalmazott technológia elveitől is nagymértékben függ. Ma már közismert, hogy a metán csak azokból a széntelepekből nyerhető ki elfogadható hatásokkal, amelyekben a szénréteg természetes mikrorepedés rendszerrel rendelkezik, ami biztosítja a diffúzió által kontrollált folyamatban felszabaduló metán kúttalphoz történő transzportját. A gáztermelés meghatározó feltétele a rétegmegnyitás hatékony módja, ami speciális fűréstechnológiát (horizontális kutakat) és repesztési/kitárasztási technikát foglal magába. Az érintetlen

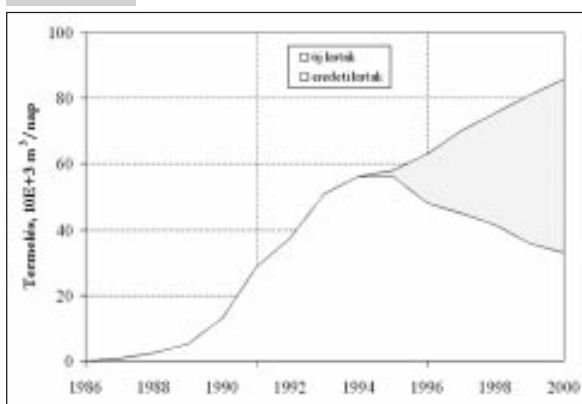
szénrétegek problematikus megnyitása is magyarázatul szolgál arra nézve, hogy érdemes hasznosítani a felhalgyott bányaterekben felhalmozódott gázt (gob gas) és a művelés alatt álló vágatok ventilációs gázának kis metántartalmát is.

Kitérő példaként szolgál az integrált megoldásra a Black Warrior medencében (Alabama, USA) működő technológia, ahol a CBM-termelés már az 1970-es években megkezdődött és a jelenlegi kapacitás meghaladja a  $10^7 \text{ m}^3/\text{év}$  metántermelést. A technológia központi eleme a kompakt szorpciós/kémiai/termodinamikai szeparációs blokk, amely az 5% ventilációs gáz – 15% gob gáz – 80% CBM-gázkeletyéből 98%-os metántartalmú gázt állít elő és ad át a kereskedelemnek. Az USA-ban jelenleg hat ilyen üzem működik, és továbbiak építése folyik. A közölt adatokból az is látható, hogy bár az USA becsült szénvagyonra figyelemre méltóan nagy hányadot képez a világon, a CBM-potenciál ezzel nem arányos. Mindez nem mond ellent annak, hogy a CBM-termelés és a technológiai fejlesztés itt tart legelőbbre.

Az International Energy Agency közlése szerint az észak-amerikai kontinens gázigénye 2002-ben kb.  $23 \cdot 10^{12} \text{ cf}$ , azaz  $900 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  gáz volt, ami 2025-re várhatóan kb.  $5,7 \cdot 10^{12} \text{ cf}$ -fel ( $\sim 200 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ -rel) növekedni fog. A növekvő igény nagy részét csak importból lehet fedezni és ez a körülmény parancsolóan teszi szükségessé a CBM-termelés fokozását is. A kontinensen az USA földgázfogyasztása a legnagyobb, meghaladja a 80%-ot, ami évi  $23 \cdot 10^{12} \text{ cf}$ , ( $750 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ). Ebben a mennyiségben jelenleg a CBM már 7%-kal,  $\sim 37 \cdot 10^8 \text{ m}^3$ -rel részesedik, és a napi termelés meghaladja  $90 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ -t. Figyelmeztető tapasztalat azonban, hogy ez a termelési ütemnövekedés nem lett volna elérhető és tartható, ha a CBM-projektet nem terjesztik ki újabb telepekre, változatlan maradt volna az aktív termelőkútak száma és nem történik jelentős előrelépés a technológiában. A 18. ábra jól demonstrálja, hogy változatlan kútállomány mellett a CBM 1986-ban megkezdett termelése 1994-et követően degresszív trend szerint változott volna és 2000-ben a metántermelés nem érne volna el a esüsidőszak kapacitásának a felét sem.

Napjainkban a technológiai fejlesztések új irányát jelenti az intenzív CBM-termelés (Enhanced Coalbed Methane, ECBM). Ez azon a felismerésen alapszik, hogy a szén-dioxid szénben történő retenciója (a szorpció sebessége és a megkötött mennyiség) kétszer nagyobb, mint a metáné, következésképpen a szén-dioxid-besajtolással felhasználható a metán hatékony lecserélésére. Az ECBM-eljárás alkalmazása kettős előnnyel jár. Egyrészt javítja a metán kitermelési hatékonyságát, másrészt csökkenti a szén-dioxid-emisszió mértékét, amennyiben a besajtolásra kerülő szén-dioxid a

18. ábra: Az USA napi CBM-termelése 1986 és 2000 között



metánt hasznosító crömű füstgáza is lehet. A „value added” módszer iránt fellokozott várakozás nyilvánul meg szerke a világon és alkalmazását mind energiaellátási, mind környezetvédelmi szempontok egyaránt indokolják. Összességében megállapíthatjuk, hogy a CBM-termelés nem a jövő, hanem a jelen és a CBM globális készlet nagysága összemérhető a konvencionális készlettel, hasznosítása pedig minden nagy kőszénvagyonnal rendelkező ország számára reális alternatíva az importföldgáz kiváltására.

