

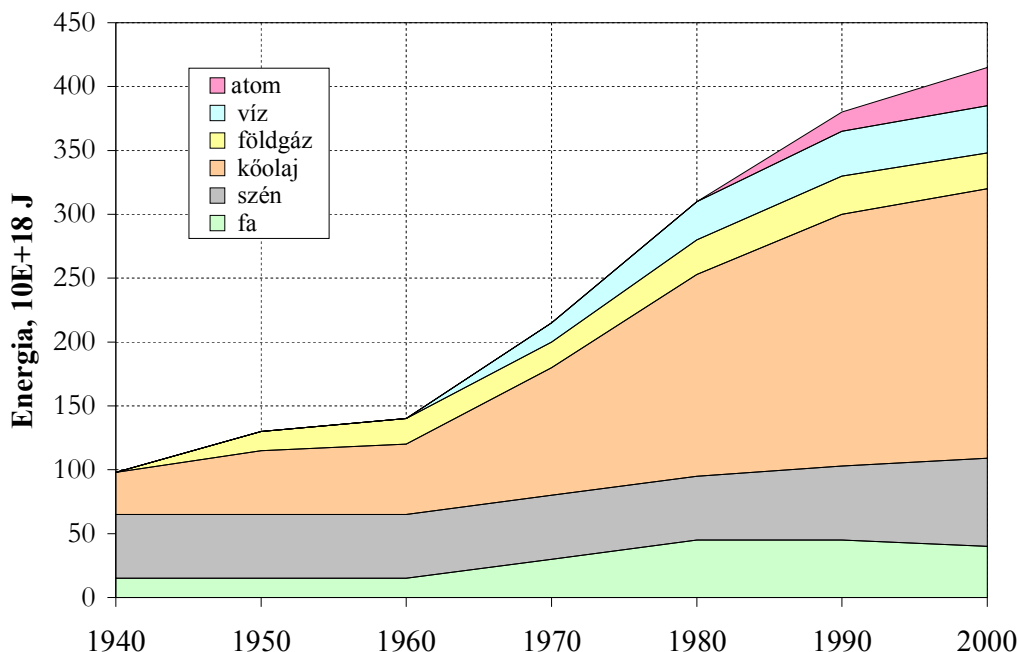
# A NEM KONVENCIONÁLIS SZÉNHIDROGÉNEK JELENTŐSÉGE A XXI. SZÁZADBAN

## Globális kitekintés – hazai perspektívák

Lakatos István és Lakatosné, Szabó Julianna  
ME Alkalmazott Kémiai Kutatóintézet  
MTA Műszaki Földtudományi Kutatócsoport  
Miskolc-Egyetemváros

### Bevezetés

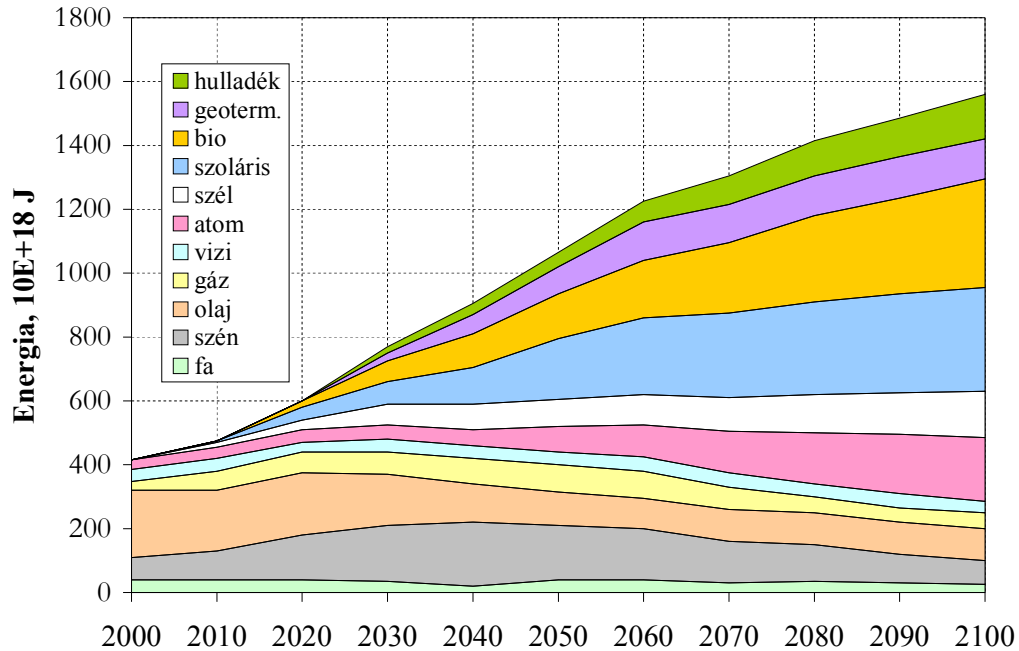
A szénhidrogének termelése és felhasználása a XX. század második felében rendkívüli mértékben felgyorsult és meghatározóvá vált az energiatermelésben. A világ energiatermelése 2000-re meghaladta a  $400 \cdot 10^{18}$  J-t, amelyen belül a kőolaj közel 50%-ot, míg a földgáz kb. 10%-ot képviselt.



1. ábra

A világ energiafogyasztása 1940–2000 között

Egy széles körben elfogadott előrejelzés (US Department of Energy) szerint a világ globális energiaigénye az elkövetkező száz év alatt több mint négyszeresére fog nőni, ami csak új energiaforrások (pl. szél-, szoláris, bio-, geotermikus, hulladékenergia stb.) belépésével lesz kielégíthető, de változatlanul számítanak a konvencionálisnak tekinthető fosszilis energiaforrások felhasználására is.



2. ábra

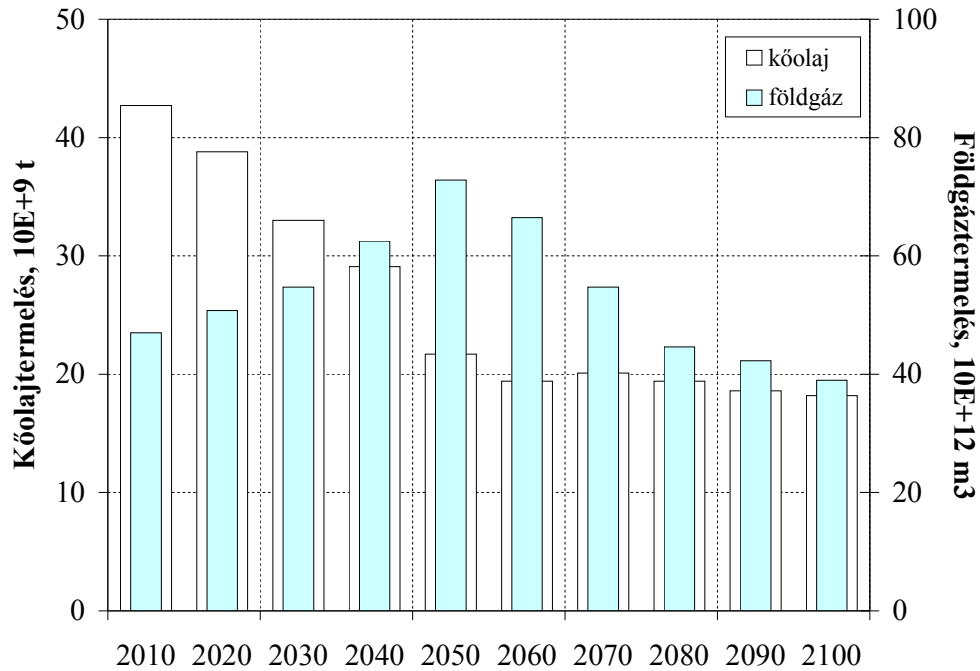
A világ várható energiafogyasztása 2000–2100 között

Bár 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 közölt adatai alapján is alátámasztható. Ha figyelembe vesszük, hogy a világ népessége 2100-ban reális becslés szerint is 8 milliárdra nő és az emberiség átlagos életminősége az energiafelhasználás alapján a jelenlegi  $60 \cdot 10^6$  J/fő/év értékről a fejlett országok  $200 \cdot 10^6$  J/fő/év szintjét éri el, akkor a számított energiaigény a jelenleginek valóban a négyszeresével, közelítően  $1600 \cdot 10^{18}$  J-al lesz egyenlő.

Annak ellenére, hogy a konvencionális fosszilis energiahordozók szerepe az említett adatok szerint relatív értelemben jelentős mértékben csökkenni fog (pl. a kőolaj és a földgáz együttes aránya a század közepére 20%-ra, a század végére 15%-ra csökken), az abszolút volumen merőben új megvilágításba helyezi a szénhidrogének termelését és felhasználását. Ezek szerint a század első évtizedében évente átlagosan  $4 \cdot 10^9$  t kőolajat és  $5 \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup> földgázt kell kitermelni, míg a század közepére  $2,8 \cdot 10^9$  t olaj és  $8 \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup> földgáz felszínre hozása a kívánatos.

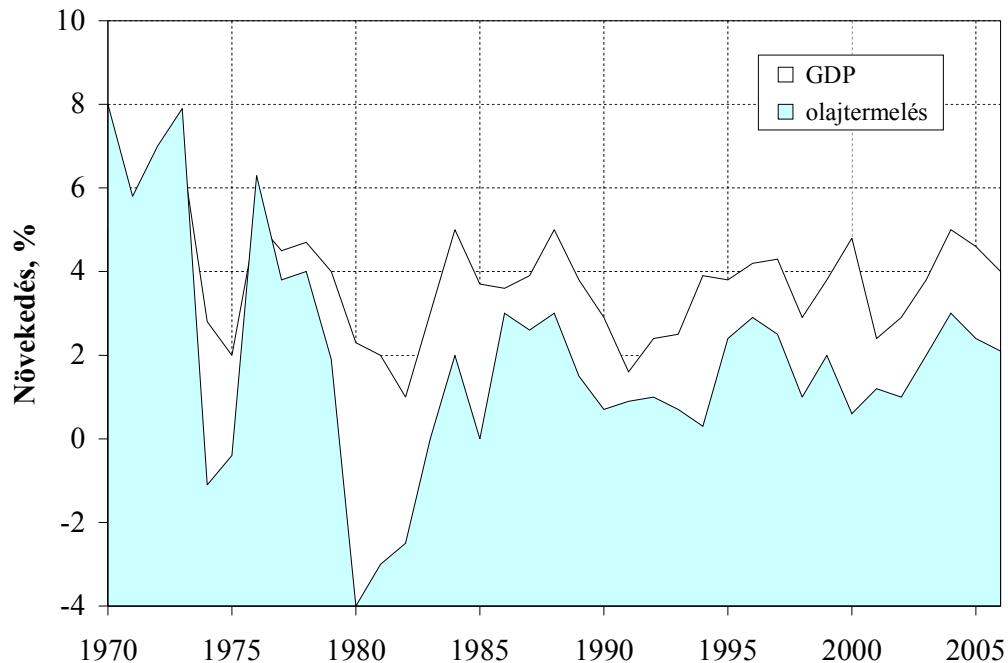
Összességében a konvencionális szénhidrogénekre vonatkozó kumulatív adatok elképzelhetetlenül nagy feladatot állítanak a termelői iparág elé. Ezt jól szemlélteti, hogy amíg az elmúlt százötven év alatt alig  $100 \cdot 10^9$  t kőolajat termeltek a világon, addig a jelen évszázadban  $250\text{--}260 \cdot 10^9$  t kőolaj és  $500\text{--}550 \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup> földgáz kitermelése 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 (4. ábra). Feltételezve a világgazdaság hasonló ütemű növekedését a következő évtizedekben, előre jelezhető, hogy 2030-ban a világ évi kőolajigénye már meghaladhatja a  $6,7 \cdot 10^9$  t-át. Ezen belül egy közelmúltban megjelent előrejelzés szerint az ipar, vagy az ettől

nagyobb igényű szállítás önmagában  $2,5 \cdot 10^9$  t/év kőolajigényt valószínűsít, és ez 2030–2040 után már túllépi a világ várható kőolajtermelésének teljes volumenét.



3. ábra

Előrejelzések a világ kőolaj és földgáztermelésének várható alakulására



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 az alábbi lépések megtételét:

1. új kőolaj- és gáztelepek megkutatása (globális vagyoni 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 széleskörű alkalmazása.

