

La surprise du gaz non conventionnel

Prof. Samuele Furfari

Prof. Alain Préat

Université Libre de Bruxelles

Académie Royale de Belgique

Collège Belgique

Bruxelles 1 mars 2012





**COP15
COPENHAGEN
UN CLIMATE CHANGE
CONFERENCE 2009**

L'Union Européenne a pris un engagement
de 7,2 milliards € pour 2010-2012



L'énergie, un monde de surprises...

COUNCIL

COUNCIL DIRECTIVE
of 13 February 1975

on the restriction of the use of natural gas in power stations

(75/404/EEC)

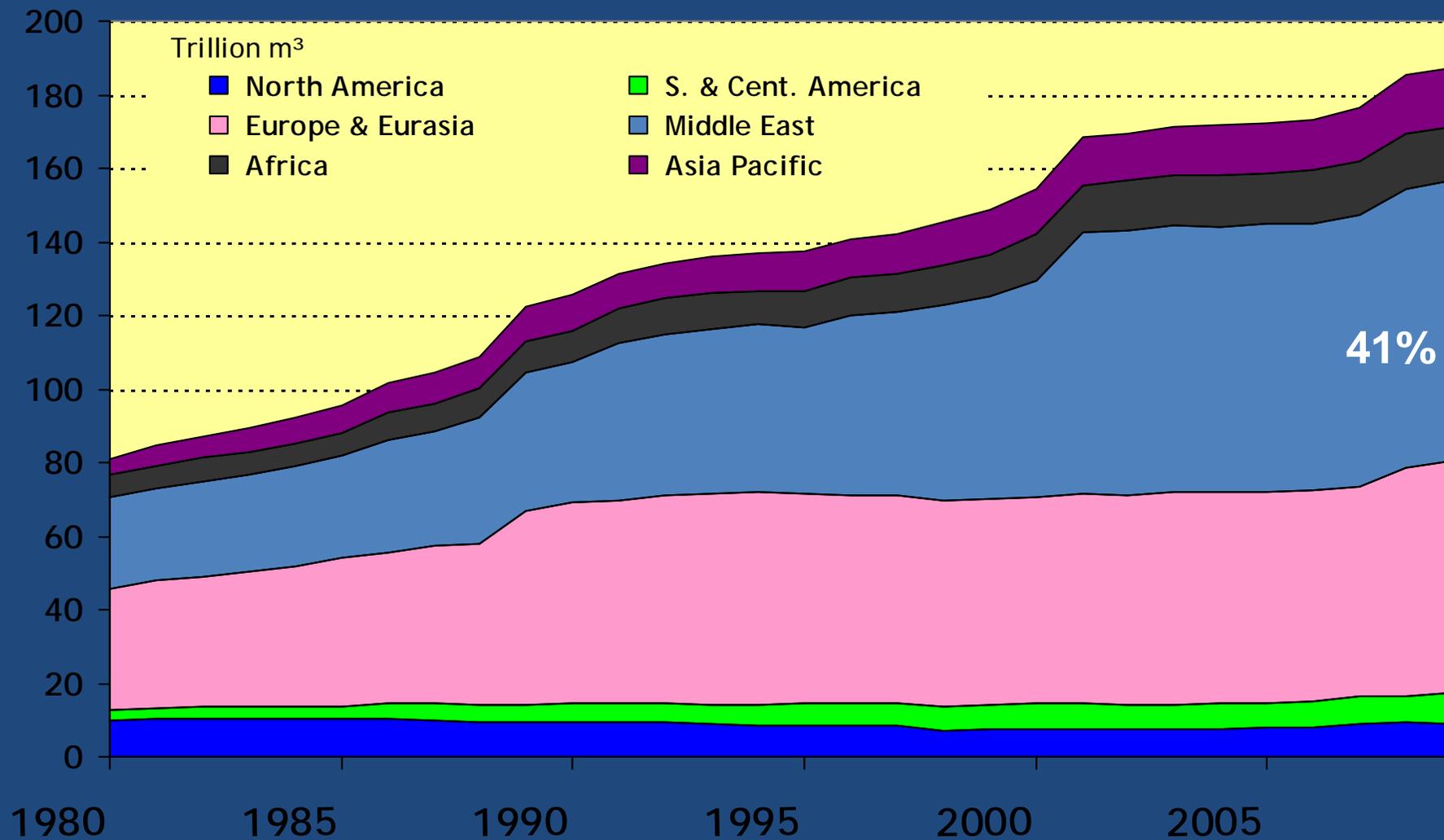
COUNCIL

COUNCIL DIRECTIVE
of 18 March 1991

revoking Directive 75/404/EEC on the restriction of the use of natural gas in power stations

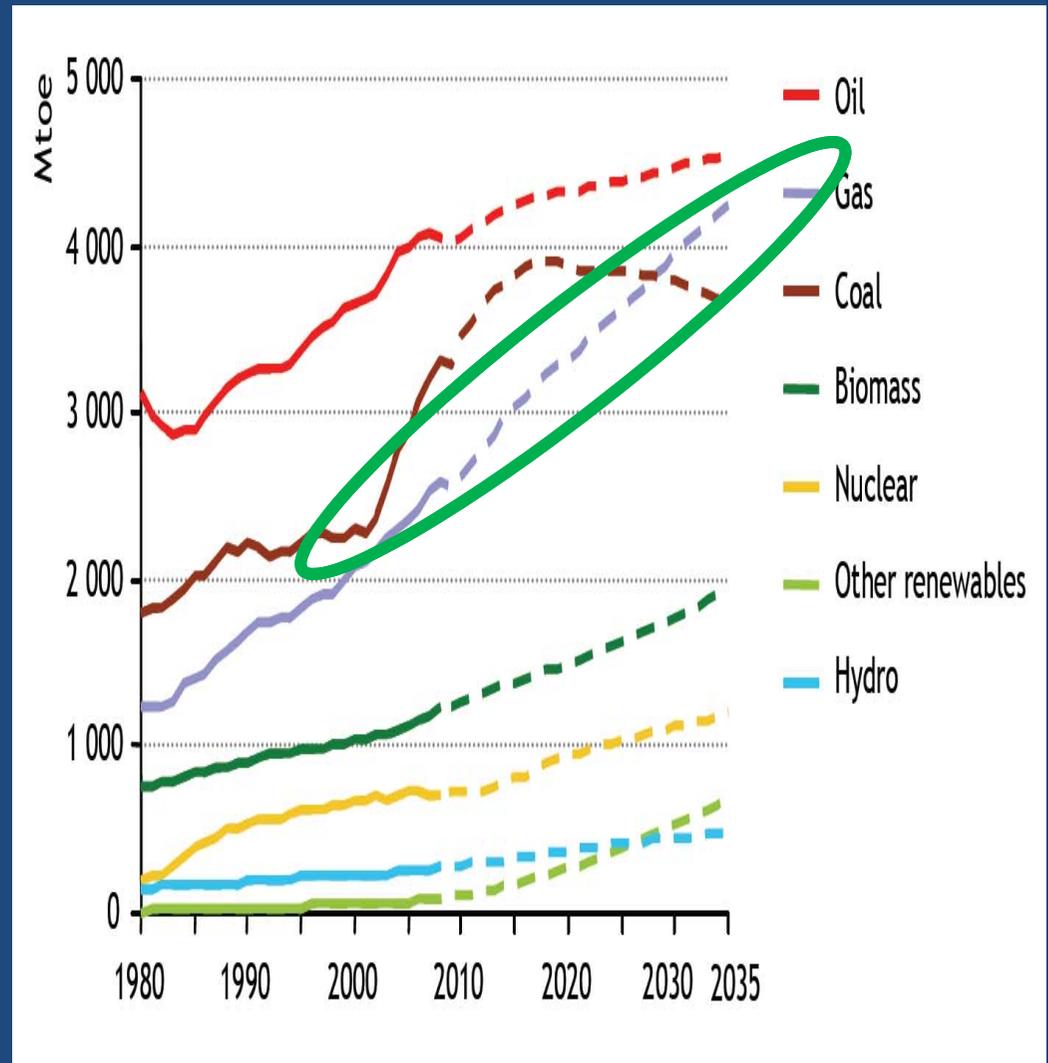
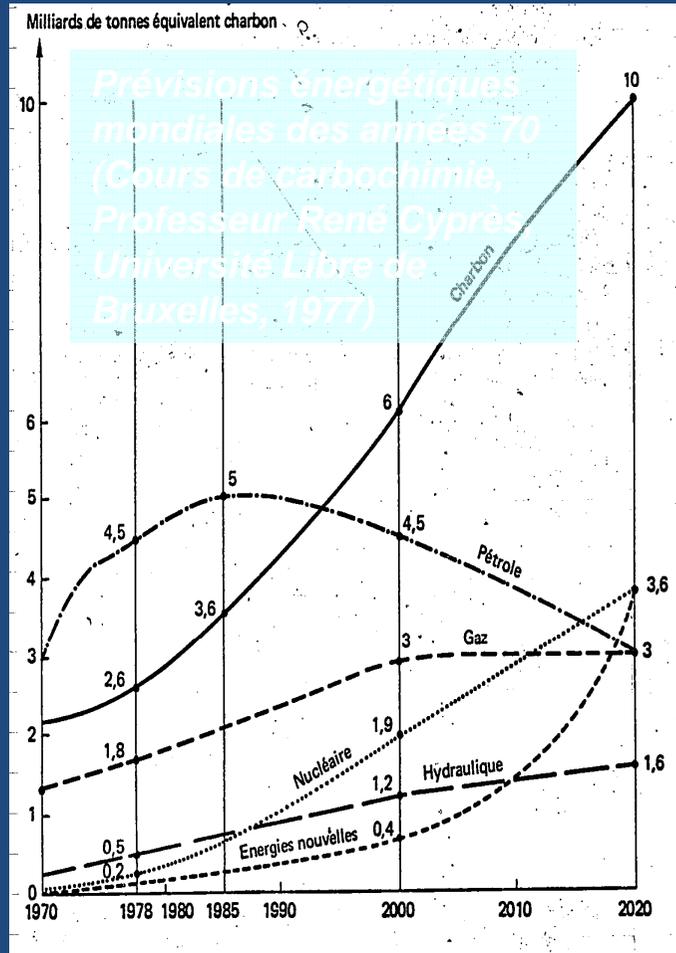
(91/148/EEC)

Un volontaire pour parler du pic de gaz?



Source : (BP 2010)

World Primary Energy Demand (IEA-2011)



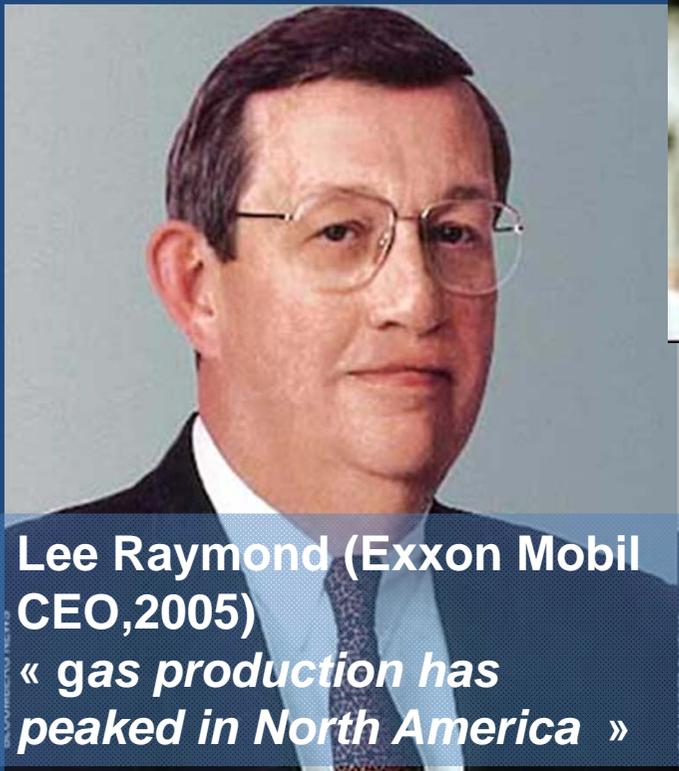
IEA 2011: Are We Entering a Golden Age of Gas? Special Report

Le “pic gas” des USA...

Alan Greenspan (FED)

« *LNG is the only short-term "safety valve" the US can develop to lessen natural gas price* »

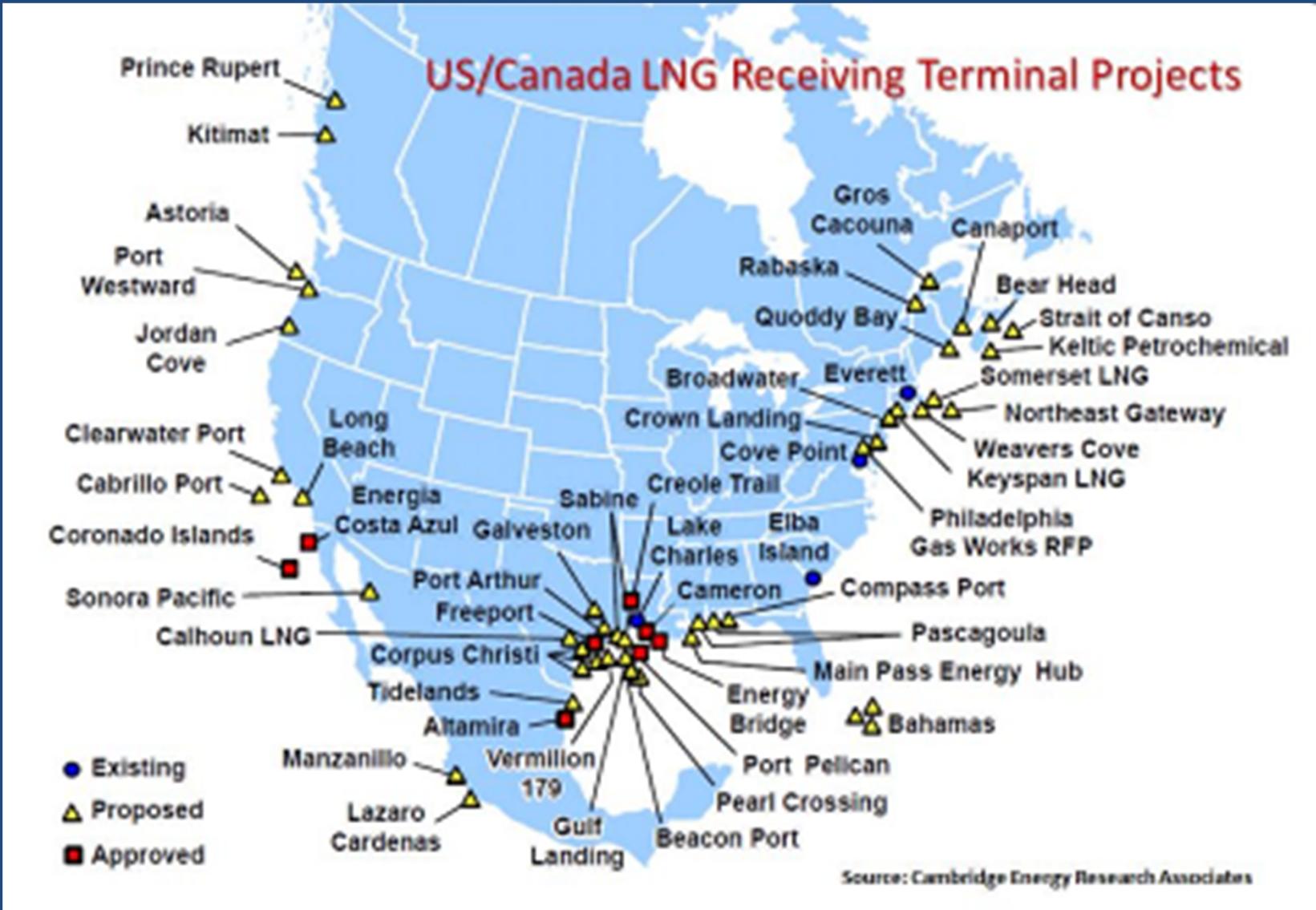
Weekly Petroleum Argus, June 16, 2003



Lee Raymond (Exxon Mobil CEO, 2005)

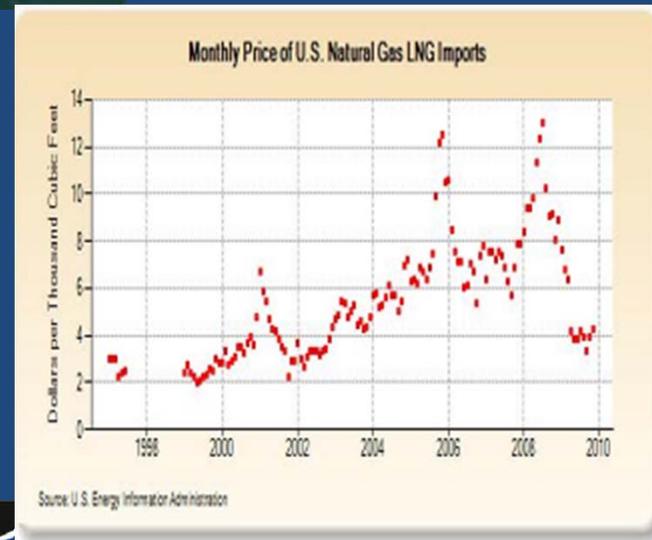
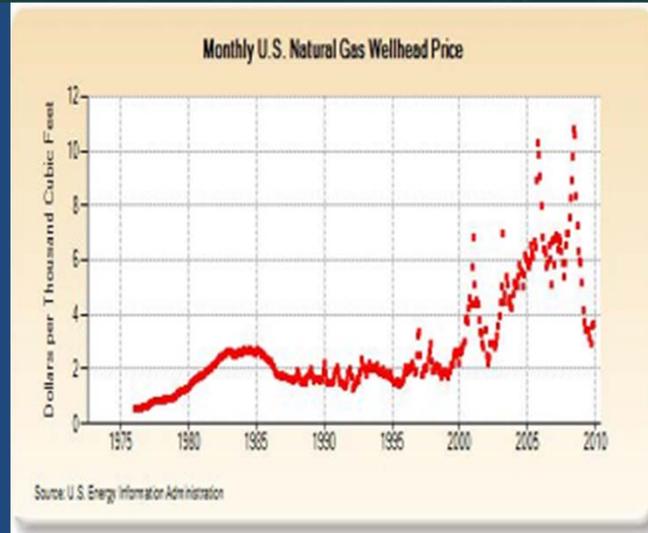
« *gas production has peaked in North America* »



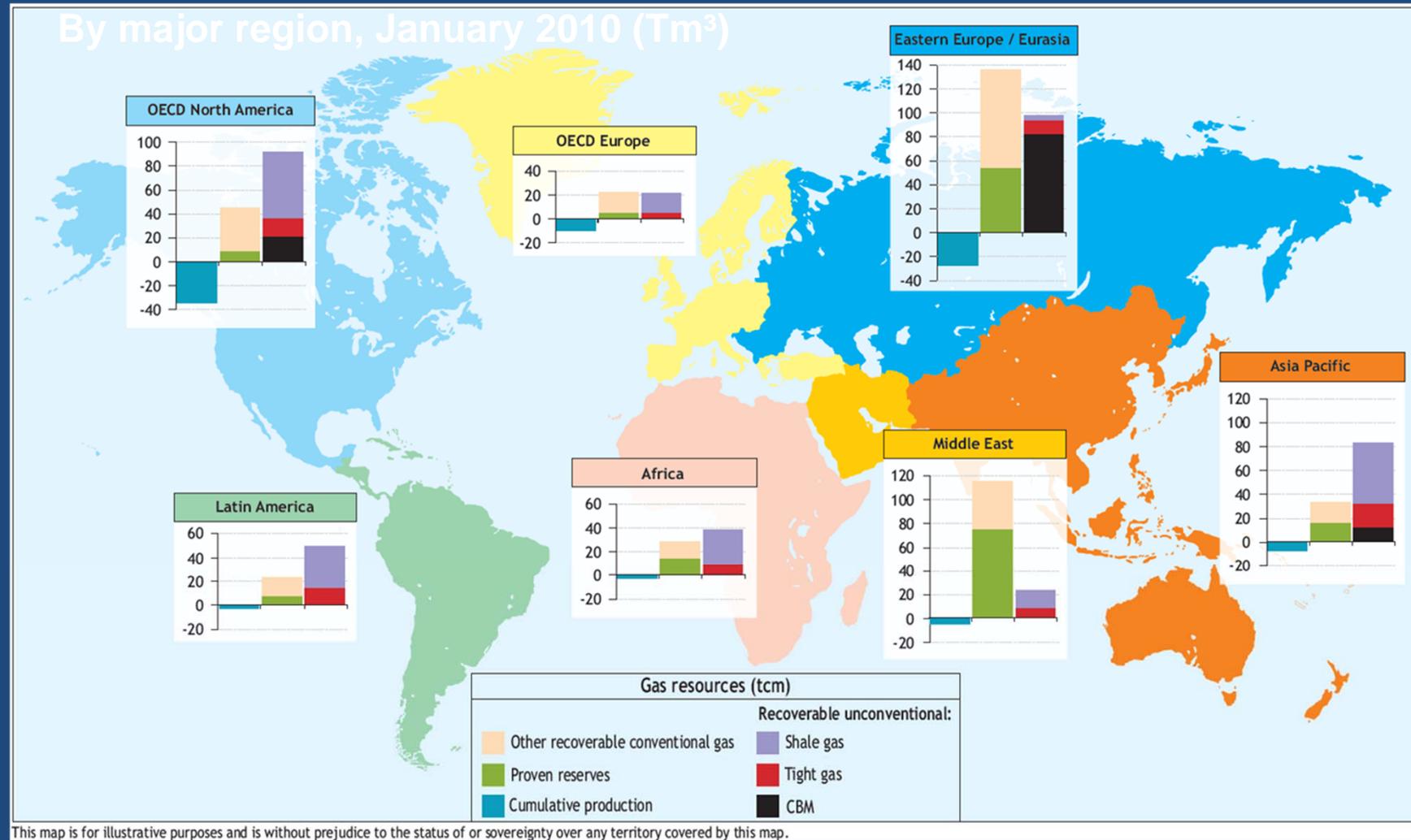




Courtesy of Exmar Marine NV



Les ressources mondiales de gaz

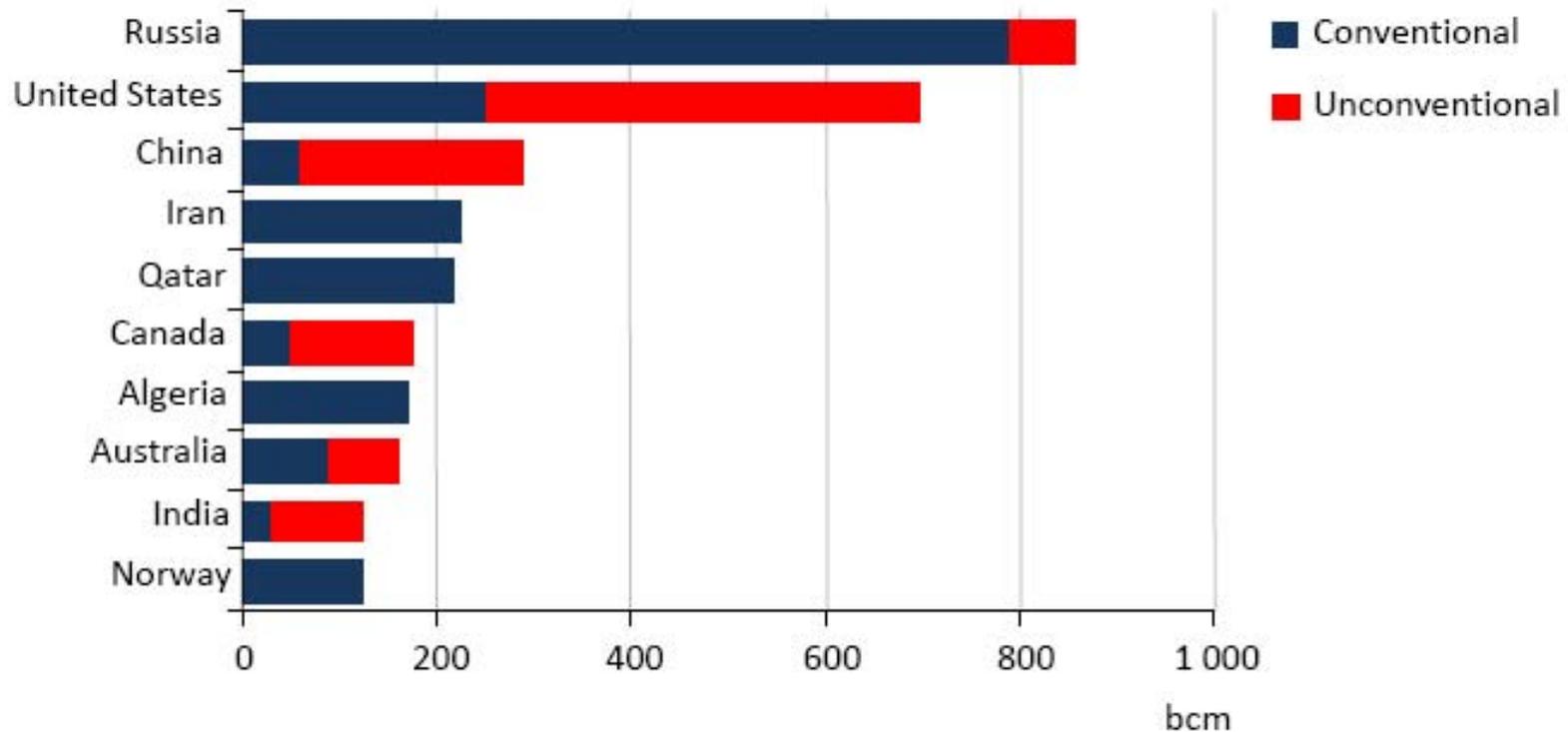


Source: IEA 2011: Are We Entering a Golden Age of Gas? Special Report

Golden prospects for natural gas

WORLD ENERGY OUTLOOK 2011

Largest natural gas producers in 2035



Unconventional natural gas supplies 40% of the 1.7 tcm increase in global supply, but best practices are essential to successfully address environmental challenges

© OECD/IEA 2011

GAZ de SCHISTE = mauvaise traduction de l'anglais
'shale gas' = méthane CH₄

'Shale' mot anglais, n'a pas de traduction simple en français
un 'shale' est une roche sédimentaire litée à grain très fin, en général argileuse ou marneuse;

'Schiste' *s.l.* (à éviter!) = toute roche susceptible de se débiter en feuillet
⇒ aussi bien un schiste métamorphique (= *schist* en anglais)
⇒ qu'une roche présentant un clivage ardoisier (= *slate* en anglais)
⇒ ou bien une 'pélite' (argile, argillite) feuilletée (= *shale* en anglais);

'Schiste' *s.s.* = roche ayant acquis une schistosité sous l'influence de contraintes tectoniques, processus tectono-métamorphiques.



CONCLUSION: 'gaz de schiste' contenu dans des argiles et marnes litées, SEDIMENTAIRES
= 'GAZ de MARNES' OU 'GAZ DE PELITES'

Précambrien 2,2 Ga Bassin de Franceville Gabon



Préat 2007

‘Black shales’ et dolomies



Précambrien 2,2 Ga
Bassin de Franceville
Gabon

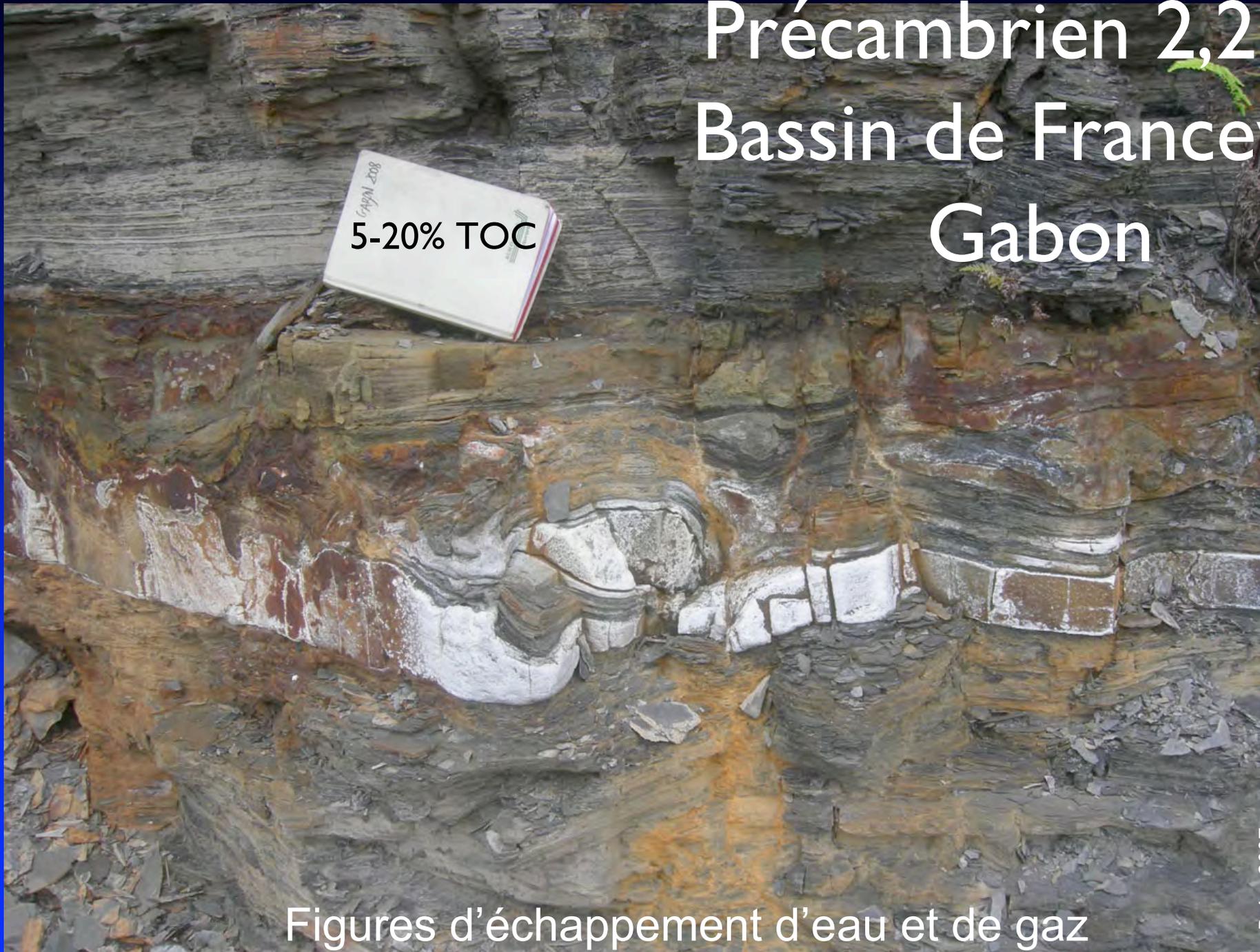
5-20%TOC



13.09.2007

Préat 2007

Précambrien 2,2 Ga Bassin de Franceville Gabon



Figures d'échappement d'eau et de gaz

Préat 2007

The image shows three irregularly shaped rock fragments. The leftmost fragment is reddish-brown and has a highly fractured, crumbly texture. The middle fragment is a light tan or beige color and appears smoother but still shows some fracturing. The rightmost fragment is dark grey or black and has a relatively smooth, flat surface. The text is overlaid on the reddish-brown fragment.