### A nem konvencionális szénhidrogének termelési költsége

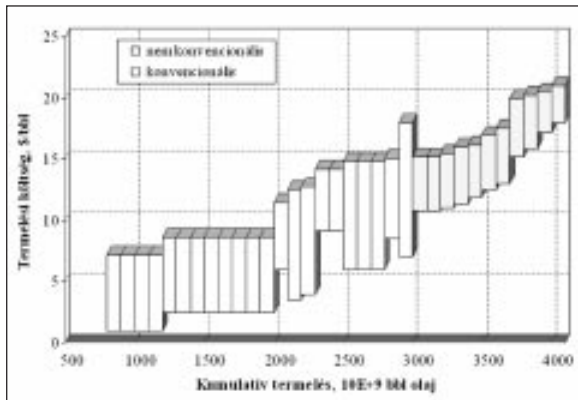
A szénhidrogének termelése a kezdetektől fogva szigorúan eredménycentrikus, profitorientált vállalkozás volt és maradt. Az iparág termelési magatartását, stratégiáját csaknem kizárólagos jelleggel a kőolaj világgpiaci ára határozta meg a múltban és jelenleg is ez határozza meg. Jellemző például, hogy a múlt század kilencvenes éveinek elején, amikor a kőolaj világgpiaci ára 11–14 USD/bbl volt, százával számolták fel azokat a mezőket, ahol a termelés már nem volt rentábilis. Ezzel szemben a jelenleg is jellemző magas olajár a termelőket arra ösztönzi, hogy ismét termelésbe állítsák a már felhagyott mezőket, megkezdjék a különleges, kedvezőtlen feltételek között található tárolóké művelését és fokozott mértékben alkalmazzanak intenzív (TOR/FOR) technológiákat. Mindez nem mond ellent annak, hogy a kőolaj mindenkori árának alakulásában szerepet játszanak az iparágon kívüli tényezők (pl. geopolitikai, globális és regionális gazdasági kérdések) is és ezek közvetve, az áron keresztül befolyásolják a vállalatok termelési stratégiáját.

Már az összeállításunk elején említésre került, hogy a nem konvencionális szénhidrogéneket hosszú időn keresztül azon az alapon különböztették meg a konvencionális szénhidrogénektől, hogy azok nem voltak gazdaságosan kitermelhetők. Bár éles határt ezen az

alapon a kőolaj árának időszakos változása miatt nem lehetett vonni a két csoport között, a definíció implicit módon azt tükrözi, hogy a nem konvencionális szénhidrogének termelési költsége esetleg lényeges mértékben is meghaladja a konvencionális kőolaj és földgáz termelésének közvetlen ráfordításait. A 19. ábra részben alátámasztja ezt az állítást, ahol a várható átlagos termelési költség (Operation Expenditure, OPEX) alakulása látható a világ virtuálisan elképzelt kumulatív kőolajtermelésének függvényében. A bemutatott összefüggés azonban abból a hibás feltételezésből indul ki, hogy  $3 \cdot 10^{12}$  bbl ( $500 \cdot 10^9$  t) kőolaj kitermelése után kimerül a föld konvencionális kőolajkészlete és azt követően csak a nem konvencionális szénhidrogénnel elégíthető ki a globális igény. Az emelkedő árrendencia azonban arra utal, hogy a termelés előrehaladásával a termelési költségek nőnek, mert az egyre nehezebben hozzáférhető mezőkre kell kiterjeszteni a művelést és a termelés súlypontja a könnyű- és középoltaj termelő mezőkről a nehézőlajat tartalmazó területekre tevődik át. A konkrét adatokat tekintve a konvencionális olajtermelés utolsó harmadában a termelési költség akár háromszorosra is lehet a jelenlegi értéknek. Napjainkig kb.  $120 \cdot 10^9$  t kőolajat termeltek ki a világon és ennek megfelelően a termelési költség az ábra első szakaszához rendelhető. Az ábra hasábjainak minimuma és maximuma ezt hivatott illusztrálni, hogy a termelési költség régióként, mezőként igen nagymértékben különbözik. Egyes közel-keleti országokban a termelési költség egy dollár alatt is, míg a tengeri, ún. off-shore vagy permafroszt területeken a hordókénti termelési költség meghaladja akár a 30–40 USD/bbl-t. Az ábrából levonható legfontosabb következtetés azonban az, hogy a nem konvencionális szénhidrogének termelési költsége összemérhető a konvencionális kőolajéval. Nincs szakadás a két csoport költségei között, különösen akkor, ha az összehasonlítás alapja a nagyviszkozitású nehézőlaj, amelynek a termelési költsége már ma is eléri a 20–30 USD/bbl-t. A  $300-600 \cdot 10^9$  t kumulatív termelés tartományában a konvencionális és a nem konvencionális kőolaj közvetlen termelési költsége lényegében megegyezik.