A tanulmány középpontjában a nem konvencionális szénhidrogének századunkban betöltött jelentőségének vizsgálata áll, nem tagadva azt a követelményt, hogy minden fent felsorolt területen lényeges előrelépésre van szükség a világ kőolaj- és földgázigényének biztonságos kielégítése érdekében. Ami a 3. követelményt illeti, előre kell bocsátani, hogy a nem konvencionális szénhidrogének szerepének bemutatása a rendelkezésre álló földtani és ipari készlet nagyságán keresztül történik, amelynek nagyságát a konvencionális szénhidrogénekre vonatkozó, jelenleg ismert hasonló adatokkal lehet összehasonlítani. A globális helyzet elemzése mellett a tanulmány utolsó fejezete a hazai lehetőségeket tárgyalja.

### **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 halmazállapotától, 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 objektívebb, úgynevezett geológiai meghatározás, amely már egyértelmű különbséget tesz az egyébként egyaránt természetes szénhidrogének tekinthető konvencionális és nem konvencionális szénhidrogének között. Ezek szerint konvencionális szénhidrogéneknek nevezzük a gravitációs szegregáció (felhajtóerők) által indukált, geometriailag meghatározható kiterjedésű szerkezeti, vagy tektonikus csapdáknak felhalmozódott szénhidrogéneket. Ezzel szemben minden olyan természetes szénhidrogén előfordulás, amely nem tesz eleget az előbbi feltételeknek, a nem konvencionális szénhidrogének csoportjába sorolandó. Ennek megfelelően

- |                                      |   |
|--------------------------------------|---|
| 1. Konvencionális szénhidrogének     | : földgáz<br>gázcsapadék (kondenzátum) és<br>kőolaj   |
| 2. Nem konvencionális szénhidrogének | : palaolaj (shale oil)<br>homokolaj (tar sand oil)<br>palagáz (shale gas)<br>homokgáz (tight sand or deep gas)<br>széntelepek metánja (coalbed methane)<br>szénhidrogén hidrátok (hydrates) |

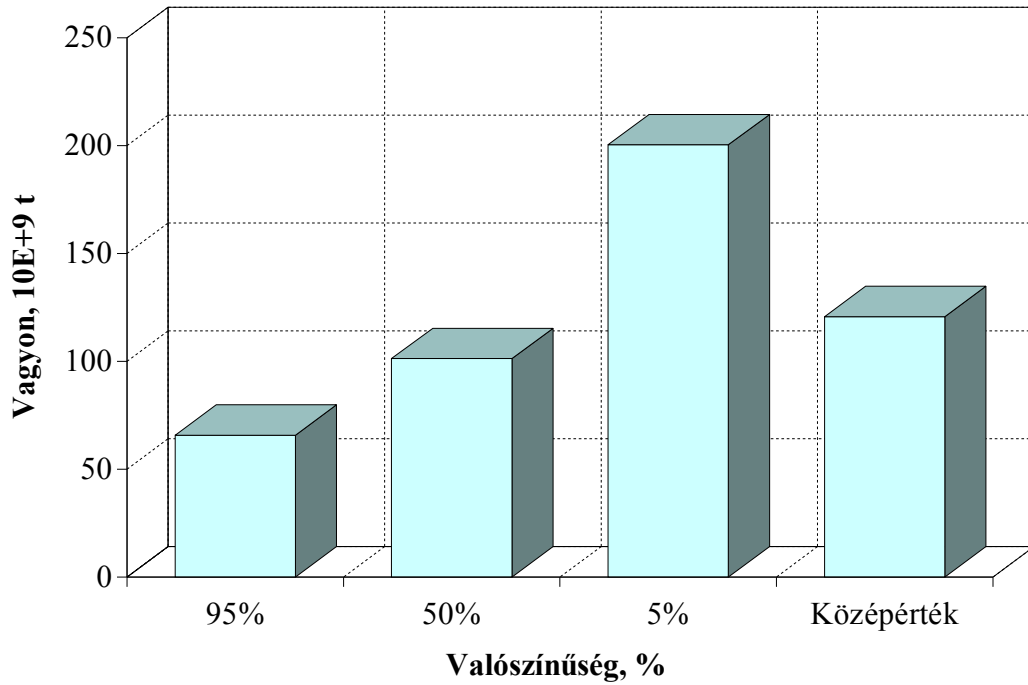
Esetenként a nem konvencionális szénhidrogénekhez sorolják a kőolajtermelés kísérő, vagy, az ún. fáklyagázt (associated), a kis (lencse) gázelőfordulásokból kitermelhető, és a nagy inert- (N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>) tartalmú, csak megfelelő kémiai (pl. Fischer-Tropsch) technológiával átalakított és hasznosítható szénhidrogén-tartalmú, továbbá a bizonyított előfordulásokban jelenlévő, de technikai (pl. szállítási) okból nem hasznosítható (stranded gas) gázokat is. Új

fogalomként került a köztudatba, a medencealjzaton elhelyezkedő ún. anyaközetekben felhalmozódott szénhidrogén gáz (basin-concentrated gas accumulation), amely speciális feltételek mellett kitermelhető. A nemzetközi, elsősorban angolszász irodalom nem konvencionális szénhidrogénként esetenként nem magát a folyadék, vagy gáz halmazállapotú energia-hordozót jelöli, hanem azt a geológiai anyagot, ásványt, amelyből ez a nyersanyag kinyerhető. Így, gyakran találkozhatunk olajpala (oil shale), olajhomok (tar/oil sand) vagy gázpala (gas shale) elnevezésekkel.

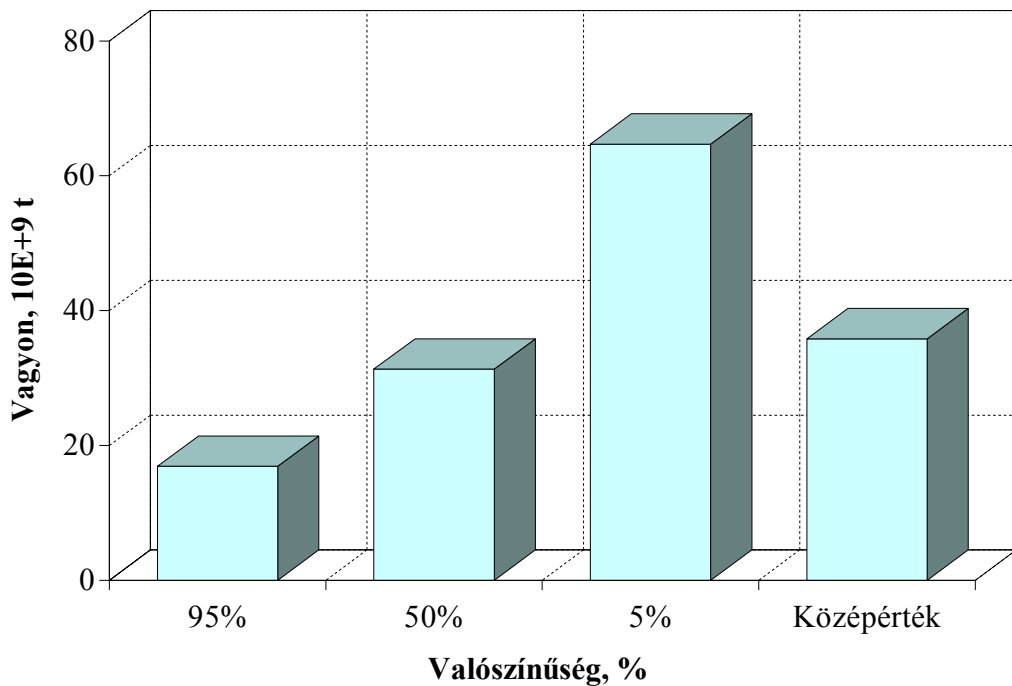
A természetes szénhidrogének termelésének növelése, az ellátottság javítása mind a konvencionális, mind a nem konvencionális szénhidrogének esetében alapvetően két módon lehetséges: az bizonyított *földtani vagy*on növelése, azaz eredményes feltérési tevékenység révén és a megkutatott szénhidrogén-vagyon kitermelési hatásfokának javítása, azaz az *ipari készlet* növelése útján. Ez utóbbi elsősorban gazdasági háttérü 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 hatásfok által meghatározott ipari készlettől, nem értékelhető csak a földtani vagyon alapján. A konvencionális és nem konvencionális szénhidrogének közötti egyik szembevetendő különbség éppen az, hogy amíg az előbbi esetében a folyékony halmazállapotú szénhidrogént tekintve a megkutatott vagyon átlagosan 33–35%-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 a tanulmányban közölt adatokkal kapcsolatban feltétlenül meg kell azt is jegyezni, hogy azok ma még szokatlanul nagy bizonytalanságot takarnak és a különböző forrásmunkákban 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 tanulmányban a US Geological Survey legújabb közlései 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 az 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 becslését 95–50–5% valószínűség mellett adja meg és ebből logaritmikus eloszlást feltételezve egy átlagot (mean) képez, amelyet vitatott módon, de a legvalószínűbb értéként fogadnak el a világon. Ezek szerint a nagy biztonsággal feltételezhető globális, még megkutatásra váró 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.



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

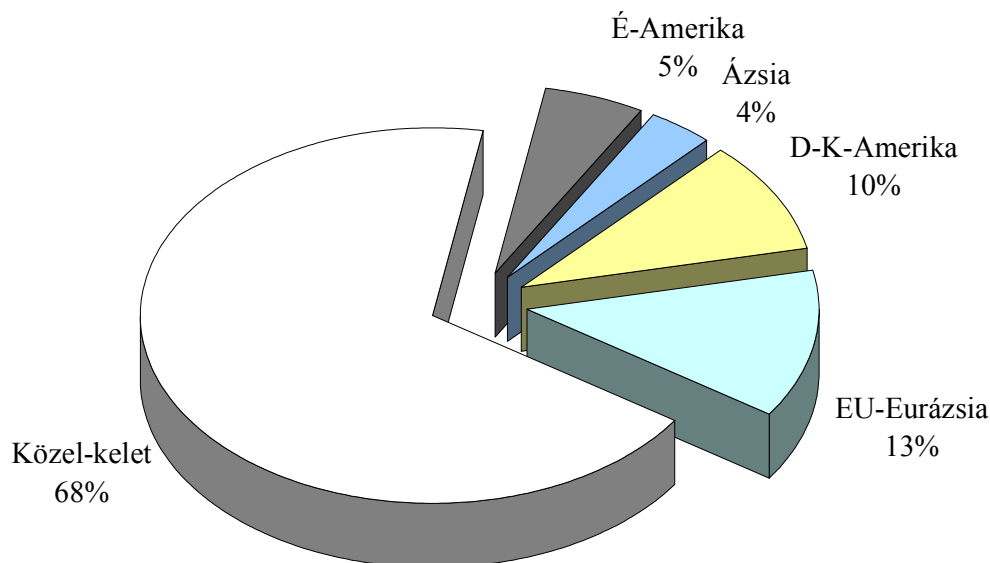


6. ábra  
A reménybeli, megkutatásra váró gázcsapadék-vagyon nagysága  
különböző valószínűségi szintek mellett

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 visszamaradásával (33%-os kitermelési határfok!), a termelés előrehaladásával párhuzamosan növekszik a már felhagyott, vagy még művelés alatt lévő mezők 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 közel  $300 \cdot 10^9$  t globális földtani készletet, vagyont érintett, amelynek egyharmadát már sikerült az elmúlt másfél évszázad alatt a felszínre hozni. Több évre visszamenőleg, 1981-től jellemző továbbá, hogy a művelési technológia fejlesztéséből (kitermelési határfok javításából) származó ipari készlet növekménye már meghaladja a feltárási tevékenységből származó többletet és nagyrészt ennek köszönhető, hogy a kínálat/igény egyensúlya a kisebb-nagyobb zavarok ellenére fenntartható.

A BP Statistical Review of World Energy 2006. júniusában közzétett adatai szerint a világ bizonyított ipari kőolajkészlete (gázcsapadékkal együtt)  $1,2 \cdot 10^{12}$  bbl (hordó), ami közelítően  $163 \cdot 10^9$  t-nak felel meg, ez közel áll az előzőekben említett, a művelt tárolókban visszamaradt készletnek. Ennek eloszlása (7. ábra) világosan mutatja, hogy az ismert készletek kétharmada 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 ítéltető meg, hogy kőolajból jelenleg közelítően  $160 \cdot 10^9$  t ismert ipari készlettel és  $155 \cdot 10^9$  t még feltáráásra váró globális vagyonnal rendelkezik földünk. Az ellátottság várható problémáját századunkban jól jelzi, hogy  $4 \cdot 10^9$  t/év termelési ütemet és 50%-os kizozatali határfokot feltételezve az ellátottság konvencionális kőolajból legfeljebb 40 év, tehát a nem konvencionális kőolajforrások hasznosítása nem kerülhető meg az évszázad második felétől.



