

Géologie - Environnement

# Le Gaz de Schiste

Géologie et Environnement  
Etat de la question

Alain Prémat

Professeur de Géologie  
Université libre de Bruxelles  
[apreat@ulb.ac.be](mailto:apreat@ulb.ac.be)

26 avril 2013



S.E. l'Ambassadeur de la République de Pologne,

Monsieur Artur Harazim

a l'honneur de vous inviter

**le 26 avril 2013 à 9h15**

à la conférence organisée en collaboration avec l'Institut d'études européennes de l'Université catholique de Louvain et le soutien de la Fondation Paul-Henri Spaak

**« LE GAZ DE SCHISTE : UNE CHANCE OU UNE MENACE ».**  
**« Aspects de compétitivité économique et de sécurité énergétique  
et défis environnementaux et climatiques »**

**Institut Libre Marie Haps**  
**rue d'Arlon, 14 - auditoire 14.18**  
**Bruxelles**

Pour plus d'informations : [www.bruksela.msz.gov.pl](http://www.bruksela.msz.gov.pl)



## PROGRAMME

- 9h30 – 9h40** Allocution de bienvenue par S.E. Artur HARAZIM  
Ambassadeur de la République de Pologne auprès du Royaume de Belgique
- 9h40 – 10h00** Introduction par le modérateur Bernard SNOY  
Institut d'études européennes de l'Université catholique de Louvain  
Président International de la Ligue Européenne de Coopération Économique
- 10h00 – 10h10** *La législation polonaise dans le domaine d'extraction du gaz de schiste*  
Katarzyna KACPERCZYK (à confirmer)  
Directeur Adjoint, Département de politique économique  
Ministère des Affaires étrangères de Pologne
- 10h10 – 10h30** *Sécurité de l'extraction du gaz de schiste*  
Prof. Jerzy NAWROCKI (à confirmer)  
Président de l'Institut Géologique Polonais
- 10h30 – 10h50** *Le gaz de schiste: géologie et environnement. Etat de la question*  
Prof. Alain PREAT  
Département des sciences de la terre et de l'environnement  
Faculté des Sciences, Université Libre de Bruxelles
- 10h50 – 11h10** *Perspective of shale gas prospection in Poland*  
Prof. Stanisław RYCHLICKI  
University of Science and Technology
- 11h10 – 11h30**  
Questions et réponses
- 11h40 – 12h00** *La contre-révolution énergétique ou bien le gaz de roche-mère : les conséquences géopolitiques*  
Prof. Samuel FURFARI  
Conseiller du Directeur général adjoint, DG Energie, Commission européenne  
Université Libre de Bruxelles
- 12h00 – 12h20** *Une analyse réaliste du gaz de schiste en Europe : les technologies, leurs impacts et les conclusions à en tirer*  
Thomas MOREAU  
Chercheur-associé d'Etopia
- 12h20 – 12h40**  
Questions et réponses
- 12h40**  
Conclusions

GAZ de SCHISTE = mauvaise traduction de l'anglais  
**'shale gas'**

'**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'