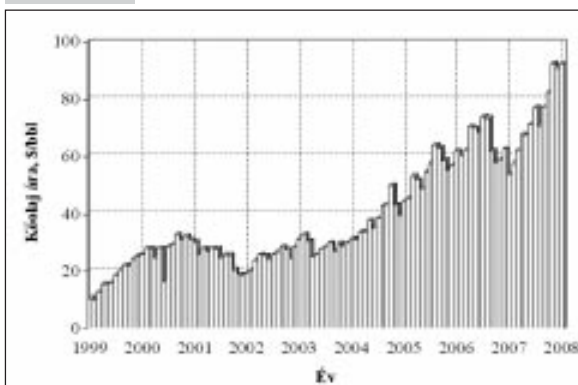
A nem konvencionális kőolaj termelési költsége, legalábbis  $100-150 \cdot 10^9$  t kumulatív termelésig 10–20 USD/bbl-re tehető. Ez kétséget kizáróan jelentős összeg és nem ösztönözne a megkutatott vagyron kiaknázására, ha a kőolaj világgpiaci ára ezen érték körül alakulna. Amint azonban a 20. ábrán látható, 2002-ben a kőolaj világgpiaci ára meredeken emelkedni kezdett és 2006 nyarán már meghaladta a 70 USD/bbl értéket. A jelen cikkünk írásának idején ez az ár 100–112 USD/bbl-re növekedett és bizonyos ingadozás mellett 100 USD/bbl felett állandósulni látszik. Ez a nem kon-

19. ábra: A kőolaj várható termelési ára a világ kumulatív kőolajtermelése függvényében



venconális szénhidrogének prognosztizált termelési ráfordításainak csaknem háromszorosa. Nem kíván különösebb magyarázatot, hogy ilyen árvízhányok mellett a palaolaj és a homokolaj termelése gazdaságos és a kanadai előfordulások kiaknázása már jelentős profittal történik. A kőolaj árának az utóbbi években tapasztalt növekedése, a nem konvencionális szénhidrogének kitermelését esetenként támogató adókedvezmény és a technológiai fejlesztések költségesökkentő hatása együttesen eredményezte azt az óriási befektetési hullámot az észak-amerikai földrészen, amelynek eredménye nemcsak a termelés felfutásában, hanem abban is jelentkezik, hogy a nem konvencionális kőolaj és földgáz a világ kumulatív termelésének százalékában mérhető részarányt, egyes országokban (USA, Kanada) a harmadát, negyedét képezi. Összefoglalva tehát megállapíthatjuk, hogy a jelenlegi helyzetben a nem konvencionális kőolaj és földgáz termelése jelentős gazdasági eredmény forrása és ezért a kitermelés volumene és a termelésbe vont előfordulások száma meredeken emelkedik.

20. ábra: A kőolaj (Brent) világméretű ártámak alakulása a közelmúltban

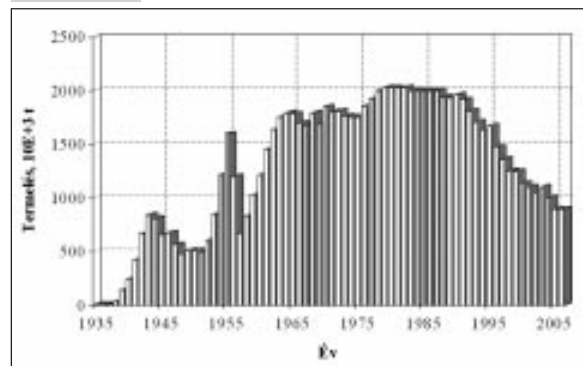


BEL Kőolaj & Földgáz 141. évfolyam 2006/2. szám

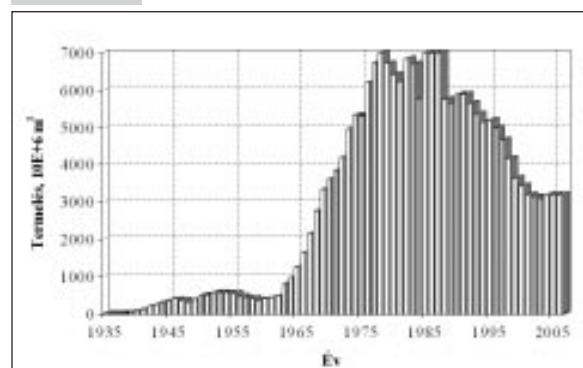
## A nem konvencionális szénhidrogének helyzete Magyarországon