7. ábra  
Az ismert kőolajkészletének regionális eloszlása

A globális földgázellátottság jellemzésénél szintén az UN Energy Map of the World, illetve US Geological Survey 2006-ban publikált adataiból indulhatunk ki. Ezek szerint a világ

bizonyított földgázkészlete  $\approx 160 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  ( $\approx 953 \text{ Gbbl} = \approx 160 \cdot 10^9 \text{ t}$  olaj ekvivalens, 1 t olaj ekvivalens egyenlő  $1000 \text{ m}^3$  földgázzal), amelynek regionális megoszlása a 8. ábrán látható. Az USGS valószínűségi elve alapján számított becslés szerint a potenciálisan feltárható földgázvagyon mintegy  $150 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  (9. ábra). A két forrás együttesen  $310 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  értéket eredményez és ez áll szemben a XXI. században várható igénnyel, amely az előrejelzések szerint  $\approx 520 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ . Figyelembe véve, hogy a feltárt vagyonnak is csak egy része termelhető ki, a ténylegesen hasznosítható földgáz mennyisége legfeljebb 70%-a, azaz  $217 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ -re tehető. Ezen adatokból kiindulva vezethető le a globális ellátottság mértéke, amely az alábbiak szerint alakul:

Kőolaj:

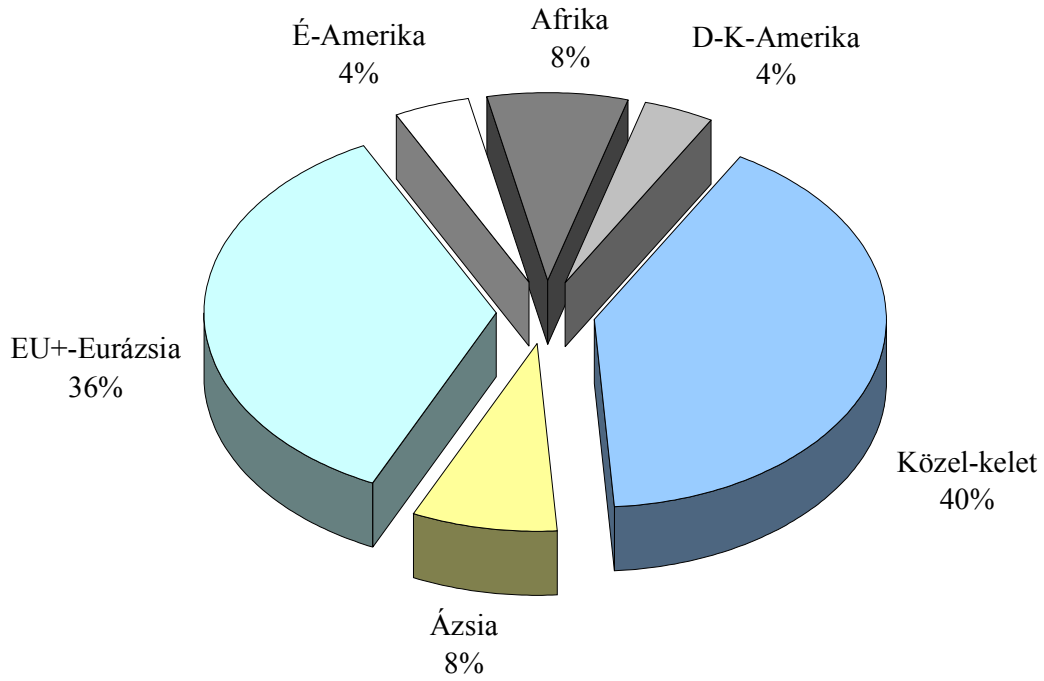
Bizonyított készlet	: $170 \cdot 10^9 \text{ t}$
Reménybeli készlet	: $155 \cdot 10^9 \text{ t}$
Összesen	: $325 \cdot 10^9 \text{ t}$
Kitermelhető (50%-os hatásfok)	: $162 \cdot 10^9 \text{ t}$
Igény 2100-ig	: $260 \cdot 10^9 \text{ t}$
Ellátottság	: 62%

Földgáz:

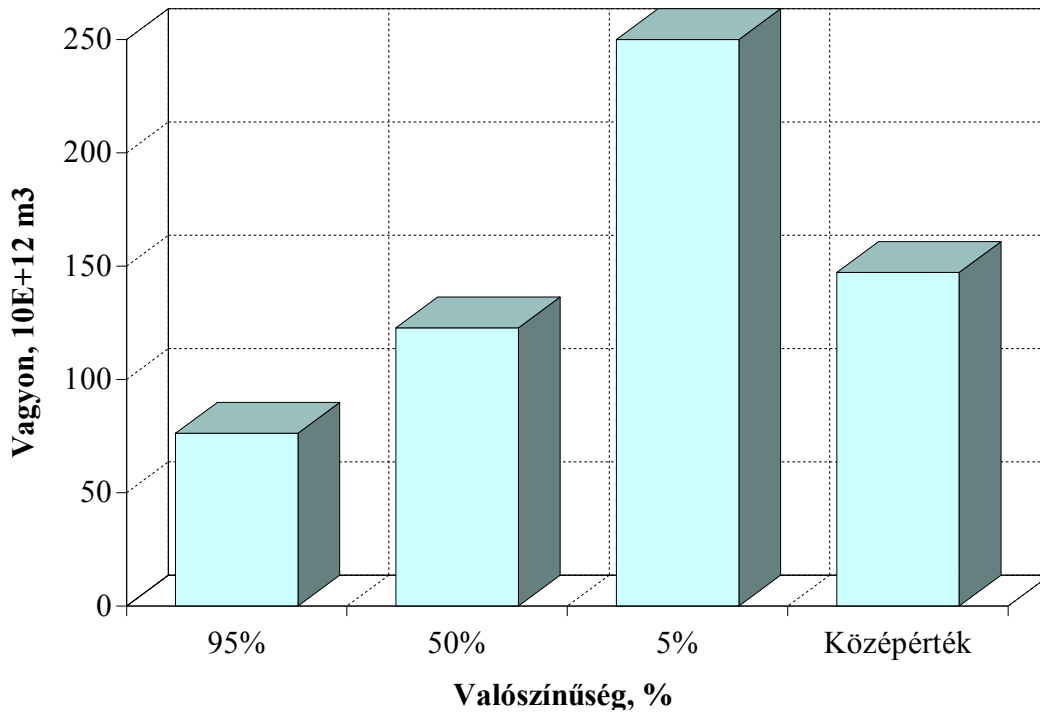
Bizonyított készlet	: $160 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$
Reménybeli készlet	: $150 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$
Összesen	: $310 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$
Kitermelhető (70%-os hatásfok)	: $217 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$
Igény 2100-ig	: $525 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$
Ellátottság	: 41%

A fenti adatok egyértelműen bizonyítják, hogy a XXI. század globális igénye konvencionális szénhidrogénekből nem elégíthető ki, következésképpen a nem konvencionális szénhidrogének termelésére mielőbb fel kell készülni, illetve 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 kőolaj-igény növekedését messze meghaladóan, átlagosan 2–3%-al nő évente. Mindez azt bizonyítja, hogy bár a világ ellátottsága földgázból kedvezőbb, mint kőolajból, a nem konvencionális földgáz előfordulások hasznosítását is meg kell kezdeni néhány évtizeden belül. A tanulmánynak nem feladata a regionális ellátottság elemzése, azonban érdemes megemlíteni, hogy Európa a világ ismert kőolaj tartalékainak 1,7%-val rendelkezik, míg földgázból ez az érték 3%. Mivel a kontinens importfüggése jelenleg már megközelíti a 80%-ot, az Egyesült Államokban 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.





8. ábra  
Az ismert földgáz-készletének regionális eloszlása



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

### Az olajpala készletek globális jelentősége

A *palaolaj* (shale oil) az eltemetődött biomassza genetikai átalakulásának közbenső fázisában (diagenézis) 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, anyakőzetben 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 enged következtetni, hogy az aromás, illetve nafténaromás jellegű, ún. nehéz kőolajokhoz közel álló fizikai és kémiai sajátosságokkal rendelkezik.

1. táblázat. Az olajpalák jellemző ásványtani összetétele

Ásvány	Ionkoncentráció, %
kalcit, dolomit	~ 48
földpát	~ 21
kvarc	~ 15
agyagásványok	~ 15
Pirit	~ 1

2. táblázat. Az olajpalák szerves anyagának jellemzői

Komponens	Koncentráció, %
Bitumen	~ 10
Kerogén	~ 90

Bitumen elemi összetétele	Koncentráció, %
C	~ 81
H	~ 10
N	~ 2
S	~ 1
O	~ 6

Az adatok átlagos összetételt tükröznek és számos tényezőtől (a biomassza 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 palaolaj vagyona ~2  $10^{15}$  bbl, amely elvileg ~350  $10^{12}$  t ún. „syncrude”, primer kőolajnak felel meg. Nyilvánvaló azonban, hogy ennek az óriási vagyonnak csak elenyészően kis hányada termelhető ki. A mérvadó becslések szerint (4. táblázat) a biztosan kitermelhető palaolaj mennyisége mindössze 190  $10^9$  bbl-re (~31  $10^9$  t-ra) tehető, míg marginálisan – a jövőben feltételezhető technológiai fejlesztések eredményeként – talán lehetőség nyílik további 5,51  $10^{12}$  bbl (~900  $10^9$  t) palaolaj kitermelésére. E két adatot figyelembe véve a kitermelési hatások 0,009%, illetve 0,25%, tehát nagyságrendekkel marad el konvencionális kőolajra jelenleg jellemző értéktől.

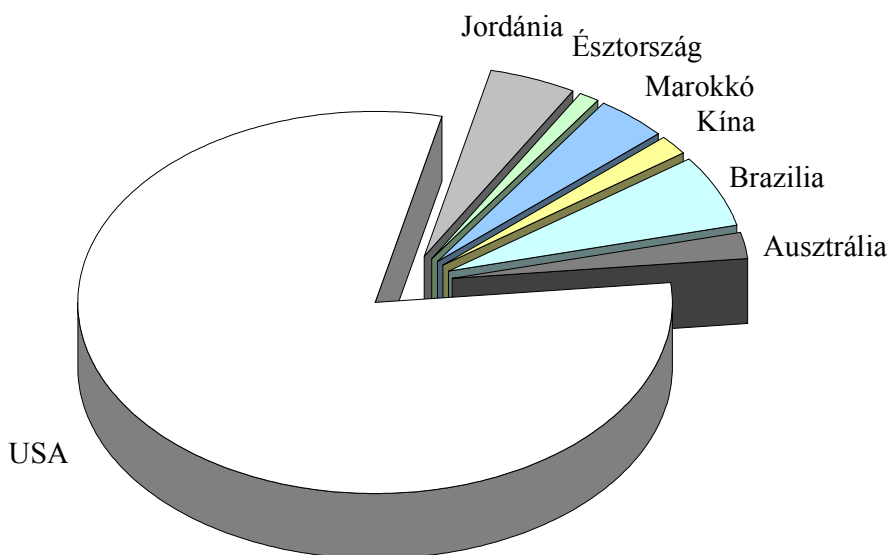
Az olajpalára, illetve a palaolajra vonatkozó készletek becslése a későbbiek folyamán több alkalommal pontosításra szorult. Az UN Energy Map of the World 1995-ben a palaolaj vagyont  $1,662 \cdot 10^{12}$  bbl-re, azaz mintegy  $227 \cdot 10^9$  t-ra becsülte, amelynek döntő hányada az 10. ábrán látható országokban található. A globális vagyont, 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 szenzációja, 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 olajpala vagyont tártak fel, amelynek kitermelhető palaolaj készlete  $2 \cdot 10^{12}$  bbl (kb.  $330 \cdot 10^9$  t) és a kitermelést már meg is kezdték. Amennyiben helytállóak az adatok, az eddig ismert globális palaolaj készlet 2006-ra megkétszereződött, és ezzel az USA részaránya a tulajdonjogokat tekintve csaknem egyeduralgódóvá és a Green River formáció a világ legnagyobb szénhidrogén előfordulásává vált. Ezt jól illusztrálja, hogy a formáció  $16000 \text{ km}^3$  kiterjedésű és minden hektár terület  $2 \cdot 10^6$  bbl ( $330 \cdot 10^3$  t) kitermelhető palaolajat rejt magába. Az előbbiek fényében az Egyesült Államok kontinentális területe („új Közel-Kelet”) átveheti a vezető szerepet a „történelmi Közel-Kelettől”, amennyiben a feltárt kontinentális területekről kitermelhető szénhidrogén tartalék  $1,6 \cdot 10^{12}$  bbl-re nő, szemben az öböl menti országok jelenleg ismert  $0,685 \cdot 10^{12}$  bbl készletével.