# 688 SHALE GAS

CME2010

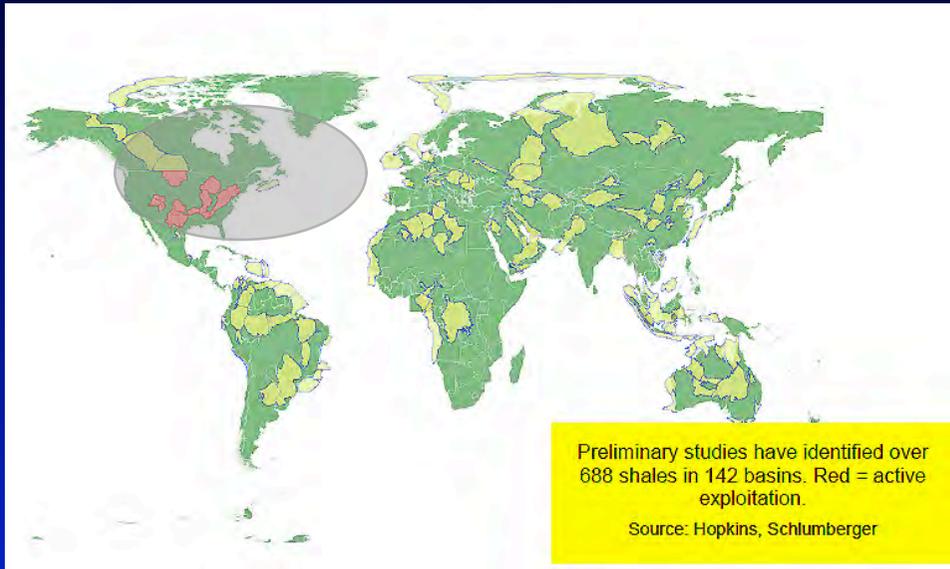
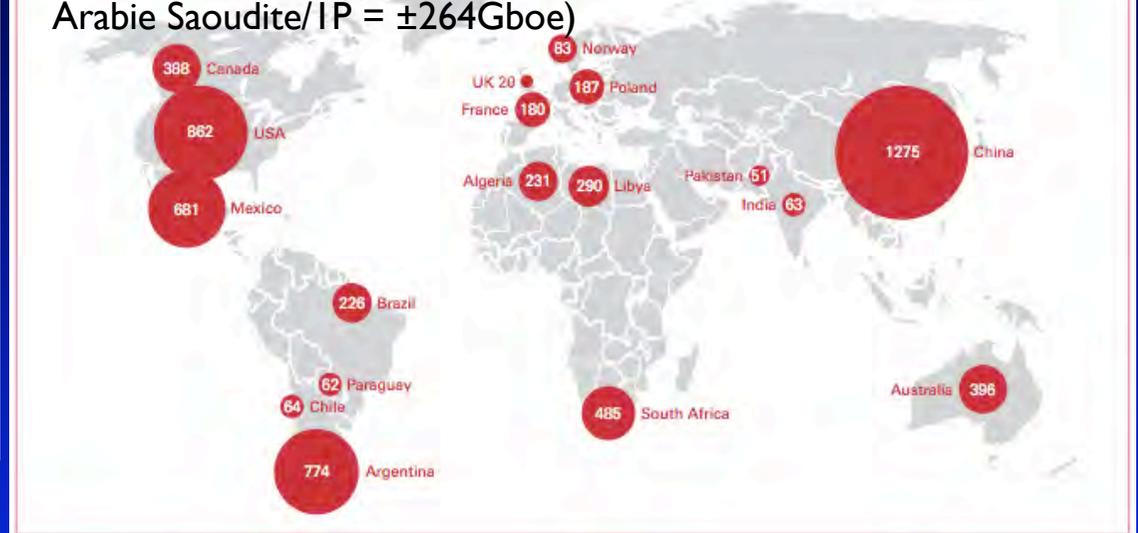


Figure 2 Estimates of technically recoverable shale gas resources (trillion cubic feet, tcf) based on 48 major shale formations in 32 countries (EIA 2011) Russia, Central Asia, Middle East, South East Asia and central Africa were not addressed in the Energy Information Administration report from which this data was taken.

16.000 tcf (recov. 6622 tcf, EIA 2011 = 1078Gboe,  
Arabie Saoudite/IP = ±264Gboe)



142 bassins sédimentaires renferment 456 Tm<sup>3</sup> => ? 40% seraient récupérables  
[ = CHINE, US/Mexique, AMERIQUE DU SUD] *soit 40% de ±2660Gboe = ±1060Gboe*

32 bassins sédimentaires possèdent des infrastructures  
=> investissements possibles

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

*Consommation mondiale actuelle (2008-2012) de gaz : environ 2,5 Tm<sup>3</sup>*

*cad...*

# 'GAZ de SCHISTE'

= méthane thermochimique ( $\text{CH}_4$ ), produit 'banal'

<  $200^\circ\text{C}$  [ $130\text{-}140^\circ\text{C}$  G/W] entre 1000 et 4000m de profondeur (bassins sédimentaires) avec des traces d'éthane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), de propane ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) de butane ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), d'heptane ( $\text{C}_7\text{H}_{16}$ ) et petites quantités de dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ), d'hydrogène sulfuré ( $\text{H}_2\text{S}$ ), d'hélium (He), d'azote ( $\text{N}_2$ ), de mercure (Hg) et d'argon (Ar) selon les cas.

Ce 'schiste' a débuté sa vie 'géologique' comme vase marine ou lacustre, qui a reçu d'importantes quantités de débris organiques d'origine animale ou végétale (+Rn, Th, U).

Cette 'vase' est enfouie et les débris organiques, sous l'effet de p et T croissantes, se sont en milieu anaérobique petit à petit transformés en sapropèles ou 'proto-pétroles', puis en huiles et finalement en gaz. Il existe dans le monde entre 100 et 200 000 gisements d'huile et de gaz, dont seuls 30 à 50 000 sont rentables.

*Jusqu'à aujourd'hui on s'est 'arrêté' aux gisements conventionnels et laissé de côté ces 'schistes'. Leurs quantités pourraient s'avérer beaucoup plus importantes que celles actuellement connues (de manière fortuite).*

*Aux USA, un  $\text{m}^3$  de roche peut contenir 20  $\text{m}^3$  de gaz aux conditions ambiantes ( $20^\circ\text{C}$ , 1 atm.)*