Hazánkban az ipari méretű kőolaj- és földgáztermelés a múlt század harmincas éveinek közepén indult meg és csúcsát a nyolcvanas évek közepén érte el. Ekkor az éves kőolajtermelés meghaladta a  $2 \cdot 10^9$  t-át, míg a földgáztermelés  $7 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>-rel tetőzött (21. és 22. ábra). Tekintettel arra, hogy az említett időszakot követően új mezőkre nem lehetett a termelést kiterjeszteni, az mindkét energiahordozó esetében, a szénhidrogén-tárolók természetes élettiklusának megfelelően meredeken esőkkent. A Magyar Geológiai Szolgálat 2008 elején megjelentetett évkönyve szerint 2007-ben a hazai kőolajtermelés  $0,9 \cdot 10^6$  t, a földgáztermelés  $3,2 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup> kőolajegyenérték volt, ami megfelel  $3,2 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>-nek. Mindkét energiahordozó esetében az a jellemző tehát, hogy az elmúlt húsz évben a esúsidőszakhoz viszonyítva 50%-kal csökkent a termelés. A kumulatív adatokat tekintve megállapítható, hogy a csaknem hetven év alatt mintegy  $90 \cdot 10^9$  t kőolajat és  $210 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup> földgázt termeltek ki a hazai szénhidrogénmezőkből. Ami az ellátottságot illeti, ugyancsak az MGSZ adatai irányadóak, amelyek szerint kőolajból a földtani vagyon 2006. január 1-jén  $208,7 \cdot 10^6$  t, míg ebből az ipari készlet mindössze  $18,3 \cdot 10^6$  t. A földgáz esetében becslés szerint a földtani vagyon  $164,3 \cdot 10^9$  t, az ipari kész-

21. ábra: Magyarország kőolajtermelése 1935–2005 között



22. ábra: Magyarország földgáztermelése 1935–2005 között



let  $60,8 \cdot 10^9$  t kőolaj-egyenérték, és ez megfelel  $164,3 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>, illetve  $60,8 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup> földgáznak.

Ha a jelenlegi termelési ütemet vesszük alapul, a potenciális hazai szénhidrogén-termelési lehetőség („el-látottság”) mindkét esetben csaknem 20 évre tehető. A termelés tényleges periódusa ennél minden bizony-nyal hosszabb lesz, mert a jövőben az éves termelési volumen további esőkkedésére kell számítani. Az ellátottság mértékére mérvado, hogy a termelés esőkkedő periódusában a felhasználás bizonyos időszakokban stagnálást, hosszabb távon trendjellegét tekintve növekvő tendenciát mutatou. A hazai termelés és az import 9. táblázatban látható adatait összevetve nyilvánvaló, hogy az elmúlt tíz év alatt Magyarország importfüggése kőolajból és földgázból is jelentősen növekedett és jelenleg a hazai termelés mindössze 10%, illetve 20%-át felezi a fogyasztásnak. Bár a MOL Nyrt. tulajdonosi megjelenése külföldön érdemi hozzájárulást jelent a jogi értelemben sajátjának tekintett kőolajtermeléshez, azonban ez a tény még nem jelent radikális változást az importfüggésben. A fenti adatok egyértelműen annak parancsoló szükségessége mellett szólnak, hogy a nemzetgazdaság energiaérzékenységét alternatív források keresésével mindenképpen esőkkenteni kell. Ez a kiélezett helyzet a Magyarországon feltárt és potenciálisan kiaknázható nem konvencionális szénhidrogén-források felértékeléséhez vezet.

9. táblázat: Magyarország importfüggőségének változása 1995 és 2006 között

Év	Kőolaj			
	Hazai termelés 10 <sup>9</sup> t	Import 10 <sup>9</sup> t	Össz. 10 <sup>9</sup> t	Importfüggés %
1995	1,668	5,444	7,112	76,5
2007	0,900	6,900	7,800	88,4

Év	Földgáz			
	Hazai termelés 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	Import 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	Össz. 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	Importfüggés %
1995	5,194	6,813	12,007	56,7
2007	3,200	11,700	14,900	78,5