‘BRITTLE’
pour la fracturation
hydraulique

© geology.com

Conditions géologiques

- Environnement de dépôt : argiles 'marines' avec quartz-feldspaths-carbonates => 'BRITTLE' pour la fracturation hydraulique;
- Profondeur : > 1000m et < 5000m = fenêtre à gaz et pression;
- COT (contenu organique total ou 'TOC') : > 2% en poids
- Maturité thermique : $R_o > 1,0\%$, idéalement $> 1,3\%$
nb la fenêtre à huile débute à $R_o = 0,5\%$, la fenêtre à gaz à $0,8\%$ et au-delà de $3,0\%$ il y a 'graphitisation'.
- Porosité : les nanopores sont 'matures' pour des R_o élevés
- Perméabilité : 0,0001 - 0,001 md

CONSOMMATION MONDIALE ENERGIE PRIMAIRE EN 2010 : + 5,6% (dont 1/5= Chine)

Pétrole: +3,1% (11^{ème} année consécutive de moindre augmentation par rapport au gaz-charbon)

Gaz naturel : +7,4% (la plus forte depuis 1984)

Charbon : +7,6% (la plus forte augmentation depuis 2003 avec 1/2 = Chine et la plus forte part relative dans les combustibles fossiles depuis 1970)



+3,1%

BP 2011



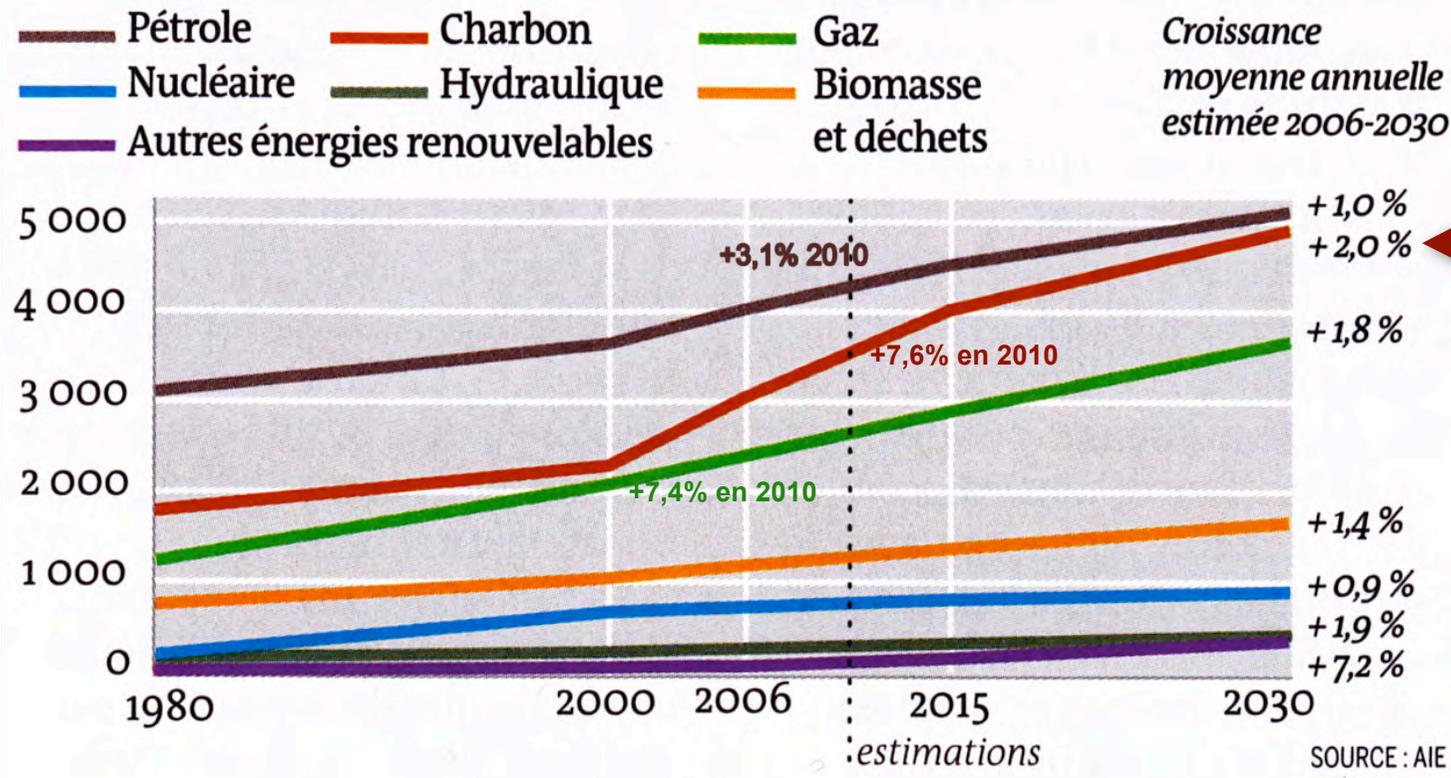
+7,4%



+7,6%

Demande énergétique mondiale

En millions de tonnes équivalent pétrole (TEP)

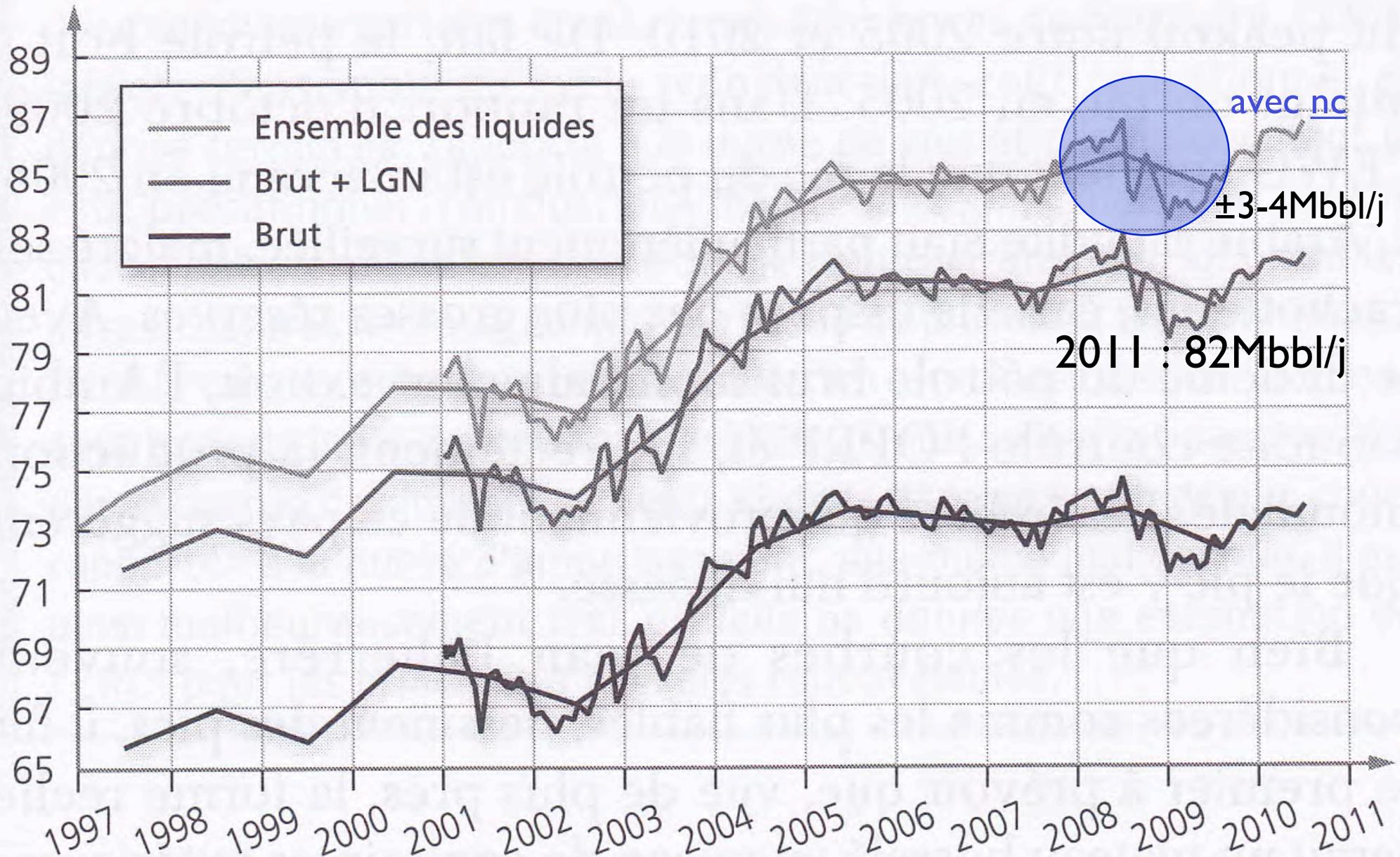


soit +60% entre 2006-2030
le charbon N'EST PAS cher
 (8-12\$ boe) et transport facile
 sur de petites distances

Sequestration pas avant 2020?
 et effets en 2030 (AIE, 2008)

Le gaz est l'énergie fossile dont la progression est la plus soutenue (3% en moyenne depuis plus de 30 ans).

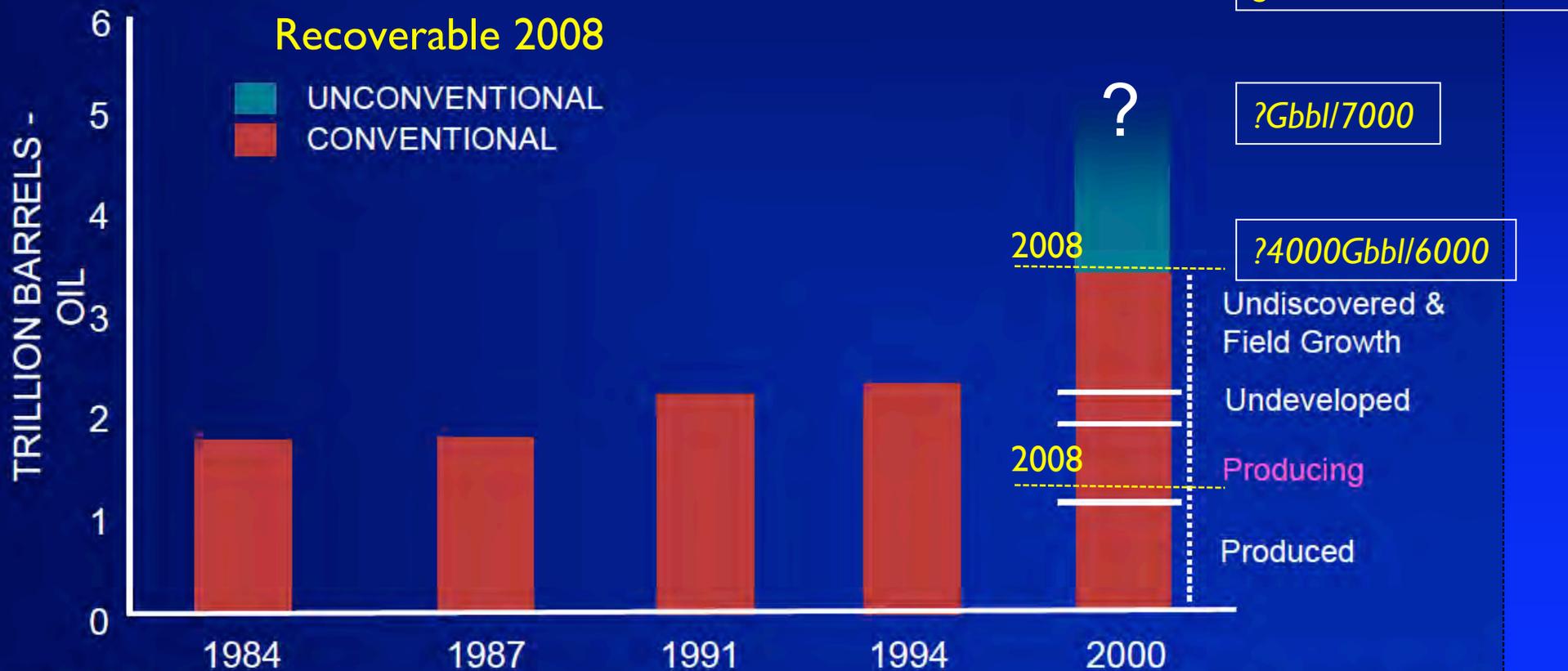
Production (Mbarils/jour)



in Nicolas 2011

Estimated Global Oil Endowment

Potential Liquid Resource Base



Source: USGS, IHS

NPC 2008

Global Oil and Gas Study

Mais d'où VIENNENT LE PETROLE ET LE GAZ?

MATIERE ORGANIQUE

Protéines

Carbo-hydrates

Lipides

....

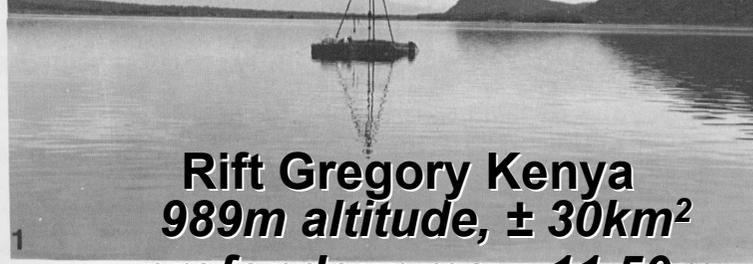


- + membranes
- + cuticules
- + pigments
- + graisse
- + sucres
- + ...

C'est la majeure partie des constituants organiques [jusqu'à 70%]
susceptibles de se transformer en pétrole
Ils sont abondants dans les ALGUES, et spécialement les
BOTRYOCOCCACEES et les **DIATOMEES** [phytoplancton, 2 μ -1mm]

*Certaines diatomées excrètent des gouttelettes d'huile pour
augmenter leur flottabilité! Elles contiennent jusqu'à 70% de lipides (poids sec)*

L'hémi-graben de Baringo-Bogoria



Rift Gregory Kenya
989m altitude, ± 30km²
profondeur max: 11,50m

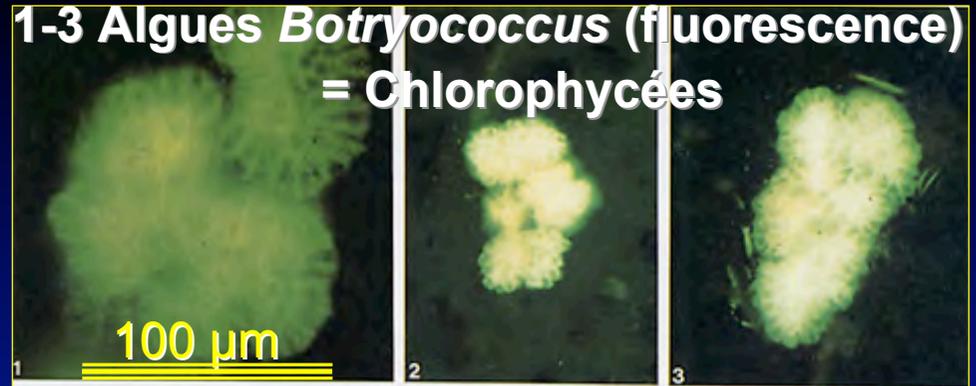


4 30 000 d'histoire sédimentaire
Carottages de 0 à 16 m



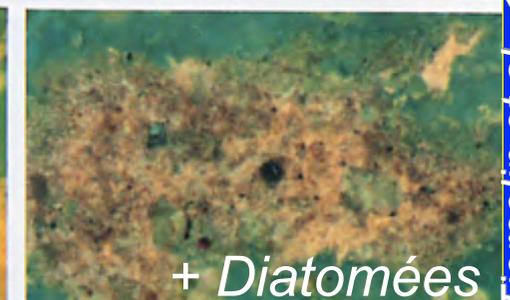
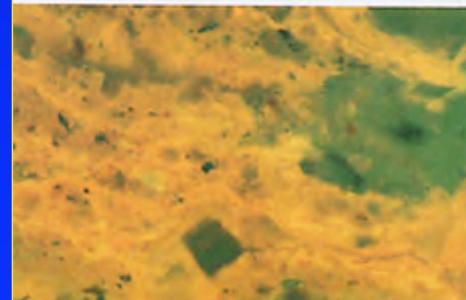
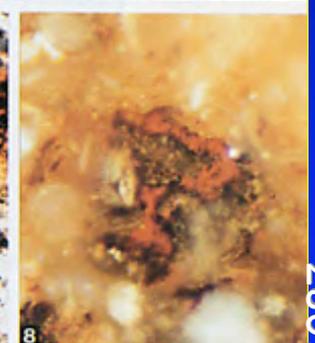
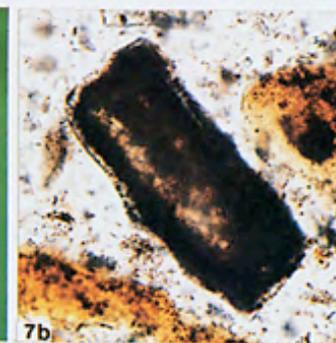
1-3 Algues *Botryococcus* (fluorescence)

= Chlorophycées



4-6 Algues Zygnématales (fluorescence)

= Algue verte?



+ Diatomées

= formation du kérogène

Tiercelin et al., 1987

GENESE DU PETROLE = DIAGENESE + CATAGENESE

D
I
A
G
E
N
E
S
E

le kérogène n'est pas le pétrole
POUR CELA IL FAUT

de la chaleur ($T^\circ = 10'-100''^\circ$)
du temps (géologique = 10' Ma)

ensuite seulement
-si tout va bien-
un piège

cela fonctionne grâce à la
subsidence

(pression+gradient géothermique)

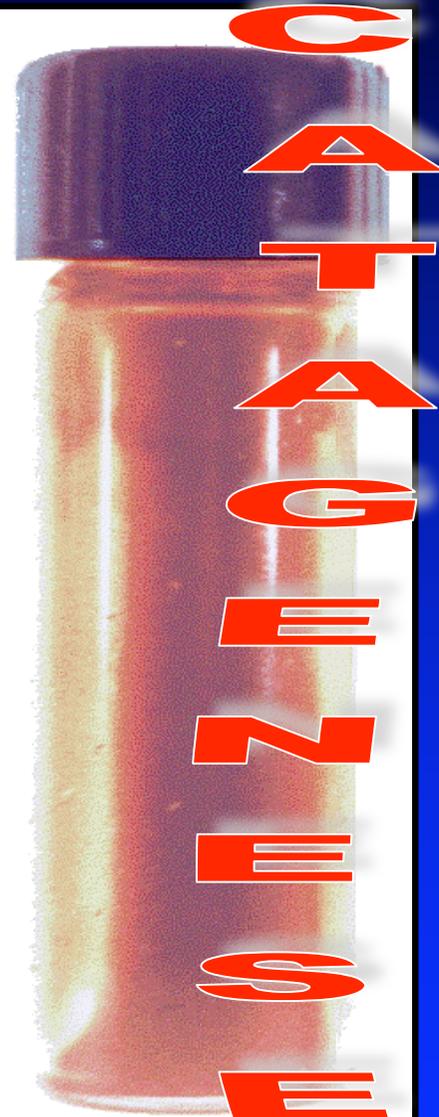
Roche Source
riche en Matière Organique



Maturation Thermique
de la Matière Organique



HUILE



DU KEROGENE AU PETROLE...

...pas de problème... les temps géologiques sont 'immenses'!

- -600 m, 41°C 'chaleur douce'
- le kérogène se décompose, le CO₂ s'en va (décarboxylation), l'H₂O s'en va (déshydratation)...
- le sédiment s'enfonce de plus en plus
- la température augmente suite au gradient géothermique
=1°C tous les 30 à 40 m environ

et le sédiment est porté à 60°C à 1200 m et à 120°C à 3000 m

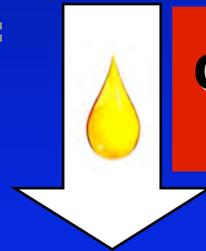
=
FENETRE A HUILE 

DU KEROGENE AU PETROLE...

...pas de problème... les temps géologiques sont 'immenses'!

= FENETRE A HUILE

le kérogène se casse et libère des molécules plus petites: marqueurs biologiques piégés dans le réseau et autres composés polaires (petits acides, résines, asphaltènes...) inclus dans les grosses molécules de géopolymère= 'CRAQUAGE'



c'est la **CATAGENESE**
càd ...



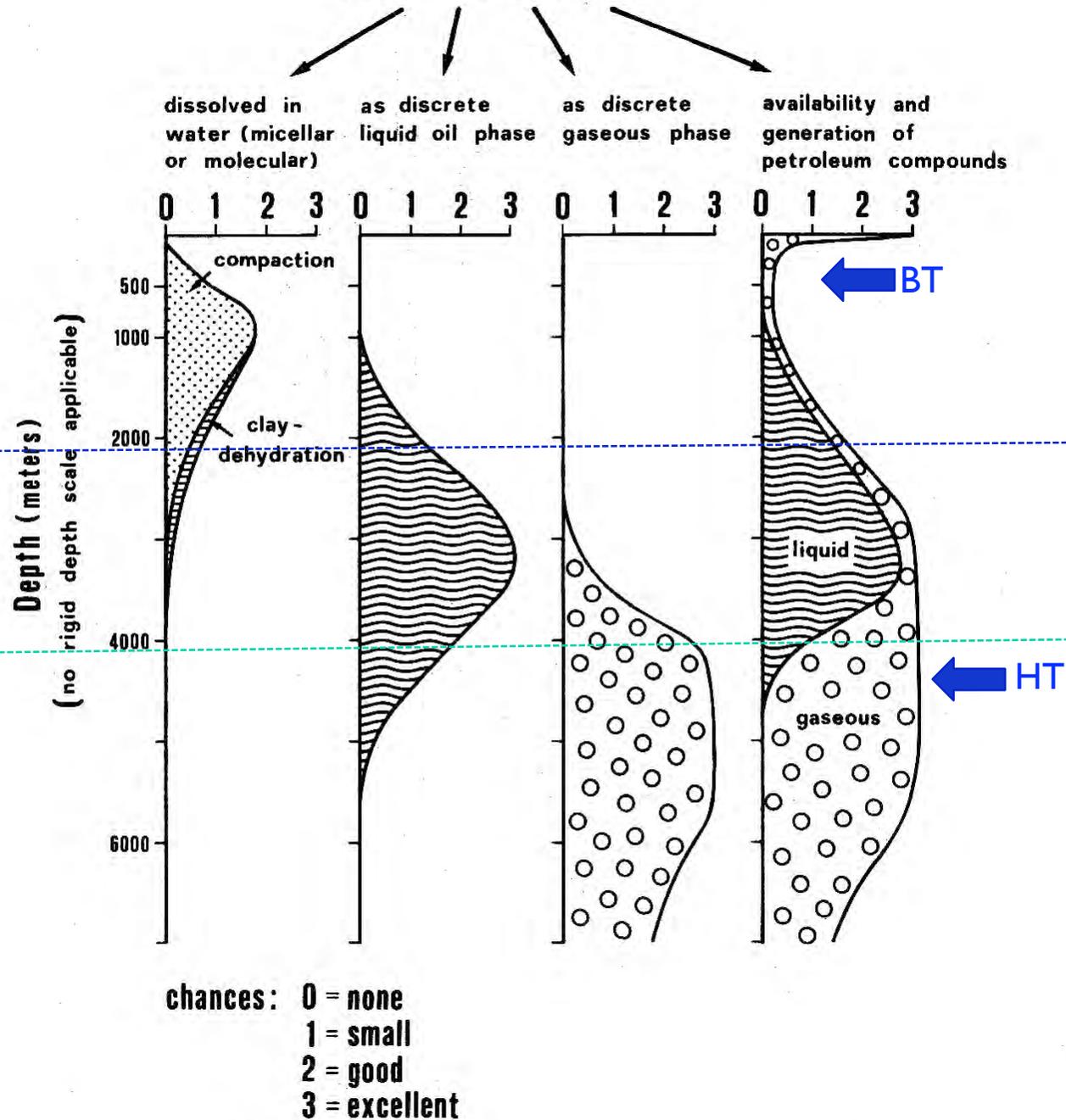
...la formation du PETROLE

le 'jus' de kérogène mature et donne donc le pétrole



= FENETRE A GAZ

Chances for mode of primary migration depending on different parameters

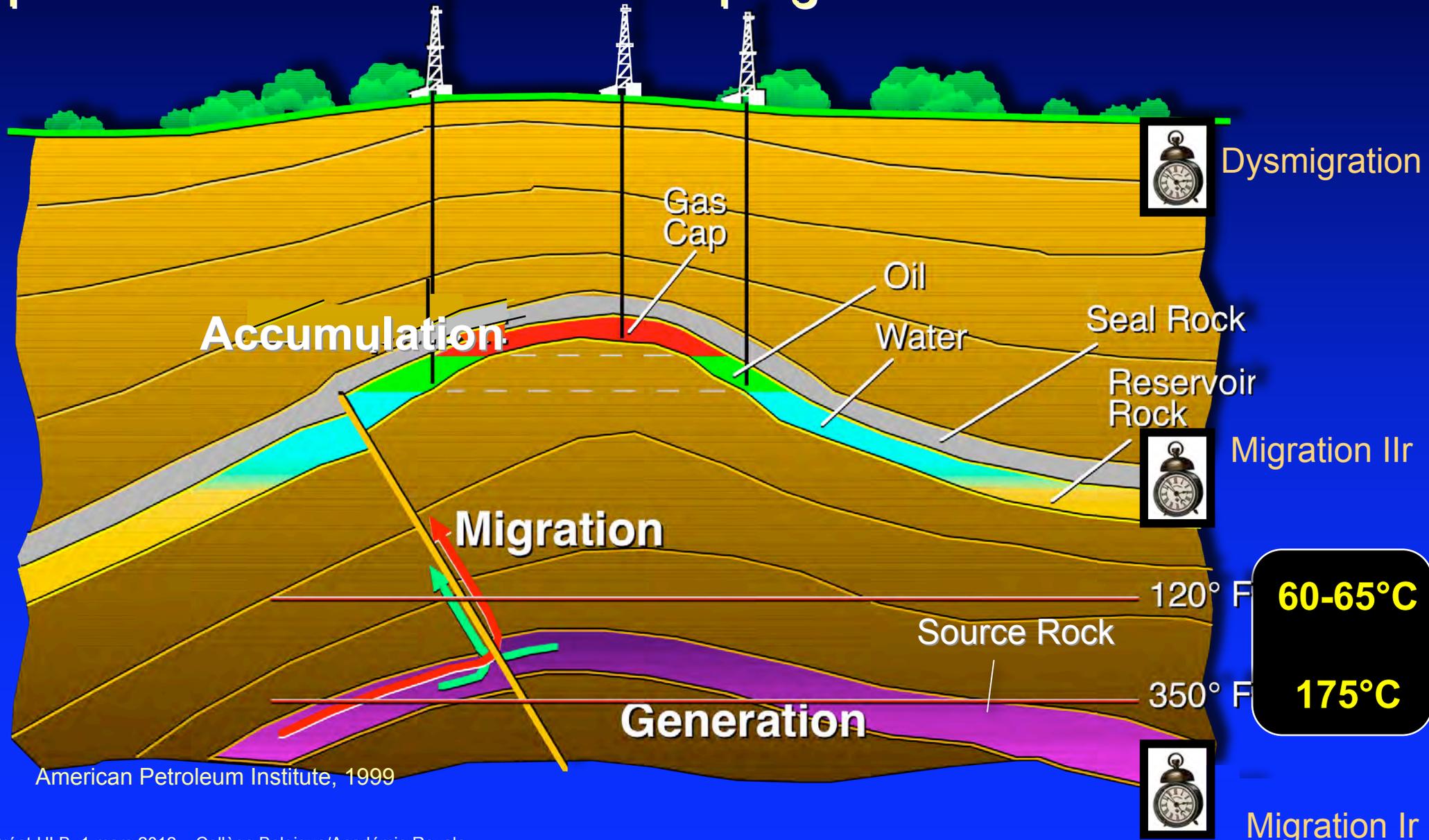


Tissot & Welte 1978

R a p p e l: Réserves = Incertitudes Géologiques ...

Processus dans Systèmes Pétroliers

Le pétrole s'accumule dans des pièges structuraux fermés



American Petroleum Institute, 1999

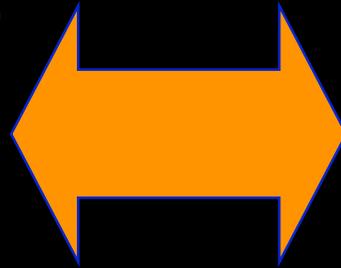
PIEGE

avec

RSce

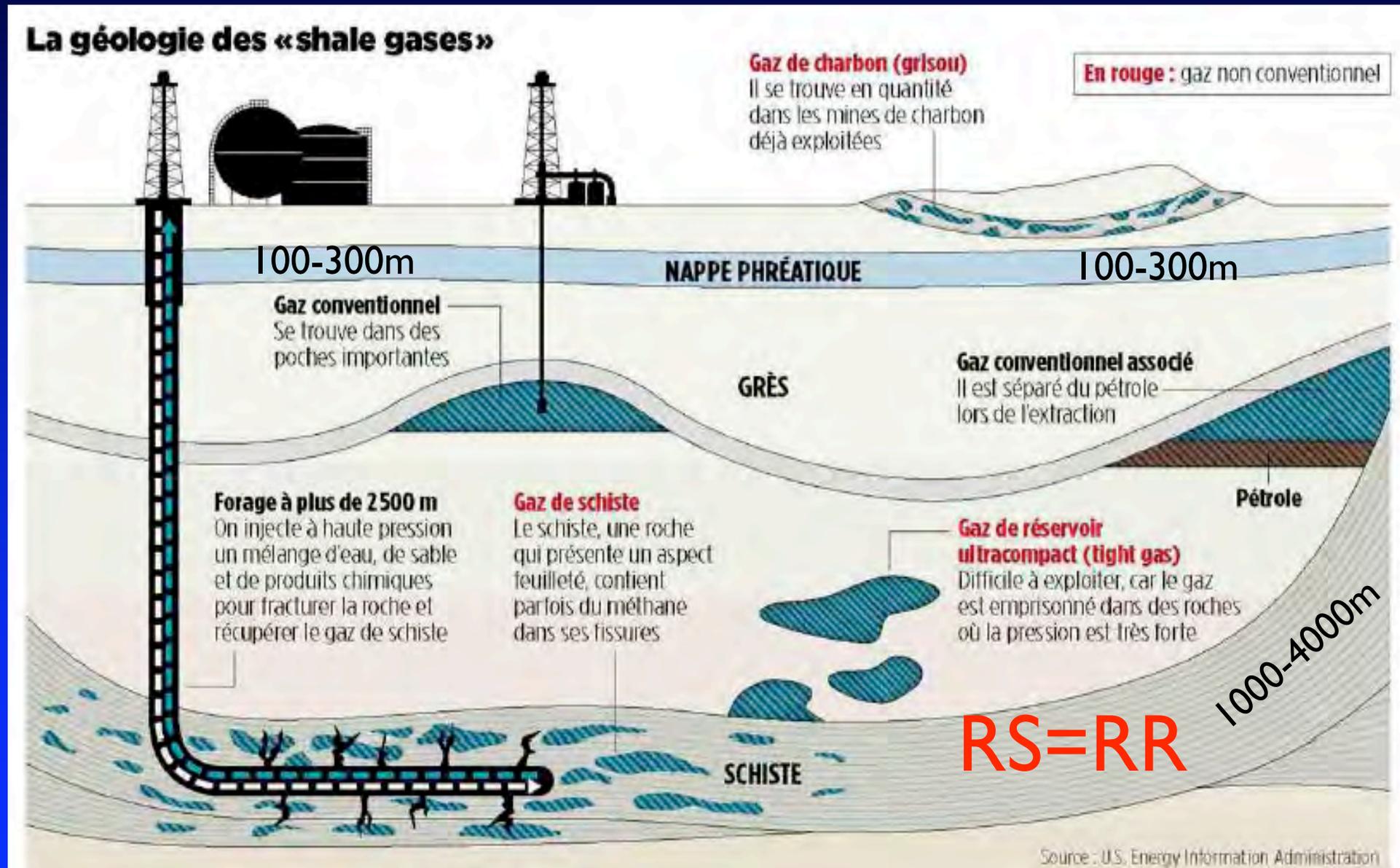
RR

Rcvture



Structuration

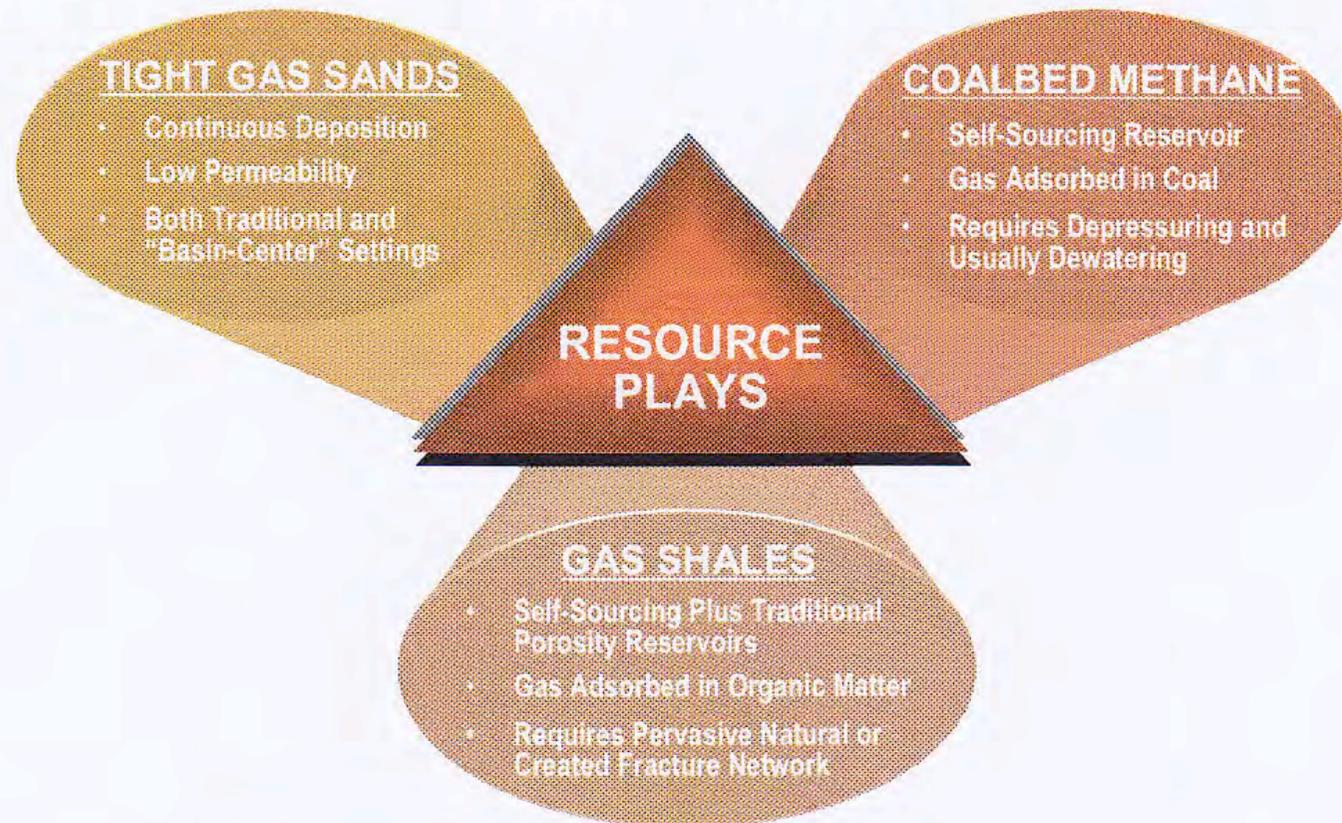
TRES SIMPLIFIE



BASSINS SEDIMENTAIRES

What Is Unconventional Gas?

Three natural gas sources comprise today's unconventional gas. Methane hydrates, a fourth candidate, is not yet ready for "prime time".



GRANDES EXTENSIONS, GRANDS VOLUMES
valables pour toutes les périodes géologiques

GAZ NATUREL 'CONVENTIONNEL'

combustible fossile formé d'un mélange d'hydrocarbures variés (surtout méthane, mais aussi éthane, propane, butane et condensats à 5 ou 6 atomes de carbone...)