# Précambrien 2,2 Ga Bassin de Franceville Gabon



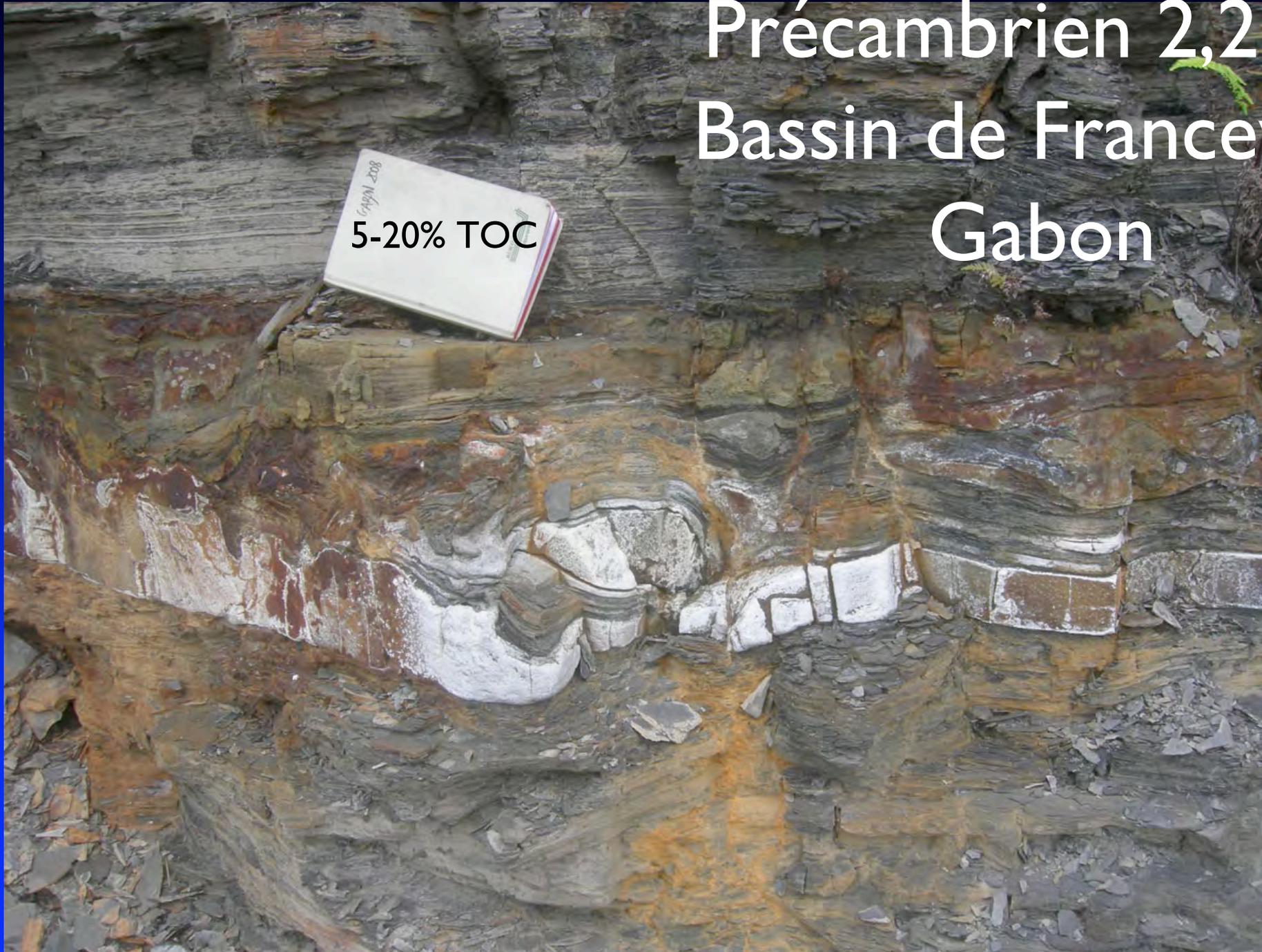
Black Shales  
et  
Dolomies



# Black Shales (Gabon)



# Précambrien 2,2 Ga Bassin de Franceville Gabon



# Conditions géologiques

- Environnement de dépôt : argiles 'marines-lacustres' avec qz-feldspaths-carbonates => **BRITTLE** pour la fracturation hydraulique;
- Profondeur : > 1000m et < 4000m = fenêtre à gaz et pression.  
Les shale gas > 4000m ne sont pas rentables
- 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

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 to black and has a relatively smooth, blocky appearance. The text is overlaid on the reddish-brown fragment.

**‘BRITTLE’**  
pour la fracturation  
hydraulique

© geology.com

# LE METHANE

= méthane ( $\text{CH}_4$ ), produit 'banal'

C'est le plus simple de tous les hydrocarbures.

Il est inodore, incolore, inflammable et explosif à forte concentration.