Hazánk a megkutatottság szintjén a jól feltárt országok közé tartozik. Ez elsősorban a sekély, illetve a közepes, tehát kb. 3000 m mélységig helytálló megállapítás. Így viszonylag kicsi a valószínűsége annak, hogy a jövőben nagy földtani vagyonnal rendelkező kőolaj- vagy földgázróló feltárására kerülhet sor ebben az intervallumban. Ezzel szemben a nagymélységű kutatás perspektívája jó, bár a 3000–4000 m alatt elhelyezkedő tárolókban a kőolaj döntő hányada a kedvezőtlen közzefizikai jellemzők (porozitás, átteresztőképesség, kompaktció, litosztatikai nyomás) miatt nem áramlás-

képes, azaz ki sem termelhető. A reális és valószínűsíthető szénhidrogén-előfordulás ilyen esetekben elsősorban földgáz, illetve gázcsapadék (kondenzátum), amely a kitermelhetőség nehézsége, a többfázisú rendszer állapota miatt nem konvencionális szénhidrogénnek minősül. Ennek előrelőesátása után tekintjük át röviden a lehetséges hazai előfordulásokat.

Jelenlegi ismereteink szerint energetikai célra hasznosítható olajpalával és olajhomokkal Magyarország nem rendelkezik. Nem mond ellent ennek az a tény, hogy az éretlen, a genetikai átalakulás kezdeti szakaszában lévő alginitből, amely a földtani, ásványtani besorolás szerint az olajpalák csoportjába tartozik, csaknem  $150 \cdot 10^9$  t mennyiség található a Bakonyban. A Vázsonyi Szövetkezeti Kft. honlapján közölt információ szerint az alginit szervesanyag-tartalma 15–50% között változhat. A Bakony térségében felszíni bányászattal kitermelt, két különböző, kereskedelmi forgalomba hozott (nagy mész- és humusztartalmú) alginit szervesanyag-koncentrációja átlagosan 15%, illetve 25%. A szerves komponens részben lebontott, döntően algajellegű biomassza, amely agyaggá mállott vulkáni tufába ágyazódott. Ennek tudható be, hogy a korábbi vizsgálatok szerint energiatermelésre vagy motorhajtóanyag-, illetve kenőolajgyártásra alkalmas olaj (palaolaj, syncrude) az alginitből nem állítható elő. Mindez nem érinti az alginit kereskedelmi értékét, a mezőgazdasági, környezetvédelmi és hűtési célú használhatóságát.

A nem konvencionális szénhidrogéngázok hazai előfordulása és jövőbeli kitermelése, felhasználása az előbbiekkal szemben viszont sokoldalúan igazolt. A szakmárcok határozott meggyőződése több évtizede, hogy a szokványoshoz viszonyított nagyobb mélységű földtani formációk nagy mennyiségű, gázbalmazállapotú szénhidrogémet rejtnek. Ennek egyik bizonyítéka, hogy a közelmúltban nagy érdeklődést kiváltó bejelentést adtak közre arról, hogy a Makói-árok (antiklináris medencealjzaton elhelyezkedő anyakőzet, BCGA) 400–600  $10^9$  m<sup>3</sup> korábban bejelentett optimista becslés szerint akár  $1000 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>-t meghaladó) földtani szénhidrogénvagyonot rejt. A nagymélységű kutatás eredménye a szakembereket nem lepte meg abban a vonatkozásban, hogy a vagyon óriási. A kitermelhetőséggel szembeni szkepticizmus és a ténylegesen kitermelhető ipari készlet nagysága azonban ma még megkérdőjelezhető és árnyalhatja a derűlátó véleményeket. Az ME Alkalmazott Kémiai Kutatóintézetben végzett magvizsgálatok is megerősítik azt az előrejelzést, hogy az 5000–6000 m mélységben elhelyezkedő formációkban tárolt, nagy metántartalmú gáz kitermelése különleges fűrastechnológiát, rétegmegnyitást és termelési módszert igényel. A hazai kutatást végző cég viszont

reményt keltőnek tartja és az Energy Business „Unconventional Gas Outlook” 2006-ban megjelent kötetében közreadott információ bizonyítja, hogy a Sziklás-hegység (Colorado, USA) észak-keleti részén elhelyezkedő, hasonló adottsággal rendelkező BCGA tárolórendszerből már ma is eredményes gáztermelést folytatnak.

Magyarország jó minőségű feketeköszén készletének döntő hányada a Mecesk hegységben található, amelynek kitermelése már 1782-ben megkezdődött, és folyamatosan 2003-ig tartott. A jelentős kumulatív termelés ellenére a becslések szerint 980  $10^9$  t köszén maradt vissza Pécs-Hosszúhetény, Komló és Szászvár térségében. A széntelcepek metánlecsapolásával foglalkozó fejezetben már említésre került, hogy a nagy metántartalom elsősorban a nagy széntültési fokú feketeköszénre jellemző. Ezt igazolja a meceseki szén is, amennyiben a nagy metántartalom miatt a mélyművelés közismerten sújtólégveszélyes feltételek mellett folyt évszázadokon keresztül. Másfelől a sújtólégrobbanások állandósult veszélye implicit módon előre jelzi, hogy a nagyszámú (36) 120–1000 m mélységben elhelyezkedő alsó Jura korú telepben igen jelentős a tárolt metánvagyon.