- ⇒ présent dans les roches réservoirs et formation dans la 'fenêtre à gaz'
- ⇒ réserves 2010 : 6608,9Tcf [187,1Tm³] soit 58,6 ans de réserves prouvées
- ⇒ très bonnes porosités et taux de récupération élevés 70-80%



estimation par satellites en 2006
170 Gm³ soit 27% consommation G.N. USA
ou 5,5% production mondiale (40 milliards \$)
+ 400 Mt CO₂

GAZ 'NON CONVENTIONNELS'

TIGHT GAS SANDS : piégés dans des roches 'dures', non poreuses et imperméables (grès, calcaires) = 'Sands' => chenaux, barres... = degré d'interconnexion (sismique, paléogéographie, modélisation et géométrie '3D')

COAL BED METHANE : piégé dans les veines ou filons '(seams)' liés aux gisements de charbon, dans les gisements mêmes (= 'grisou') ou dans les encaissants proches. Le gaz est surtout adsorbé sur la surface du charbon ou la matière organique qui peut ainsi 'stocker' de 2 à 3 fois plus de volume de gaz par unité de volume de roche que dans les gisements conventionnels.

GAS SHALES : piégé dans des roches très fines, riches en matière organique, imperméables, non poreuses = argillites, marnes et shales.

⇒ très bien étudiées aux USA

⇒ = the '**MAGNIFICENT SEVEN**' ('GIP' : 5146tcf => recoverable 715tcf en 2010, soit ± 105 Gboe ± Irak 115 (IP, 2010) et < Arabie Saoudite 264 (IP, 2010)

?GAS HYDRATES :? >>

The Resource Pyramid

Conventional Reservoirs
Small Volumes,
Easy to Develop

Oil

Gas

Unconventional Reservoirs
Large Volumes,
Hard to Develop

Tight Oil;
Heavy Oil;
Bituminous Sands

**Gas Shales;
Tight
Gas Sands;
CBM**

Huge
Volumes,
Difficult
to Develop

Oil Shale

Gas Hydrates
1000 Gtep?

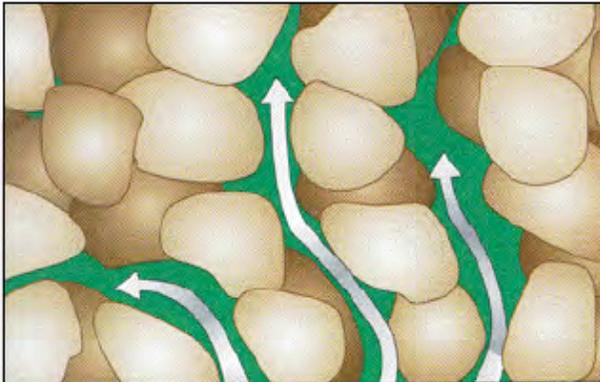
Increasing Product Price

Improving Technology

Province Resource Size

Unconventional gas

Tight Gas



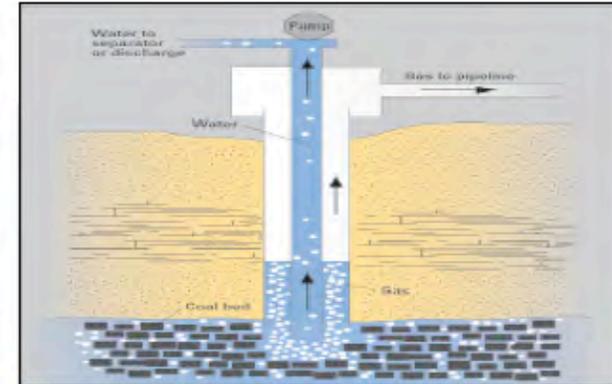
- Occurs in 'tight' sandstone
- Low porosity = Little pore space between the rock grains
- Low permeability = gas does not move easily through the rock

Shale Gas



- Natural gas trapped between layers of shale
- Low porosity & ultra-low permeability (0.02-0.1 mD)
- Production via natural fractures

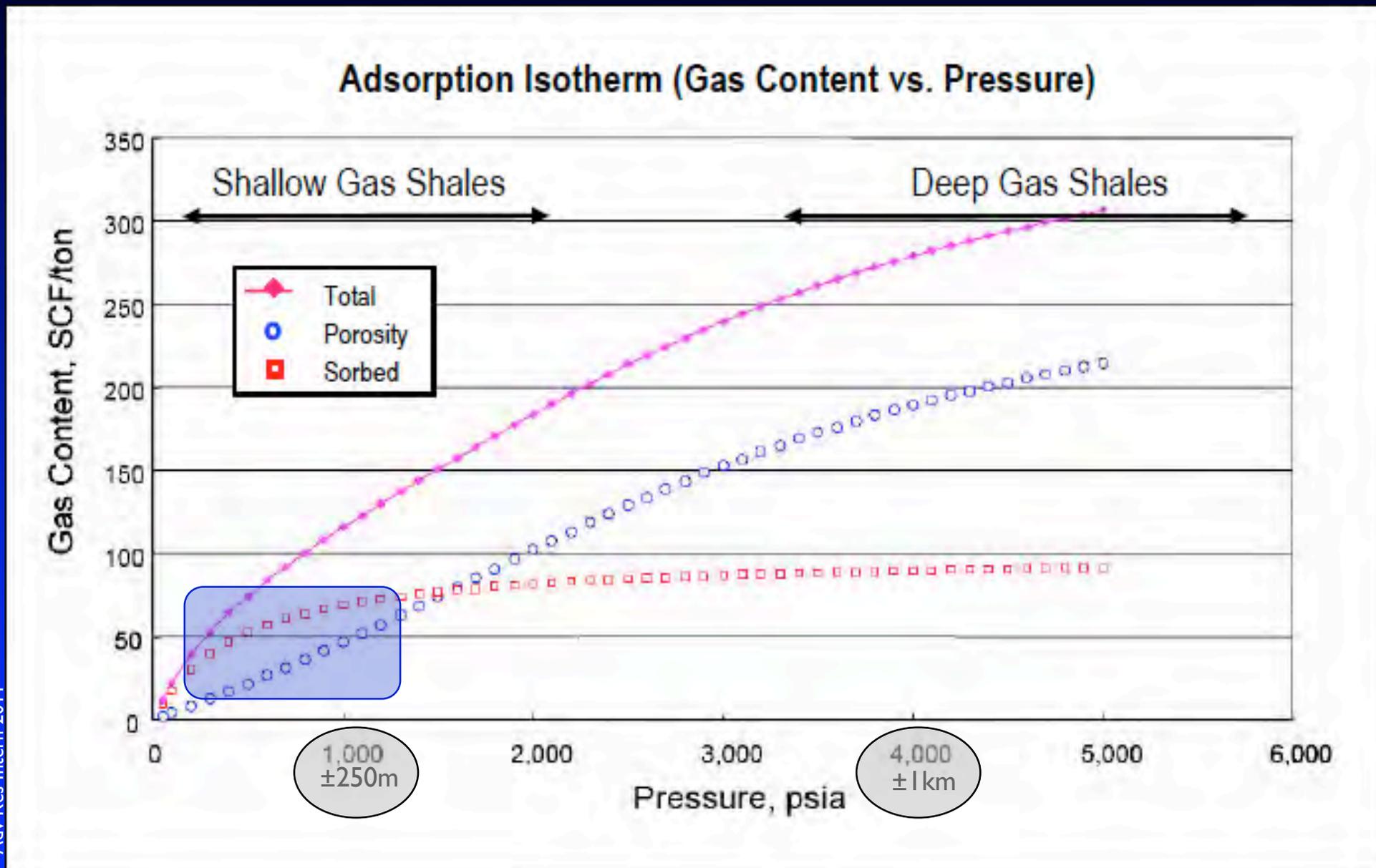
Coalbed Methane



- Natural gas in coal (organic material converted to methane)
- Permeability low
- Production via natural fractures ("cleats") in coal
- Recovery rates low



Parts respective Gaz libre - Gaz adsorbé en fonction de la pression



Adv Res Intern 2011

BASSINS SEDIMENTAIRES RESSOURCES 'GIP'

en 2006

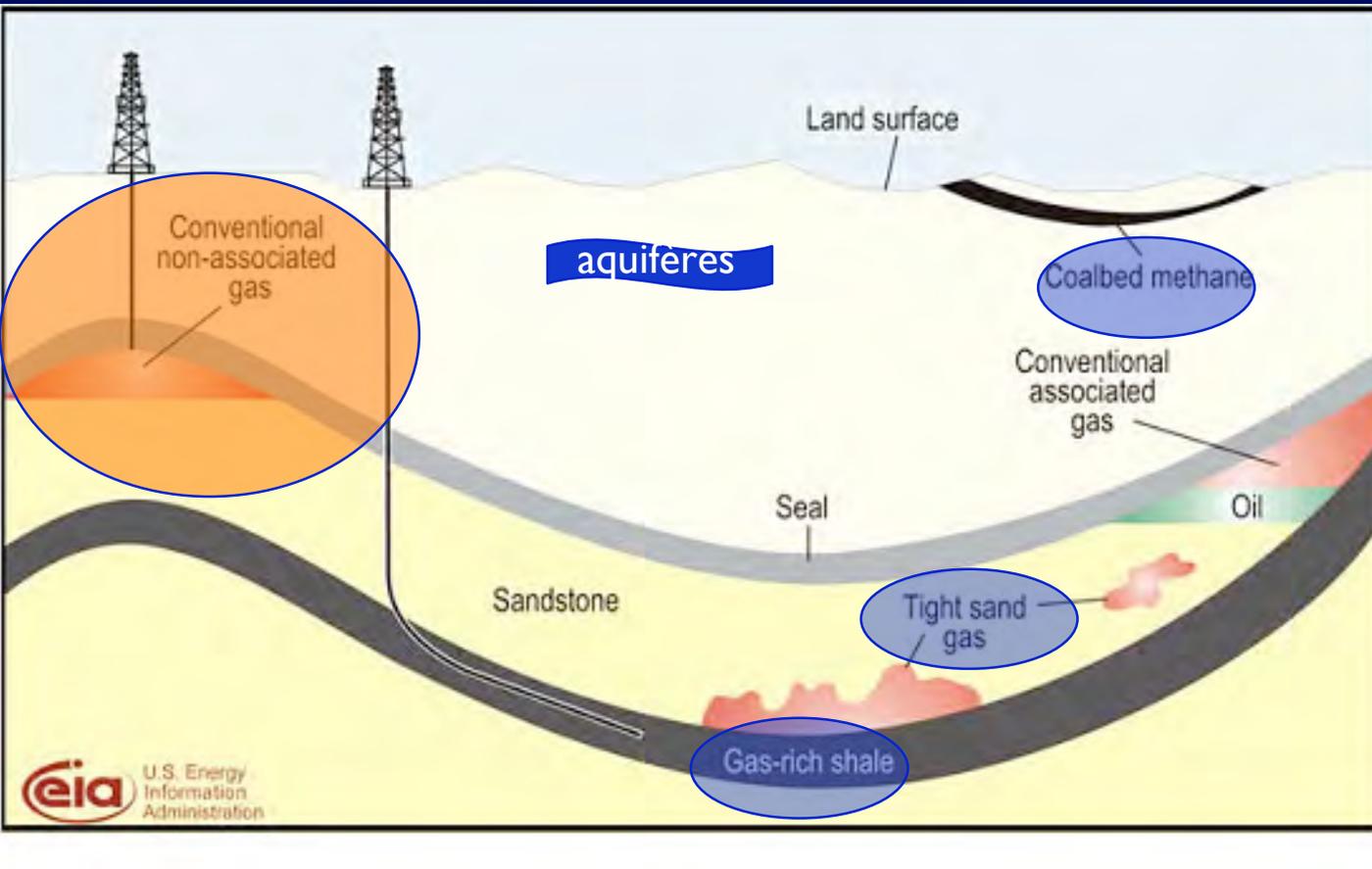


TABLE 1—TABLE 1—DISTRIBUTION OF WORLDWIDE UNCONVENTIONAL-GAS RESOURCES (AFTER ROGNER 1996, TAKEN FROM KAWATA AND FUJITA 2001)

Region	Coalbed Methane (Tcf)	Shale Gas (Tcf)	Tight-Sand Gas (Tcf)	Total (Tcf)
North America	3,017	3,840	1,371	8,228
Latin America	39	2,116	1,293	3,448
Western Europe	157	509	353	1,019
Central and Eastern Europe	118	39	78	235
Former Soviet Union	3,957	627	901	5,485
Middle East and North Africa	0	2,547	823	3,370
Sub-Saharan Africa	39	274	784	1,097
Centrally planned Asia and China	1,215	3,526	353	5,094
Pacific (Organization for Economic Cooperation and Development)	470	2,312	705	3,487
Other Asia Pacific	0	313	549	862
South Asia	39	0	196	235
World	9,051	16,103	7,406	32,560

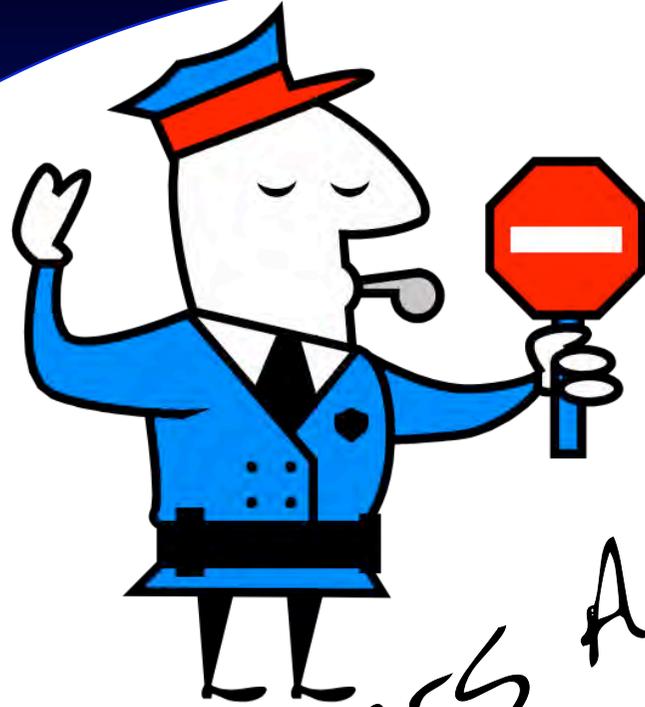
Holditch 2006

1500Gboe 2700 1200

5400 Gboe

+ schistes bitumineux 2800Gboe/rec?

+ tar sands, extra heavy oils ±3000/rec?750



CHIFFRES A MANIER
AVEC PRUDENCE....

Les ressources de *shale gas* nc sont situées dans des régions avec gaz c limités ou qui ont déjà fortement entamé leur gaz c (Chine, Afrique du Sud, Europe)

Continent excluding USA	First estimation including US (Rogner 1997) 16,112	
	Risked Gas In-Place (Tcf)	Risked Technically Recoverable (Tcf)
North America	3,824	1,069
South America	3,856	1,225
Europe	4,569	624
Africa	2,587	1,042
Asia	3,962	1,404
Australia	5,661	396
Total	22,016	5,760

Adv Res Intern 2011

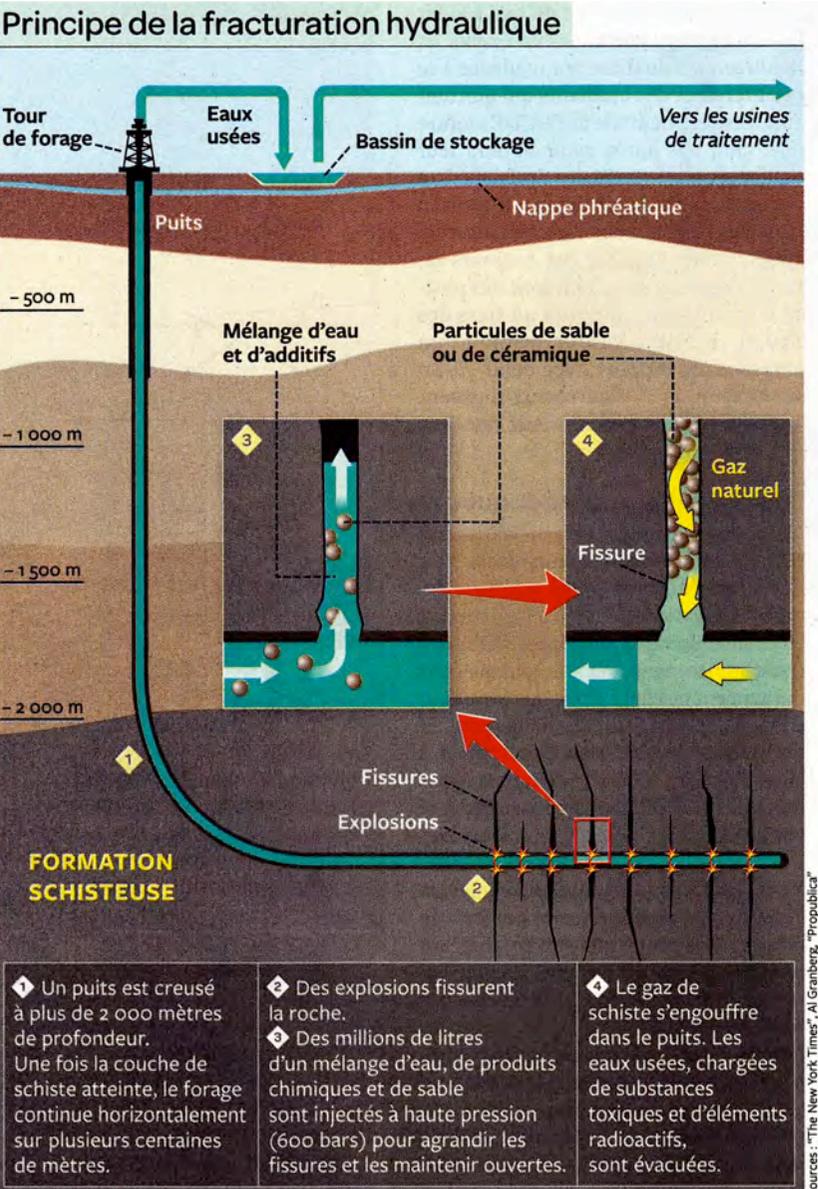
GIP 2006 : ± 4300 Gboe
 GIP 2010 : > 5400 Gboe/rec? | 100Gboe
 + schistes bitumineux 2800Gboe/rec?
 + tar sands, extra heavy oils ±3000/rec?750

25,840 nc total

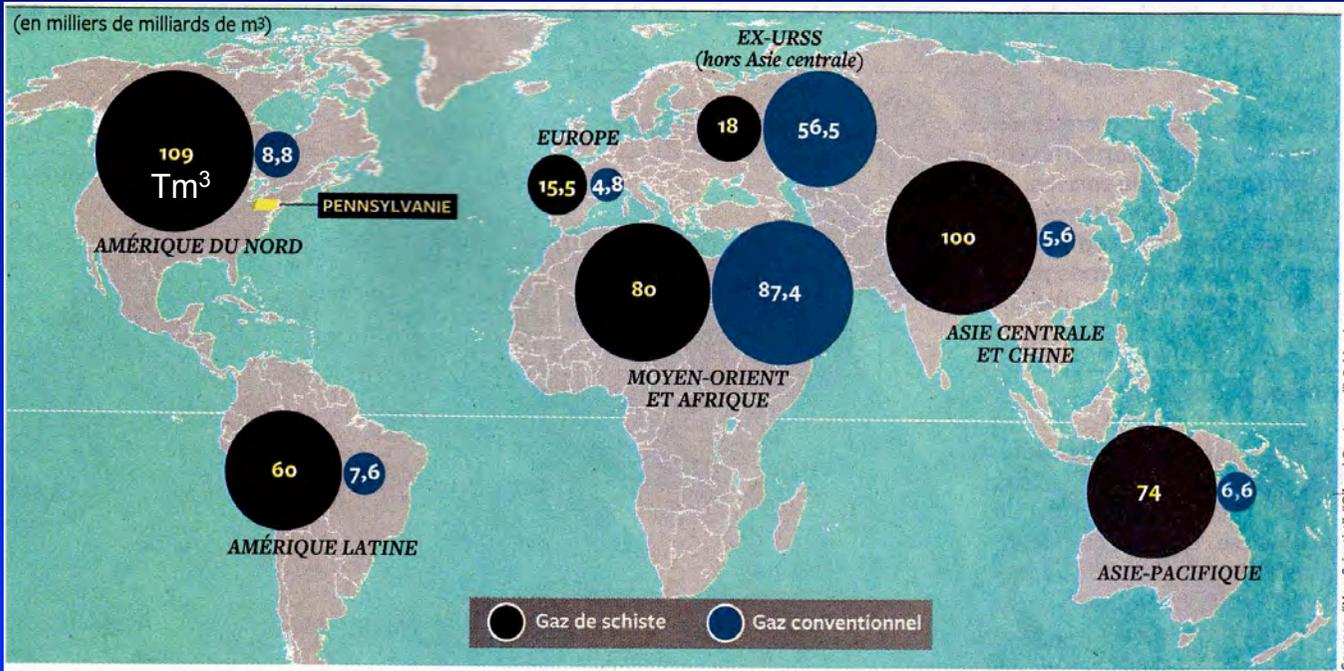
with USA 25% rec = >?800 Tcf
 = ± 130 Gboe soit ± 50% Arabie S. (1P)

GAZ DE 'SCHISTE' = gaz de marnes ou gaz de pélite

Un puits horizontal tous les 1 à 4 km



Réserves comme le gaz c ou > soit 500.Tm³ >2700Gboe
 Mieux réparti que le gaz c
 > 100 ans? (USA)



'FRACKER' = fracturation hydraulique
 10 à 15.000 m³ eau (sable+additifs)/forage
 2009 : 493 000 puits USA [93 000 Texas, 71 000 Pennsylvanie]
 2010: 3000 permis d'exploitation en Pennsylvanie (117 en 2007)
 Attention car problèmes environnementaux (benzène, toluène, radioactivité...)

Réserves **prouvées** à la fin 2010 (BP 2011)

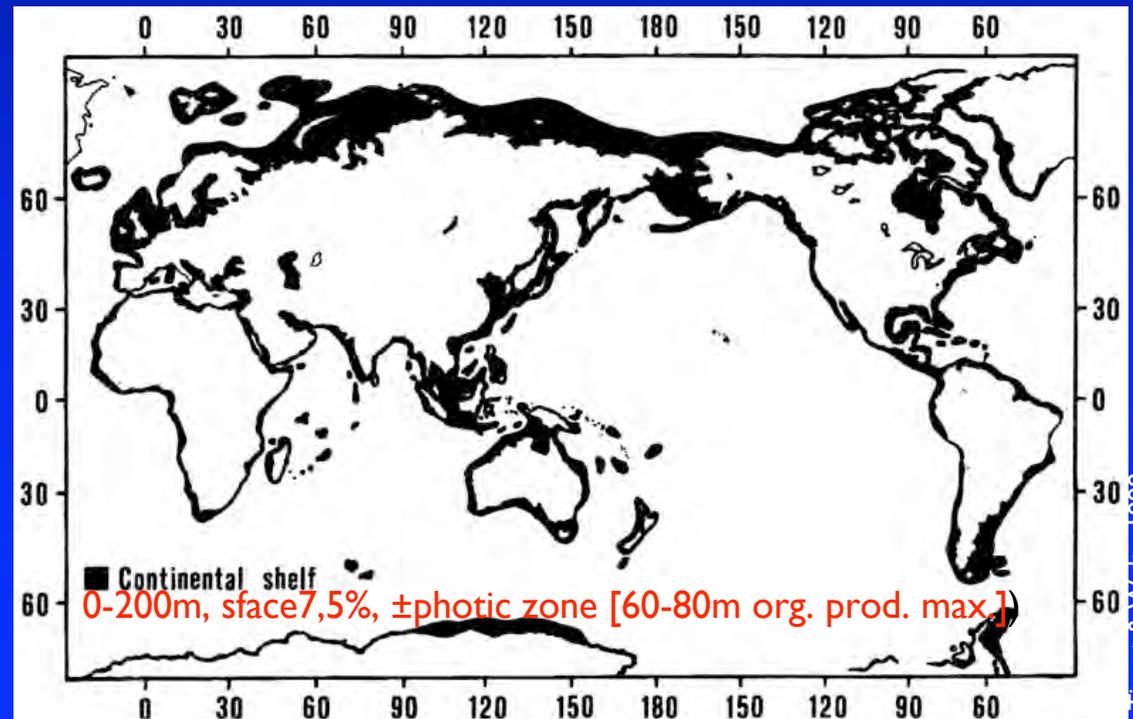
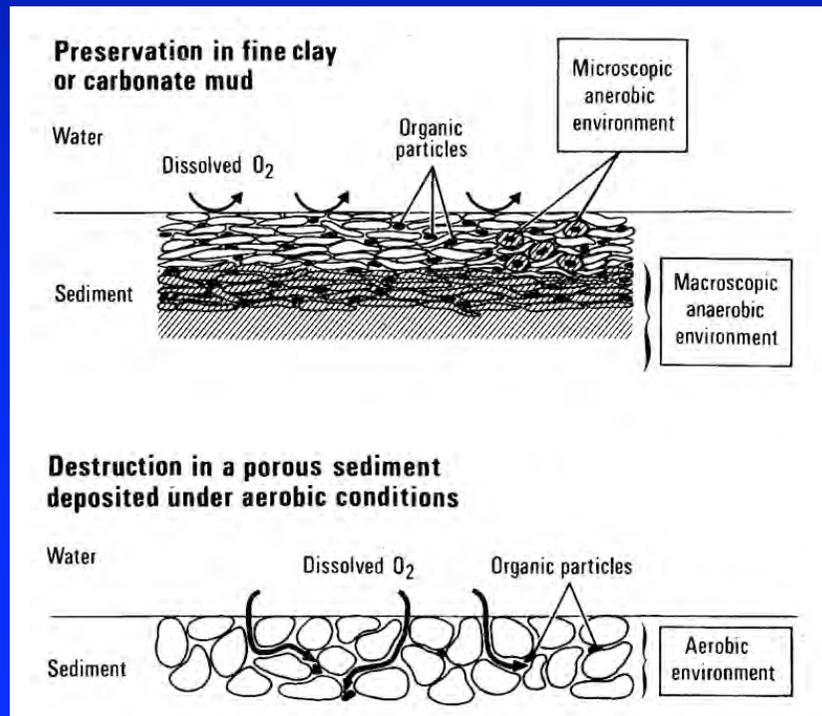
- Pétrole 1383,2 Gbl => 46,2 années
(+ Canadian oil sands 143,1 Gbl)
- Charbon 860 Gt => 118 années ou > 200 ans avec lignite....
- Gaz Naturel 187,1 Tm³ => 58,6 années
avec 3 Tm³ découverts/an et 2 Tm³ consommés/an
(taux de récupération 30 à 100%)

- **Gaz non conventionnels** : 'GIP' ?900 Tm³
=> récupérable = ? 300 = 3 à 5 fois réserves oil 1P Arabie
? 400
ou ? > Tm³
> 100 ans à ?250 ans (AIE, 2011)
taux de récupération en 2011: 10-20% => 25-?40%

GAS NATUREL

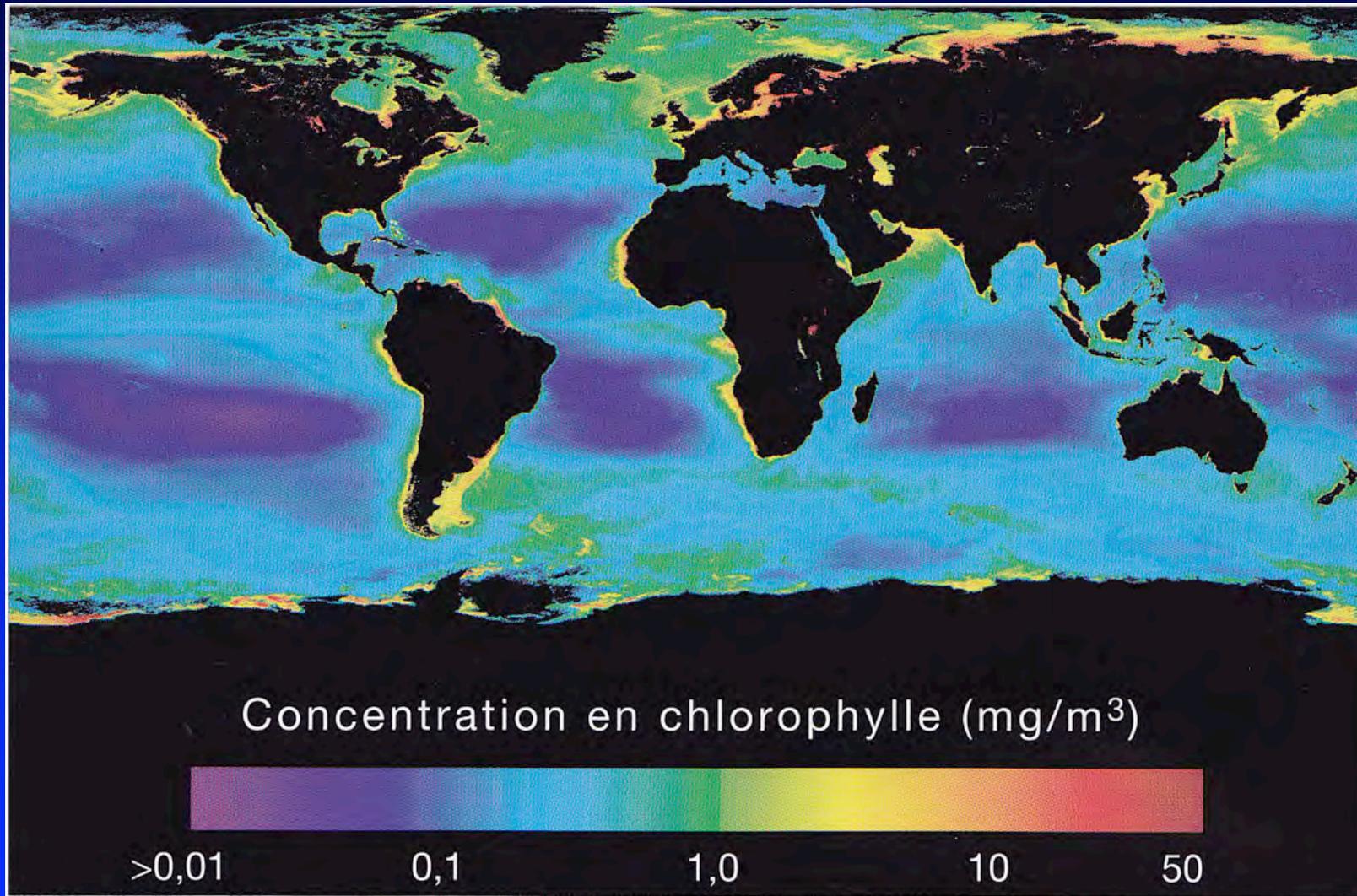
Hydrocarbure le plus simple (surtout méthane) provenant de la dégradation de la matière organique piégée dans des sédiments fins, devenus roches après diagenèse et enfouissement.