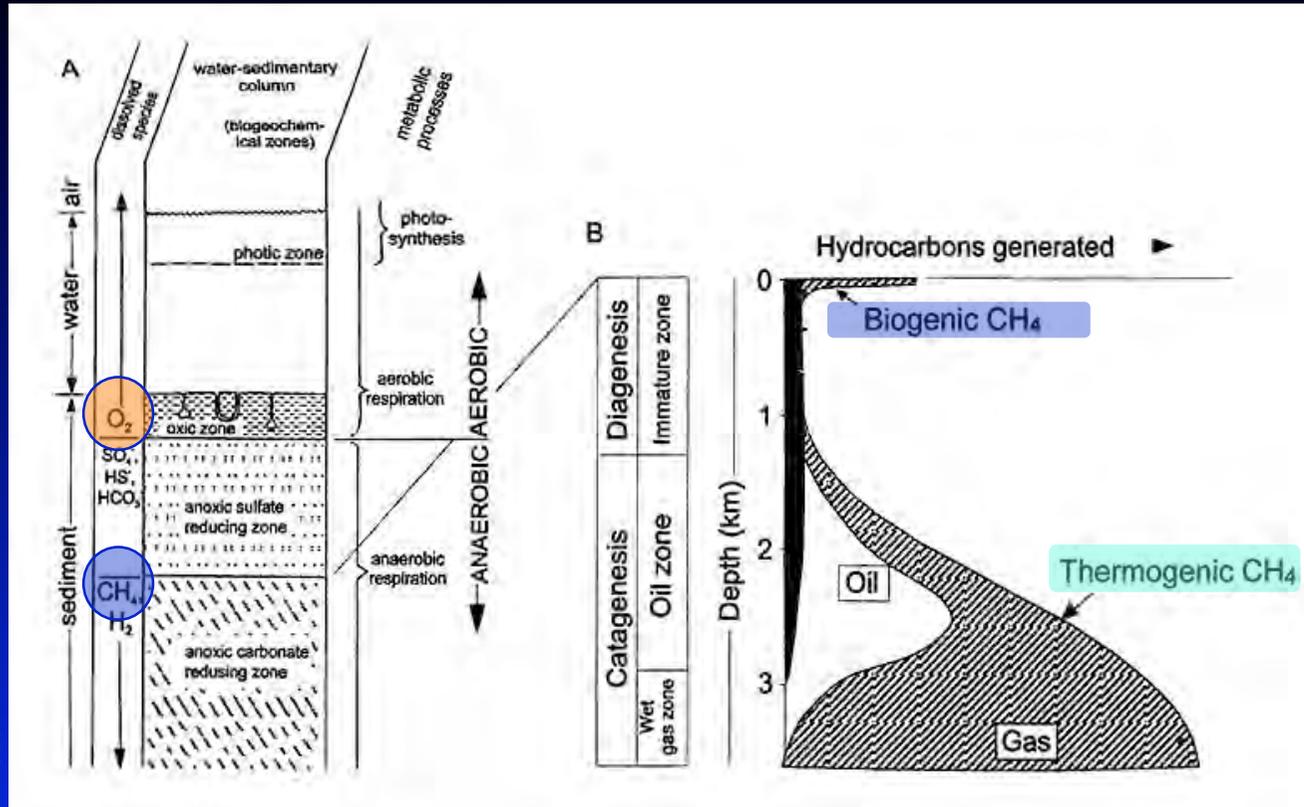
Il peut être produit

- par des bactéries lors de la décomposition et de la fermentation à FAIBLE PROFONDEUR de la matière organique  
= METHANE BIOGENIQUE ou 'GAZ DES MARAIS'
- A GRANDE PROFONDEUR  
sous l'effet combiné de p et T croissantes  
= METHANE THERMOGENIQUE associés à d'autres gaz