3. táblázat. A globális olajpala vagyont megoszlása minőség szerint

Régió	Vagyon, $10^9$ bbl		
	20–40 l/t	40–100 l/t	100–400 l/t
Afrika	450000	80000	4000
Ázsia	590000	110000	5000
Távol-Kelet	100000	20000	1000
Európa	140000	26000	1400
Észak Amerika	260000	50000	3000
Dél-Amerika	210000	40000	2000
Összesen	1750000	326000	16400

4. táblázat. A kitermelhető palaolaj készlet regionális megoszlása

Régió	Kitermelhető készlet, $10^9$ bbl			
	20–40 l/t	40–100 l/t	100–400 l/t	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
Összesen	2200	~2400	720	190



10. ábra

A közelmúltig ismert palaolaj készletek eloszlása a világon  
Globális készlet:  $5.51 \cdot 10^{12}$  bbl ( $\approx 900 \cdot 10^9$  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 szénhidrogén-tartalmát megfelelő (hidraulikus, robbantásos) rétegreperesztés után termikus, döntően pirolízis mechanizmuson alapuló égetéssel nyerik ki. Ennek a megoldásnak többek között az előnye, hogy nincs bányaművelési költség, nem jelentkezik a feldolgozott, környezetszennyező közet 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 kitermelési hatékonyságot. Az „ex-situ” kitermelés lényegében szilárd ásványbányászati technológia, amelyet felszíni retortás, vízgőz desztillációs, esetleg folyadékextrakciós lépések követnek. Így a felhasználható végtermék előállításának legfontosabb lépései az alábbiak:

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

Az „ex-situ” megoldás előnye, hogy az olajpala szénhidrogén-tartalmának közel 100%-a hasznosítható, a közet porozítása a feldolgozás szempontjából érdektelen és 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 30–50%-a az olajpalának visszamarad a telepben, nagy a vágatbiztosítási,

fűrási, 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  $150 \cdot 10^3$  t/nap kőzet feldolgozásával, vagy  $15 \cdot 10^3$  t/nap „syncrude” olaj kinyerésével léphető csak át. Ettől függetlenül megállapítható, hogy a világ palaolaj készlete rendkívül jelentős és önmagában meghaladja a konvencionális olajvagyon, illetve olajkészletek nagyságát.

### Az olajhomok készletek 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/tar sand) már ma is figyelemre méltó 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 kinyerhető olajtartalma  $1,7 \cdot 10^{12}$  bbl, illetve  $1,8 \cdot 10^{12}$  bbl, ami egyenként is összemérhető Száudi Arábia és Közel-Kelet együttes,  $1,75 \cdot 10^{12}$  bbl-re tehető konvencionális olajkészletével. A kanadai homokolaj nemzetgazdasági jelentőségét hangsúlyozza, hogy az ország konvencionális kőolajkészlete mindössze  $8 \cdot 10^9$  bbl, azaz nem éri el a 0,5%-át a homokolaj készletnek. Érdeklődésre számíthat az USA nem konvencionális kőolaj tartalékainak összehasonlítás is: amíg palaolajból minimálisan  $2 \cdot 10^{12}$  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 nehézolajat 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 szénhidrogénre jellemző, hogy hidrogéntartalma kicsi, azaz a kőolaj erősen aromás, nafténaromás nehézolaj.

5. táblázat. Az olajhomok jellemző ásványtani összetétele

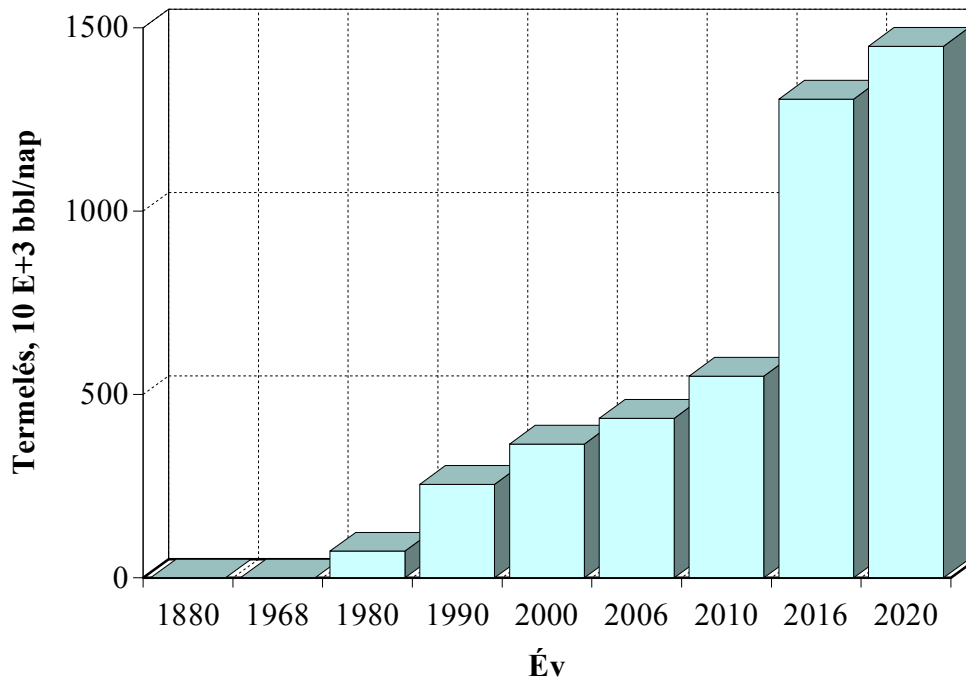
Komponens	Koncentráció, %
kvarc + agyag	84–88
víz	~ 4
olaj (bitumen)	8–12
olaj C-tartalma	max. 83
olajtelítettség	max. 18

Az Albertában található olajhomok előfordulás rendkívüliségét jól illusztrálja, hogy becslés kiterjedése  $48000 \text{ km}^2$ , a rétegvastagság 5–60 m között változik, míg a telepnyéltség a földfelszíntől akár 700 m-ig is lenyúlhat. Az olajhomok telep nem összefüggő, hanem a felhalmozódási és genetikai átalakulás eltérő feltételei miatt négy fő blokkra különíthető el. Az olajhomokból kinyerhető olaj (bitumen) minősége is eltérő a különböző telepeken, 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 hasz-

nosítása egyszerű melegvízes kimosás és a szénhidrogén fázis lefölezése 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 sajátságok alapján

Olaj típusa	Viszkozitás, mPa s
kis viszkozitású olaj (Lloydminster)	100–1000
közepes viszkozitású olaj (Peace River, Cold Lake)	1000–10000
nagy viszkozitású olaj (Athabasca)	>10000



11. ábra

A „syncrude” olaj várható termelése Kanadában

A hatalmas pénzügyi befektetések és technológiai fejlesztések eredményeként az olajhok feldolgozása a nyolcvanas évektől exponenciálisan növekedett (11. ábra). Alberta területén a napi „syncrude” 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 folytatása 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 realitását valószínűsíti, hogy az utóbbi időszakban a kőolaj világsi ára a korábbihoz képest többszörösére növekedett, miközben a termelési költség a technológiai fejlesztések eredményeként ugyanezen 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 meg-egyeznek 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 rendkívüli keménysége miatt a fejtőpajzsok fogazata vörös izzásig hevül, és azokat naponta kell cserélni, míg nyáron a terület lápos jellege miatt a nehézsúlyú gépek 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 maradt, azaz a bitumen a vízfilmbe bevont kőzetszemcsék között helyezkedik el, pórust kitöltő folyadék vagy szilárd halmazállapotú fázisként. Ennek köszönhetően a réteg forró vízzel vagy gőzzel történő elárasztása után, a szegregációs jelenséget kihasználva, a homok olajtartalma a felszínen kialakított kazettákban, vagy közvetlenül a felszín alatti kamrákban összegyűjthető (flip-flop technika). Nagyobb mélységek esetén a kőolajtermelésben alkalmazott, ún. „huff and puff” módszer alkalmazása a célszerű, amikor a vertikális kutakat alternatív módon használják a gőz beszajtolására 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” retortás 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  $8,59 \cdot 10^6$  bbl-ról  $10,31 \cdot 10^6$  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 megvalósíthatatlannak.

### **A nem konvencionális gázkészletek globális jelentősége**

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

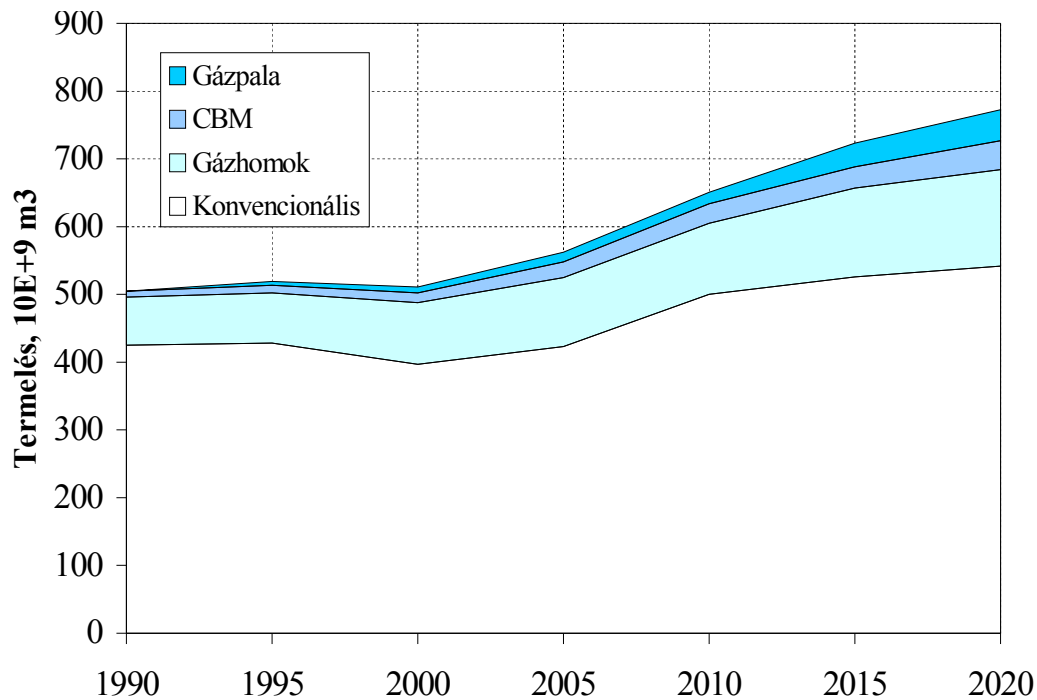
- a kutak produktivitása kicsi, általában  $600-15 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>/nap;
- a megnyitást követően a kút hozama rohamosan lecsökken, egy alacsony termelési volumenre stabilizálódik, de ezen az értéken évtizedekig állandó marad;
- a termelőkutak évi hozamcsökkenése általában 5% alatti;
- a tárolóréteg meglepően nagy, vastagsága az esetek többségében több száz méter;
- a tároló porozitása meghatározó módon repedéseknek köszönhető.

Sajnos egyértelműen nem tisztázott kérdés ma még, különösen a nagy mélységben található tárolókban, hogy a gáz milyen formában van jelen a kőzet mátrixában. Az ilyen körülmények között uralkodóan nagy nyomás és hőmérséklet miatt a gáz lehet póruskitöltő közeg, szorbeátum, szilárd oldat, szuperkritikus vagy kritikus állapotú, továbbá kondenzált folyadékfázis, tekintettel a pórusok és repedések 1 µm-nél kisebb méretre. Ebből következik, hogy a



tárolók geometriai kiterjedése ugyan szeizmikus mérésekkel és próbafúrásokkal jól körülhatárolható, de a tárolt szénhidrogén mennyisége (a földtani vagyion) a szokványosan alkalmazott becslési módszerekkel és modellekkel nem határozható meg pontosan. Valószínűleg ennek tudható be, hogy a világ említett nem konvencionális gázvagyionára nem található megbízható adat az irodalomban. Ezt erősíti, hogy a nagymélységű földtani kutatás korántsem olyan elterjedt, mint a konvencionális kőolaj és földgáz esetén, így a világ egészére kiterjedő globális vagyion megadása ezen okból is irreális lenne. Hasonló módon nem lehet számítani általános érvényű készlet adatot sem, bár közismert, hogy amíg a konvencionális földgáz esetében a földtani vagyion átlagosan 75%-a kitermelhető, addig a vizsgálatunk tárgyát képező nem konvencionális, főleg metántartalmú gáz kitermelési hatásfoka nem éri el a 20%-ot. Mivel a földtani vagyion 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 megegyeznek abban, hogy a bizonyított és a reménybeli földtani vagyion együttes hasznosítása esetén a konvencionális gáztermelés 2025 és 2035 között éri el a csúcserértékét, majd azt követően várhatóan csökken. 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 csúcserértéke energiában kifejezve éves szinten időben eltolva rendre  $230 \rightarrow 370 \rightarrow 520 \cdot 10^{18}$  J-ra növelhető a század első felében.