La dégradation à l'origine du méthane peut être d'origine bactérienne pour les BT ($< 50^{\circ}\text{C}$) OU à HT ($> 100^{\circ}\text{C}$) par les bactéries thermophiles et hyperthermophiles OU à HT, purement chimique, par cracking thermique de grosses molécules ($> 100^{\circ}\text{C}$)

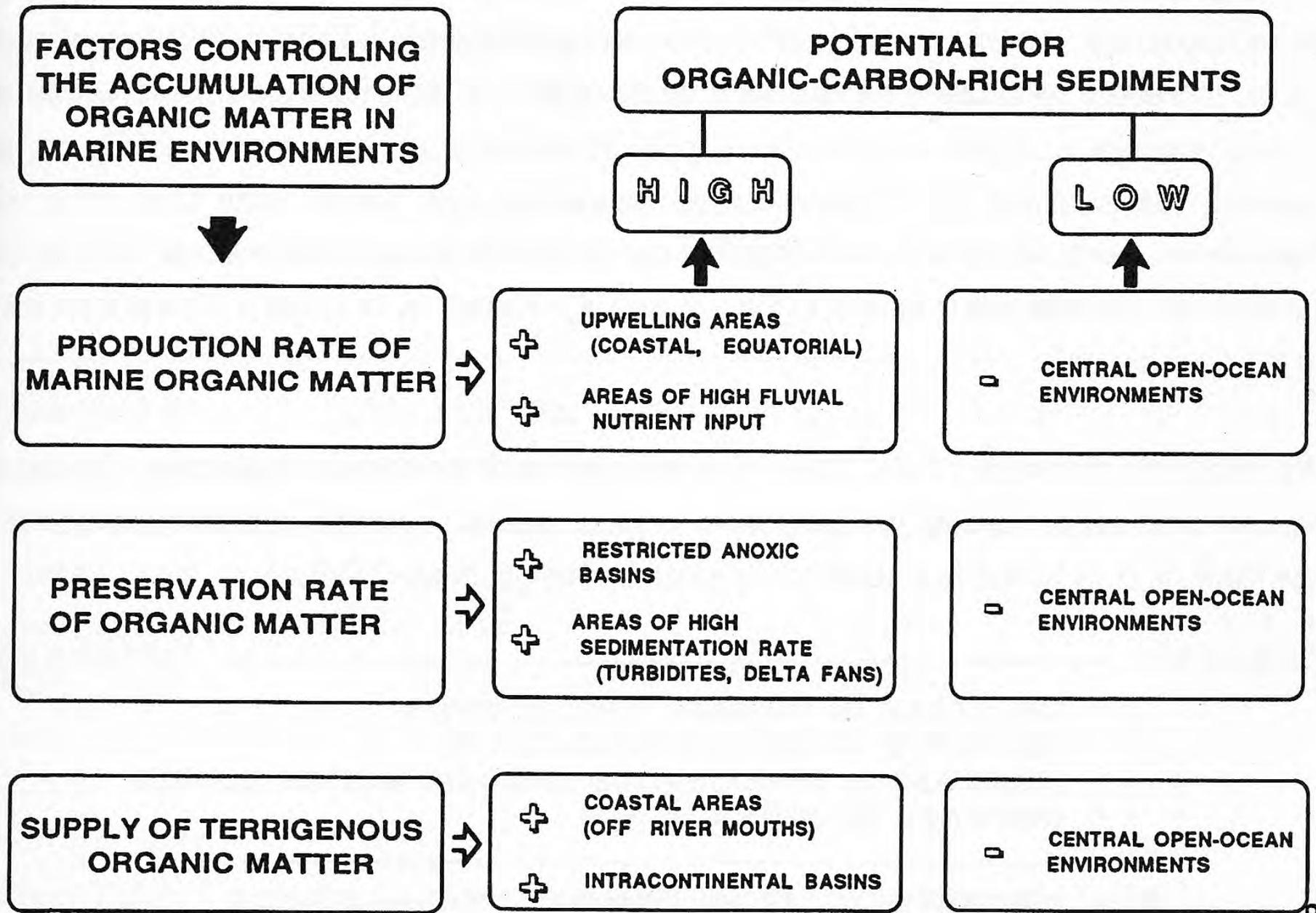


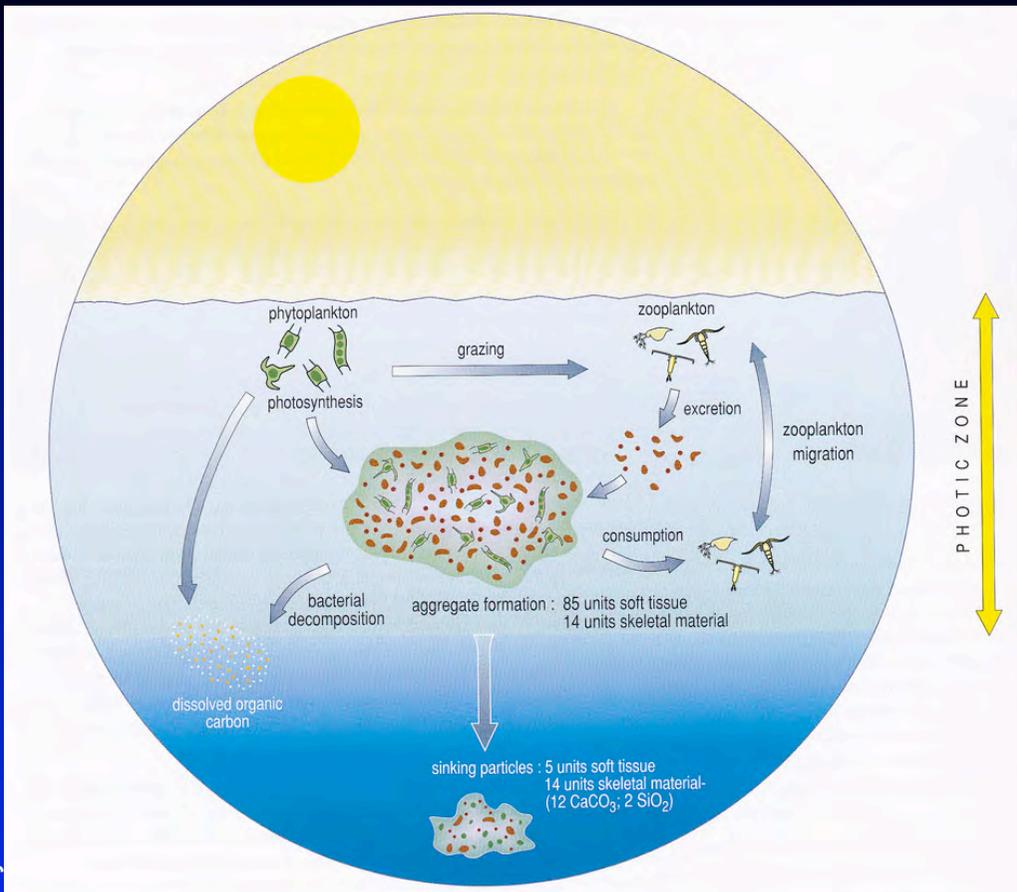
Tissot & Welte 1998

Carte satellitaire (données NASA) de la concentration moyenne annuelle en chlorophylle (exprimée en mg/m^3) des eaux de surface de l'océan global



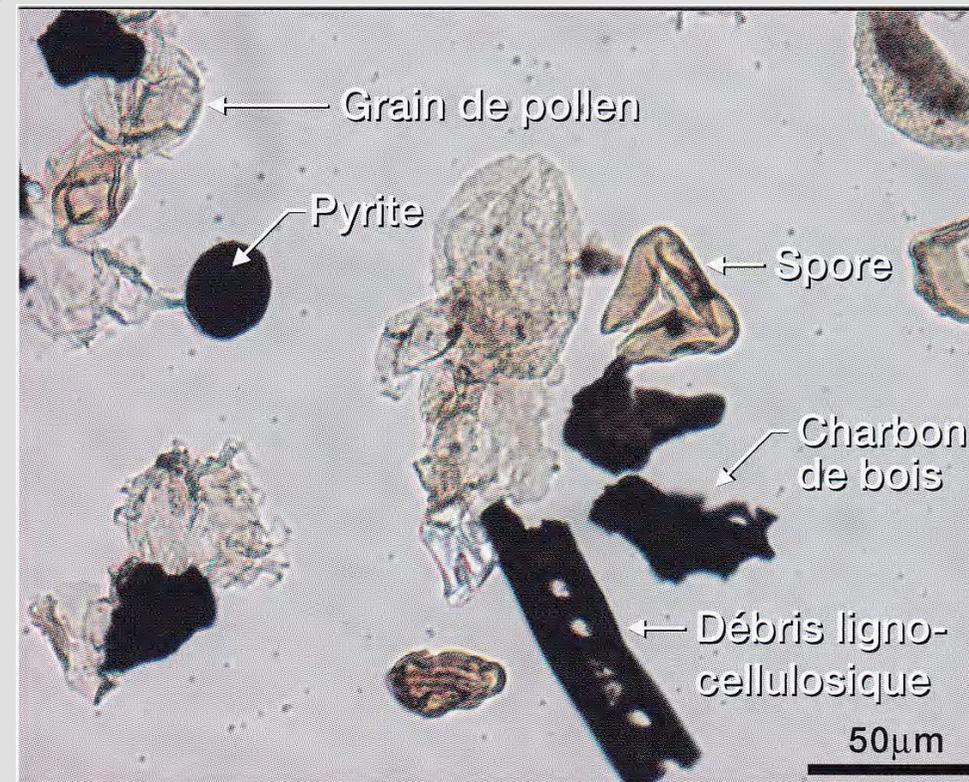
production côtière : X5-X10 nutriments (fleuve, upwelling)





James 2005

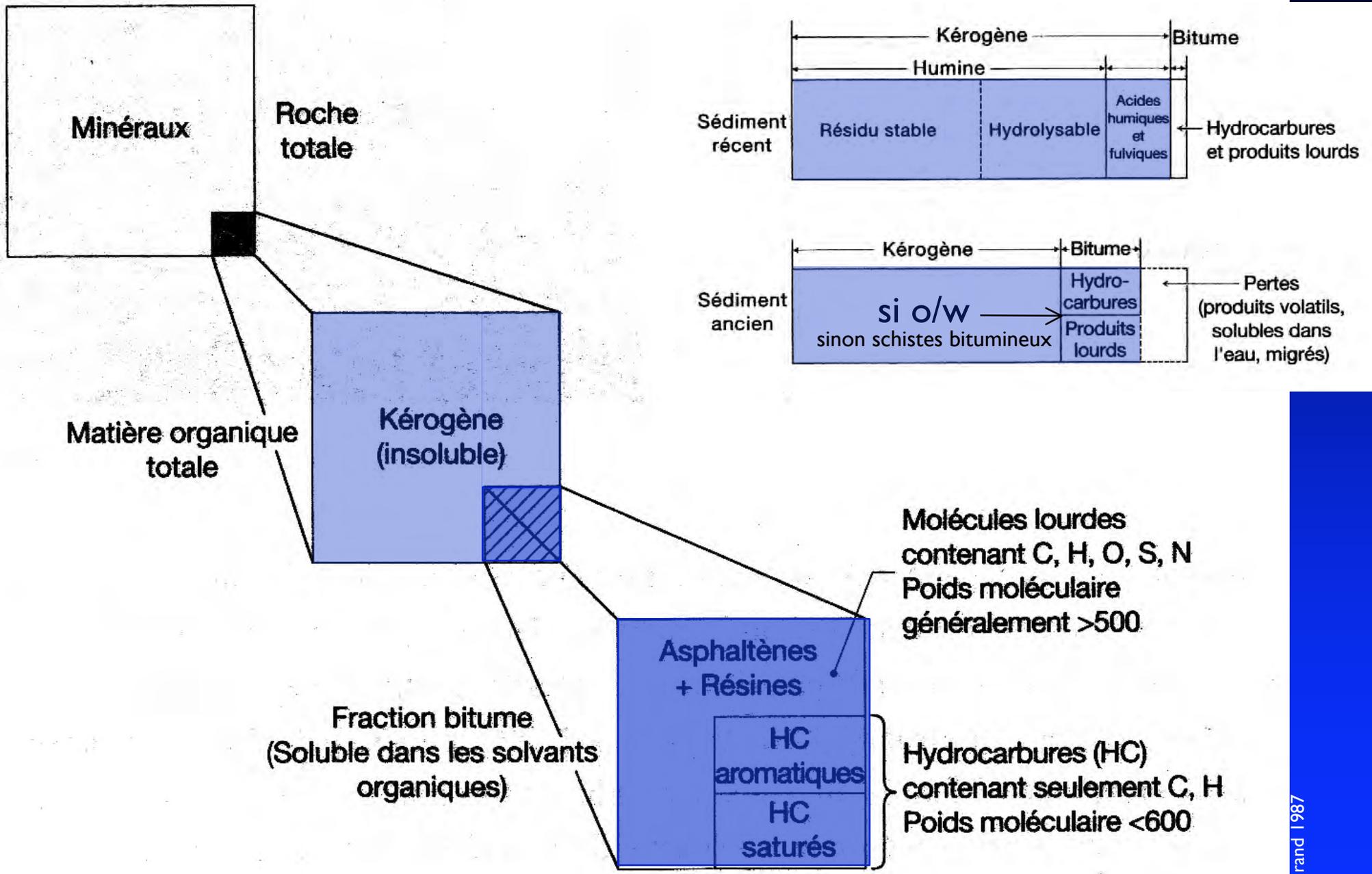
Matière organique particulaire.
Suite au recyclage permanent dans la zone photique, seul $\pm 6\%$ de la matière organique atteint les bassins profonds... ensuite préservation?



Tribouillard et al 2007

Palynofaciès des calcaires du Jurassique supérieur de l'île d'Oléron montrant différents types de particules organiques et des grains de pyrite

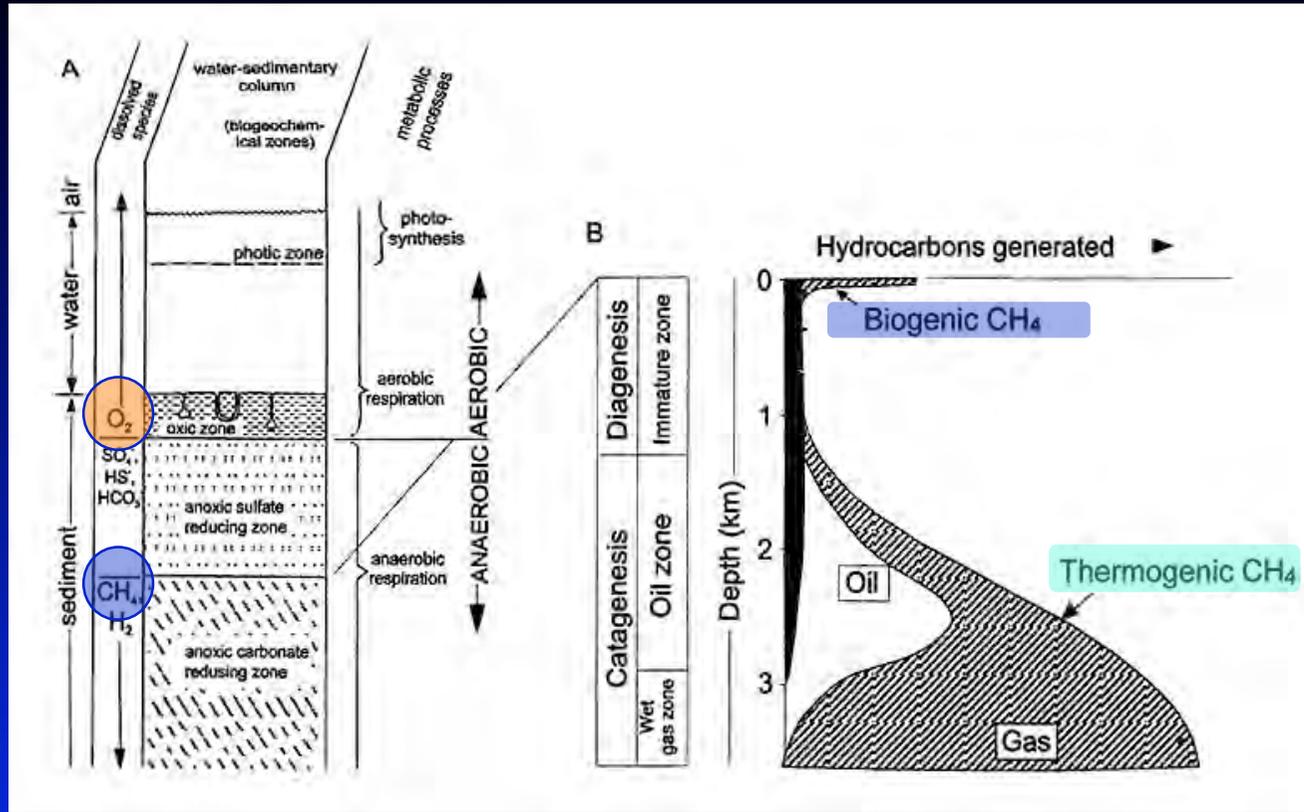
Kérogène : fraction organique insoluble dans les solvants organiques



Durand 1987

Profil idéalisé de l'évolution 'écologique' et diagénétique d'un sédiment marin riche en matière organique.

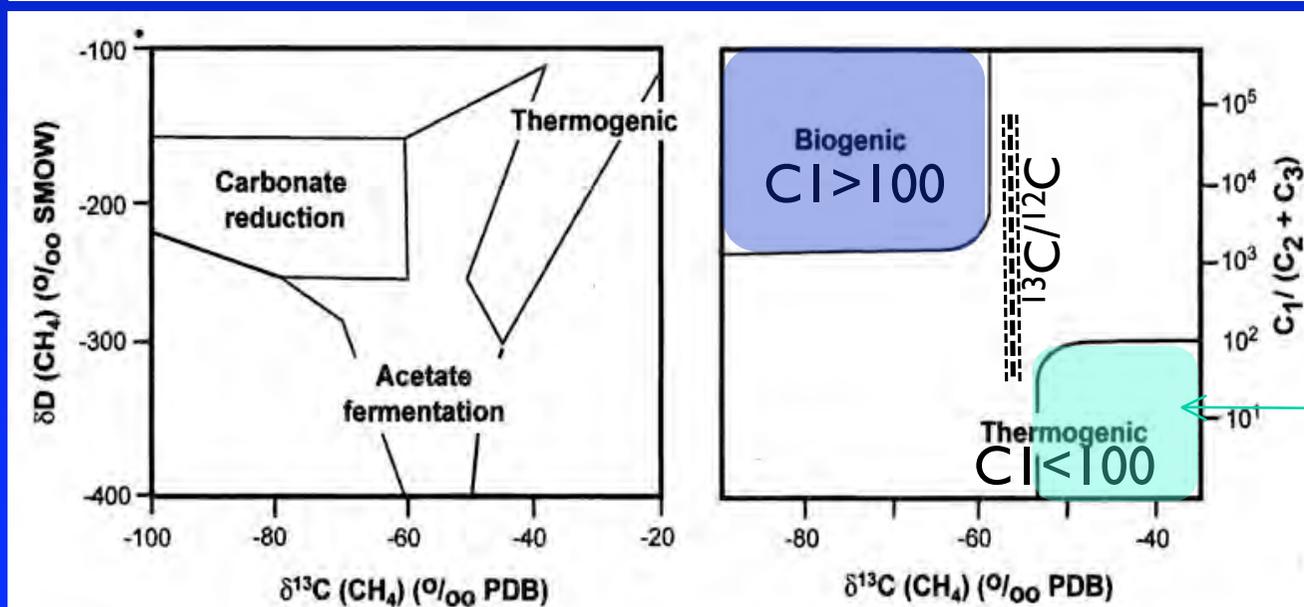
Claypool & Kaplan 1974



Issot & Welte 1992

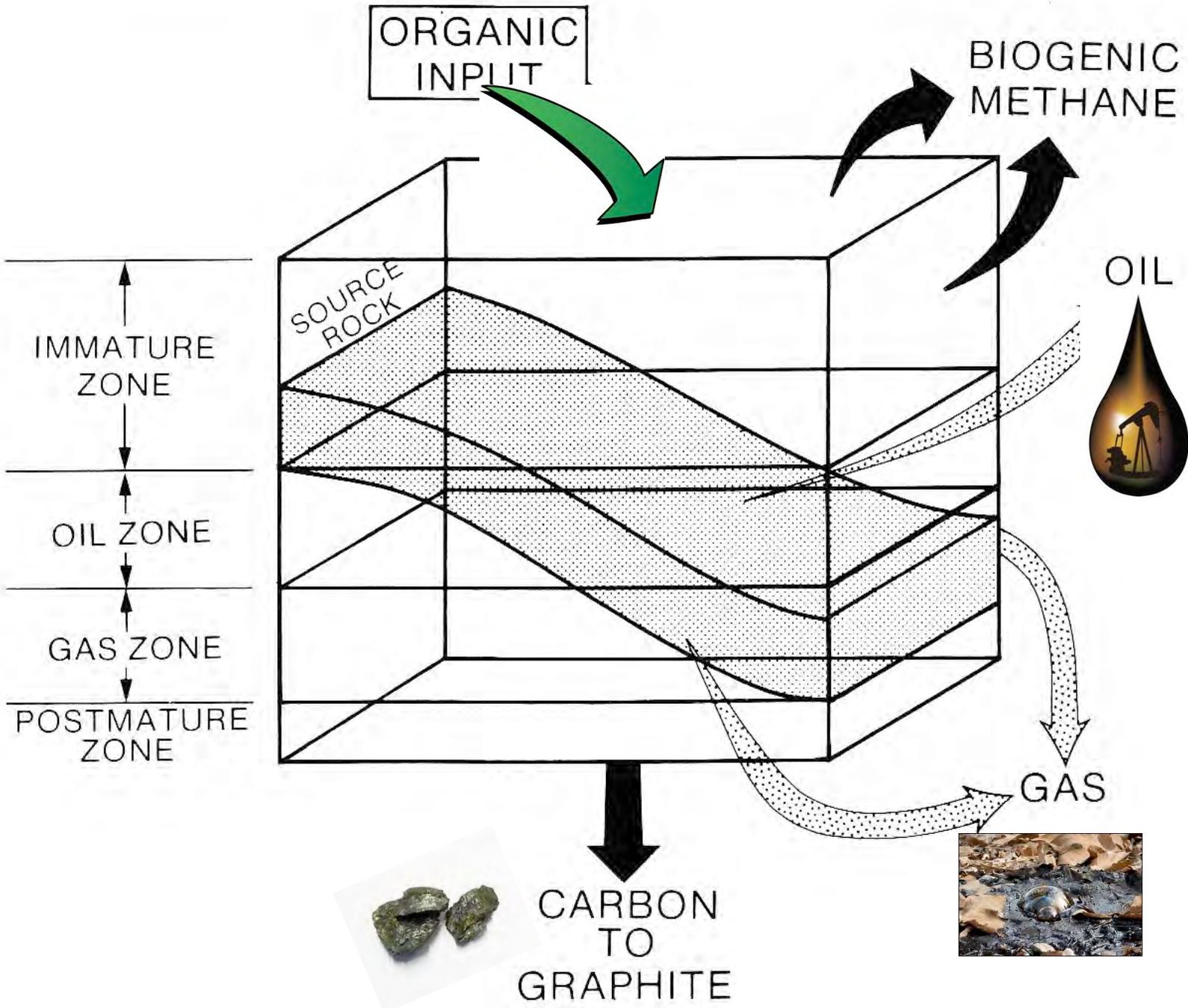
O/G windows

Scheoell 1988



Claypool & Kvenvolden 1983

EUROPE

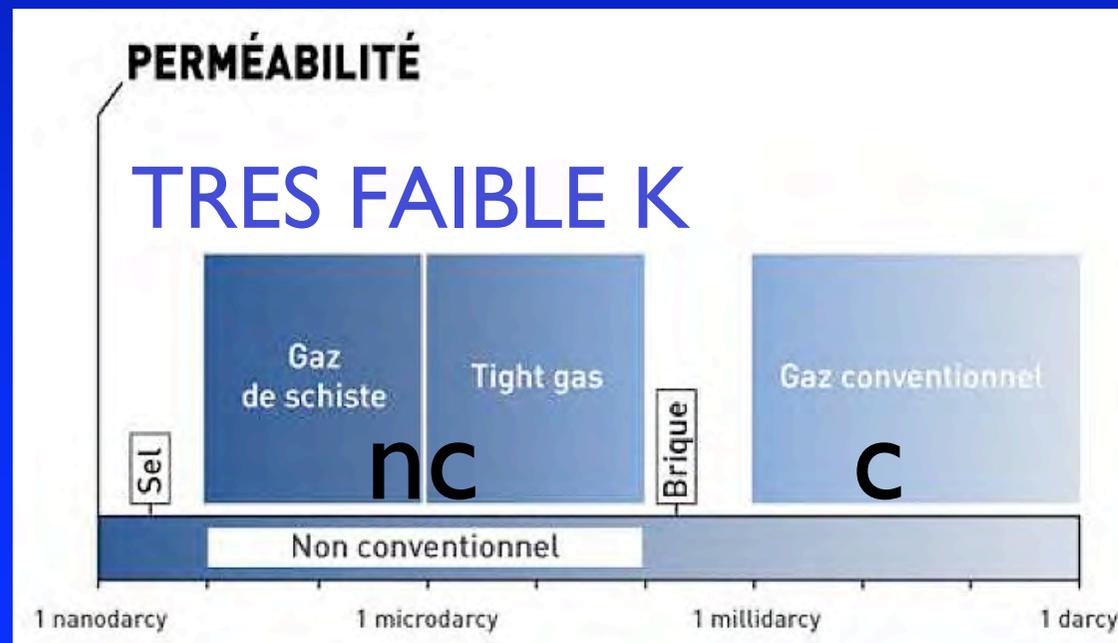


Brooks et al | 1987

L'appellation 'gaz non conventionnels' recouvre donc principalement trois types de ressources gazières : le gaz de schiste (ou *shale gas*), le *tight gas* et le gaz de charbon ou *coal bed methane*.

Ce sont LES CARACTERISTIQUES GEOLOGIQUES DE LA ROCHE qui les distinguent du gaz 'conventionnel' et non leur nature chimique, car il s'agit dans tous les cas de gaz naturel (surtout méthane).

La qualité d'une roche réservoir est caractérisée par sa porosité et perméabilité. Les réservoirs de gaz non conventionnels sont également les roches-mères => grands volumes de gaz NON connectés dans roches ultra-compactes.



'FRACKING' il faut donc créer de la perméabilité

⇒ un réseau de fissures est produit par une injection d'eau sous pression dans le réservoir, permettant au gaz de circuler jusqu'au puits

⇒ à l'eau injectée on ajoute :

- des **proppants** (sable, céramique) qui maintiennent les fissures ouvertes
- une très faible quantité d'**additifs** ($\pm 5\%$ de la totalité du volume injecté), = bactéricides, gélifiants et tensio-actifs. La composition dépend des conditions du puits, $p - T^\circ$, quantité de proppants...

Objectif: stériliser et éviter la contamination bactérienne du réservoir

⇒ chaque puits est fracturé en plusieurs étapes (tronçons d'environ 300m)

⇒ cela nécessite un grand nombre de puits et l'utilisation de **clusters** (regroupement de 10 à 30 têtes de puits horizontaux à partir d'un point central pour limiter l'emprise au sol)

RESULTAT: il faut 0,1 à 0,5 bbl d'eau par baril équivalent pétrole produit,
(l'eau est de + en + recyclée, obligation légale...)
nb dans la production de pétrole c assistée par injection d'eau,
il faut 1 à 3 barils d'eau par baril de pétrole produit

10 à 20 millions de litres /puits... soit un camion de 20 000 l toutes les 30 min pendant 1 à 21 jours
(temps de fracturation avant production) = Terrain de golf : 1,2 millions de litres/j (pour l'entretien)



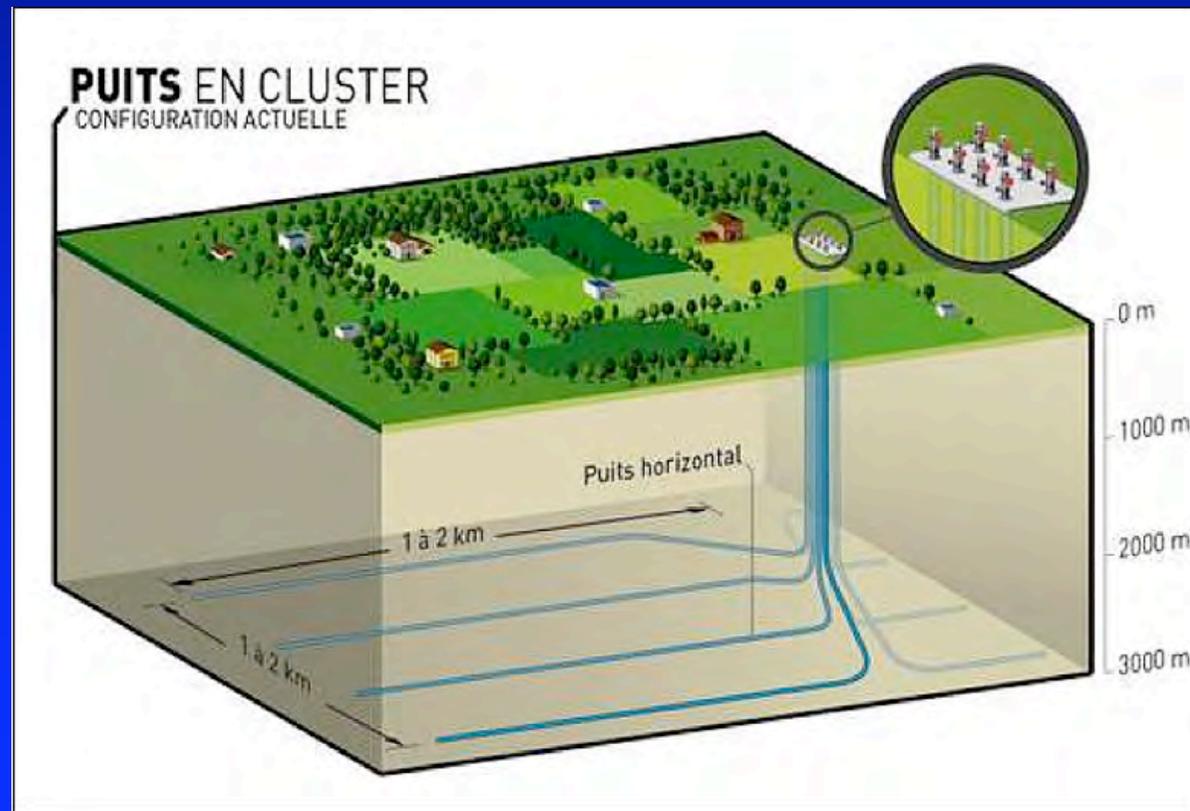
81 l terrains de golf en Pennsylvanie
consomment autant d'eau en
un mois que toute l'industrie
du gas shale dans ce Etat pendant
2,5 années

nb sables bitumineux consomment
beaucoup plus d'eau...

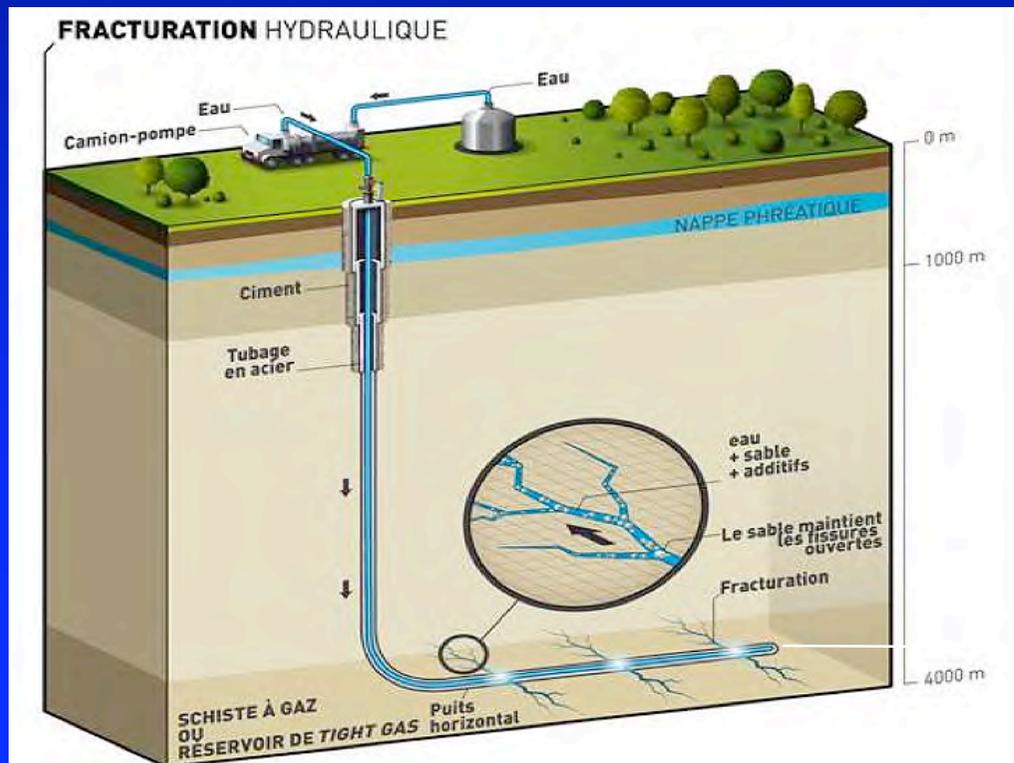
FRACTURATION D'UN Puits DE GAZ DE SCHISTE

Chiffres clés (Total, 2007)

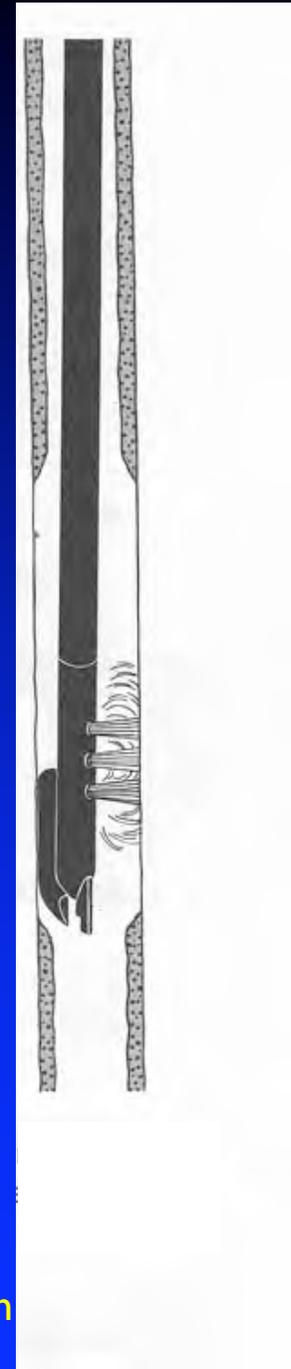
- 30 fracturations en moyenne pour un drain de 1000 m
- Par fracture : 300 m³ d'eau, 30 tonnes de sable, 0,5% d'additifs
- Dimensions classiques d'une fracturation : latéralement $\pm 150\text{m}$ de part et d'autre du puits, verticalement \pm qq 10' m (limitée par l'épaisseur de la formation).



- Le forage commence par une percée verticale jusqu'à la zone cible de la production, située entre 1500 et 3000m, ou plus pour les *tight gas*;
- Dans la couche 'réservoir', le forage devient horizontal et se prolonge sur plusieurs milliers de mètres (trajectoires ajustées en temps réel);
- Installation de tubages en acier = casing, puis cimentation de l'espace existant entre le tubage et la roche;
- Ciment et tubage ne sont perforés que sur la section horizontale du puits pour permettre sa connexion avec la couche productrice;
- Fracturation hydraulique et mise en production du puits.



jusqu'à 10km!
 en moyenne 3000m



LES USA ONT RETROUVE LEUR RANG DE PREMIER PRODUCTEUR MONDIAL GRACE AUX GAZ nc

La production des *tight gas* et du *gaz de charbon* y a été initiée dès les années 1970 pour compenser le déclin des champs de gaz conventionnels => avancée technologique pour la valorisation...

PRODUCTEURS	Gm ³ en 2010	Evolution pr 2009
1. USA	611 c+nc	+4,7%
2. Russie	589 c	+11,6%
3. Canada	159 c+nc	-2,5%
4. Iran	139 c	+5,6%
5. Qatar	117 c	+30,7%
6. Norvège	106 c	+2,5%
7. Chine	97 c	+13,5%

La production des *gas shales* initiée en 1990's, d'abord à partir de petits producteurs, puis d'industriels, est à l'origine de la croissance gazière américaine = '**REVOLUTION**' américaine. En 2011 = 14% de la production US (65 Gm³/an), atteindra rapidement 20% et 45% vers 2035.

GAS SHALES : source économique de méthane (thermogénique et/ou biologique) dans une roche source = également réservoir avec une lithologie 'cassante' (*brittle*) permettant la fracturation naturelle et/ou artificielle.

Les meilleurs 'shales' sont riches en matière organique et ont rencontré la **fenêtre à gaz** ('*gas window*'), avec généralement une réflectance de la vitrinite > 1,4%. La plupart peuvent AUSSI produire de l'huile (kérogène de type II).