*FACILE A DISTINGUER : ISOTOPES H, C ... PAS DE  $^{14}\text{C}$  (THERMOGENIQUE)*

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

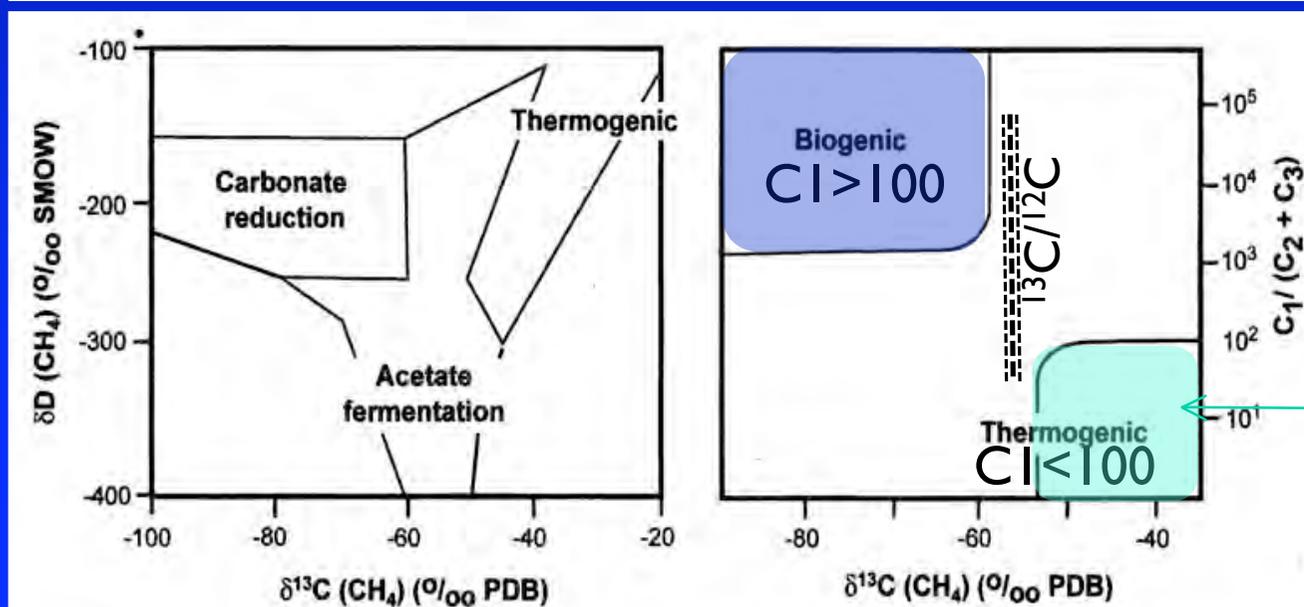
Claypool & Kaplan 1974



Issot & Welte 1992

Claypool & Kvenvolden 1983

Scheoell 1988



EUROPE

O/G windows

# COMBUSTIBLES FOSSILES et ENERGIES RENOUVELABLES

Le développement des énergies renouvelables, toutes subventionnées par les gouvernements, ne peuvent supporter l'industrie pétrochimique, à l'exception sous certaines conditions, de la biomasse => seuls les combustibles fossiles permettent à la pétrochimie de fabriquer un peu plus de 150 dérivés plastiques et autres utilisés quotidiennement.

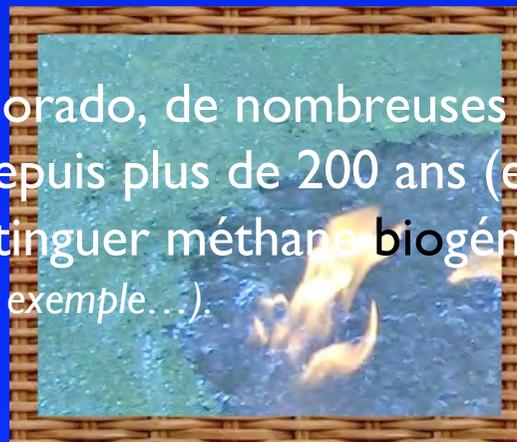


DOCUMENTAIRE 'GASLAND' (réalisé par Josh Fox en 2009 dans l'Etat du Colorado)