12. ábra

A konvencionális és nem konvencionális földgáztermelés az USA-ban



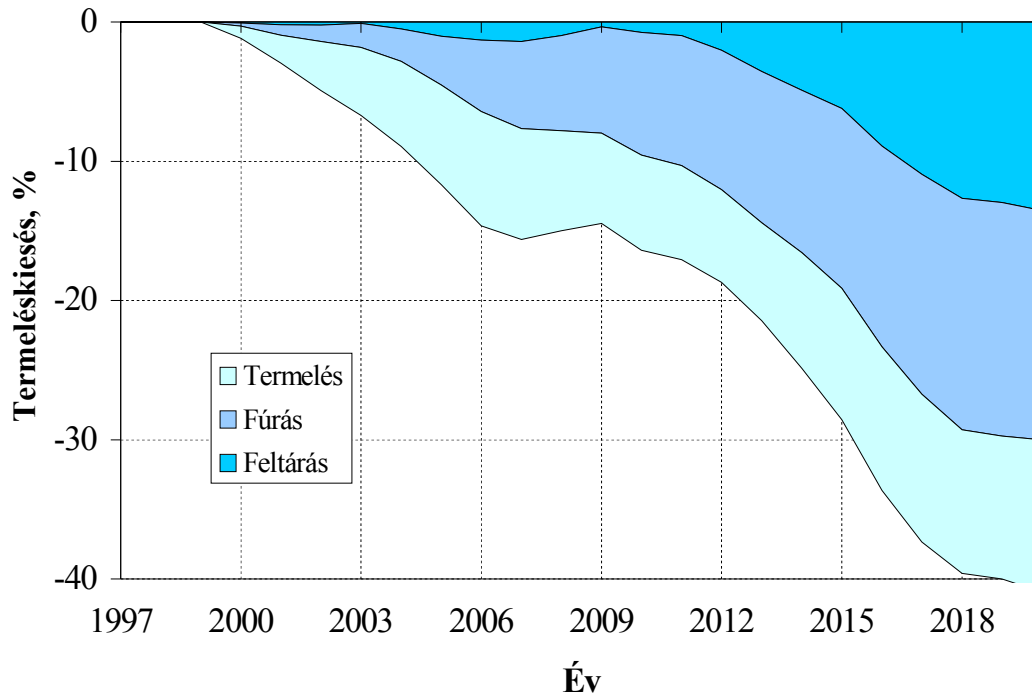
A nem konvencionális földgáz hasznosítására vonatkozó megbízható adatok az Egyesült Államokra vonatkozóan található az irodalomban, és ez a régió áll a hasznosítás élvonalában is. Amint az a 12. ábrán látható, az éves gáztermelés 2005-re meghaladta az  $550 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ -t, amelyen belül meglepően 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 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  $780 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ -es termelésnek.

Az USA nem konvencionális földgáz-termelésében meghatározó szerepet a tömött homokkő tárolókból származó gáz játszik. Az ismert földtani vagyon, amely  $500 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ -re becsülhető, az évi  $60$ – $100 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ -es termelési ütem mellett több évtizedre biztosítja a folyamatos termelés fenntartását, növelését. A tömött, homokkő tárolókból történő gáztermelés bölcsője az Appalache-medence volt, később a termelés megindult a San Juan, Green River, Wind River területen is. Az Egyesült Államokban a legnagyobb homokgáz források jelenleg a Sziklás-hegységben található. Napjainkban már 900 mező 1600 tárolórétégből 40000 termelőkúton folyik a termelés, amelynek kumulatív mennyisége évente  $85 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ .

Az USA palagáz termelése lényegesen elmarad a homokgáz termelés 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 rétegben az egy kútra számított készlet meghaladja a  $35 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ -t. Végül említést kell tenni a medencealjzaton elhelyezkedő anyaközetben 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 sztratigráfiai, 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.

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

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



13. ábra

A kutatás-fejlesztés jelentősége az USA nem konvencionális földgáztermelésben

### 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 (1810) óta kimutatták, hogy számos kis molekulatömegű, szobahőmérsékleten gázhalmazállapotú, szerves és szervetlen vegyület képezhet hidrátokat, amennyiben képződésükhöz a termodinamikai feltételek teljesülnek. Tekintettel arra, hogy a képződés feltétele a megfelelő, vízmolekulákból álló háromdimenziós szerkezet kialakulása, stabilis hidrátok általában 10 °C alatt és 20 bar nyomás felett képződnek. Mivel a vízmolekulák térhálós szerkezete különböző lehet ( $H_I$  és  $H_{II}$  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 a 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 üreget 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 Berecz E. és Balláné-Achs M. magyar nyelven is publikált „Gázhidrátok” című munkája, illetve Makogon Y. és munkatársainak számos könyve, publikációja, akik úttörő szerepet játszottak a szénhidrogén típusú hidrátok szerkezetének leírásában.

A szénhidrogén hidrátok külső megjelenésre színtelen (szennyezések esetén sárgás, barnás) hóra hasonlító anyagok, amelyek szobahőmérsékleten vízre és gáz halmazállapotú szénhidrogénekre 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

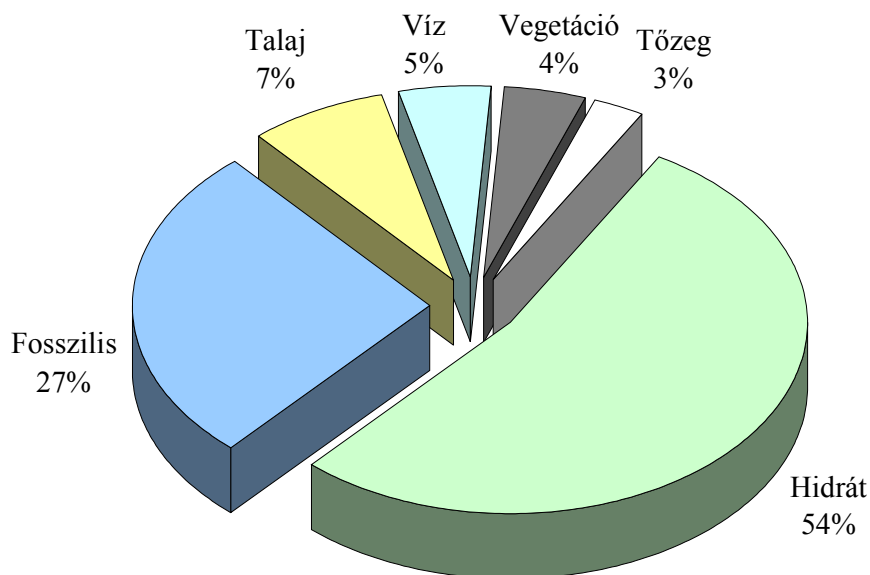
Szénhidrogén	Összetétel (elméleti)	szénhidrogén tartalom	
		kg/t	m <sup>3</sup> /t
metán	CH <sub>4</sub> 6H <sub>2</sub> O	129	180
acetilén	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> 6H <sub>2</sub> O	194	145
etilén	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> 7H <sub>2</sub> O	181	145
Etán	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> 8H <sub>2</sub> O	172	128
propán	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> 18H <sub>2</sub> O	119	61
földgáz (elegy)	M <sub>a</sub> 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 és ezért a hidrátok stabilisak mindaddig, amíg a termodinamikai feltételek biztosítják a vázszerkezet állandóságát. Ennek következtében a hidrátok előfordulása a természetben gyakori és bizonyos régiókban magától értetődő. Szénhidrogén hidrátokat nagymennyiségben találtak mélytengeri árkokban és kontinentális talapzatokon hidrátömbök formájában, illetve szárazföldi területek arktikus (permafrost) régióinak üledékes közeteiben vékony csík vagy vastag réteg formájában. Az utóbbi területeken a permafrost területekre jellemző anomális hőmérsékleti gradiens miatt általában 400 m-ig fordulnak elő, bár jelenlétüket kimutatták nagyobb (>1300 m) mélységekben is. Makogon, Y. „Hydrates of Hydrocarbons” című munkájában 56 olyan, a 8. táblázatban felsorolt előfordulást említ, ahol 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 nagy kiterjedésű előfordulás. A táblázat statisztikai adataiból nyilvánvaló, hogy a sarkvidéki területeken az előfordulások száma messze elmarad a mélytengeri árokban és kontinentális talapzatokon akkumulálódtak számától. Figyelembe kell azonban venni, hogy a kontinentális hidrát telepek, amelyek döntően Szibériára és Kanadára korlátozódnak, óriásiak és összefüggő egységet alkotnak. A mélytengeri telepekre viszont az a jellemző, hogy eloszlásuk egyenletes, és független az égövi viszonyoktól, trópusi kontinentális talapzatán éppen úgy nagy számban fedezhetők fel, mint a sarki égövi tengerfenéken.

8. táblázat. Szénhidrogén hidrátok előfordulása

Előfordulás	Telepek száma
Kontinentális	7
Tengeri	
Csendes-óceán	22
Atlanti-óceán	15
Indiai-óceán	1
Északi-tenger	6
Antarktisz-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 szénhidrogénekhez kötött karbon 53%-át teszi ki a feltételezhetően szerves kötésben lévő  $18 \cdot 10^{12}$  t-át meghaladó szén mennyiségének. Ez azt jelenti, hogy  $9\text{--}9,5 \cdot 10^{12}$  t karbon kifejezetten hidrátokhoz kötött. A kontinentális és mélytengeri hidrát előfordulások mennyiségének konkrét becslésére több adat található az irodalomban. Az optimista becslések szerint a világ szénhidrogén hidrát mennyisége (térfogata)  $2,8\text{--}7500 \cdot 10^{15} \text{ m}^3$  lehet, ami metánra számolva  $0,5\text{--}1350 \cdot 10^{18} \text{ m}^3$  gázt tartalmaz. A pesszimista becslés szerint a hidrát maximális mennyisége azonban ennél valószínűleg lényegesen kevesebb, mindössze  $28 \cdot 10^{15} \text{ m}^3$ , és így a hidrát formában található szénhidrogén gáz globális földtani vagyona  $0,5\text{--}5 \cdot 10^{18} \text{ m}^3$ . Ezek az adatok nem tartalmazzák az USA fennhatósága alá tartozó területeken található  $6,4 \cdot 10^{15} \text{ m}^3$  hidrát, illetve az ennek megfelelő  $1,1 \cdot 10^{18} \text{ m}^3$  szénhidrogéngáz vagyont. Az Energy Business „Unconventional Gas Outlook: Resources, Economics and Technologies” 2006-ban publikált kiadványa a világ hidrátokhoz kötött szénhidrogén gáz vagyont  $100000\text{--}279000000 \cdot 10^{12}$  cf értékre becsüli, ami közelítően  $0,028\text{--}7900 \cdot 10^{15} \text{ m}^3$  normál állapotú gáztérfogatnak felel meg. Ez az érték a pesszimista becsléshez áll közel és nagy valószínűséggel elfogadható.