Le premier puits commercial aux USA date de 1821 à partir du Dunkirk Shale, du Dévonien, à Fredonia, Etat de New York [*bien avant le début du pétrole, Drake-1859*]
La première production importante date de 1891 à partir du Barnett Shale (Carbonifère) au Texas. Avant cette production, on pensait que les 'shales' devaient avoir des fractures naturelles pour être exploités. **Barnett Shale** = premier producteur mondial 2011 (sur une 'petite' surface de 15 000 km²).

En 2011, 57 *gas-shale plays* ou systèmes gaziers ont été recensés aux USA et au Canada, dont les '**SEVEN MAGNIFICENT**' aux USA.

North American shale plays (as of March 2011)

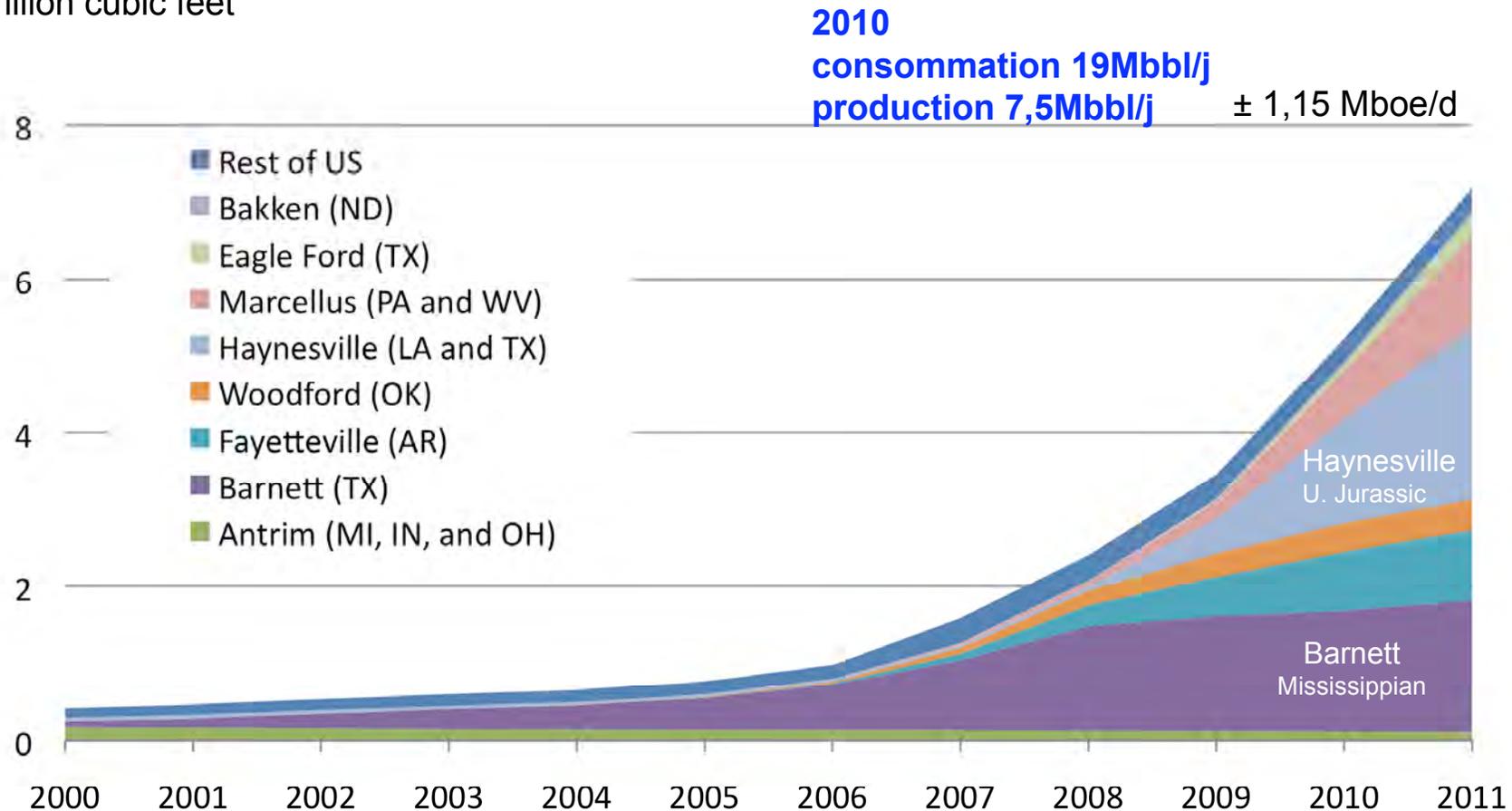


Source: U.S. Energy Information Administration based on data from various published studies.
Updated: April 7, 2011

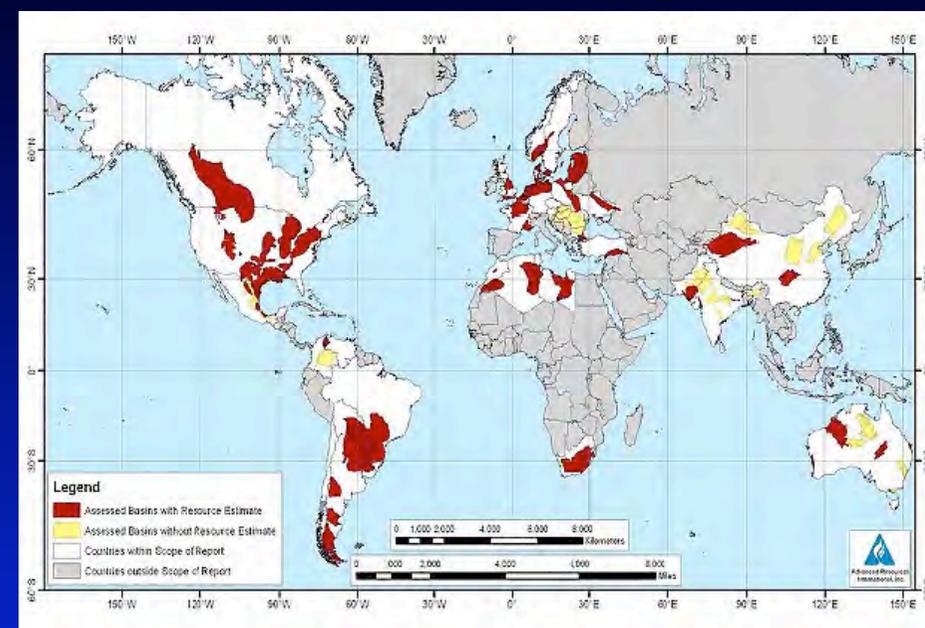
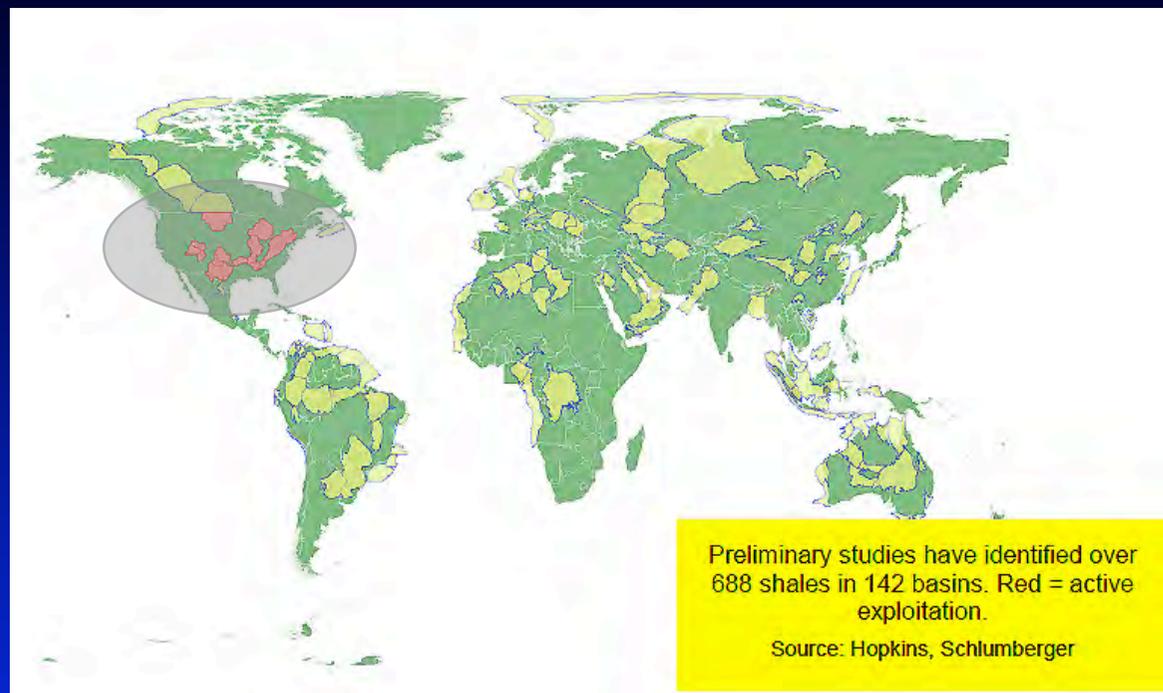


Since 2000, U.S. shale gas production has increased 18-fold and now comprises over 30 percent of total U.S. dry production

annual shale gas production (dry)
trillion cubic feet



Sources: Lippman Consulting, Inc. gross withdrawal estimates as of December 2011 and converted to dry production estimates with EIA-calculated average gross-to-dry shrinkage factors by state and/or shale play.



142 bassins sédimentaires renferment $456 \text{ Tm}^3 \Rightarrow ?$ 40% seraient récupérables
 [= CHINE, US/Mexique, AMERIQUE DU SUD] *soit 40% de $\pm 2660 \text{ Gboe} = \pm 1060 \text{ Gboe}$*

32 bassins sédimentaires possèdent des infrastructures
 \Rightarrow investissements possibles

110 bassins sédimentaires ne possèdent pas d'infrastructures
 \Rightarrow pas d'investissements envisagés pour le moment (2010)

cad...

excluding USA

Continent	Region	Country	Risked Gas In-Place (Tcf)	Technically Recoverable Resource (Tcf)
North America	I. Canada		1,490	388
	II. Mexico		2,366	681
	Total		3,856	1,069
South America	III. Northern South America	Columbia	78	19
		Venezuela	42	11
		Subtotal	120	30
	IV. Southern South America	Argentina	2,732	774
		Bolivia	192	48
		Brazil	906	226
		Chile	287	64
		Paraguay	249	62
		Uruguay	83	21
	Subtotal	4,449	1,195	
Total		4,569	1,225	
Europe	VI. Eastern Europe	Poland	792	187
		Lithuania	17	4
		Kaliningrad	76	19
		Ukraine	197	42
		Subtotal	1,082	252
	VII. Western Europe	France	720	180
		Germany	33	8
		Netherlands	66	17
		Sweden	164	41
		Norway	333	83
		Denmark	92	23
		U.K.	97	20
	Subtotal	1,505	372	
	Total		2,587	624
Africa	VIII. Central North Africa	Algeria	812	230
		Libya	1,147	290
		Tunisia	61	18
		Morocco*	108	18
		Subtotal	2,128	557
	X. South Africa		1,834	485
Total		3,962	1,042	
Asia	XI. China		5,101	1,275
	XII. India/Pakistan	India	290	63
		Pakistan	206	51
	XIII. Turkey		64	15
	Total		5,661	1,404
Australia	XIV. Australia		1,381	396
Grand Total			22,016	5,760

G
A
S

S

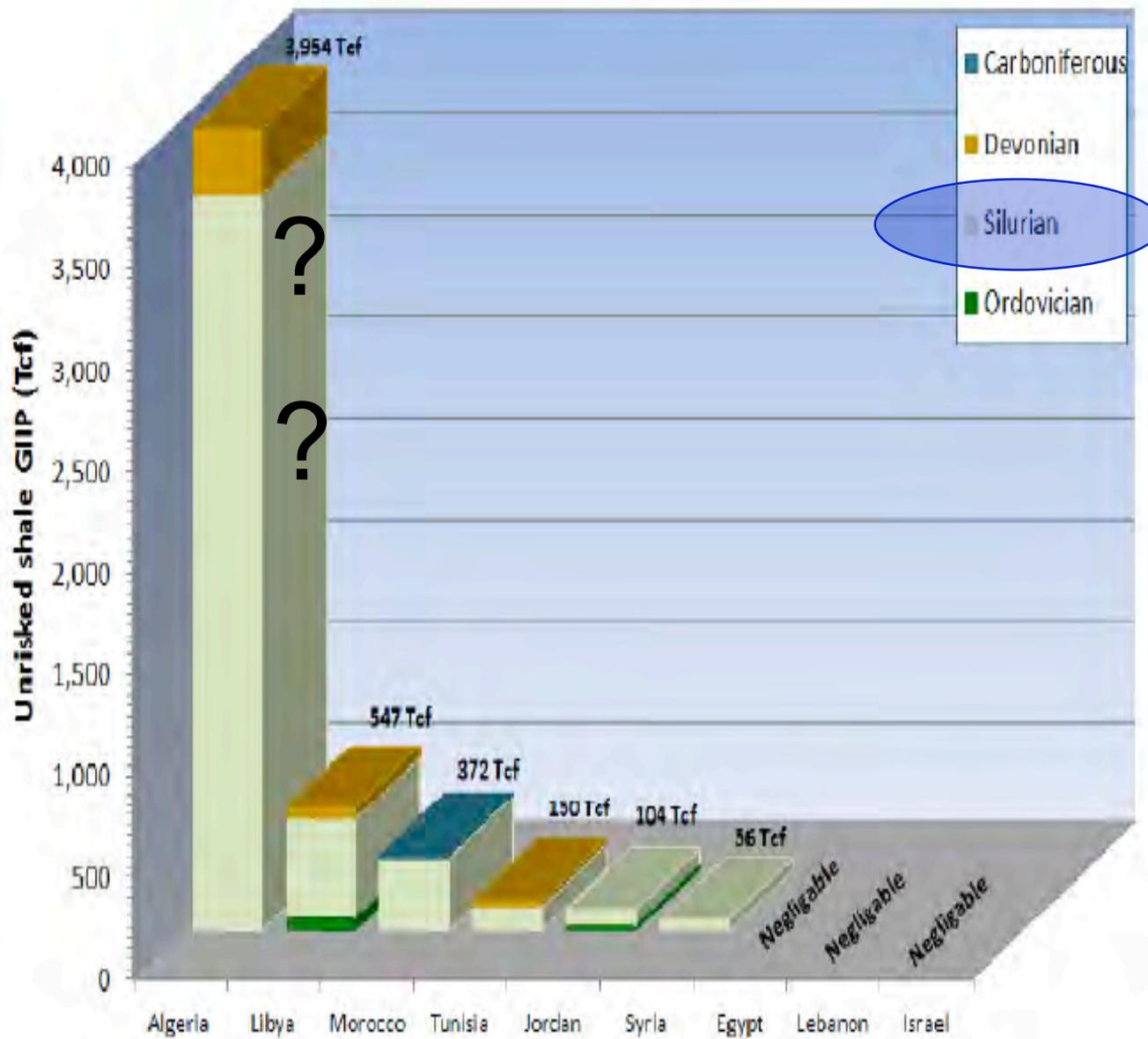
H
A
L
L
S
E
S

616Tcf
±102 Gboe

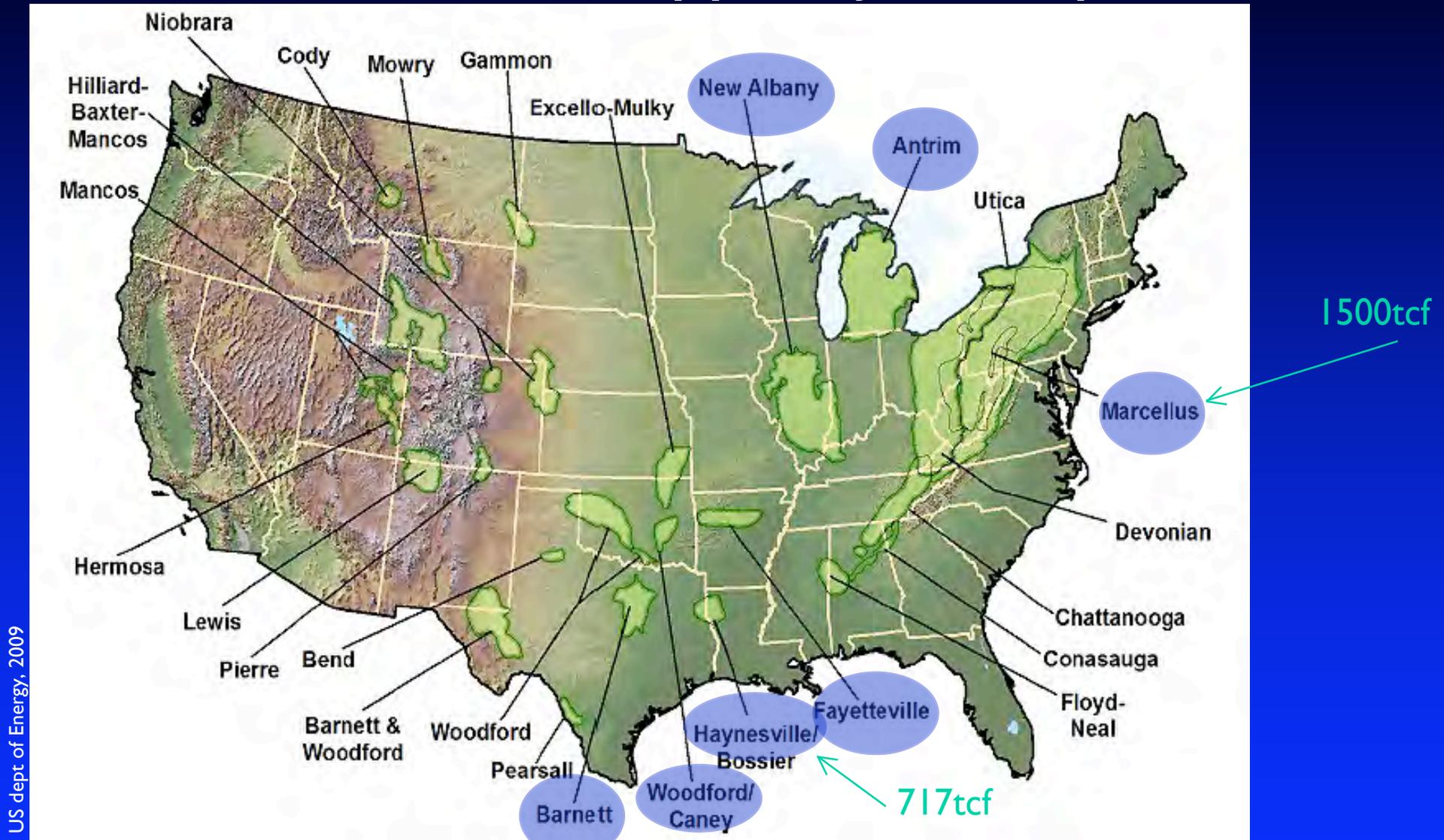
Adv Res Intern 2011

← ±1000Gboe

Estimated Unrisked Shale GIIP Resources (2010)

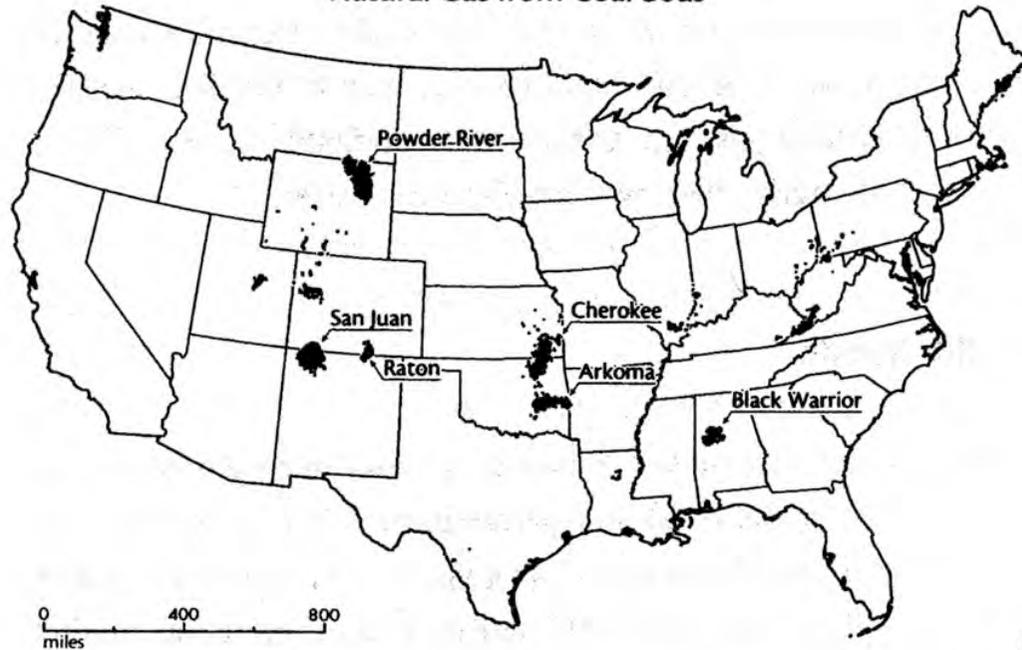


Dévonien-Mississippien-Jurassique



GIP : 2855 tcf (81Tm³) => Rec 643 tcf (18Tm³)
 Estimation 2009 ±105 Gboe

Natural Gas from Coal Beds



THE SEVEN MAGNIFICENT Est des Etats-Unis et Ouest du Canada

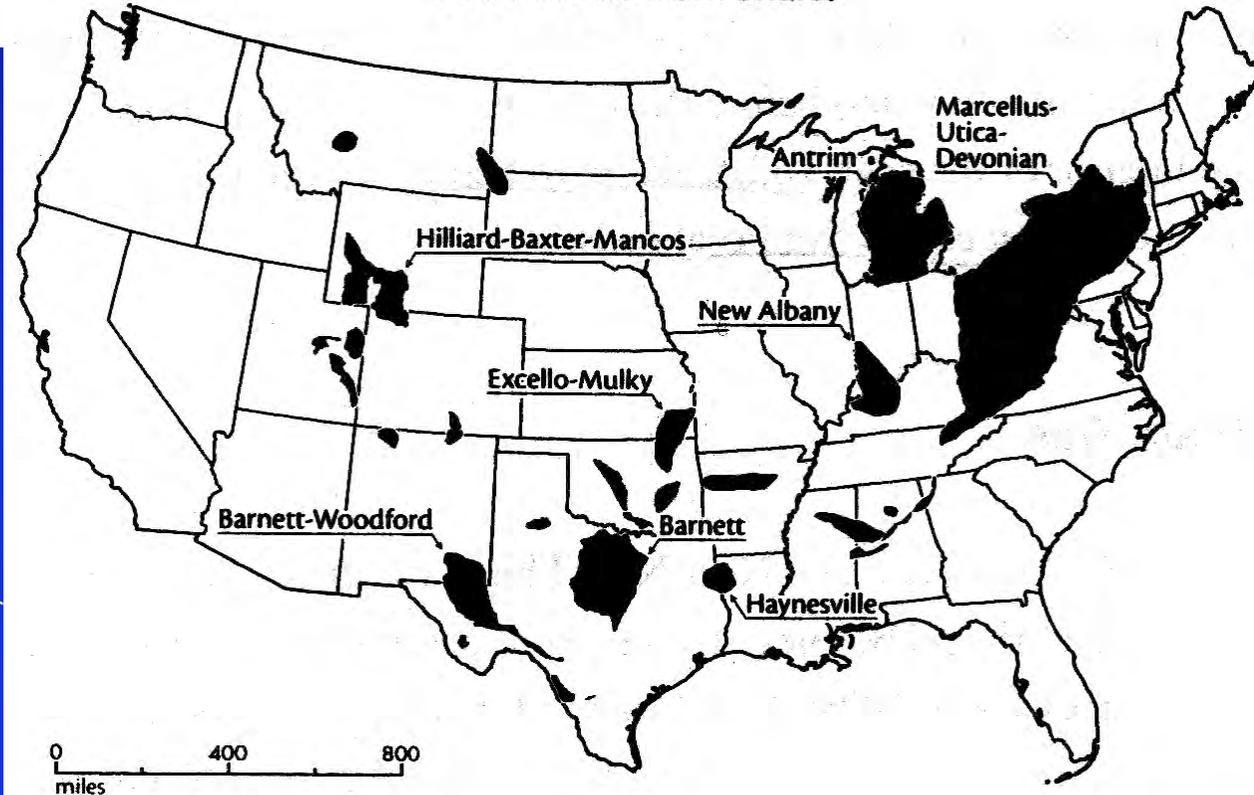
- BARNETT 7,1Tm³ 0,5 (1P) et 1,0 (2P) [fin 2008]
- WOODFORD 8,5Tm³ 0,05 (1P) et 0,8 (2P) [fin 2008]
- FAYETEVILLE 8,5Tm³ 0,08 (1P) et 1,4 (2P) [fin 2008]
- HAYNESVILLE 22,4Tm³ 0,03 (1P) et 3,6 (2P) [fin 2008]
- MARCELLUS 59,5Tm³ - (1P) et 5,7 (2P) [fin 2008]
- HORN RIVER 21,5Tm³ 4,6 (1P) et ?(2P) [fin 2008]
- MONTNEY 17,6Tm³ 3,1 (1P) et ?(2P) [fin 2008]

10% de la production US de gaz en 2010
 Powder River Basin (Wyoming): coal beds = 100 feet (épaisseur). A partir de marais côtiers préservés et enfouis lors de transgression(s).

Recoverable 715tcf en 2010, soit ± 105 Gboe

Defeyes 2010

Natural Gas from Shales



US Dept of Energy - avril 2009

Gas Shale Basin	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Woodford	Antrim	New Albany
Estimated Basin Area, square miles	Miss 5,000	Miss 9,000	U. Jur 9,000	M. . Dev 95,000	Dev 11,000	L. Dev 12,000	Dev/Miss 43,500
Depth, ft	6,500 - 8,500 ⁸²	1,000 - 7,000 ⁸³	10,500 - 13,500 ⁸⁴	4,000 - 8,500 ⁸⁵	6,000 - 11,000 ⁸⁶	600 - 2,200 ⁸⁷	500 - 2,000 ⁸⁸
Net Thickness, ft	100 - 600 ⁸⁹	20 - 200 ⁹⁰	200 ⁹¹ - 300 ⁹²	50 - 200 ⁹³	120 - 220 ⁹⁴	70 - 120 ⁹⁵	50 - 100 ⁹⁶
Depth to Base of Treatable Water [#] , ft	~1200	~500 ⁹⁷	~400	~850	~400	~300	~400
Rock Column Thickness between Top of Pay and Bottom of Treatable Water, ft	5,300 - 7,300	500 - 6,500	10,100 - 13,100	2,125 - 7650	5,600 - 10,600	300 - 1,900	100 - 1,600
Total Organic Carbon, %	4.5 ⁹⁸	4.0 - 9.8 ⁹⁹	0.5 - 4.0 ¹⁰⁰	3 - 12 ¹⁰¹	1 - 14 ¹⁰²	1 - 20 ¹⁰³	1 - 25 ¹⁰⁴
Total Porosity, %	4 - 5 ¹⁰⁵	2 - 8 ¹⁰⁶	8 - 9 ¹⁰⁷	10 ¹⁰⁸	3 - 9 ¹⁰⁹	9 ¹¹⁰	10 - 14 ¹¹¹
Gas Content, scf/ton	300 - 350 ¹¹²	60 - 220 ¹¹³	100 - 330 ¹¹⁴	60 - 100 ¹¹⁵	200 - 300 ¹¹⁶	40 - 100 ¹¹⁷	40 - 80 ¹¹⁸
Water Production, Barrels water/day	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	5 - 500 ¹¹⁹	5 - 500 ¹²⁰
Well spacing, acres	60 - 160 ¹²¹	80 - 160	40 - 560 ¹²²	40 - 160 ¹²³	640 ¹²⁴	40 - 160 ¹²⁵	80 ¹²⁶
Original Gas-In-Place, tcf ¹²⁷	327	52	717	1,500	23	76	160
Technically Recoverable Resources, tcf ¹²⁸	44	41.6	251	262	11.4	20	19.2

> et >> Belgique

300m – 4km

5-10m à 200m

0.5-25%

2855tcf

= 645tcf

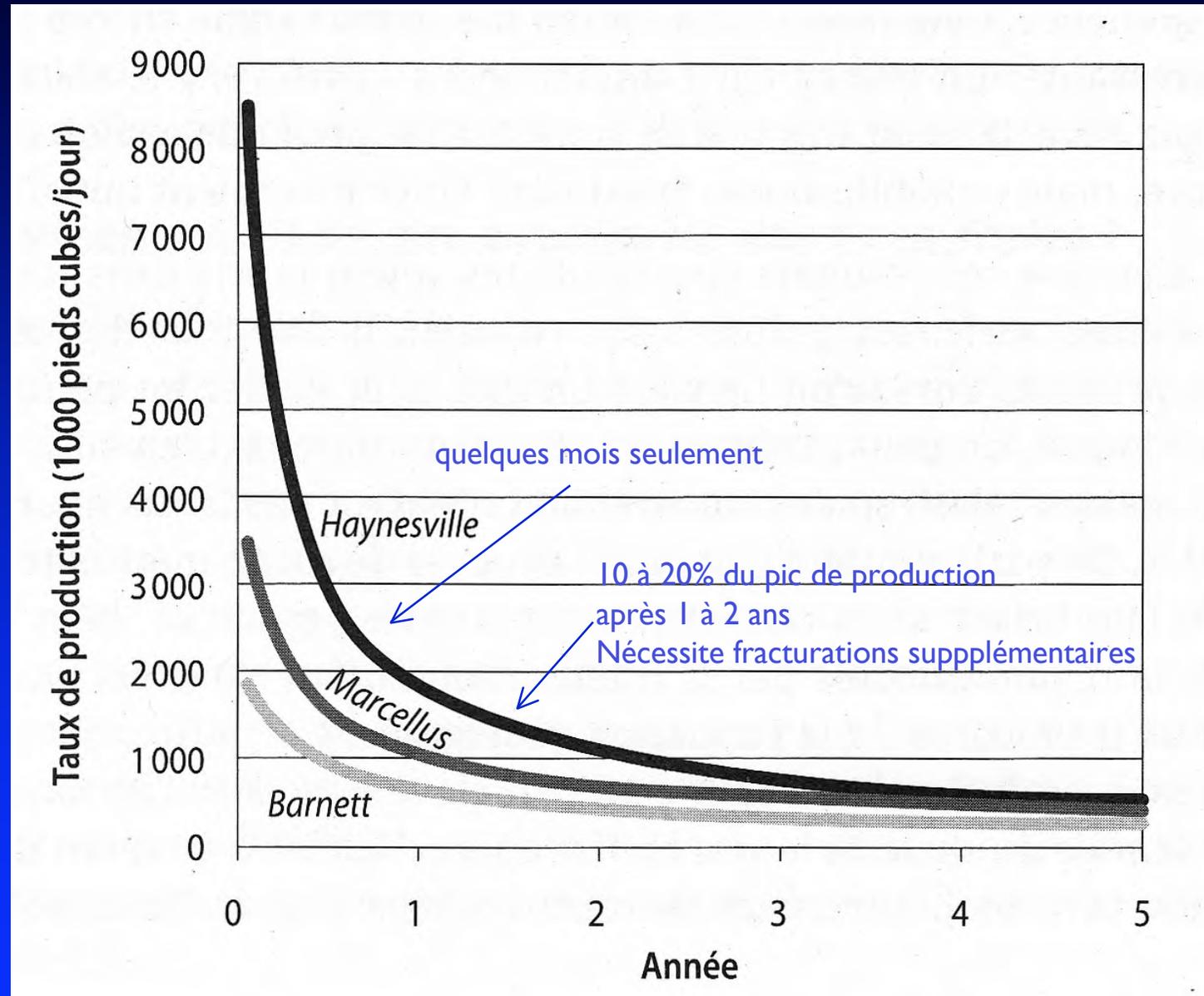
± 105Gboe

Profondeur des formations de shale et des eaux souterraines

Gisement	Profondeur du shale (m)	Profondeur des eaux souterraines (m)
Barnett	2 000-2 500	360
Marcellus	1 200-2 500	250
Haynesville	3 200-4 000	120
Utica (Canada/USA)	500-3 500	100