A szén gáztartalmára vonatkozó felmérések több évtizedre, a tárolt gáz lecsapolására irányuló konkrét vizsgálatok csaknem negyedszázadra tekintenek vissza. A vizsgálatok szerint a szén gáztartalma a különböző rétegekből származó szénben változó, átlagosan 24–27 m<sup>3</sup>/t és a mélység növekedésével növekvő tendenciát mutat. Az adszorpciós/deszorpciós mérések azonban ennél lényegesen nagyobb, 50–70 m<sup>3</sup>/t értéket is jeleztek az egyes területeken. 1991-ben három komplexumban tárolt metánvagyon nagyságát 118  $10^9$  m<sup>3</sup>-re becsülték. Ennek nemzetgazdasági jelentőségét felismerve széles spektrumú előkészítés után 1993 és 1994-ben kanadai közreműködéssel (Fracmaster Co.) négy vertikális kutat fúrtak, amelyek harántolták a nagy metántartalommal bíró, 700–1000 m mélységben lévő rétegeket, a metántermelés hozamának tesztelés céljából. Ezek a kísérletek azonban technikai problémák miatt nem változták be a reményeket és ezért a szakemberek további alap- és alkalmazott kutatásra tettek javaslatot. Ennek folyamánként a Magyar Geológiai Szolgálat és az US Geological Survey együttesen újraértékelték a szén- és a szénben tárolt metánvagyont. A felmérés eredménye szerint a felhagyott bányaterületeken lévő szénvagyon nagyságát 1600 t-ban jelölték meg, míg a tárolt metán földtani készletét a nemzetközi szakemberek 142,5  $10^9$  m<sup>3</sup>-re módosították. Ebből a metánvagyomból megoszlás szerint 10,5  $10^9$  m<sup>3</sup> gáz a felhagyott bányatérségben, 132  $10^9$  m<sup>3</sup> az érintetlen szénrétegben található. A 2002-ben közreadott jelentés 20%-os kiboztatási határfokot feltételezve

26,4  $10^9$  m<sup>3</sup>-ben adja meg a tömör szénrétegből (CBM) és 2,1  $10^9$  m<sup>3</sup>-ben a vágatokban akkumulálódó gázból (gob gas) kitermelhető metán mennyiségét.

A vagyon átértékelésével párhuzamosan kinetikus szorpciós és egyéb fizikai, áramlási vizsgálatok folytatók az ME Alkalmazott Kémiai Kutatóintézetben (azt megelőzően az MTA Bányászati Kémiai Kutatólaboratóriumában). A vizsgálatok rámutattak arra, hogy a metán döntő hányada, 90% feletti mennyisége, szilárdulat formájában van jelen a meceseki szénben és ez döntő szempont a vagyonbecslés és az alkalmazott termelési technológia szempontjából is. Ezen új adatok alapján feltételezhető, hogy a metán földtani vagyona akár 250–280  $10^9$  m<sup>3</sup> is lehet, ami természetesen arányosan módosítja az iparilag kitermelhető készletet is. Határozottan le kell azonban szögezni, hogy ennek a rendkívül nagy nemzetgazdasági értéket hordozó vagyonnak a kitermelése jelenleg még számos, nehezen megoldható technikai, technológiai kérdést vet fel. Előre jelezhető, hogy különleges fűrészi technológiára, horizontális esetleg multilaterális rétegmegnyitásra, rétegröpcésztésre, repedés kitámasztásra, vízelvezetésre, esetleg intenzív termelési módszerek alkalmazására lesz szükség a készlet hasznosításához. Jelenleg az érdeklődés középpontjában Magyarországon is a kettős célú hasznosítás áll, amelynek keretében a kinyert metánt a pécsi erőműben égetik el és az erőmű füstgázát használják fel a metán frontális kiszorítására, kinyerésére. A „value added” megoldás hazánkban ez esetben azt is jelenti, hogy az energetikai célú intenzív metántermelés összekapcsolható a globális felmelegedésért felelős CO<sub>2</sub>-kibocsátás csökkentésével.

A hazai nem konvencionális szénhidrogén-, elsősorban a metánvagyon, illetve -készlet nagyságával kapcsolatban megállapítható, hogy az egyenként is és különösen összességében is többszöröse a konvencionális földgázkészletnek. Ez a még fennálló technológiai problémák ellenére is optimizmusra ad okot az energiaellátás biztonságának hosszú távú megalapozása és az importfüggőség csökkentése terén.