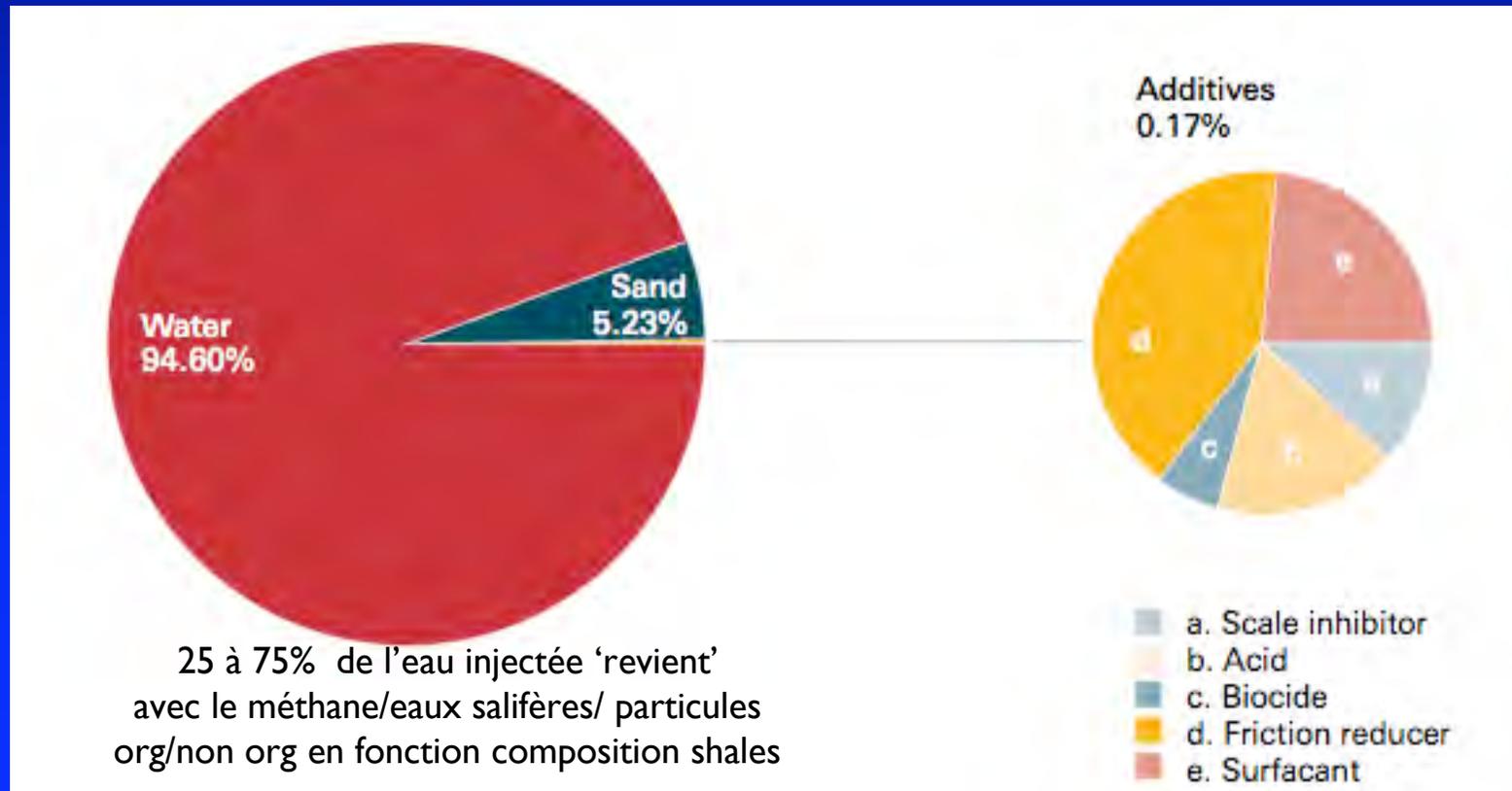


Il s'agit de méthane  **BIOGENIQUE**, bien connu dans les marécages et ..... provoquant les feux follets des cimetières, donc présent dans les milieux superficiels  **ET PAS** de méthane thermogénique, présent dans les milieux profonds, responsable des coups de grisou.

Dans les 'wetlands ' (marécages) du Colorado, de nombreuses bulles de gaz crèvent à la surface de l'eau des rivières et cela est connu depuis plus de 200 ans (en Pennsylvanie) et bien plus dans d'autres régions. Il est très facile de distinguer méthane biogénique et méthane thermogénique (cf. chimie isotopique du carbone, de l'hydrogène par exemple...).



# LA FRACTURATION/STIMULATION HYDRAULIQUE EST UNE VIEILLE TECHNIQUE 1940-1950



UK report, 2012

'FRACKING' il faut donc **créer** de la perméabilité

⇒ un réseau de fissures est produit par une injection d'eau sous pression (600 bars) 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** ( $\pm 0,5\%$  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)

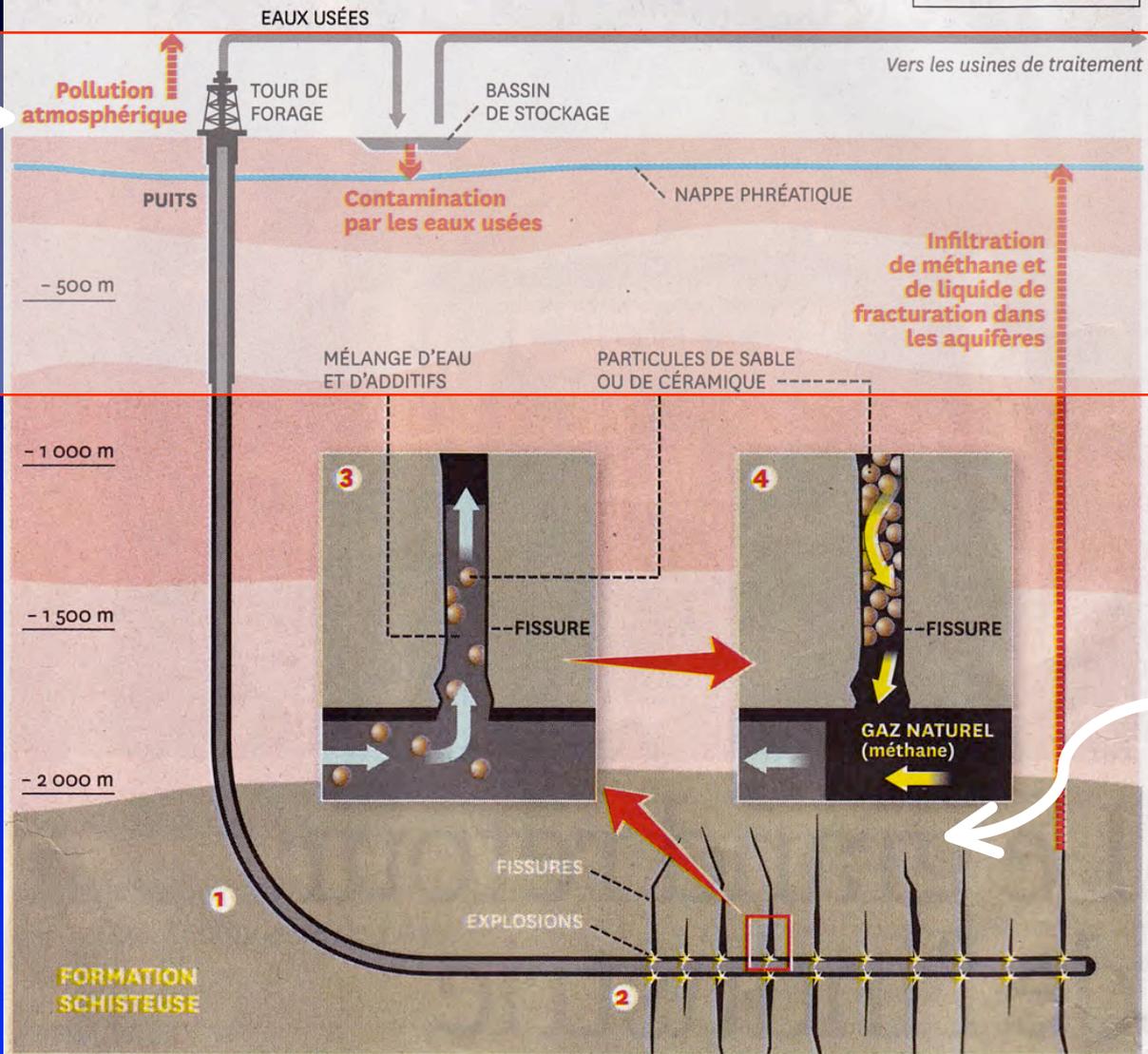
RESULTAT: il faut 0,1 à 0,5 bbl d'eau par baril équivalent pétrole produit,  
(l'eau est de + en + recyclée, obligation légale...)