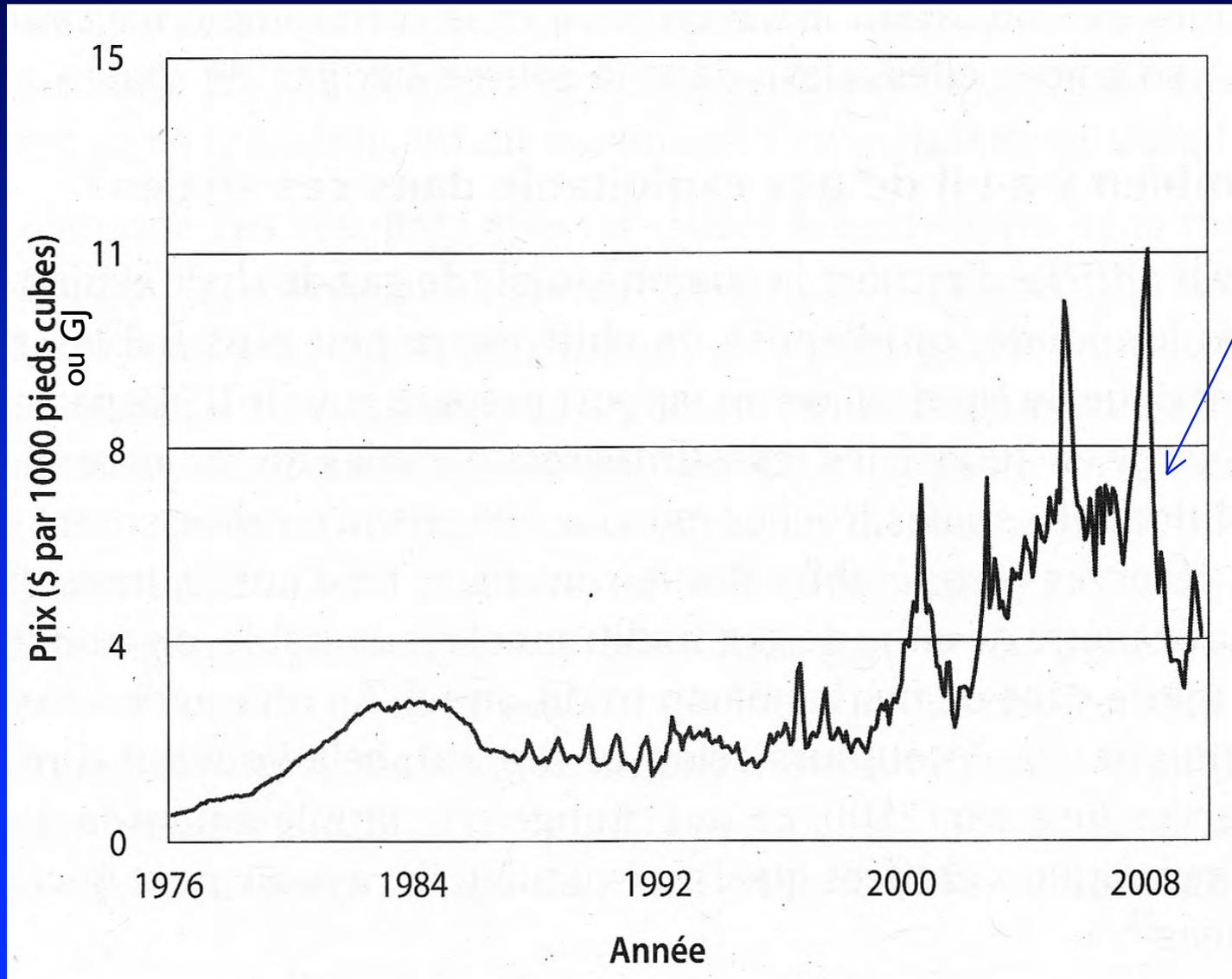
Sources: *The Future of Natural Gas, an Interdisciplinary Study*, MIT, 2010 et *L'ABC du gaz de schistes au Canada*, Office national de l'énergie, nov. 2009

Production typique des puits de gaz de shale dans diverses structures géologiques



Durée de vie des puits : probablement 10 à 15 ans

Evolution des prix du gaz naturel à la tête de puits aux USA, 1976-2008

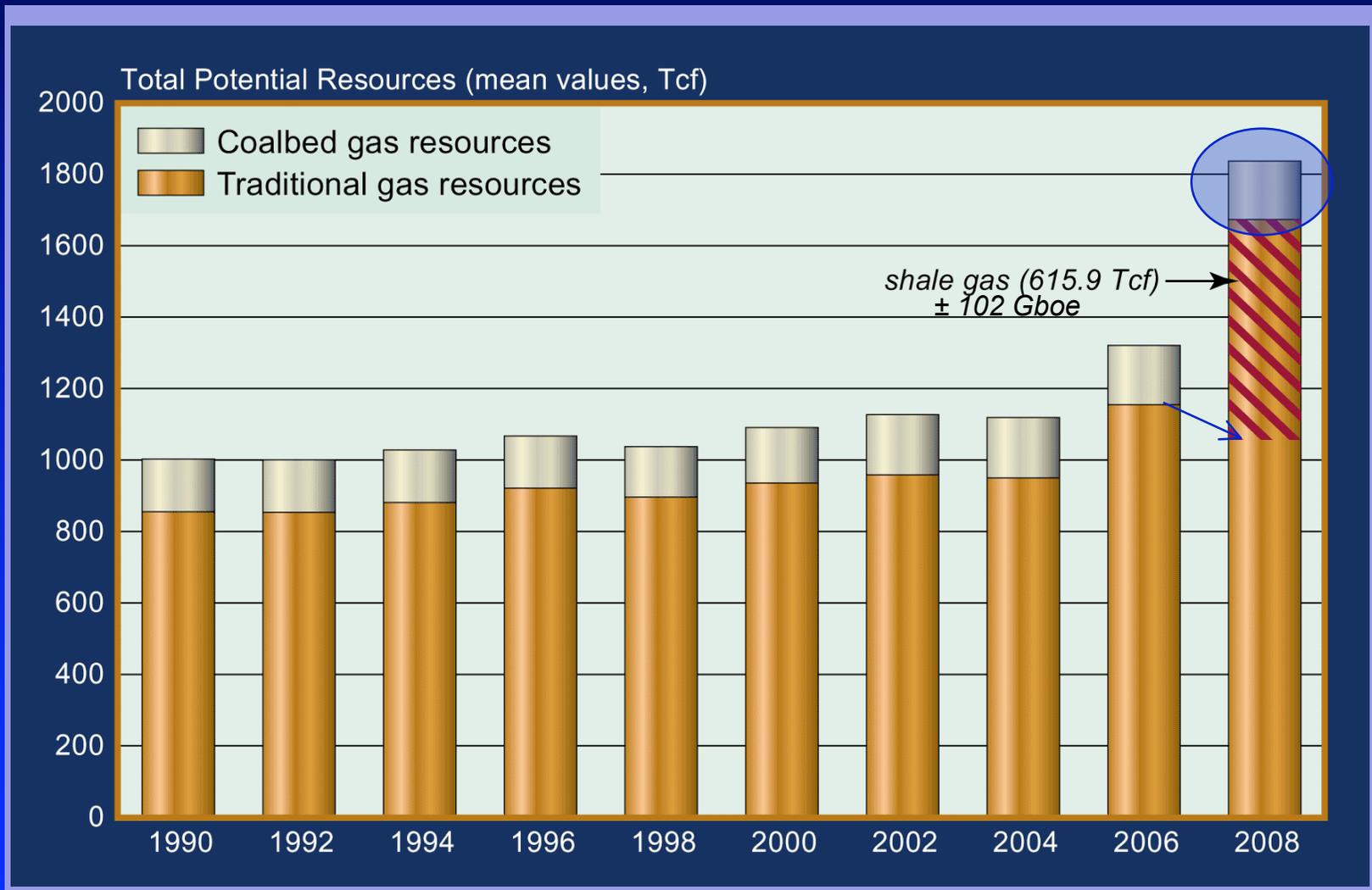


Les prix s'effondrent en 2008 suite à la mise sur le marché US du gaz de schiste et à la moindre dépendance du GNL IMPORTE (Algérie-Qatar-Russie)

US-EIA 2009 in Mousseau 2010

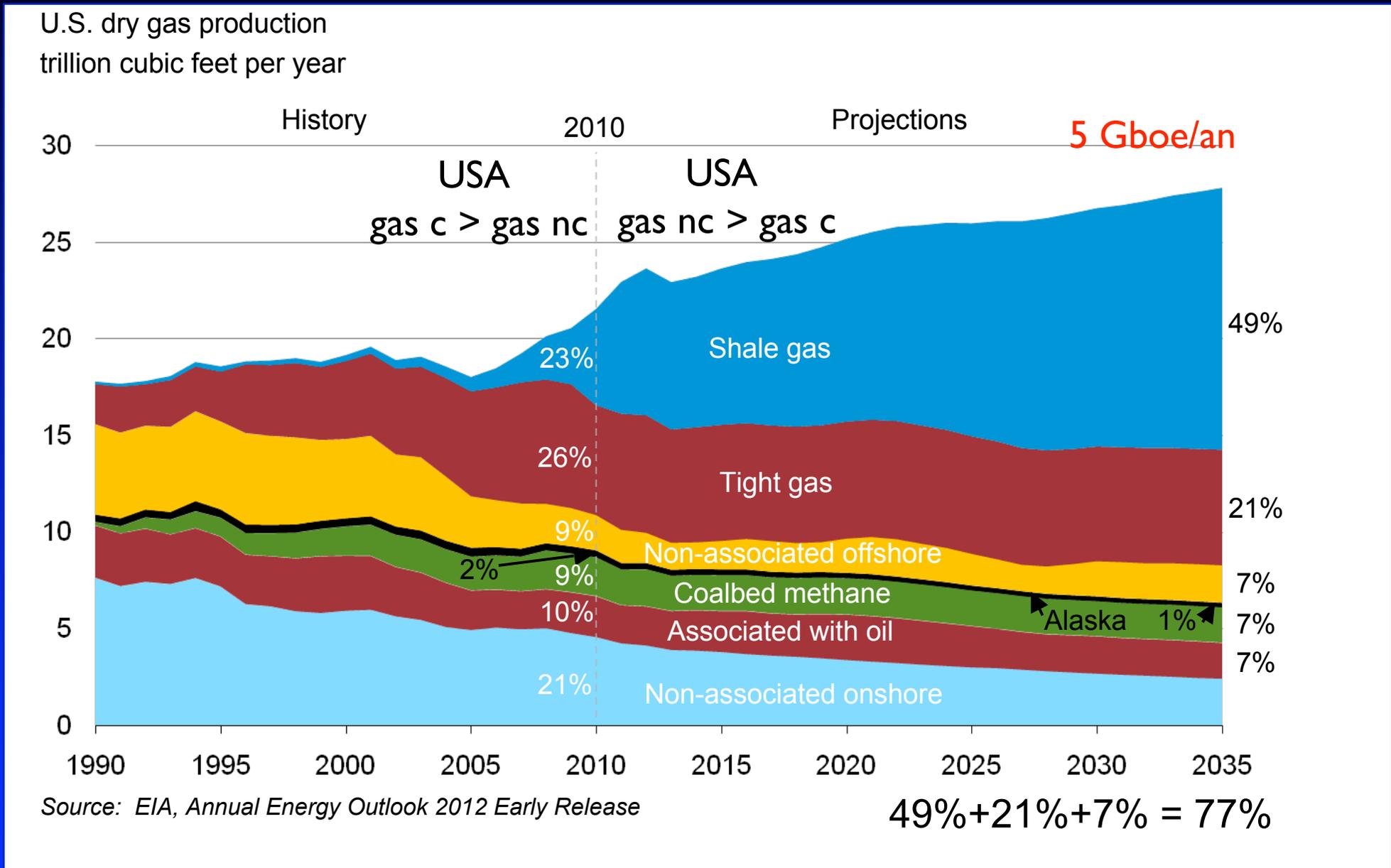
Resource Assessments, 1990-2008

US Total Potential Gas Resources (mean values)



Data source: Potential Gas Committee (2009)

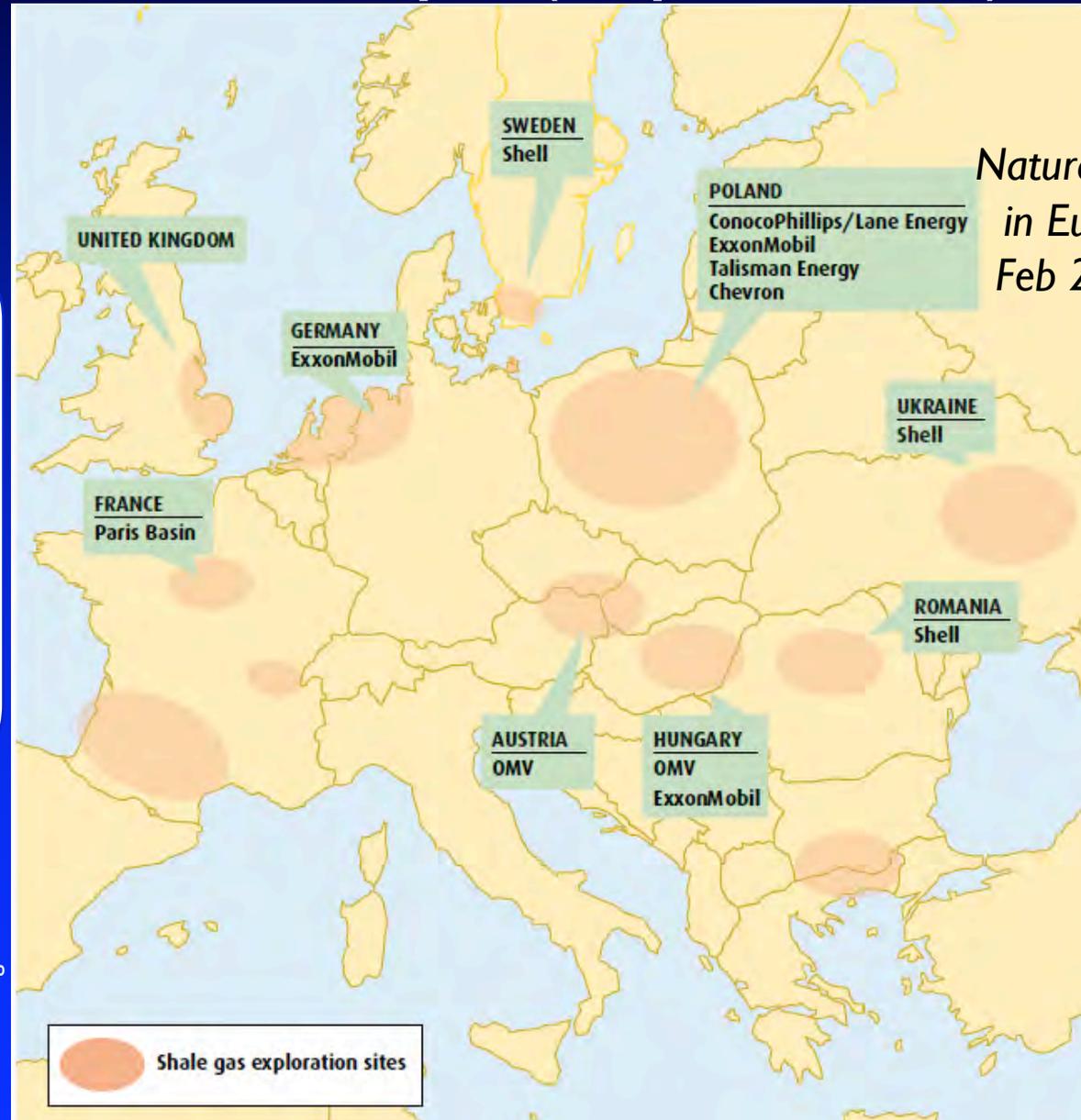
Shale gas offsets declines in other U.S. natural gas production sources



Les gas shales US permettront *une économie de 100 milliards US\$/an* jusqu'au moins 2015
(diminution du prix intérieur de plus de 30% suite à l'augmentation de l'offre et la technologie)

GAZ de SCHISTE ou SHALE GAS en Europe (exploration)

- peu de grands bassins pr US
- 539Tcf (\pm 88 Gboe en 2007) à comparer avec les 216Tcf de réserves; prouvées de gaz c (estimation 2008);
- très gros potentiel en offshore, mer du Nord, mais aujourd'hui pas de technologies.

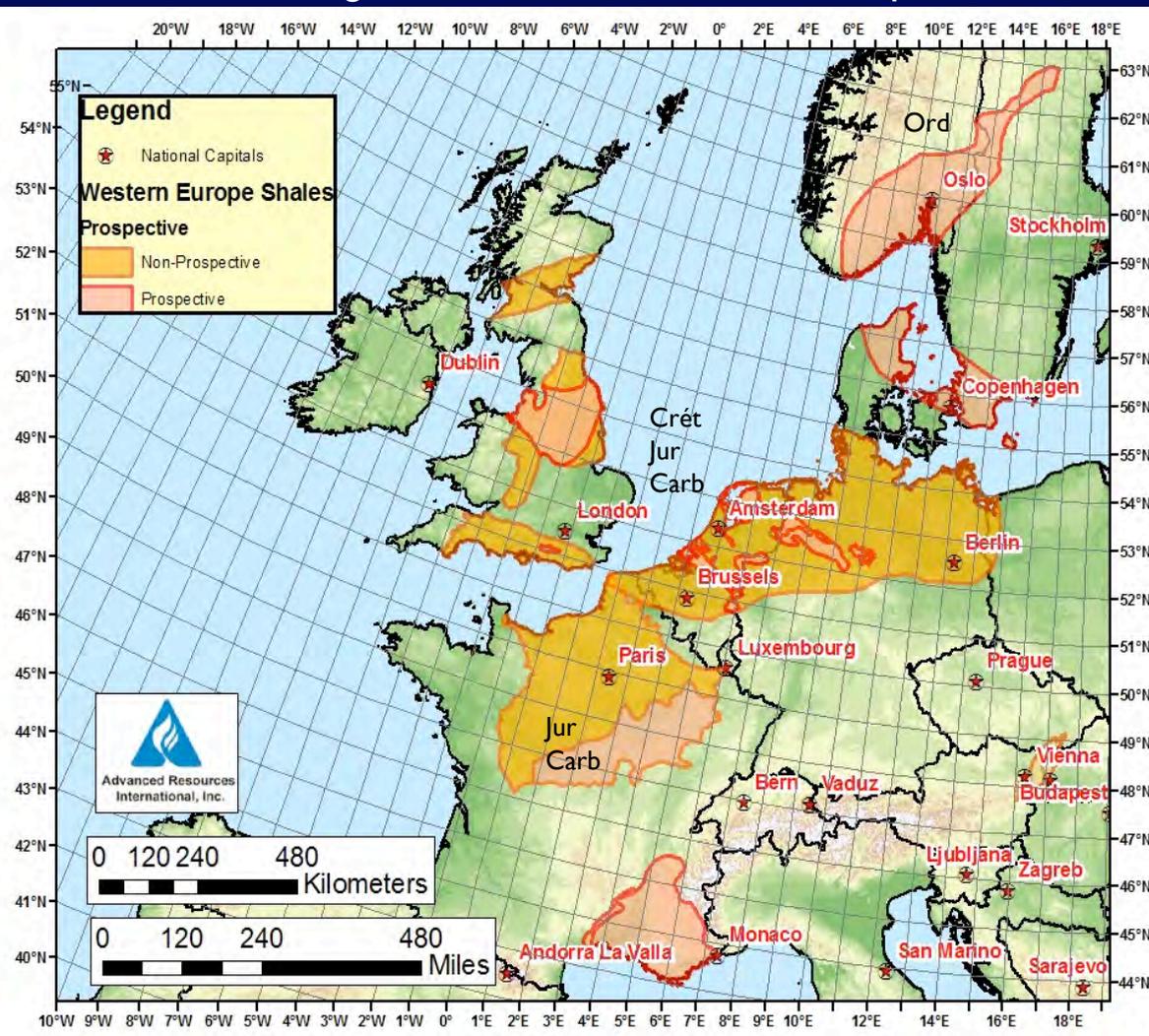


Natural Gas in Europe Feb 2012

Gas Strategies 2010

Western Europe's shale gas resources and basins

Onshore shale gas basins of Western Europe



Western Europe's shale gas resources assessed by EIA/ARI exist in the **Ordovician** Alum shale of Scandinavia, the **Permian/Carboniferous** shale of the Paris basin, and a host of **Jurassic**-age shale basins.

EIA/ARI shale gas assessment for Western Europe indicates a major resource:

- 372 Tcf (**60Gboe**) of technically recoverable resource.

Much of the U.K. and France shale basins shown in yellow are in the 'oil window'.

Source: EIA/ARI World Shale Gas Resources

consommation 2010: 0.6 Gbbl (744 000 bbl/j) ← 372 Tcf ± 62 boe = (60) à 100 ans

Basic Data	Basin/Gross Area	France Paris Basin (61,454 mi ²)	France South-East Basin (17,800 mi ²)		North Sea-German Basin (78,126 mi ²)			Scandinavia Region (38,221 mi ²)	U.K. Northern Petroleum System (22,431 mi ²)	U.K. Southern Petroleum System (7,644 mi ²)	
	Shale Formation	Permian-Carboniferous	"Terres Noires"	Liassic Shales	Posidonia Shale	Namurian Shale	Wealden Shale	Alum Shale	Bowland Shale	Liassic Shales	
	Geologic Age	Permian Carboniferous	Upper Jurassic	Lower Jurassic	Jurassic	Carboniferous	Cretaceous	Ordovician	Carboniferous	Jurassic	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		17,942	16,900	17,800	2,650	3,969	1,810	38,221	9,822	160
	Thickness (ft)	Interval	164 - 7,216	0 - 1,200	100 - 2,000	25 - 350	249 - 6,937	25 - 325	0 - 459	0 - 4,000	1,000 - 1,640
		Organically Rich	382	333	525	148	407	112	328	492	415
		Net	115	100	158	100	122	75	164	148	125
	Depth (ft)	Interval	8,528 - 13,120	3,280 - 6,560	8,200 - 16,400	3,280 - 16,400	8,200 - 16,400	3,280 - 9,840	-	3,280 - 6,300	11,500 - 15,500
Average		10,824	4,920	12,300	9,840	12,300	6,560	3,280	4,800	13,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Normal	Normal	Normal	Normal	Overpressured	Normal	Normal	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		4.0%	3.5%	2.5%	5.7%	3.5%	4.5%	10.0%	5.8%	2.4%
	Thermal Maturity (%Ro)		1.65%	1.25%	1.45%	1.50%	2.50%	1.25%	1.85%	1.40%	1.15%
	Clay Content		Medium	Low	Medium	Low/Medium	Medium	Medium	Low	Medium/High	Medium
Resource	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		47	27	57	33	54	26	77	48	45
	Risky GIP (Tcf)		303	112	305	26	64	9	589	95	2
	Risky Recoverable (Tcf)		76	28	76	7	16	2	147	19	1

Total 2010: droits d'exploration entre Valence Montpellier 432 700 ha
 Investissement prévus: 40 millions €/5 ans soit ± 10 puits d'exploitation

Total: 25% pour les permis du shale de Barnett

GDF-Suez et Schuepbach-Energy (cie texane): idem en Ardèche et Aveyron 530 000 ha
 également 40 millions €/5 ans

...

2012: Election présidentielle....

Pétrole et gaz de schistes : menace de veto en France

La ministre de l'Écologie,
Nathalie Kosciusko-Morizet,
a demandé la suspension
des premiers forages
d'exploration pour la recherche de gaz de schistes.



La Tribune 4-6 fév 2011



GAZ 'NON CONVENTIONNEL'

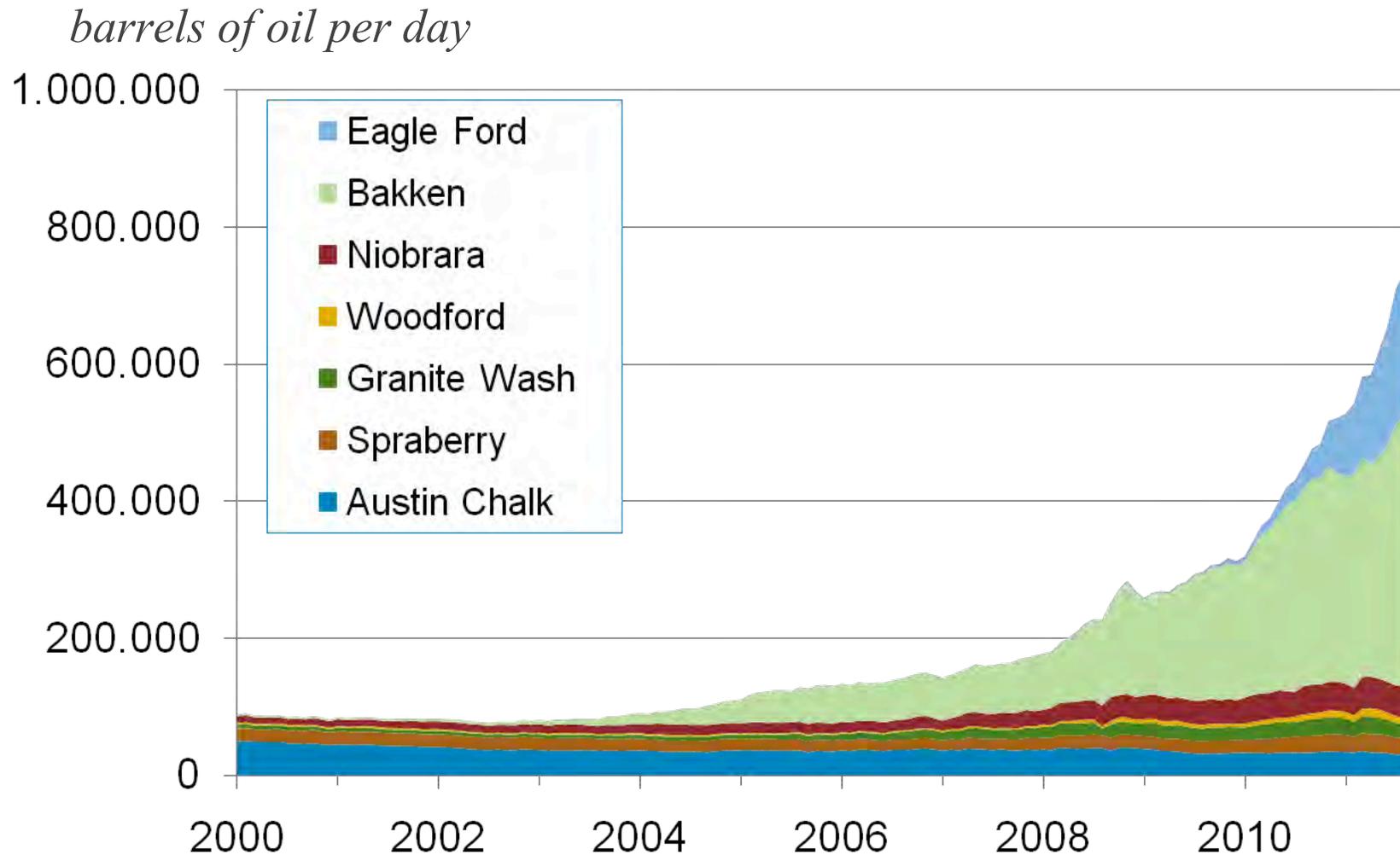
TIGHT GAS RESERVOIR

DEFINITION : c'est un réservoir dont le gaz naturel qu'il contient ne peut être produit économiquement s'il n'est pas stimulé par un traitement de fracturation hydraulique ou par des forages horizontaux ou multilatéraux.

En 1970's le gouvernement US définit les réservoirs comme étant 'tight' si la perméabilité est inférieure à 0,1 mD => définition économique en vue de fixer un seuil pour les crédits et/ou taxes fédéraux ou des États...

⇒ il n'existe pas un réservoir 'tight' typique d'un point de vue géologique;
= peu profond ou profond, haute pression ou basse pression, stratiforme ou lenticulaire, monocouche ou multicouches etc.

Tight oil production in the U.S. has been increasing significantly in the past several years (selected plays)



Source: HPDI and EIA

Tight Sand Basins

<http://www.adv-res.com/unconventional-gas-nonconventional-resources.asp>

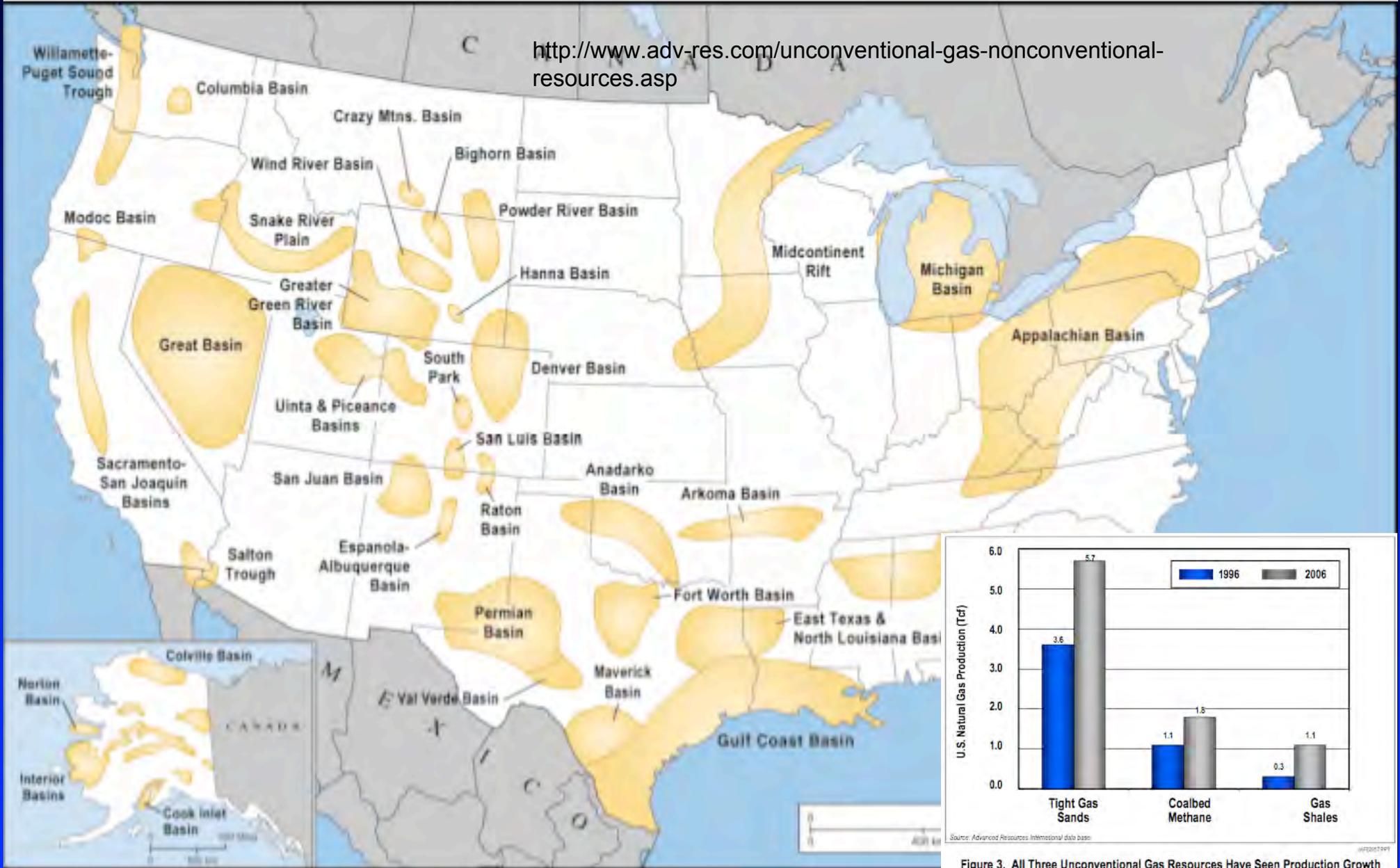


Figure 3. All Three Unconventional Gas Resources Have Seen Production Growth

Source: Law, 2003

<http://www.energybulletin.net/node/44389>

TIGHT GAS SANDS à l'origine = bassin de San Juan sud-ouest USA, fin des années 60'.

surtout Am N + Russie + Chine

Rappel : Réserves prouvées en Gaz conventionnel en 2010 = 187,1Tm³

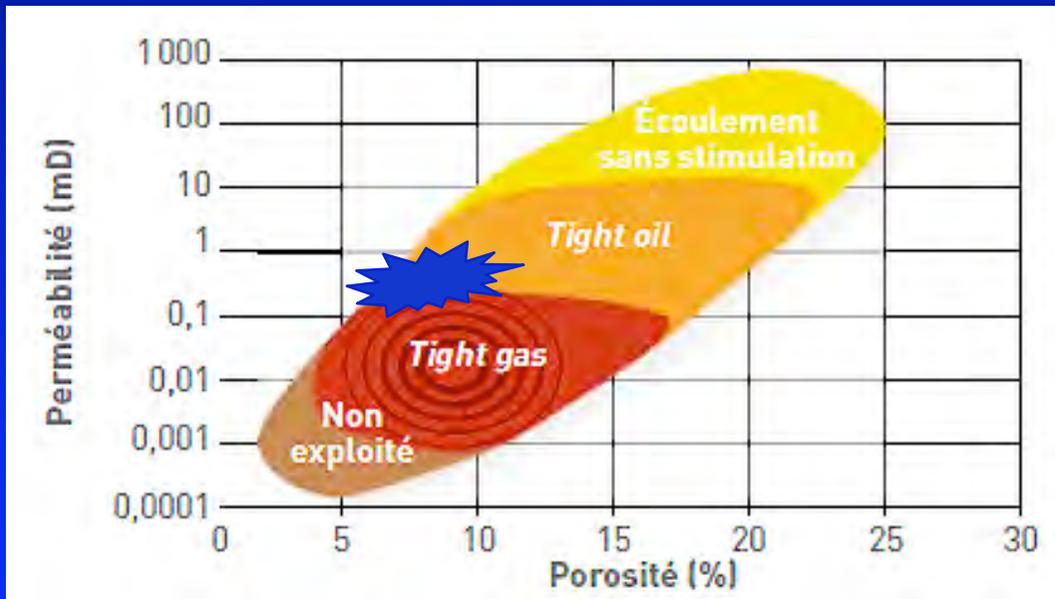
'GIP' mondial 310-510Tm³ (d'après Total, 2007) => récupération 20 à 50 Tm³ (en 2007)

Récupérables: Am N 20,4Tm³, Chine-Australie 15Tm³, CEI 0,54Tm³, Moyen-Orient 0,34Tm³

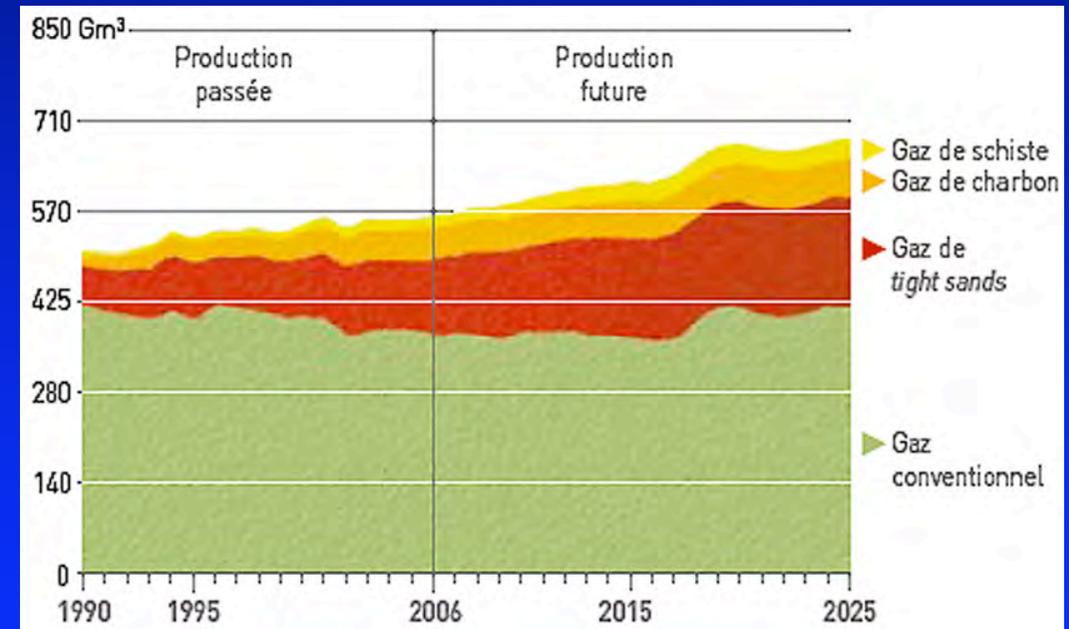
K < 0,1 mD

Nécessite fracturation hydraulique, acidification, pour augmenter porosité et mobilité...

avec un taux de récupération de seulement 6 à 10 %



Caractéristiques pétrophysiques des roches réservoirs



Estimation de croissance des gaz de tight sands comparées à celle des autres ressources gazières (Total, 2007)

En 2007: USA 40 000 puits forés sur 900 champs, assurant le drainage de 1600 réservoirs 'tight', totalisant un volume de production de 70 Gm³.
=> 37% de gaz non conventionnels dont 30% à partir de réservoirs 'tight'

TIGHT GAS SANDS

Identification très difficile car les variations des caractéristiques acoustiques (impédance) liées à la nature pétrographique de la roche sont minimales;

De nombreux réservoirs 'tight' ont été découverts dans des contextes géologiques complexes et parfois à des profondeurs importantes, avec des paramètres dégradant très sensiblement l'image sismique => 'repérage des hétérogénéités' dans les profils sismiques (= ? zones favorables à la circulation du gaz, au sein de structures matricielles très compactes);

Egalement diagrapies des puits => Sonic Scanner™ (diagrapie différée) pour établir les directions actuelles des contraintes auxquelles sont soumises les roches afin de mieux concevoir la fracturation hydraulique;

Ensuite carottage et prélèvement d'échantillons pour analyse pétrophysique (il faut également replacer la roche dans les conditions *in situ* du réservoir...).