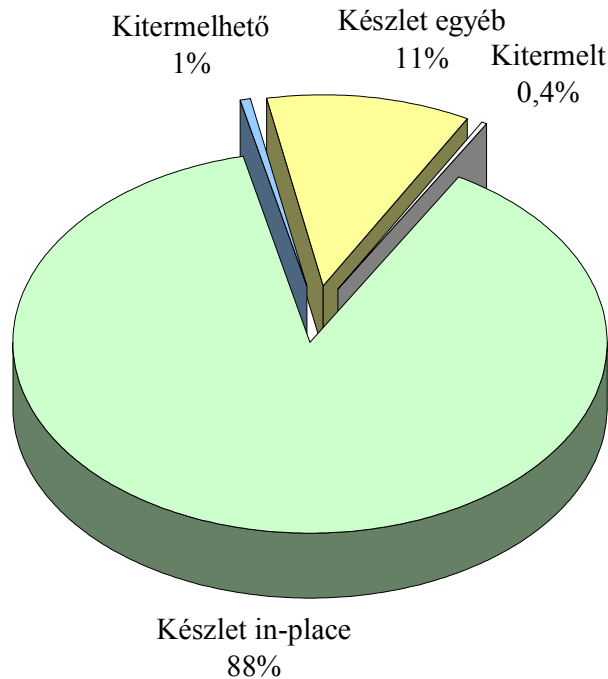


14. ábra

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 ítélik 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 szénhidrogén gáz használható potenciálja a jelenlegi ismereteink szerint  $5\text{--}50 \cdot 10^{15} \text{ m}^3$  a világon. A felső határt összehasonlítva a világ konvencionális gázvagyonával, illetve az ipari készletekkel megállapítható, hogy a hidrát-formájú szénhidrogén vagyont mindkét vonatkozásban közel három nagyságrenddel nagyobb a konvencionális készleteknél. Figyelemre méltó perspektíva tovább-

bá, hogy a kihozatal 1%-ról 3%-ra történő növelése esetében a hidrát formában található szénhidrogén vagython gazdasági jelentősége tovább növekszik. Mivel a mélytengeri vagy a kontinentális peremeken található hidrát tömbök felszínre hozása terén előrehaladott technológiai kutatások folynak, a kihozatali hatásfok növelése reális. Így a szénhidrogén hidrátok tipikus bizonyítékul szolgálnak arra a meggyőződésre, hogy a kiegyensúlyozott szénhidrogén ellátottságban nem az „availability” (forrás), hanem a „deliverability” (hasznosíthatóság) a fő probléma.



15. ábra

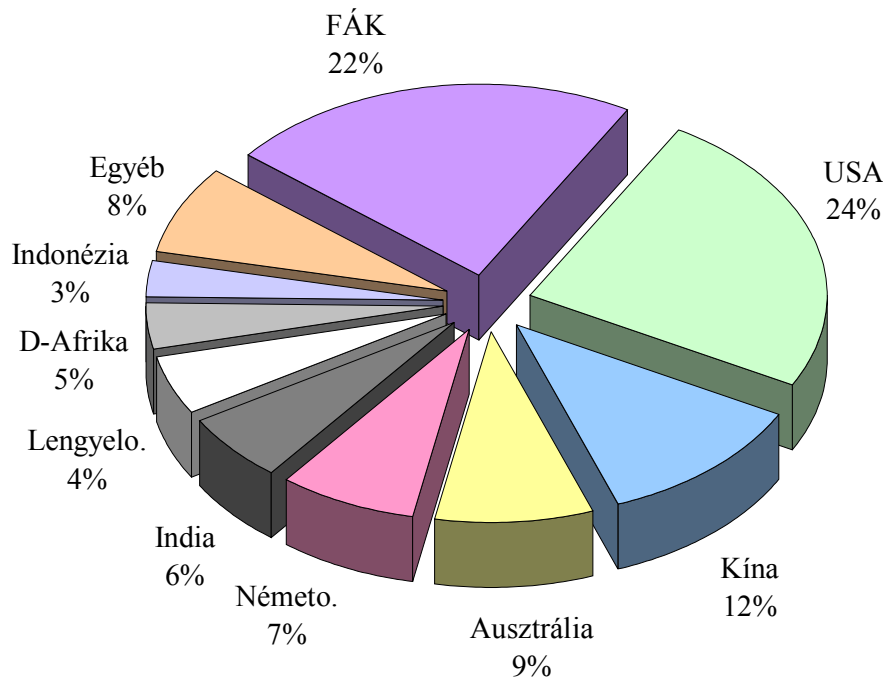
Az USA szénhidrogén hidrát vagythonának megoszlása

### A széntelepek metántartalmának globális jelentősége

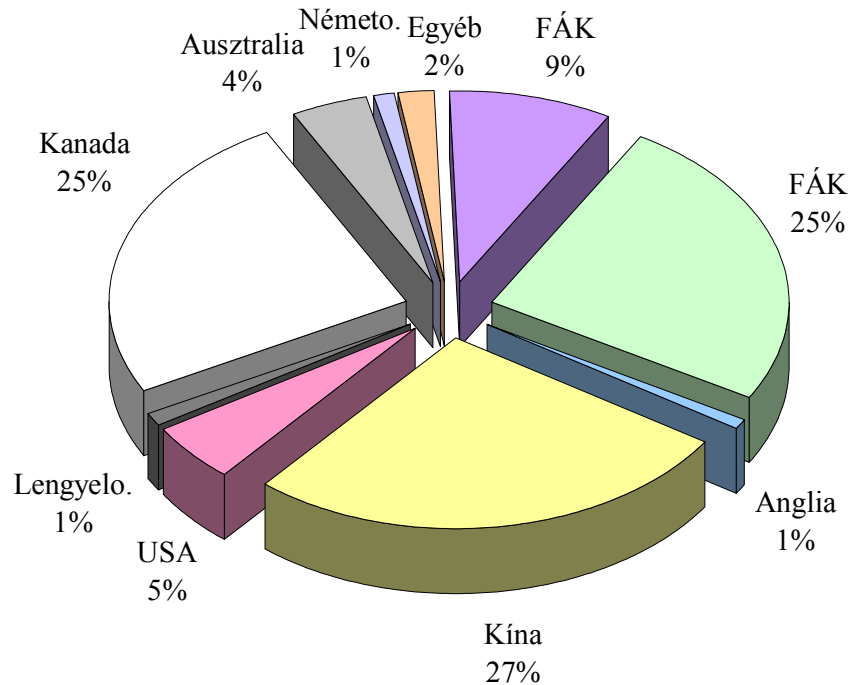
Az eltemetődött biomassza genetikai átalakulásának utolsó fázisában kis szénatomszámú szénhidrogének, elsősorban metán hasd le a nagy karbontartalmú maradékról, a kerogénről. Következésképpen a metán felhalmozódása a széntelepekben eltemetődött szerves anyag szénülési folyamatának természetes velejárója. 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 fekete kőszenek esetében ennél is nagyobb lehet a gáztartalom.

A széntelepek metántartalmának csökkentése, a sújtólégrobbanások 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 középpontjába, elsősorban az Egyesült Államokban, Kínában, Oroszországban, Indiában és egyes kelet-európai országban. 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 szénvagyonát közelítően  $10^{12}$  t-t, amelynek több, mint 45%-a jó minőségű fekete kőszén. Amint az a 16. ábrából kitűnik, a legnagyobb szénkészletekkel, Oroszországot kivéve, azon országok rendelkeznek, amelyek nettó szénhidrogén importra szorulnak. A másik tényező, amely felértékeli a szénrétegekből lecsapolható metán értékét az a sajnálatos körülmény, hogy az ismert szénkészleteknek jelentős része, átlagosan 70%-a (az USA  $260 \cdot 10^9$  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  $5-15 \cdot 10^{12}$  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 kőzettérfigetot 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 fekete kőszének várakozáson felüli nagy metántartalma korábban nehezen volt magyarázható a szén kis, esetenként 1% alatti porozitásával. Jelenlegi ismereteink, egyebek mellett a Miskolci Egyetem Alkalmazott Kémiai Kutatóintézetében a 90-es évek folyamán végzett alap kutatások szerint ma már egyértelműen bizonyítható, hogy a metán póruskitöltő gázhalmozott állapotú tömbfázisként, a pórusok felületén abszorbeátumként és a szénfázisban oldott formában, szilárd (interszticiális) oldat formájában van jelen. Az 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.

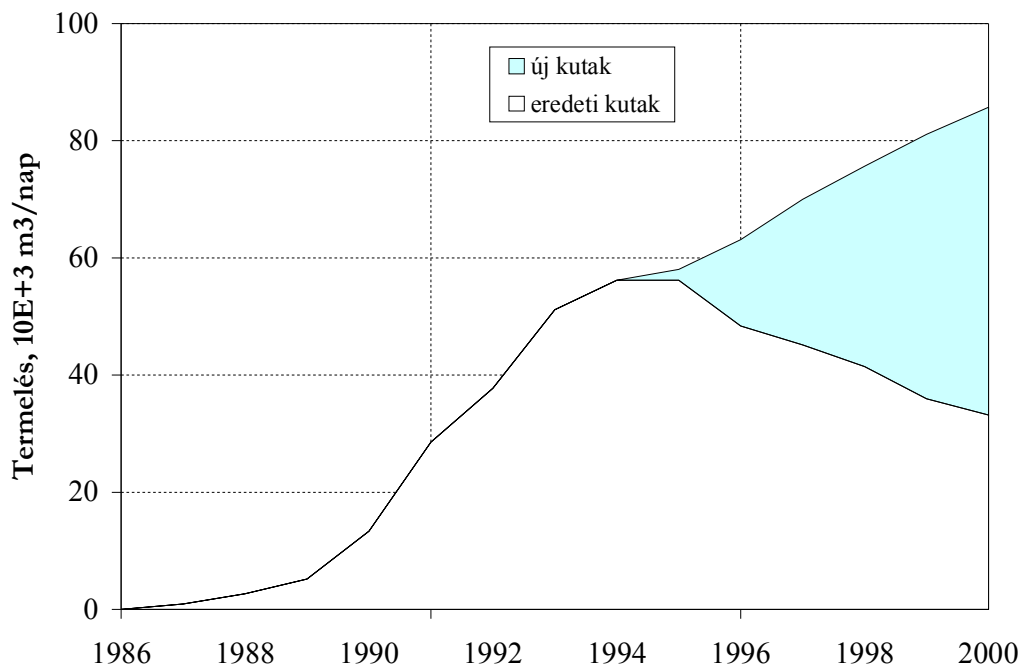
A világ CBM vagyonát igen nagy tűréshatárral adják meg a különböző irodalmi források. Ennek háttérében nyilvánvalóan az a bizonytalanság áll, hogy a hasznosítható metántartalom a szén minőségének és közetfizikai tulajdonságainak függvénye. Az optimista becslés szerint a globális vagyon  $20\text{--}50 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ , míg a realitásos és valószínűbb mennyiség  $7 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ , 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 közzismert, hogy a metán csak azokból a széntelepekből nyerhető ki, amelyekben a szénréteg természetes mikrorepedés rendszerrel rendelkezik, ami biztosítja a diffúzió által kontrollált folyamatban felszabaduló metán kútalaphoz történő transzportját. A gáztermelés meghatározó feltétele a rétegmegnyitás hatékony módja, ami speciális fűréstechnológiát (horizontális kutakat) és repesztési/kitámasztási technikát foglal magába. Az érintetlen szénrétegek problematikus megnyitása is magyarázatul szolgál arra nézve, hogy érdemes hasznosítani a felhagyott bányaterekben felhalmozódott gázt (gob gas) és a művelés alatt álló vágatok ventilációs gázának kis metántartalmát is.

Kitűnő 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  $10^9 \text{ m}^3/\text{év}$  metántermelést. A technológia központi eleme a kompakt szorpciós/kémiai/termodinamikai szeparációs blokk, amely az 5% ventilációs gáz



+15% gob gáz + 80% CBM gázelegyből 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 szénvagyona figyelemre méltóan nagy hányadot képvisel 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.  $28 \cdot 10^{12}$  cf, azaz  $900 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup> gáz volt, ami 2025-re várhatóan kb.  $5,7 \cdot 10^{12}$  cf-fel ( $\sim 200 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>-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 földgáz-fogyasztása a legnagyobb, meghaladja a 80%-ot, ami évi  $23 \cdot 10^{12}$  cf, ( $750 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>). Ebben a mennyiségben jelenleg a CBM már 7%-kal,  $\sim 37 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>-rel részesedik, és a napi termelés meghaladja  $90 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>-t. Figyelmeztető tapasztalat azonban, hogy ez a termelési ütemnövekedés nem lett volna elérhető és tartható, ha a CBM projekteket nem terjesztik ki újabb telepekre, változatlan marad az aktív termelőkutak 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, 2000-ben a metántermelés nem éri el a csúcsidezőszak kapacitásának a felét sem.