nb dans la production de pétrole c assistée par injection d'eau,  
il faut 1 à 3 barils d'eau, parfois beaucoup plus, par baril de pétrole produit.

• 1 à 9% CH<sub>4</sub> dû au 'flowback' et/ou fuite pipeline

# Principe de la fracturation hydraulique

 Risques environnementaux



in Le Courrier International, déc 2012

**1— Un puits est foré jusqu'à plus de 2 000 mètres de profondeur.** Une fois la couche de schiste atteinte, le forage continue horizontalement sur 1 à 2 kilomètres.

**2— Des explosions fissurent la roche.** **3— Des millions de litres d'un mélange d'eau, de produits chimiques et de sable sont injectés à haute pression (600 bars) pour agrandir les fissures**

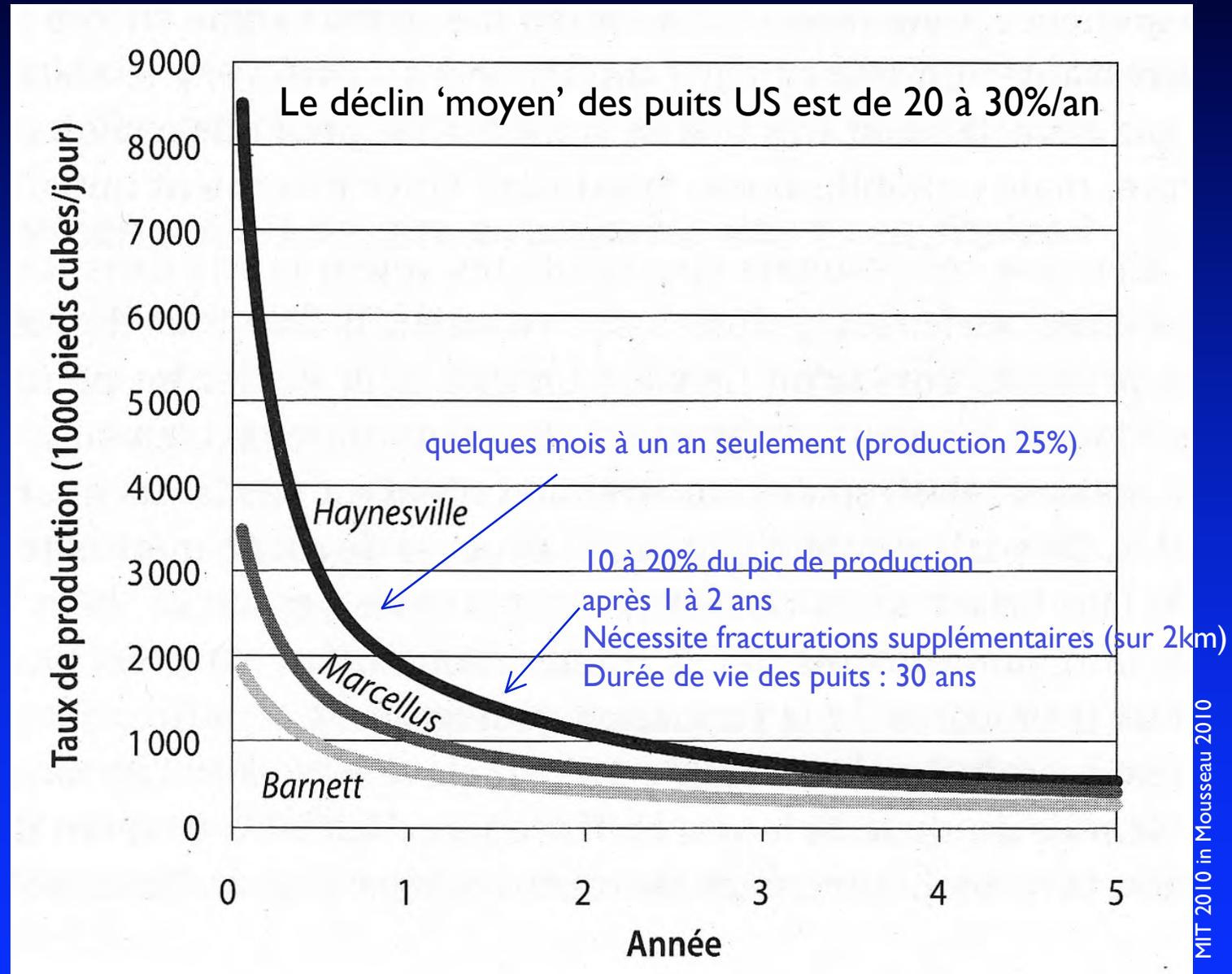
et les maintenir ouvertes. **4— Le gaz de schiste s'engouffre dans le puits.** Les eaux usées, chargées de substances toxiques et d'éléments radioactifs, sont évacuées.