## **Összefoglalás**

1. A szénhidrogének termelése és felhasználása a XX. század második felében meghatározóvá vált az energiatermelésben. A világ energiatermelése 2000-ra meghaladta a 400  $10^{18}$  J-t, amelyen belül a kőolaj csaknem 50%-ot, míg a földgáz mintegy 10%-ot képviselt.
2. A világ globális energiaigénye az elkövetkező száz év alatt több mint négyszeresére, várhatóan 1600  $10^{18}$  J-ra fog nőni. Ezen belül azonban a szénhidrogének relatív szerepe jelentős mértékben csökken: az előrejelzések szerint a kőolaj és a földgáz együtt

tes aránya a század közepére a 20%-ot, a század végére az 1%-ot nem haladja meg.

3. A relatív esőkkenés ellenére a szénhidrogének termelésére vonatkozó elvárások teljesítése rendkívül nagy feladatot állít a termelői iparág elé: a jelen évszázadban 250–260  $10^9$  t kőolaj és 500–550  $10^9$  m<sup>3</sup> földgáz kitermelésére lesz szükség a globális igények biztonságos kielégítése érdekében.
4. A világ ismert kőolajkészlete kb. 160  $10^9$  t, rezerváriumbeli, feltárandó földtani vagyona 150  $10^9$  t, míg földgázból ugyanezen adatok 180  $10^{12}$  m<sup>3</sup>, illetve 50  $10^{12}$  m<sup>3</sup>. Ebből következik, hogy az évszázad valószínűsíthető igényét konvencionális szénhidrogénekből nem lehet kielégíteni.
5. Az olajpala-előfordulásokban lévő palaolaj globális vagyont 500  $10^{11}$  t-ra becsülik, amiből 0,25%-os kitermelési hatások mellett elvileg 2,25  $10^{12}$  t, gyakorlatilag nagy biztonsággal 150  $10^9$  t nyers palaolaj (syncrude) nyerhető. A már ipari méretben termelt, olajhomokban lévő olaj bizonyított és nagyrészt kitermelhető globális készlete 830  $10^9$  t. Ebből nyilvánvaló, hogy a világ nem konvencionális kőolajvagyonára és kitermelhető ipari készletére nagyságrendekkel haladja meg a konvencionális olajkészletet.
6. A nem konvencionális szénhidrogéngázokra vonatkozó globális adatok bizonytalanok. Az észak-amerikai kontinensre közzölt vagyon- és készletbecslések azonban bizonyítják, hogy a fűmött tárolóközetekben tárolt metán hasznosítása nem nélkülözhető a világ biztonságos földgázellátásának fenntartásában.
7. Mérvadó becslések szerint a gázhidrátokban tárolt szénhidrogéngáz globális vagyona optimista számítás szerint 28  $10^{18}$  m<sup>3</sup>, a reális előrejelzés szerint legfeljebb  $\approx 8 \cdot 10^{18}$  m<sup>3</sup>, amelyből kb. 5–50  $10^{18}$  m<sup>3</sup> a távoli jövőben iparilag is kitermelhető.
8. A széntelepek metántartalmát már ma hasznosítják energetikailag néhány országban. A globális vagyon optimista feltételezés szerint 20–50  $10^{12}$  m<sup>3</sup>, míg a nagy valószínűséggel rendelkezésre álló mennyiség 7  $10^{12}$  m<sup>3</sup>. Amennyiben 10%-os kitermelési határfokot feltételezünk az iparilag kitermelhető metán mennyisége 700  $10^9$  m<sup>3</sup>, ami szintén többszöröse a bizonyított és a még feltárható konvencionális földgáz mennyiségének.
9. Magyarország energetikailag hasznosítható olajpálával és olajhomokkal nem rendelkezik. A genetikai átalakulás kezdeti stádiumában lévő, az olajpálák családjába sorolható, közéletően 150  $10^6$  t mennyiségben rendelkezésre álló alginit (Bakony) azonban mezőgazdasági, környezetvédelmi és human célra eredményesen hasznosítható értékes ásvány.
10. Nem konvencionális szénhidrogéngázból hazánk-nak jelentős a vagyona és a kitermelhető készlete.

A Makói-árokban feltárt, anyakőzethez kötött metán mennyisége a szakemberek szerint 400–600  $10^9$  m<sup>3</sup>, a Mecsekben elhelyezkedő széntelepek metántartalma minimálisan 150  $10^9$  m<sup>3</sup>. Minimális kitermelési határfokot feltételezve a hasznosítható ipari készlet többszöröse a konvencionális földgázkészletnek.