Une fois le cadre géologique fixé => détermination du potentiel du réservoir en fonction des progrès technologiques et des enjeux économiques (ex.: coûts vs valorisation)

RESULTAT?

RESULTAT : faible productivité naturelle des puits 'tight'
=> il faut connecter le maximum de volume de roche au puits
=> optimum économique

- puits verticaux avec fracturation hydraulique (simple ou multiple);
- puits horizontaux ou fortement déviés (traversants);
- puits multibranches (multilatéraux)/multifracturés ou non;
- puits horizontaux multifracturés;
- etc.

=>vu le faible drainage après le 'fracking' il faut densifier le nombre de puits
=> 25/km² en production, et production à > 1000 bar

EXEMPLE : SULIGE SUD PetroChina-Total

Surface du champ : 2392 km² (bassin d'Ordos, Mongolie)

Gaz sec : 92 à 96 % de CH₄ peu de condensats

Inertes : 0 à 2 % (0,5 % de CO₂ en moyenne)

Perméabilité : 0,02 à 2 mD

Porosité : 4 à 12 %

Epaisseur des bancs : 7 à 11 m

Réservoir : Permien à 3500 m

CBM = Coal Bed Methane

Formation : réactions chimiques (= production thermochimique) et/ou actions bactériennes (= production biogénique)

⇒ production thermochimique : fortes T, p = charbons de 'hauts rangs' ou évolués
donc plus profonds, plus de gaz dissout, moins d'eau dans les fractures et eaux plus salines... > 1000m

⇒ production biogénique : faibles T, p = charbons peu ou modérément évolués
moins profonds, plus forte porosité ... < 1000m

Récupération : le méthane ne peut être récupéré tant que la pression de l'eau est plus élevée que celle du gaz => il faut diminuer la pression de l'eau pour désorber le gaz => difficile si > 2000 m

La microporosité matricielle des charbons peut-être bonne mais jamais la perméabilité => il faut une perméabilité supplémentaire = fractures = histoire géologique du bassin sédimentaire...

Techniquement = puits V et H + hydrofracturation

CBM : Roche source = Roche réservoir

Les CBM contiennent de 6 à 7 fois de méthane par volume de 'roche nc' que celui contenu dans les réservoirs conventionnels (également un peu de CO₂ et de N₂);

Ils sont liés aux bassins de charbon => surfaces TRES grandes et grandes réserves, sous forme **de gaz libre** (dans les fractures = 'cleat') , **de gaz dissous** dans l'eau résiduelle associée au charbon et de **gaz adsorbé** à la surface des structures carbonneuses;

La perméabilité (des veines de charbon) est la facteur clé (le gaz doit pouvoir se déplacer lors de la diminution de la pression d'eau);

La plus grande partie du gaz est piégée dans la structure moléculaire du charbon, également dans des fractures (naturelles) et maintenue sous pression par l'eau (de 'formation' ou des fractures'). La microporosité est importante (grandes surfaces internes et adsorption);

Surtout dans bassins sédimentaires du Dévonien au Tertiaire

Ex: Eastern/Central US = Mississippien-Pennsylvanien et Gulf Coast = Crétacé-Tertiaire

Bassin 'très favorables' si >600 std cf³/t de méthane $\Rightarrow \pm 17\text{m}^3/\text{t}$

Existe bassins avec très fortes désorption $\Rightarrow \pm 8000$ SCF soit $\pm 225\text{m}^3/\text{t}$

En 2005 : production commerciale à partir de niveaux (coal beds) de 1 à 30 m d'épaisseur entre 50 et 2500 m de profondeur;

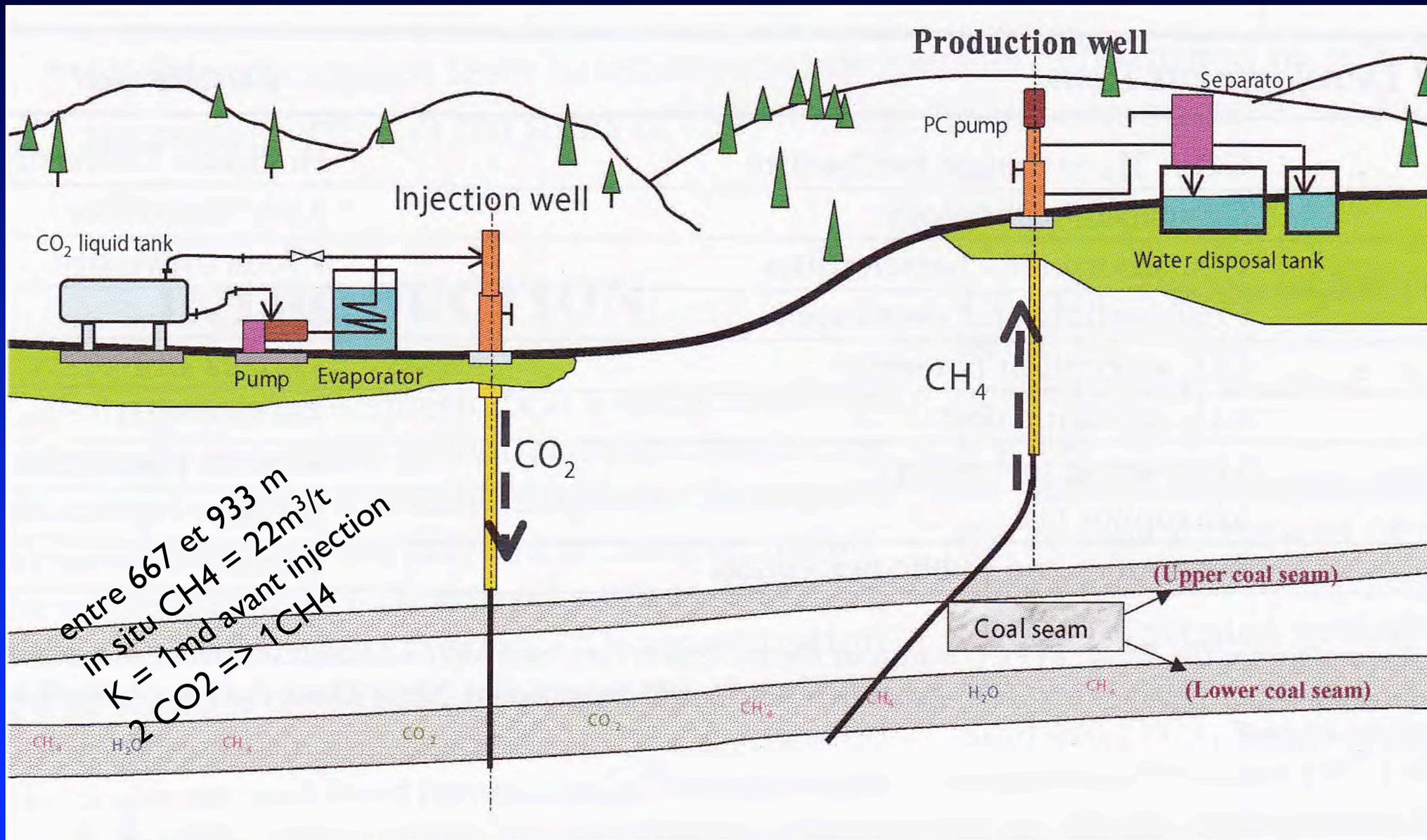
Perméabilité des niveaux = 1-10 md liée aux fractures 'cleat';

Facteur défavorable : l'eau de 'formation' qui peut s'évacuer seule pendant plusieurs mois avant que le gaz ne soit récupéré... (actuellement progrès technologiques et meilleurs rendements)

World Coalbed Methane Resources (Tcf)

Country	CBM Resource In-Place (Tcf)	CBM Recoverable Resource (Tcf)
Russia	450-2,000+	200
China	700-1,270	100
United States	500-1,500	140
Australia/New Zealand	500-1,000	120
Canada	360-460	90
Indonesia	340-450	50
Southern Africa (incl. Carbonaceous Shales)	90-220	30
Western Europe	200	20
Ukraine	170	25
Turkey	50-110	10
India	70-90	20
Kazakhstan	40-60	10
South American/Mexico	50+	10
Poland	20-50	5
TOTAL (Tcf)	3,540-7,630	830
TOTAL (Tcm)	(100-216)	(24)

Le CO₂ injecté est préférentiellement adsorbé sur le charbon et le méthane déjà adsorbé est désorbé (= ECBM ou 'enhanced coalbed methane effect')

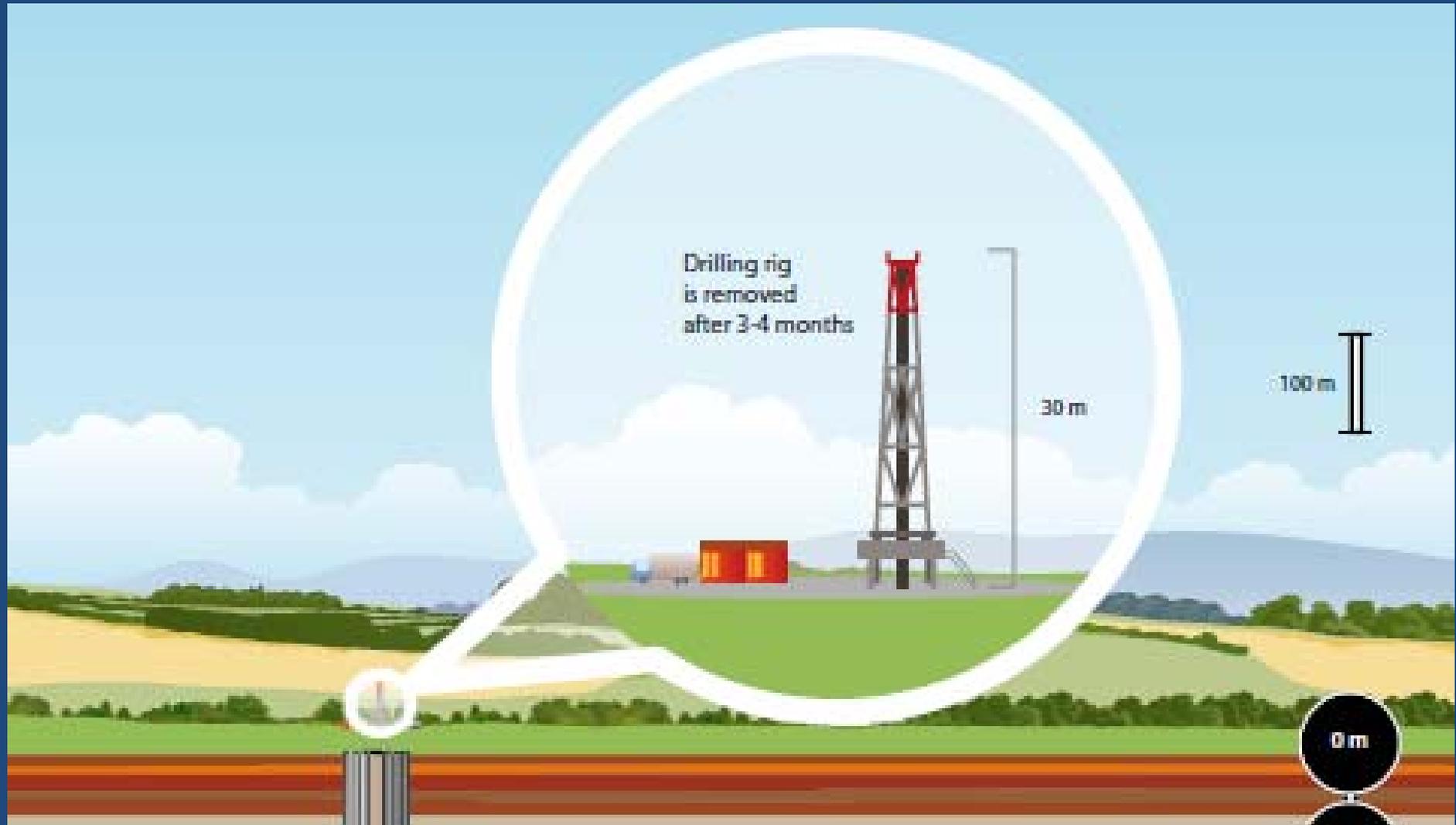


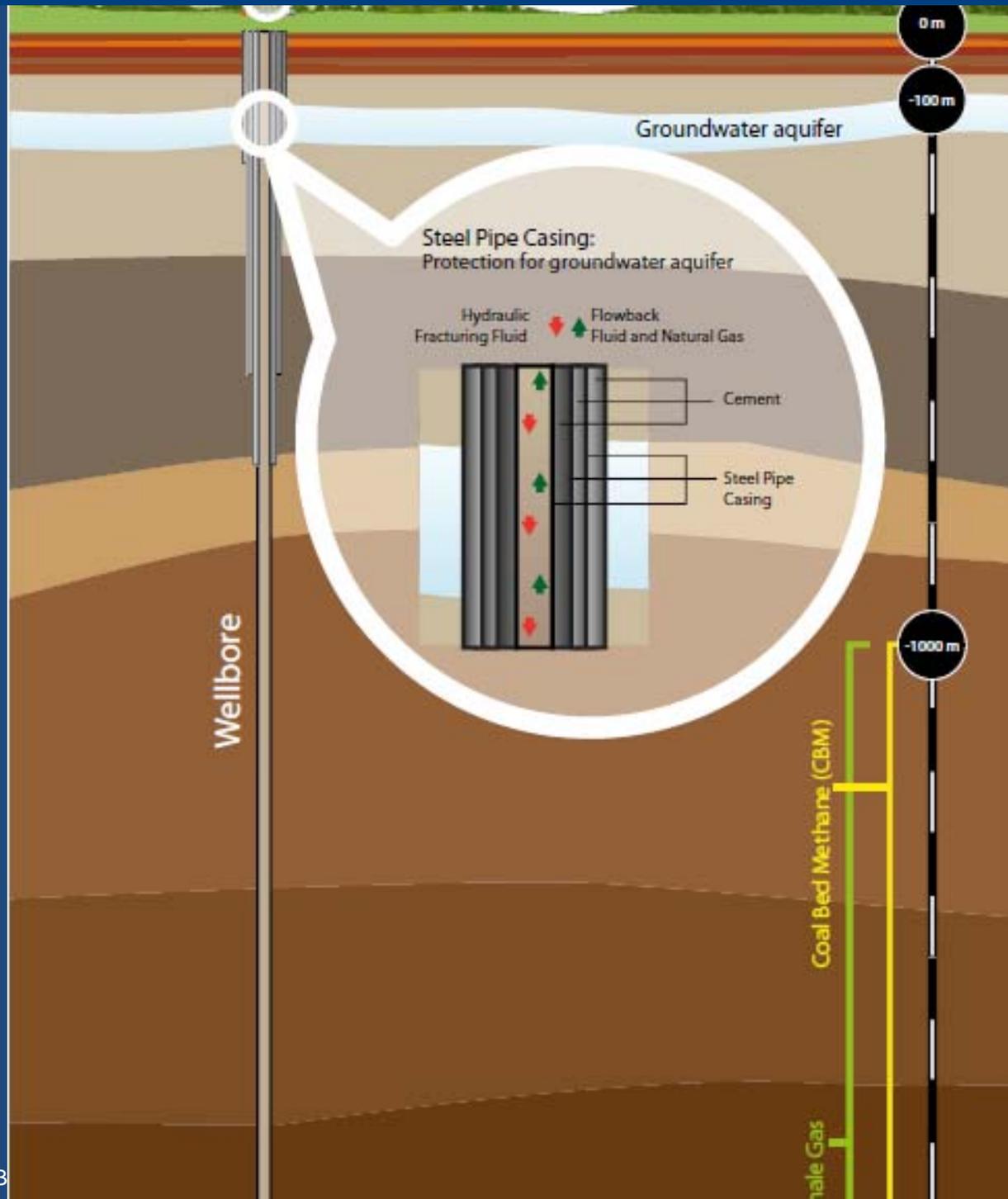
Yamaguchi et al 2009

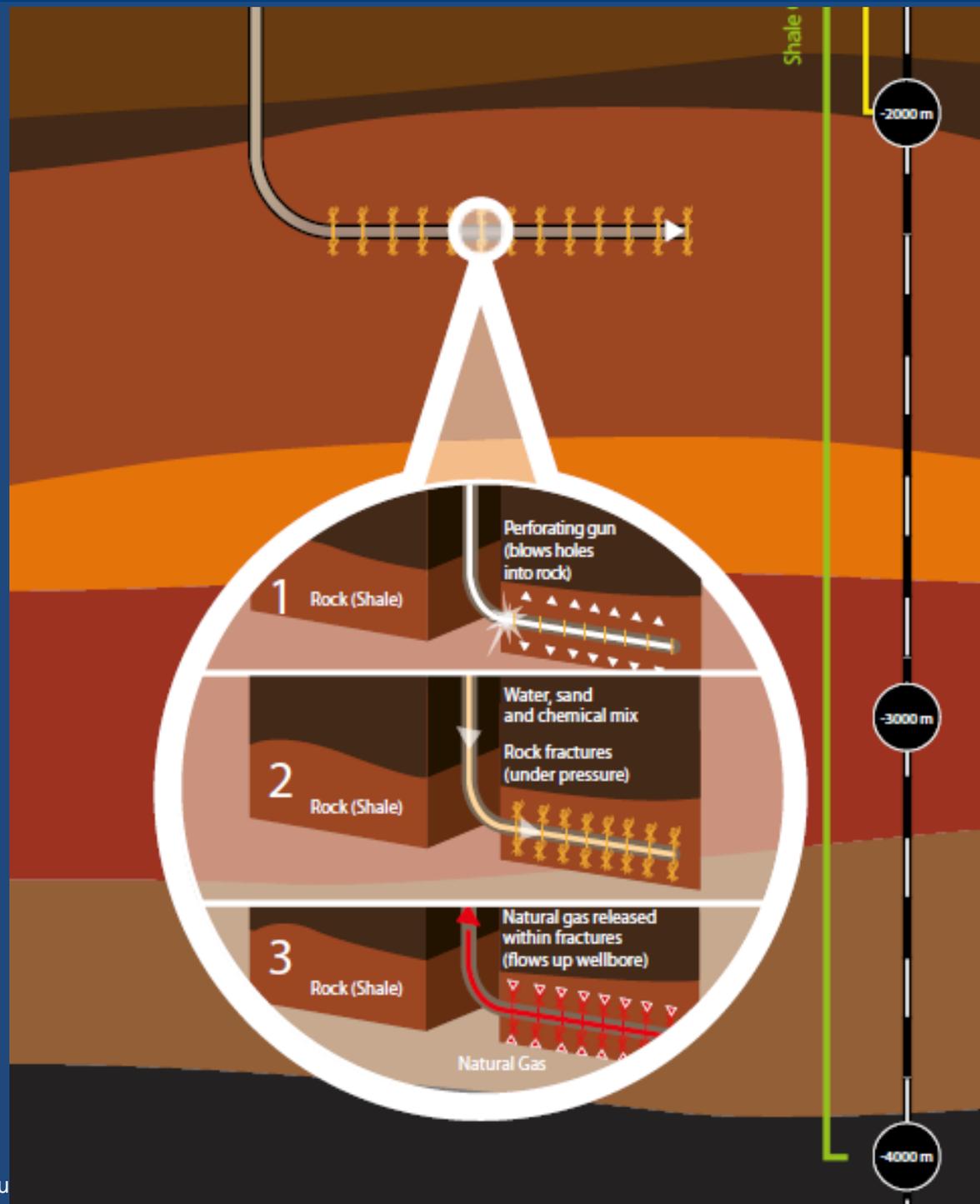
Japan CO₂ Geosequestration in Coal Seams Project 2002-2006

46 t/CO₂ ont été injectées à raison de 3,0t/jour pendant les tests...=> pas de fuite du CO₂...

Un gaz plus difficile à produire





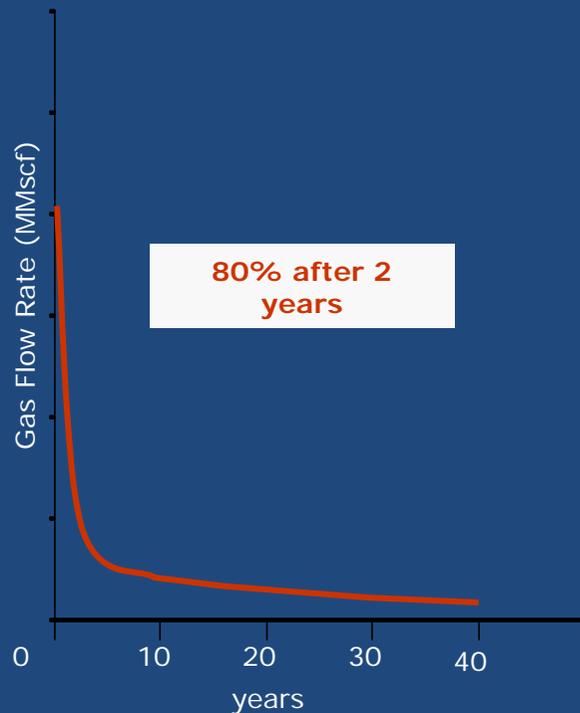


Thulin

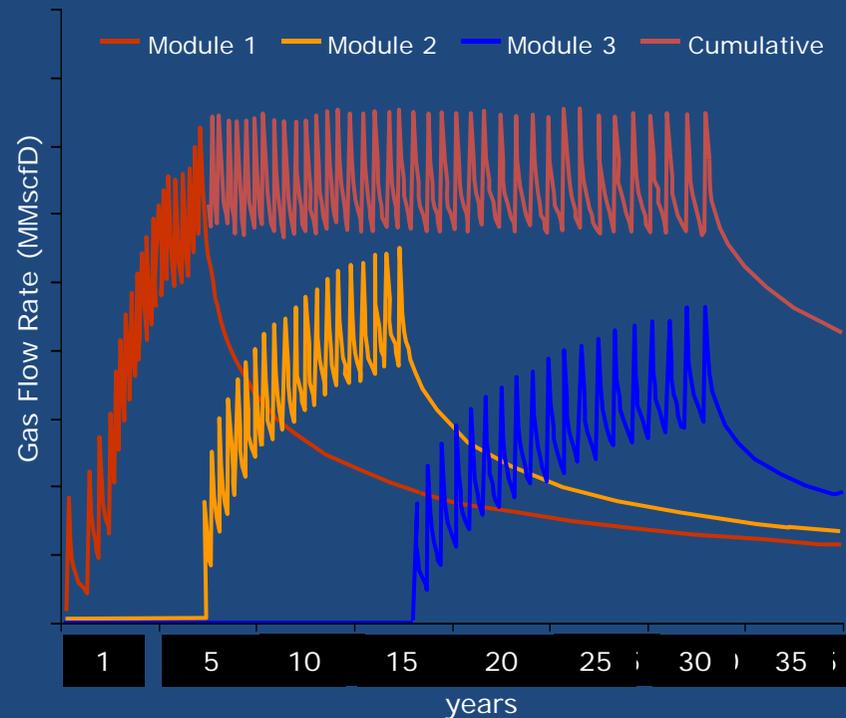
Une gestion de projet non conventionnelle

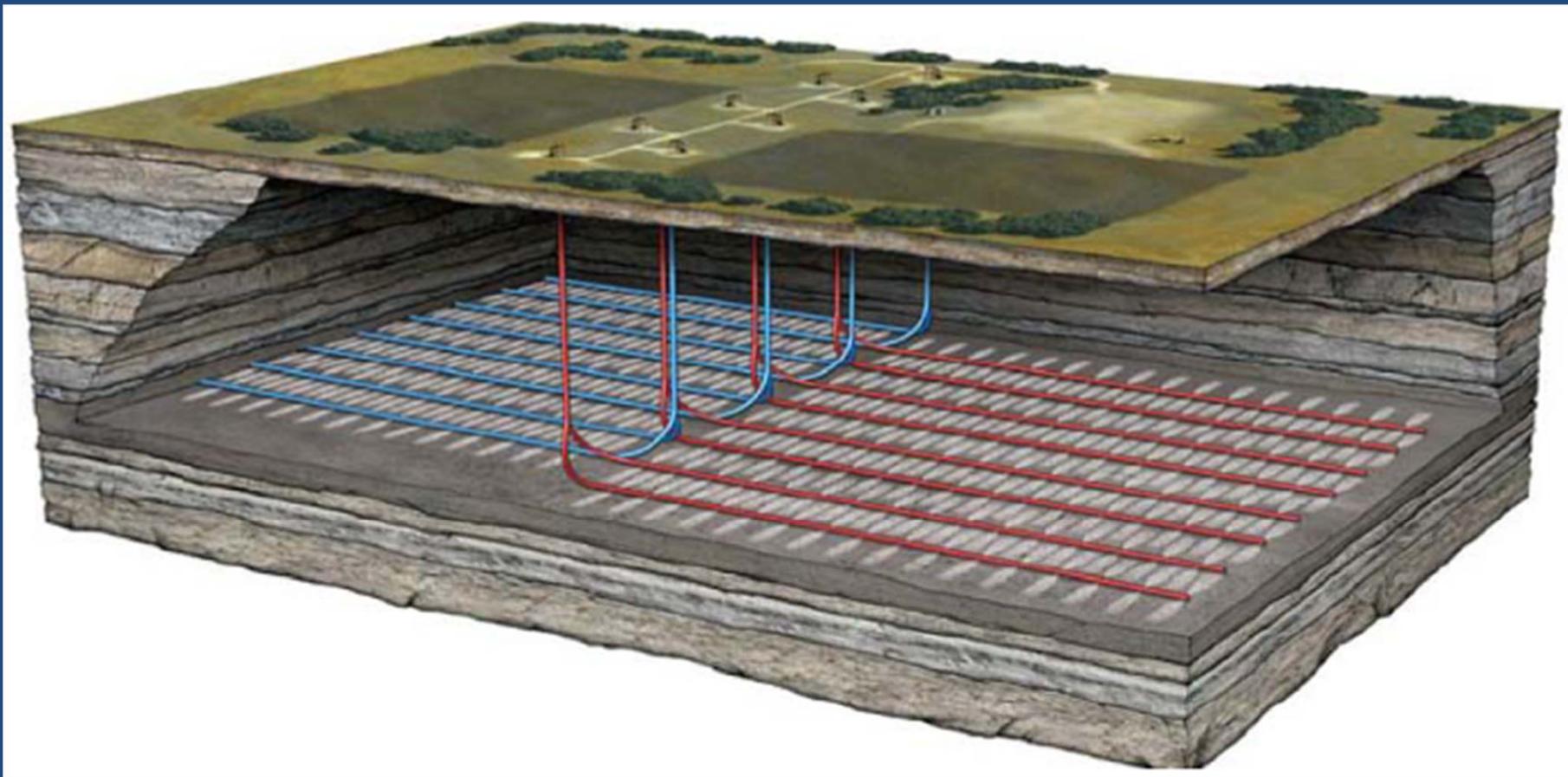
- ▶ Le niveau de production dépend de la continuité des travaux de forage
- ▶ Développement modulaire et distribution des installations de surface

D'un puits unique ...