18. ábra

Az USA napi CBM termelése 1986 és 2000 között

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 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 metánt hasznosító erőmű füstgáza. A „value added” módszer iránt felfokozott várakozás nyilvánul meg szerte a világon és alkalmazását mind energiaellátási, mind környezetvédelmi szempontok egyaránt indokolják. Összességében megállapíthatjuk, hogy a

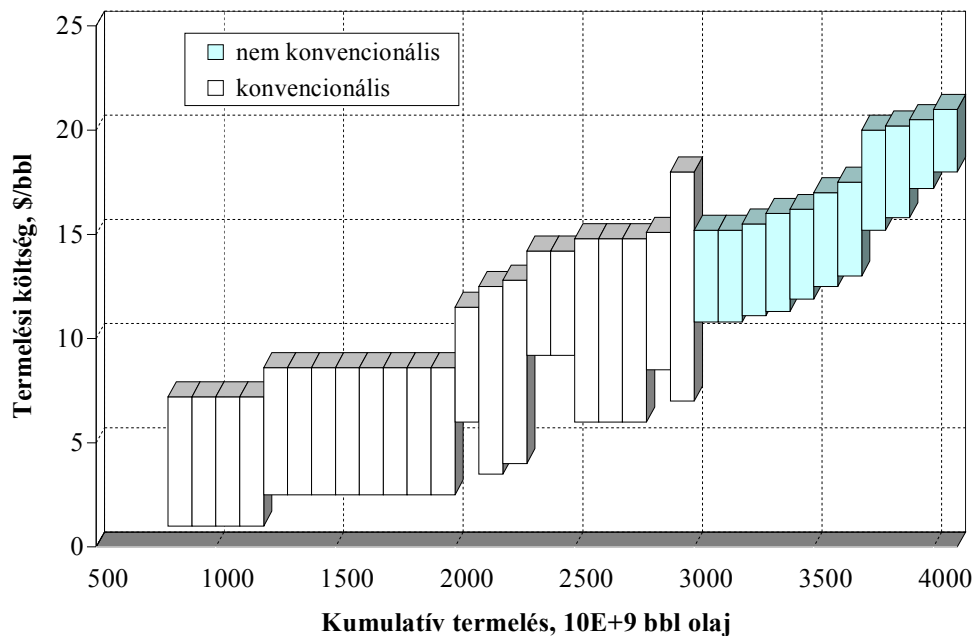


CBM termelés nem a jövő, hanem a jelen, a globális készlet nagysága összemérhető a konvencionális készlettel és hasznosítása minden nagy kőszénvagyonnal rendelkező ország számára reális alternatíva az import földgáz kiváltására.

### **A nem konvencionális szénhidrogének termelési költsége**

A szénhidrogének termelése a kezdetektől fogva szigorúan eredmény-centrikus, profitorientált vállalkozás volt és maradt. Az iparág termelési magatartását, stratégiáját csaknem kizárólagos jelleggel a kőolaj világpiaci ára határozta meg a múltban és jelenleg is meghatározza. Jellemző például, hogy a múlt század kilencvenes éveinek elején, amikor a kőolaj világpiaci ára 11–14 \$/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 tárolók művelését és fokozott mértékben alkalmazzanak intenzív (IOR/EOR) 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.

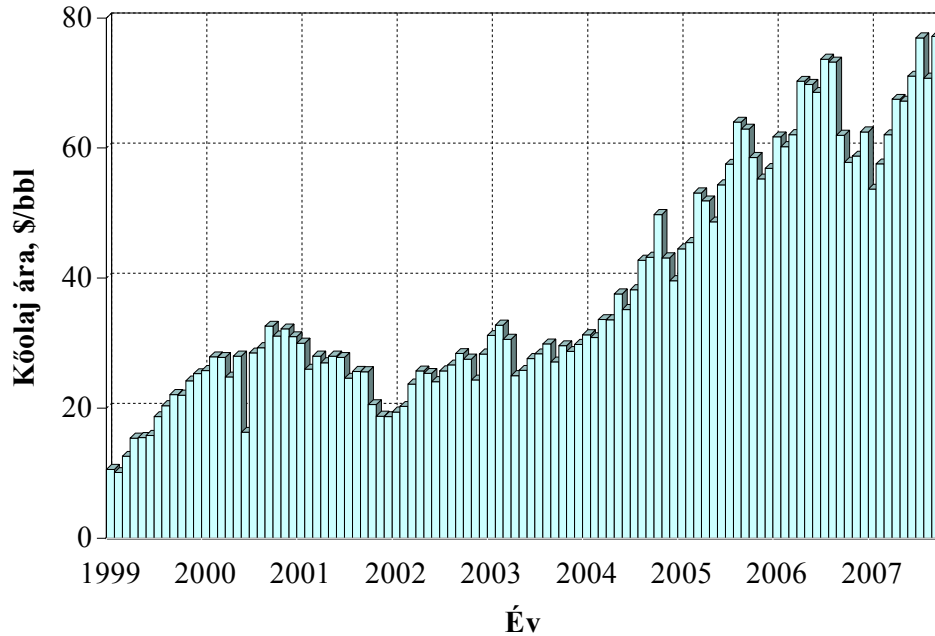
Már e tanulmány elején említésre került, hogy a nem konvencionális szénhidrogéneket hosszú időn keresztül azon az alapon különböztették meg a konvencionális szénhidrogénektől, hogy azok nem voltak gazdaságosan kitermelhetők. Bár éles határt ezen az alapon a kőolaj árának időszakos változása miatt nem lehetett vonni a két csoport között, a definíció implicit módon azt tükrözi, hogy a nem konvencionális szénhidrogének termelési költsége meghaladja, esetleg lényeges mértékben a 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. Az összefüggés 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 nem konvencionális szénhidrogénnel elégíthető ki a globális igény. Az emelkedő tendencia 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 középolajat termelő mezőkről a nehéolajat tartalmazó területekre tevődik át. A konkrét adatokat tekintve a konvencionális olajtermelés utolsó harmadában a termelési költség akár háromszorosa 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. A hasábok minimuma és maximuma azt hivatott illusztrálni, hogy a termelési költség régióként, mezőnként igen nagymértékben különbözik. Egyes közel-keleti országokban a termelési költség egy dollár alatti ma is, míg a tengeri, ún. off-shore vagy permafrost területeken a hordónkénti termelési költség meghaladja akár a 30–40 \$/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, ha az összehasonlítás alapja a nagyviszkozítású, nehézkőolaj, amelynek a termelési költsége már ma is eléri a 20–30 \$/bbl-t. A  $300\text{--}600 \cdot 10^9$  t kumulatív termelés tartományában a konvencionális és a nem konvencionális kőolaj közvetlen termelési költsége lényegében megegyezik.



19. ábra

A kőolaj várható termelési ára a világ kumulatív kőolajtermelése függvényében

A nem konvencionális kőolaj termelési költsége, legalábbis 100–150  $10^9$  t kumulatív termelésig 10–20 \$/bbl-re tehető. Ez kétséget kizáróan jelentős összeg és nem ösztönözne a megkutatott vagyon kiaknázására, ha a kőolaj világpiaci ára ezen érték körül alakulna. Amint az a 20. ábrán látható, 2002-ben a kőolaj világpiaci ára meredeken emelkedni kezdett és 2006 nyarán rövid időre már meghaladta a 70 \$/bbl értéket. A tanulmány írásának idején ez az ár valamelyest visszaesett, és 55–65 \$/bbl között állandósulni látszik. Ez a nem konvencionális szénhidrogének prognosztizált termelési ráfordításainak közel háromszorosa. Nem kíván különösebb magyarázatot, hogy ilyen árviszonyok 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 költségsökkentő 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 termelésnek 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.

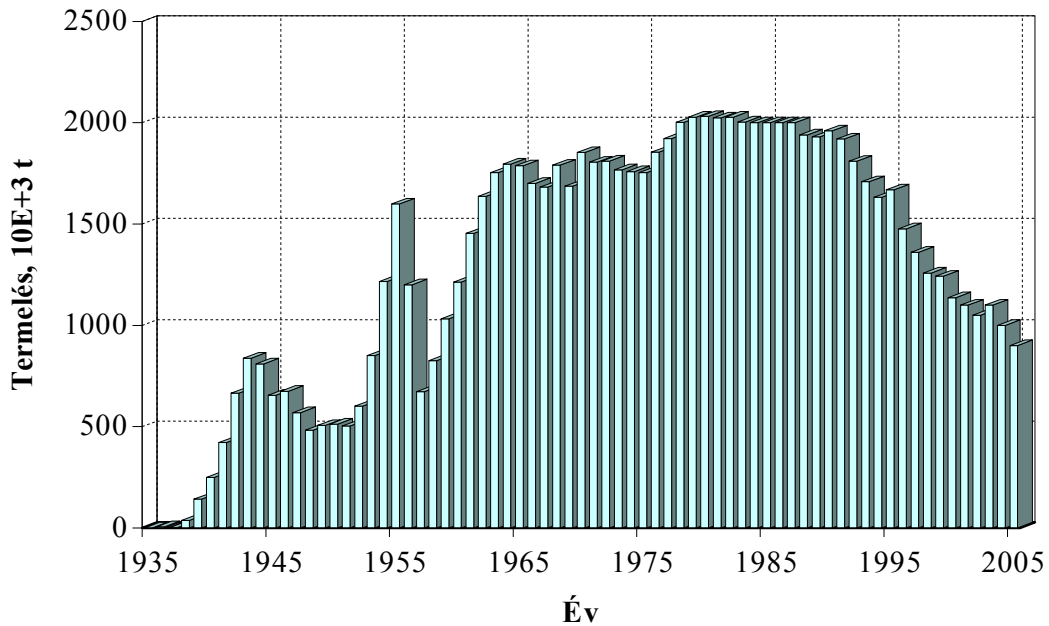


20. ábra

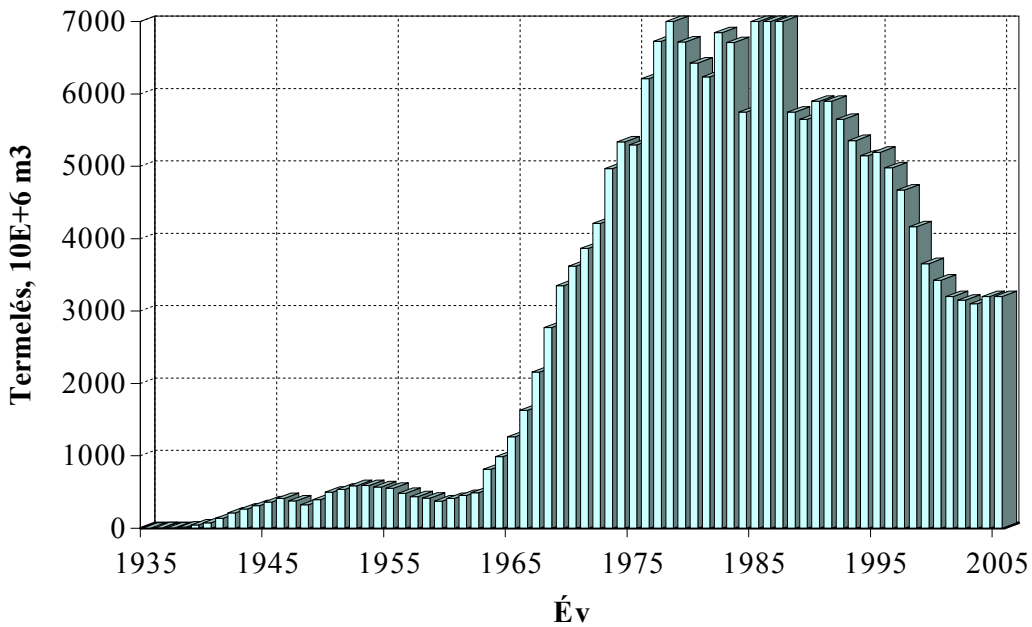
A kőolaj (Brent) világpiaci árának alakulása a közelmúltban

### A nem konvencionális szénhidrogének helyzete Magyarországon

Hazánkban az ipari méretű kőolaj- és földgáztermelés a múlt század harmincas éveinek közepén indult meg és csúcstát a nyolcvanas évek közepén érte el. Ekkor az éves kőolajtermelés meghaladta a  $2 \cdot 10^6$  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 életciklusának megfelelően meredeken csökkent. A Magyar Geológiai Szolgálat 2007 elején megjelentetett évkönyve szerint 2005-ben a hazai kőolajtermelés  $0,9 \cdot 10^6$  t, a földgáztermelés  $3,2 \cdot 10^6$  t 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 csúcsidezőszakhoz viszonyítva 50%-kal csökkent a termelés. A kumulatív adatokat tekintve megállapítható, hogy a közel hetven év alatt mintegy  $90 \cdot 10^6$  t kőolajat és  $210 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup> földgázt termeltek ki a hazai szénhidrogén-mezőkből. Ami az ellátottságot illeti ugyancsak az MGSZ adatai irányadóak, amelyek szerint kőolajból a földtani vagyon 2006. január 1-én  $208,7 \cdot 10^6$  t, míg ebből az ipari készlet mindössze  $18,3 \cdot 10^6$  t. A földgáz esetében a becslés szerint a földtani vagyon  $164,3 \cdot 10^6$  t, az ipari készlet  $60,8 \cdot 10^6$  t, és ez megfelel  $164,3 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>, illetve  $60,8 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup> földgáznak.