11. A világ nem konvencionális szénhidrogénkészlete, additív forrásként, messzemenően fedezi a globális igényt. Ez az állítás Magyarországon a nem konvencionális földgáz vonatkozásában nagy valószínűséggel azonban a már jelenleg is igen magas importfüggőség miatt vélhetően nem helytálló.
12. A nem konvencionális szénhidrogének termelése egyelőre számos technikai, technológiai kérdés sürgős megoldását igényli. A kitermelési hatások javítása, a környezeti károk mérséklése, a termelési költség csökkentése és a szénhidrogének világpiaci árának alakulása központi kérdése ezen alternatív energiahordozók hasznosításának.
13. A szénhidrogén-termelésben a paradigmaváltás elkerülhetetlen: jövőben az interdiszciplináris kutatás-fejlesztésnek, a tárolómérnöki és vegyész-mérnöki ismeretek alkotó alkalmazásának az eddigieknél nagyobb, meghatározó szerepet kell kapniuk ezen nem megújuló, pótolhatatlan természeti erőforrások hasznosításában.

## Felhasznált irodalom

- [1] „The Outlook for Energy – A View to 2030”, ExxonMobil Report (2006)
- [2] „BP Statistical Review of World Energy, 2005”, British Petroleum, June (2007)
- [3] „Energy Business Report: Unconventional Gas Outlook: Resources, Economics and Technologies”, (2006)
- [4] „Energy Needs, Choices and Possibilities; Scenario to 2005”, Shell International Report (2001)
- [5] „Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond”, World Energy Council (WEC), International Institute of Applied System Analysis, London (1995)
- [6] „International Energy Outlook, 2004”, Energy Information Administration, US Department of Energy, Report, DOE/EIA-0484 (2004)
- [7] „Peak Oil Primer and Links”, Energy Bulletin, Peak Oil News Clearinghouse (2006)
- [8] „Performance Indices” SPE Petroleum Technology, (1999–2006)
- [9] „Putting Energy in the Spotlight”, BP Statistical Review of World Energy, June, 2005
- [10] „Quantifying Energy – BP Statistical Review of World Energy, 2006”, British Petroleum, June (2006)

- [11] „The Outlook for Energy: A 2003 View”, ExxonMobil Report (2004)
- [12] „World Energy Outlook”. International Energy Agency, OECD, Paris (2002)
- [13] Arscott, L.: „Sustainable Development in the Oil and Gas Industry”, J. Pet. Eng., pp. 60, August (2003)
- [14] Berecz L., Balláné Acs M.: Gázhidrátok, Akadémiai Kiadó, Budapest, 1980.
- [15] Energy Information Administration „International Energy Annual: World Estimated Recoverable Oil, Natural Gas and Coal, 2004”, US Department of Energy, Washington, USA (2007)
- [16] Kennel, J. P.: „Methane Hydrates Issues and Opportunities” Report of the Methane Hydrate Advisory Committee, U. California, Santa Barbara, USA (2002)
- [17] Lakatos, I., Földessy, J., Némethi-Fárga, Z., Tóth, J., Fodor, B., Csécsi, T.: „The Coalbed Methane Extraction – CO<sub>2</sub> Sequestration Potential of the Mecsok Mountains, Hungary”, Paper 0652, presented at the Int. Coalbed Methane Symposium, Tuscaloosa, Alabama, USA (2006)
- [18] Magyar Geológiai Szolgálat „Magyarország ásványi nyersanyagvagyonai – 2006”, Budapest (2007)
- [19] Makogon, Y. F.: Hydrates of Hydrocarbons, PennWell Books, Tulsa, 1997.
- [20] McCallister, T.: „Impact of Unconventional Gas Technology in the Annual Energy Outlook, 2000”, Energy Information Administration, Midterm Analysis and Forecasting (2000)
- [21] Ramney, M. W.: „Oil Shale and Tar Sands Technology”, Noyes Data Corporation, Park Ridge, NJ, USA (1979)
- [22] Schumacher, M. M. (ed.): „Enhanced Recovery of Residual and Heavy Oils” 2<sup>nd</sup> Edition, Noyes Data Corporation, Park Ridge, NJ, USA (1980)
- [23] Skov, A. M.: „World Energy Beyond 2050”, J. Pet. Eng., pp. 34, January (2003)
- [24] US Geological Survey and Hungarian Geological Survey Coalbed Gas In Hungary – A Preliminary Report 0.–473 (2002)
- [25] US Geological Survey, World Petroleum Assessment, 2000 – Descriptions and Results (2000)
- [26] Vázsonyi Szövetkezet: „Alginit”, <http://invitel.hu/nvmgikft/leiras.html>

## KÖSZÖNTÉS

### Tisztelettel köszöntjük

Kívánunk Nekik erőt, egészséget és  
Jó szerencsét! *(a Szekiszióért!)*

a 80 éves

a 70 éves



Gombos Zoltán  
okl. olajmérnököt



Klaff Gyula  
aranyokleveles bányamérnököt



Dr. Szalóki István  
okl. bányageológus mérnököt



Kelemen József  
okl. olajmérnököt



Simóros Szabó László  
okl. olajmérnököt



Szakonyi István  
okl. olajmérnököt



Dr. Csákváry Dénes  
okl. olajmérnököt