... au développement du gisement





Facteurs de succès : pas uniquement la technologie

Pour rendre la production économique, il faut une combinaison de plusieurs facteurs

Technologie:

- Application et disponibilité
- Existence et taille d'un marché de services et matériaux

Logistique:

- Accessibilité et compatibilité territoriale
- Disponibilité en eau et sa gestion

Organisation:

- Efficace et simplifiée, à faible coût tout au long de la chaîne de traitement

Infrastructures

- Systèmes avancés de transport et de traitement de gaz

Conditions de marché

- Marché du gaz favorable, prix équitables
- Clauses contractuelles "ad hoc"

Les projets de gaz de schiste sont «capital intensive», à faible bénéfice, mais rapide au début

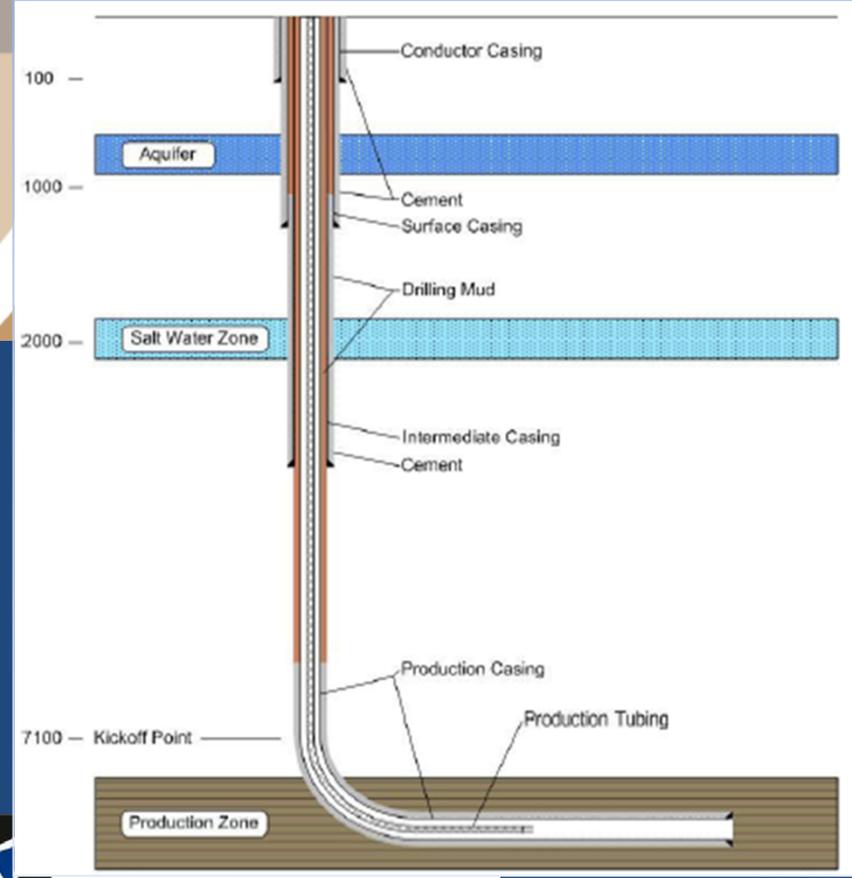
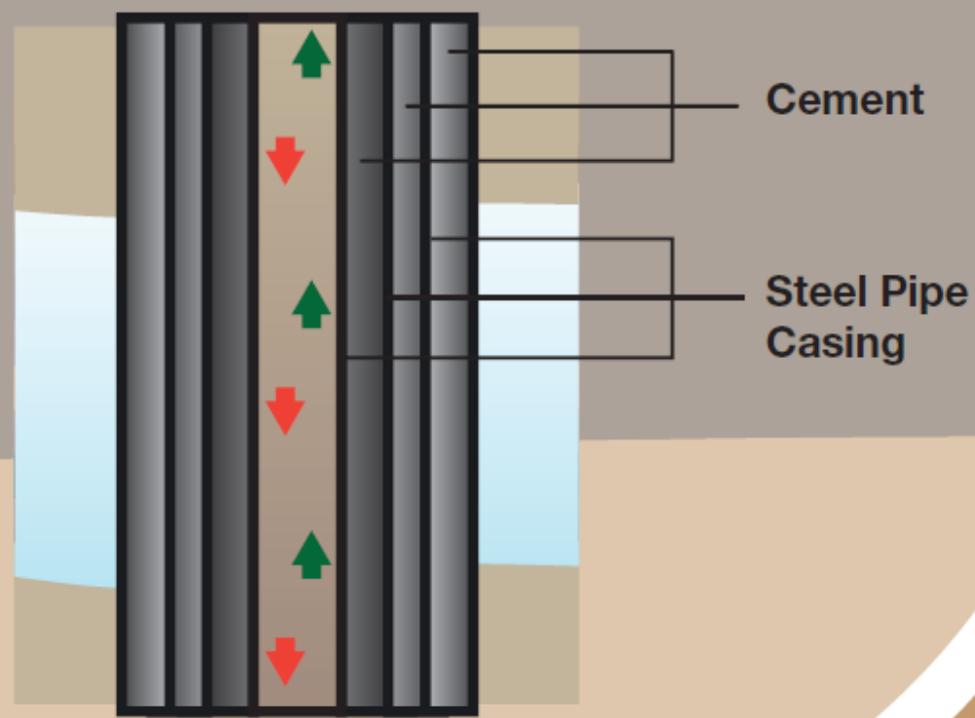
Implications sur le territoire et mitigation

- Occupation du territoire et «empreinte»
 - Minimisation par forage CLUSTER et MULTI PAD-puits, l'aménagement paysager, le déclassement en temps opportun
- Trafic lourd sur route
 - Minimisation grâce à la réinjection de l'eau



NUMBY

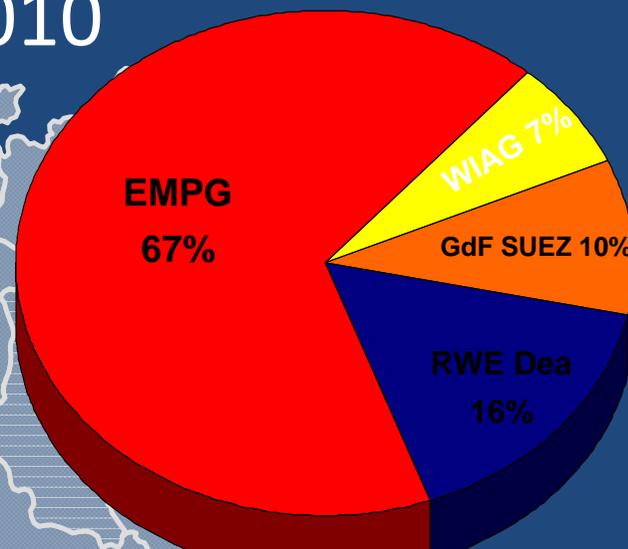
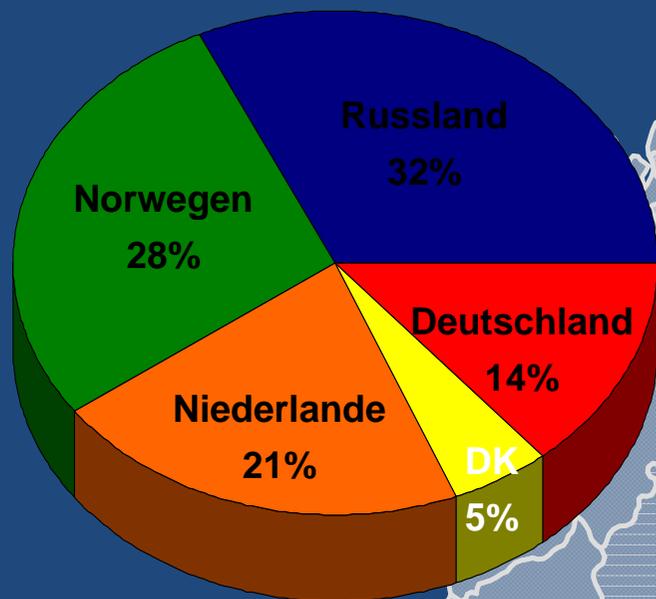
Hydraulic Fracturing Fluid ↓ ↑ Flowback Fluid and Natural Gas



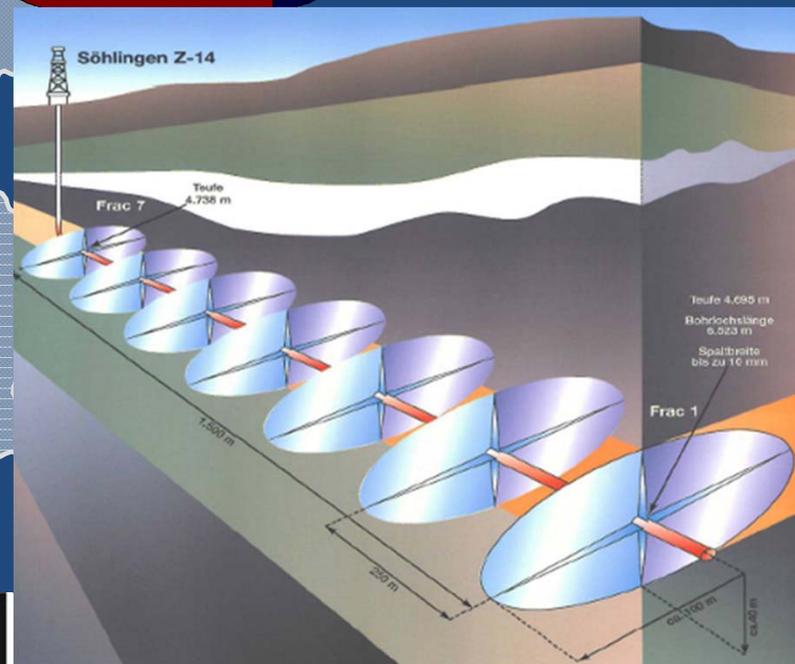
Le Gaz non conventionnel n'est pas si nouveau...

Approvisionnement du marché allemand en gaz en

2010

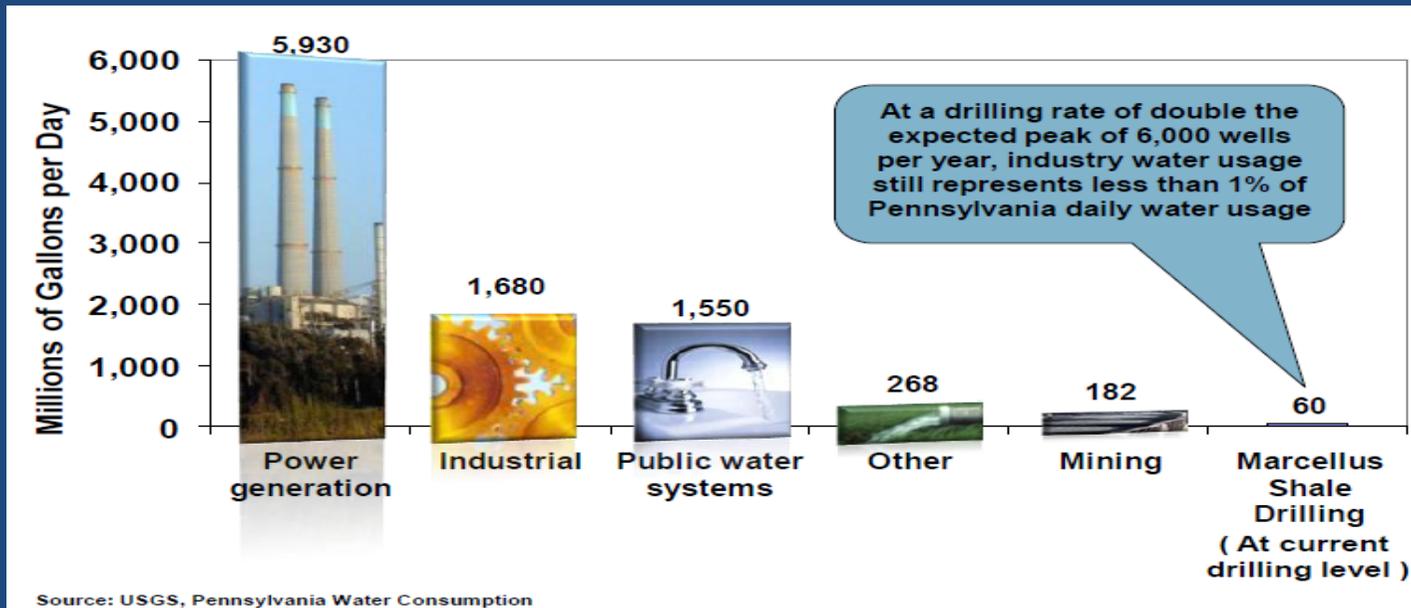


En Allemagne, la fracturation hydraulique est employée pour l'exploitation du gaz de réservoir compacte depuis les années 1960.



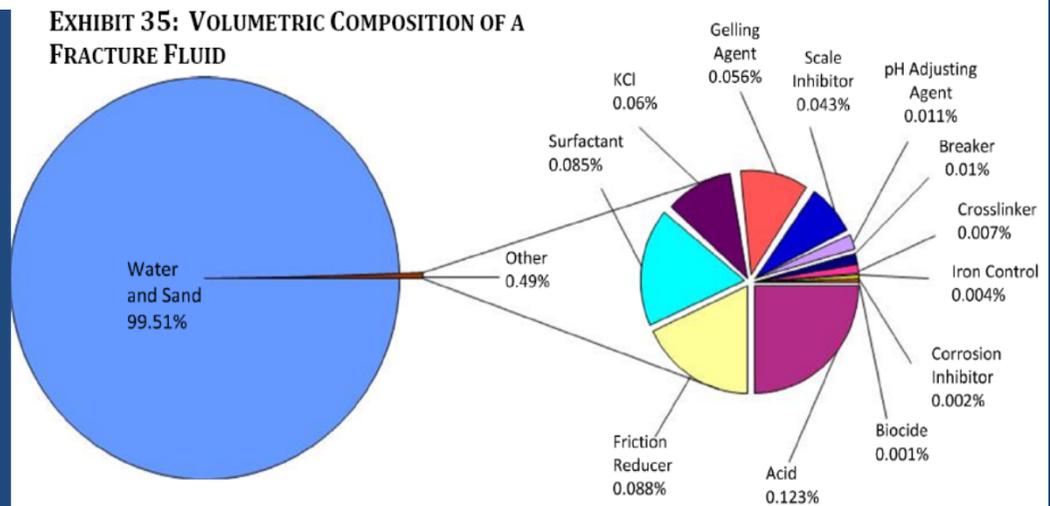
Le problème de l'eau: mythe ou réalité?

- forte consommation...



- présence d'additifs chimiques, possibilité de pollution

- **Pas de problèmes si on applique les bonnes pratiques**

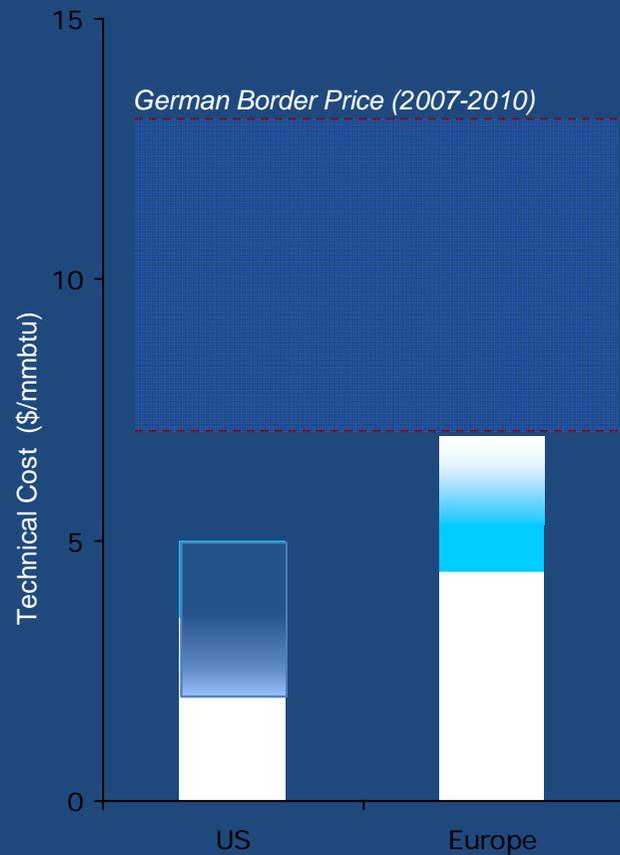


LE GNC et l'UE

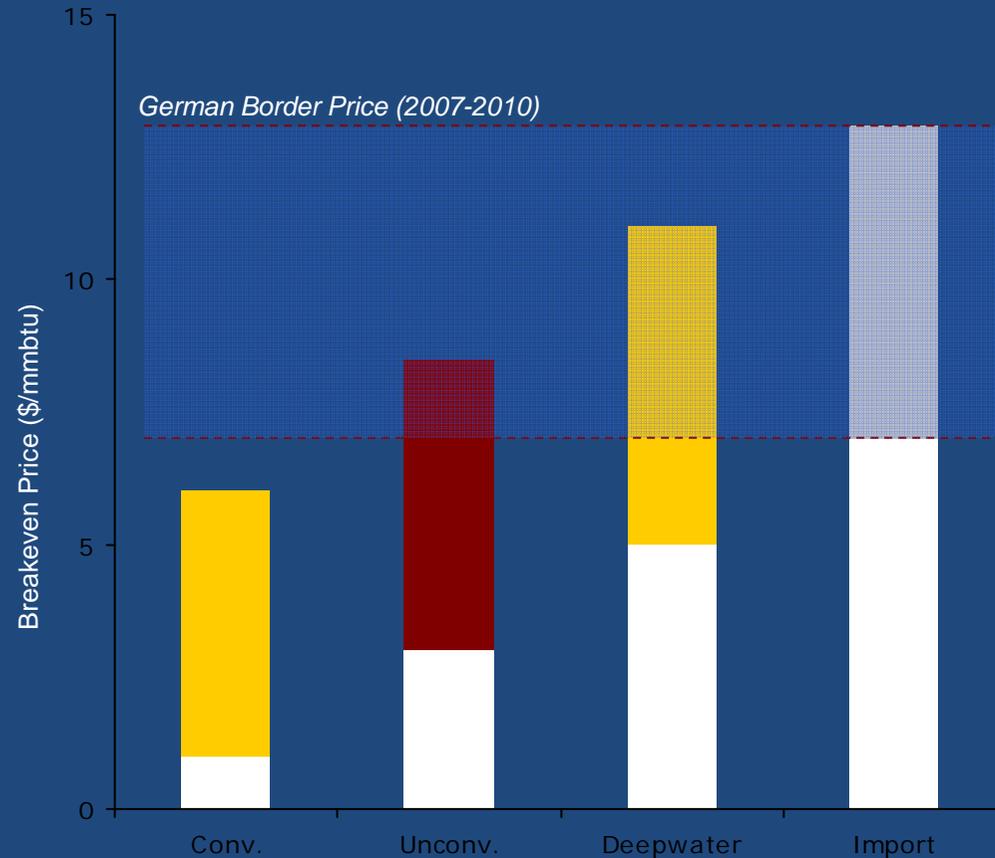


Du GNC mais à quel coût ?

Shale Gas Technical Cost



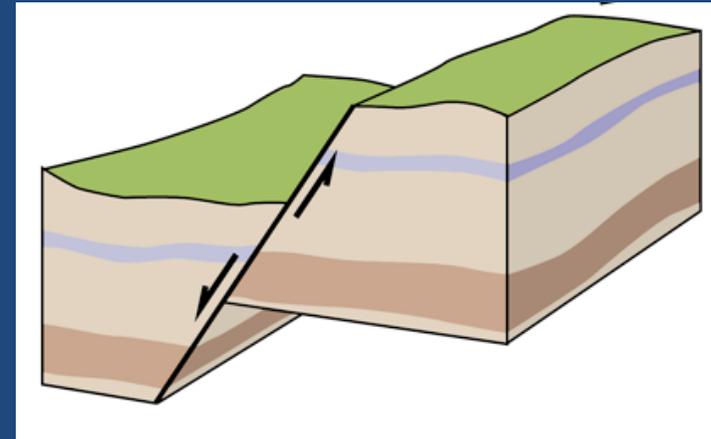
European Gas Supply Sources



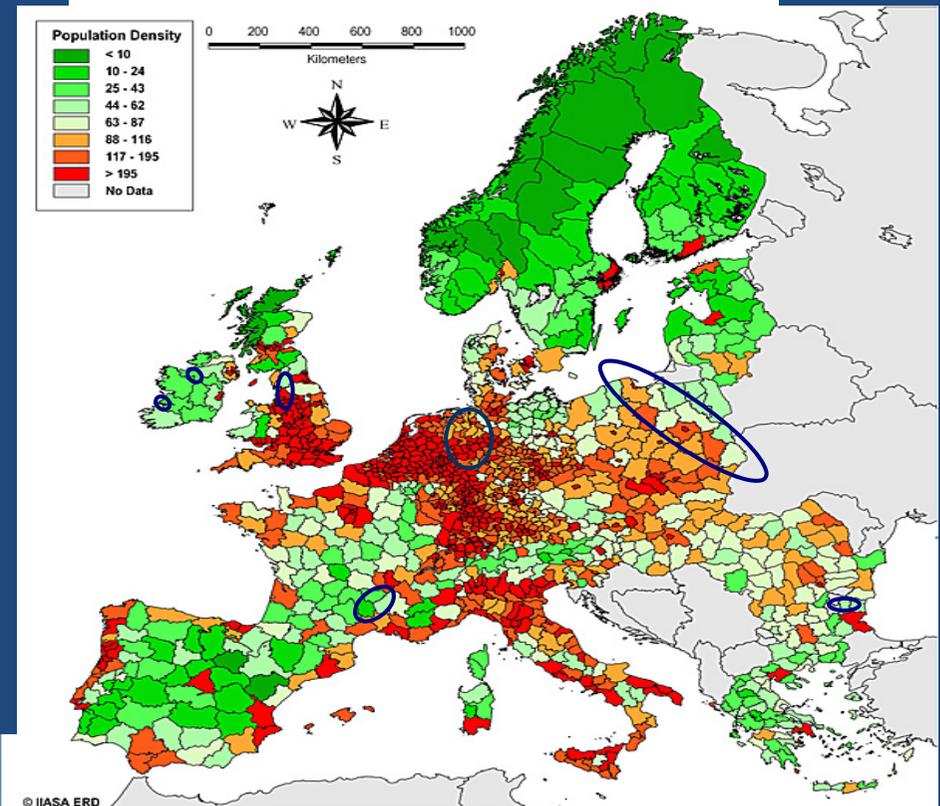
Sources: WEO 2009; German Federal Ministry of Economics and Technology

Les handicaps du GNC dans l'UE

1. Nombreuses failles géologiques



2. Haute densité de population



Activités en cours en Europe

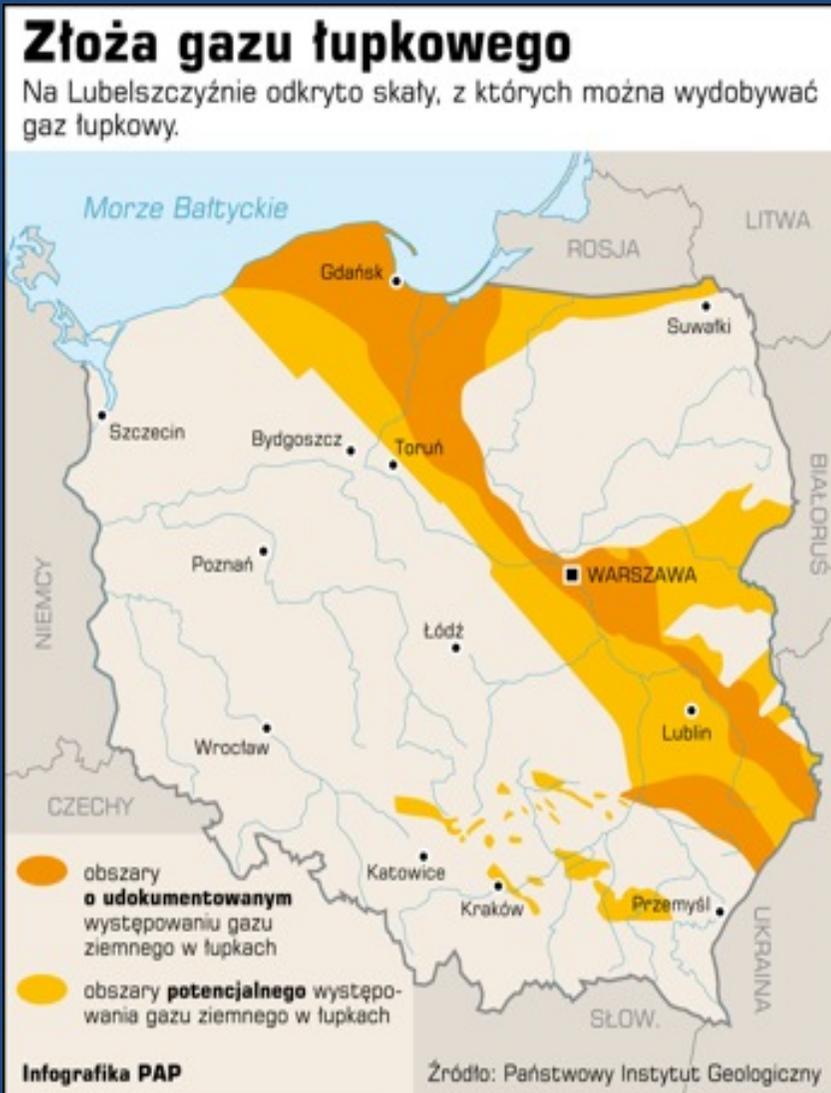
Current overview of known companies with European unconventional gas positions (changing rapidly !)

Strategic groups	Companies (example)
IOC's	Shell, XOM, CVX, COP, Total, ENI
Large E&P Co's	MRO, BG, Talisman
State Oil Co's	PGNiG, RKN, Orlen, OMV, MOL
European Utilities	Centrica, GDF Suez
Niche players	3Legs, BNK, Realm, Eurenenergy, Schuepbach, Torreador....



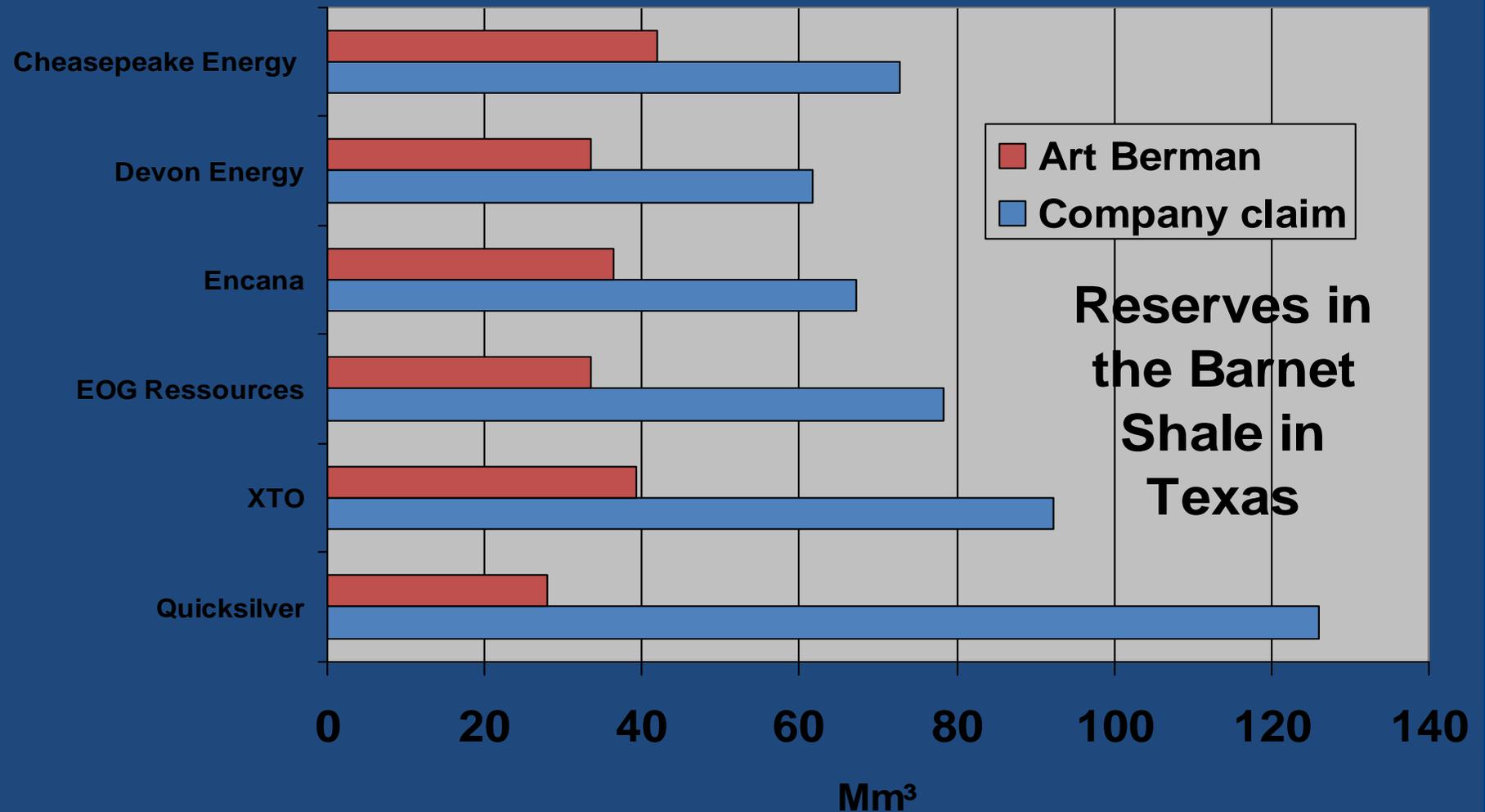
Source: Woodmac, FFC, Corp. websites, Shell internal analysis

La Pologne au centre des intérêts



- Bande qui va de la Poméranie à Lublin
- Profondeur: 500 à 4 000 m
- Fort support du gouvernement
 - Pas de gaz...russe
- 70 concessions à + 40 entités (20% pour PGNiG)
- +30 compagnies (ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips, Marathon) forent actuellement
- Résultats attendus
- Si...5,3 Tm³ ≡ Nigeria
- Politique de la Pologne pourrait être redéfinie en réduisant les importations

Company claims about shale gas reserves questioned



Data : Art Berman, Labyrinth Consulting Services.

Source IHT, 27 June 2011

Que dit l'UE?

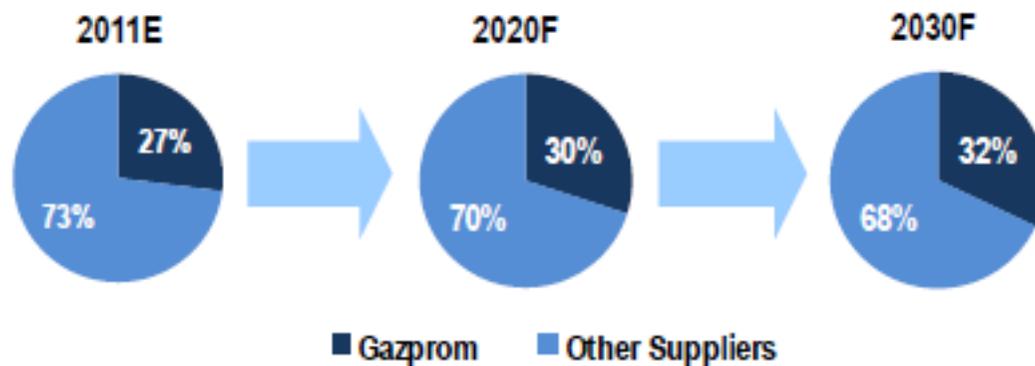
- ❑ Exploration et exploitation sont des compétence des Etats membres: Art 194.2
- ❑ Étude commanditée par la DG Energie (27/01/2012)
 - «l'étude confirme qu'il n'y a pas besoin de modifier la législation européenne pour l'instant»
 - *"Ni au niveau européen, ni au niveau national, nous n'avons constaté de lacunes significatives dans le cadre légal actuel"*

Le cadre réglementaire de l'UE en place

- Directive sur les hydrocarbures : *attribution des permis aux opérateurs.*
- Directive cadre sur l'eau : *règles de base à respecter pour la protection de l'eau.*
- Directive REACH : *utilisation des substances chimiques.*
- Directive sur les études d'impact environnemental

Le vrai problème des européens ?

Projected Gazprom European market share

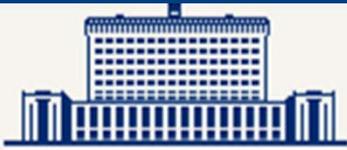


Gazprom's portfolio includes long term contracts ensuring Minimum Annual Quantities (MAQ) of 4 trillion cubic meters of gas to Europe over the period 2012 - 2030

Source: Gazprom estimates

Conséquences géopolitiques





**GOVERNMENT
OF THE RUSSIAN
FEDERATION**

2011

VLADIMIR PUTIN

Prime Minister
of the Russian Federation

Working Day

2 march 23:24

Prime Minister Vladimir Putin looks on as
sign cooperation memorandums

 [print](#)



Gaz en Israël et Chypre



Cyprus (28 DEC 2011)

S. Furfari-A. P. 140-250 Gm³ Collège Belgique/Académie Royale

ULB



ECOLE POLYTECHNIQUE DE BRUXELLES

Gas Southern Corridor

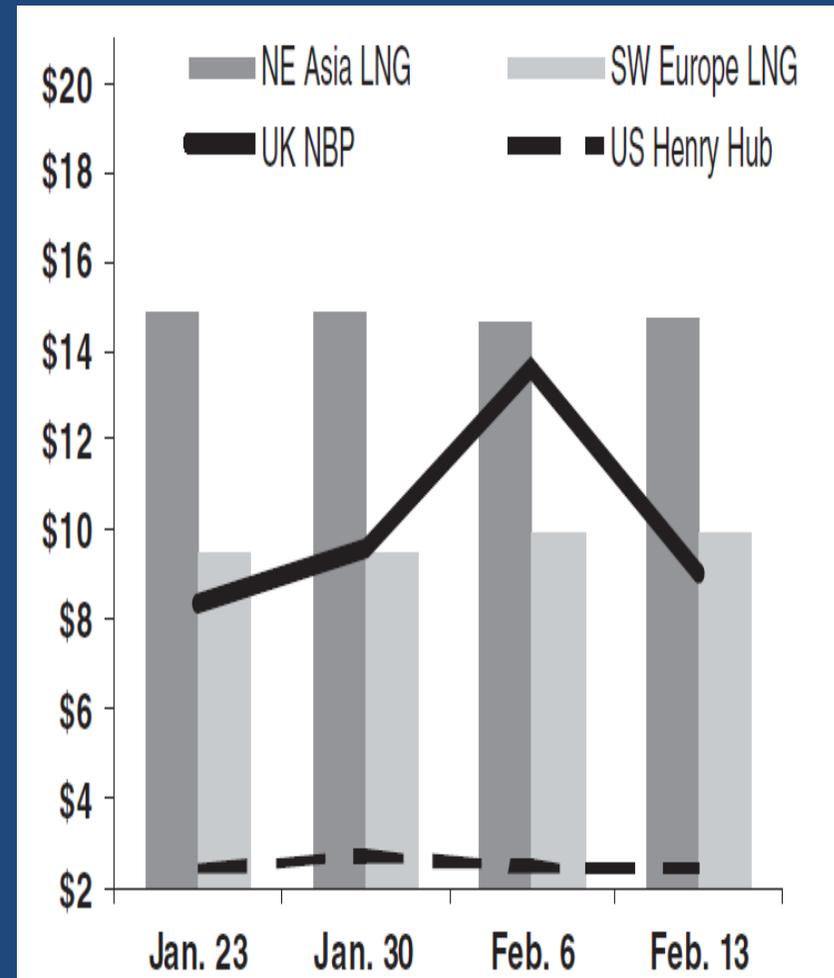




Fukushima Daiichi, 11 mars 2011



**2011 : importations GNL
78.5 Mt (+12%)**



Source: WGI assessments of spot prices for LNG in NE Asia and SW Europe and for day-ahead gas in the UK. NGW spot assessment for US. All prices are for Monday, Feb 13.

Conséquences économiques...

- Pétrochimie U.S.A. a et aura un grand avantage compétitif sur celle UE
 - Est-ce que la chimie européenne pourra survivre?
 - D'autant plus que la pétrochimie utilise encore beaucoup le nafta



Conséquences géopolitiques...

- U.S.A.
 - Gas shale
 - Canadian Oil sand
 - Brazilian off-shore
 - ↓ consommation



L'énergie des illusions

- From 1997 Lord Browne sought to re-brand BP as a "green" energy company : "Beyond Petroleum". Developing future, more sustainable sources of energy.



"We need, as a company, to have a portfolio that has more of the very long life, 20- and 30-year cash flows which unconventional projects have. They have a slightly lower rate of return, but once you invest in them cash flows go on for decades. We have historically not pursued those, so I am very pleased to see the amount of unconvensionals we now have, because they have a 20-, 30- 40-year future."

Bob Dudley, BP Chief Executive.



Liquids-Rich Shales...

Click on the links: Go to specific points of interest using bookmark

Majors Look to Liquids-Rich Shales

The world's biggest oil companies may have been late to the North American shale gas game, but they certainly made a splash when they arrived — the biggest

Chevron and Royal Dutch Shell followed Exxon's lead by simply buying out independents to obtain the scale needed to meet their investment requirements.

already on line.

Exxon Mobil emphasized that it does not curtail, shut in or otherwise halt production because of low prices. It says it is redirecting its drilling program away from dry gas wherever possible toward liquids-rich plays, but it continues to drill dry gas wells where the economics support such activities. For this year, it expects to maintain 65-70 rigs in the US. Many will be in liquids-rich plays, such as the North Dakota Bakken, the Permian Basin in West Texas and Oklahoma's Woodford Ardmore.

But Exxon vice president for investor



Conclusions

- L'UE a intérêt à utiliser ses sources d'énergie indigènes pour améliorer sa sécurité d'approvisionnement.
- Le marché décidera tout simplement sur la base des coûts et des prix
- Vérifier les cadres réglementaires et leur application de manière à protéger l'environnement
- Industrie doit continuer à améliorer les technologies et les pratiques d'exploitation
- Crucial: acceptation publique
- Besoin de géologues et ingénieurs



**COP15
COPENHAGEN
UN CLIMATE CHANGE
CONFERENCE 2009**

L'Union Européenne a pris un engagement
de 7,2 milliards € pour 2010-2012

XTO
ENERGY

EXXON

XTO
ENERGY

**Alain Prémat et
Samuel Furfari**
VOUS
remercient
pour votre
aimable
attention