21. ábra  
Magyarország kőolajtermelése 1935–2005 között



22. ábra  
Magyarország földgáztermelése 1935–2005 között

Ha a jelenlegi termelési ütemet vesszük alapul, az ellátottság mindkét esetben közel 20 évre tehető. A termelés tényleges periódusa ennél minden bizonnyal hosszabb lesz, mert a jövőben az éves termelési volumen további csökkenésére kell számítani. Az ellátottság mértékére mérvadó, hogy a termelés csökkenő periódusában a felhasználás bizonyos időszakokban

stagnálást, hosszabb távon trendjellegét tekintve növekvő tendenciát mutatott. 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 fedezi 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 csökkenteni kell. Ez a kiélezett helyzet a Magyarországon feltárt és potenciálisan kiaknázzható nem konvencionális szénhidrogén források felértékeléséhez vezet.

9. táblázat Magyarország importfüggőségének változása 1995 és 2005 között

Év	Kőolaj			
	Hazai termelés 10 <sup>6</sup> t	Import 10 <sup>6</sup> t	Összesen 10 <sup>6</sup> t	Importfüggés %
1995	1,668	5,444	7,112	76,5
2005	0,900	6,400	7,300	87,6

Év	Földgáz			
	Hazai termelés 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	Import 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	Összesen 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	Importfüggés %
1995	5,194	6,813	12,007	56,7
2005	3,200	12,000	15,200	78,9

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 földgáztároló 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 közetfizikai jellemzők (porozitás, áteresztőképesség, kompaktió, litosztatikai nyomás) miatt nem áramlásképes, 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 (deep gas, tight sand gas, basin-concentrated gas accumulation) minősül. Ennek előrebocsátása után tekintjük át röviden a lehetséges hazai előfordulásokat.

Jelenlegi ismereteink szerint energetikai célra hasznosítható olajjalával 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 olajjalák csoportjába tartozik, közel 150 10<sup>6</sup> 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 humán célú használhatóságát.

A nem konvencionális szénhidrogén gázok hazai előfordulása és jövőbeli kitermelése, felhasználása az előbbiekkal szemben viszont sokoldalúan igazolt. A szakemberek határozott meggyőződése több évtizede, hogy a szokványoshoz viszonyított nagyobb mélységű földtani formációk nagymennyiségű, gázalmazállapotú szénhidrogént rejtnek. Ennek egyik bizonyítéka, hogy a közelmúltban nagy érdeklődést kiváltó bejelentést adtak közre arról, hogy a Makói-árok (antiklináris medencealjzaton elhelyezkedő anyaközet)  $400\text{--}600 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  földtani szénhidrogén vagyont rejt. A nagymélységű kutatás eredménye a szakembereket nem lepte meg abban a vonatkozásban, hogy a vagyon óriási. A kitermelhetőséggel szembeni szkeptizmus, és a ténylegesen kitermelhető ipari készlet nagysága azonban megkérdőjelezhető és árnyalja a derűlátó véleményeket. Az ME Alkalmazott Kémiai Kutatóintézetben végzett magvizsgálatok is megerősítik azt az előrejelzést, hogy az  $5000\text{--}6000 \text{ m}$  mélységben elhelyezkedő formációban tárolt, nagy metántartalmú gáz kitermelése különleges fűrástechnológiát, 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) északi részén elhelyezkedő, hasonló adottsággal rendelkező BCGA tároló-rendszerből már ma is eredményes gáztermelést folytatnak.

Magyarország jó minőségű fekete kőszén készletének döntő hányada a Mecsek hegységben található, amelynek kitermelése már 1782-ben megkezdődött, és folyamatosan 2003-ig tartott. A jelentős kumulatív termelés ellenére a becslések szerint  $980 \cdot 10^6 \text{ t}$  kőszén maradt vissza Pécs–Hosszúhetény, Komló és Szászvár térségében. A széntelepek metánlecsapolásával foglalkozó fejezetben már említésre került, hogy a nagy metántartalom elsősorban a nagy szénültési fokú fekete kőszénre jellemző. Ezt igazolja a mecseki 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)  $120\text{--}1000 \text{ m}$  mélységben elhelyezkedő alsó Jura korú telepben igen jelentős a tárolt metán vagyon.

A szén gáztartalmára vonatkozó felmérések több évtizedre, a tárolt gáz lecsapolására irányuló konkrét vizsgálatok közel negyedszázadra tekintenek vissza. A szén gáztartalma a különböző rétegekből származó szénben változó, átlagosan  $24\text{--}27 \text{ m}^3/\text{t}$  és a mélység növekedésével növekvő tendenciát mutat. Az adszorpció/deszorpció mérések azonban ennél lényegesen nagyobb,  $50\text{--}70 \text{ m}^3/\text{t}$  értéket is jeleztek az egyes területeken. 1991-ben három komplexumban tárolt metánvagyon nagyságát  $118 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ -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,  $700\text{--}1000 \text{ m}$  mélységben lévő rétegeket, a metántermelés hozamának tesztelése céljából. Ezek a kísérletek azonban technikai problémák miatt nem váltották 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 metánvagyon. A felmérés eredménye szerint a felhagyott bányaterületeken lévő szénvagyon nagyságát  $1600 \text{ t}$ -ban jelölték meg, míg a tárolt metán földtani készletét a nemzetközi szakemberek  $142,5 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ -re módosították. Ebből a metánvagyonból megoszlás szerint  $10,5 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  gáz a felhagyott bányatérségben,  $132 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  az érintetlen szénrétegben található. A 2002-ben közreadott jelentés 20%-os kihozatali hatásfokot feltételezve  $26,4 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ -ben adja meg a tömör szénrétegből (CBM) és  $2,1 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ -ben a vágatokban akkumulálódó gázból (gob gas) kitermelhető metán mennyiségét.



A vagyon átértékelésével párhuzamosan kinetikus szorpciós és egyéb közetfizikai, áramlási vizsgálatok folytak az ME Alkalmazott Kémiai Kutatóintézetében (azt megelőzően az MTA Bányászati Kémiai Kutatólaboratóriumában). A vizsgálatok rámutattak arra, hogy a metán döntő hányada, 90% feletti mennyisége szilárdoldat formájában van jelen a mecseki 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  $250\text{--}280 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  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, rétegrepestésre, repedés kitérésre, víztelenítésre, 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 is azt jelenti, hogy az energetikai célú intenzív metántermelés összekapcsolható a globális felmelegedésért felelős  $\text{CO}_2$  kibocsátás csökkentésével.

A hazai nem konvencionális szénhidrogén-, elsősorban a metán vagyon, illetve készlet nagyságával kapcsolatban megállapítható, hogy az egyenként is és különösen összességében 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-re meghaladta a  $400 \cdot 10^{18} \text{ J}$ -t, amelyen belül a kőolaj közel 50%-ot, míg a földgáz mintegy 10%-ot képviselt.
2. A világ globális energiaigénye az elkövetkező száz év alatt több mint négyszeresére, várhatóan  $1600 \cdot 10^{18} \text{ J}$ -ra fog nőni. Ezen belül azonban a szénhidrogének relatív szerepe jelentős mértékben csökken: az előrejelzések szerint a kőolaj és a földgáz együttes aránya a század közepére a 20%-ot, a század végére a 15%-ot nem haladja meg.
3. A relatív csökkenés ellenére a szénhidrogének termelésére vonatkozó elvárások teljesítése rendkívül nagy feladatot állít a termelői iparág elé: a jelen évszázadban  $250\text{--}260 \cdot 10^9 \text{ t}$  kőolaj és  $500\text{--}550 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  földgáz kitermelésére lesz szükség a globális igények biztonságos kielégítése érdekében.
4. A világ ismert kőolajkészlete kb.  $160 \cdot 10^9 \text{ t}$ , reménybeli, feltárandó földtani vagyona  $150 \cdot 10^9 \text{ t}$ , míg földgázból ugyanezen adatok  $180 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ , illetve  $150 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ . Ebből következik, hogy az évszázad valószínűsíthető igényét konvencionális szénhidrogénekből nem lehet kielégíteni.
5. Az olajpala elfordulásokban lévő palaolaj globális vagyonát  $900 \cdot 10^{12} \text{ t}$ -ra becsülik, amiből 0,25%-os kihozatali hatásfok mellett elvileg  $2,25 \cdot 10^{12} \text{ t}$ , gyakorlatilag nagy biztonsággal  $150 \cdot 10^9 \text{ t}$  nyers palaolaj (syncrude) nyerhető. A már ipari méretben termelt, olajhomokban lévő olaj bizonyított és nagyrészt kitermelhető globális készlete  $880 \cdot 10^9 \text{ t}$ . Ebből nyilvánvaló, hogy a világ nem konvencionális kőolajvagyonja és kitermelhető ipari készlete nagyságrendekkel haladja meg a konvencionális olajkészletet.
6. A nem konvencionális szénhidrogén gázokra vonatkozó globális adatok bizonytalanok. Az észak-amerikai kontinensre közzétett vagyon- és készletbecslések azonban bizonyítják, hogy a tömött tárolóközetekben tárolt metán hasznosítása nem nélkülözhető a világ biztonságos földgázellátásának fenntartásában.

7. Mérvadó becslések szerint a gázhidrátokban tárolt szénhidrogéngáz globális vagyona optimista számítás szerint  $28 \cdot 10^{18} \text{ m}^3$ , a reális előrejelzés szerint legfeljebb  $\approx 8 \cdot 10^{18} \text{ m}^3$ , amelyből kb.  $5\text{--}50 \cdot 10^{15} \text{ m}^3$  a távoli jövőben iparilag is kitermelhető.
8. A széntelepek metántartalmát már ma hasznosítják energetikailag néhány országban. A globális vagyon optimista feltételezés szerint  $20\text{--}50 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ , míg a nagy valószínűséggel rendelkezésre álló mennyiség  $7 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ . Amennyiben 10%-os kitermelési hatásfokot feltételezünk az iparilag kitermelhető metán mennyisége  $700 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ , ami szintén többszöröse a bizonyított és a még feltárható konvencionális földgáz mennyiségének.
9. Magyarország energetikailag hasznosítható olajjalával és olajhomokkal nem rendelkezik. A genetikai átalakulás kezdeti stádiumában lévő, az olajjalak családjába sorolható, közelítően  $150 \cdot 10^6 \text{ t}$  mennyiségben rendelkezésre álló alginit (Bakony) azonban mezőgazdasági, környezetvédelmi és humán célra eredményesen hasznosítható értékes ásvány.
10. Nem konvencionális szénhidrogén gázból hazánkknak jelentős a vagyona és a kitermelhető készlete. A Makói-árokban feltárt, anyakőzethez kötött metán mennyisége a szakemberek szerint  $400\text{--}600 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ , a Mecsekben elhelyezkedő széntelepek metántartalma minimálisan  $150 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ . Minimális kitermelési hatásfokot feltételezve a hasznosítható ipari készlet többszöröse a konvencionális földgázkészletnek.
11. A világ nem konvencionális szénhidrogén készlete, additív forrásként, messzemenően fedezi a globális igényt. Ez az állítás Magyarországon a nem konvencionális földgáz vonatkozásában nagy valószínűséggel helyálló.
12. A nem konvencionális szénhidrogének termelése egyelőre számos technikai, technológiai kérdés sürgős megoldását igényli. A kizozatali hatásfok 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 vegyészmérnöki ismeretek alkotó alkalmazásának az eddigieknél nagyobb, meghatározó szerepet kell kapniuk ezen nem megújuló, pótolhatatlan természeti erőforrások hasznosításában.

*Köszönetnyilvánítás:* A szerzők köszönetet mondanak az Országos Tudományos Kutatási Alapprogramok keretében a T 047342 és a T 048715 számú kutatási témák támogatásáért, amelyek hozzájárultak a tanulmány megírásához.

## 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 (2005)
- 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 E., Balláné Achs 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 Kennett, 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., Némedi-Varga, Z., Tóth, J., Fodor, B., Csécsi, T.: "The Coalbed Methane Extraction – CO<sub>2</sub> Sequestration Potential of the Mecsek Mountains, Hungary", Paper 0652, presented at the Int. Coalbed Methane Symposium, Tuscaloosa, Alabama, USA (2006)
- 18 Magyar Geológiai Szolgálat "Magyarország ásványi nyersanyagvagyona – 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 Ranney, 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 01-473 (2002)
- 25 US Geological Survey, World Petroleum Assessment, 2000 – Descriptions and Results (2000)
- 26 Vázsonyi Szövetkezet: "Alginit", <http://invitel.hu/nvmgikft/leiras.html>
- 27 Yergin, D.: "Meeting the Growth Challenge", World Petroleum, Special Issue, p. 20-22 (2005)