Les (hydro)fractures verticales pénètrent dans la roche sur plusieurs 10'-100'm

1% peuvent dépasser 350 m  
Le max enregistré = 600m

SOURCES : "THE NEW YORK TIMES". AL GRANBERG. "PROPUBLICA"

# Production typique des puits de gaz de schiste dans diverses structures géologiques



Durée de vie des puits : probablement > 15 ans, proche de 30 ans  
Taux de récupération >> hydrocarbures conventionnels

# Mais d'où VIENNENT LE PETROLE ET LE GAZ?

## MATIERE ORGANIQUE

Protéines

Carbo-hydrates

**Lipides**

....

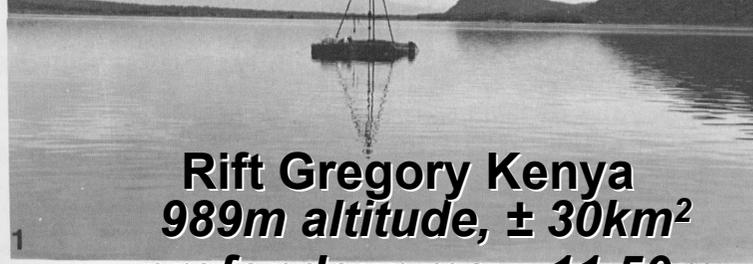


- + membranes
- + cuticules
- + pigments
- + graisse
- + sucres
- + ...

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 $\mu$ -1mm]

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

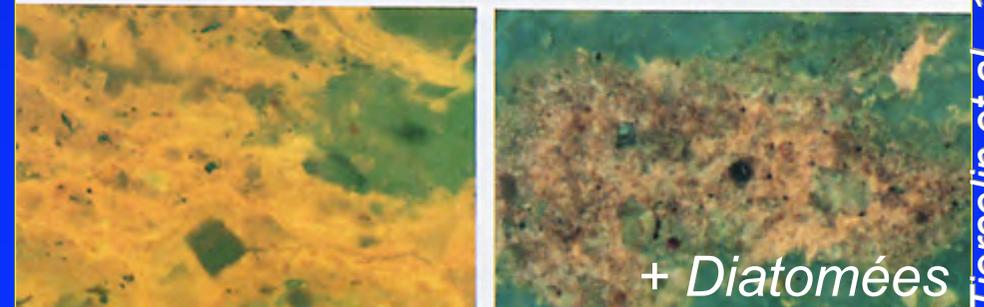
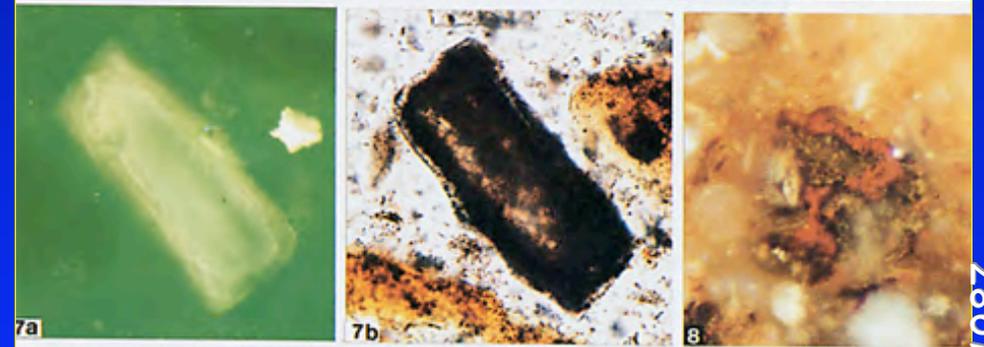
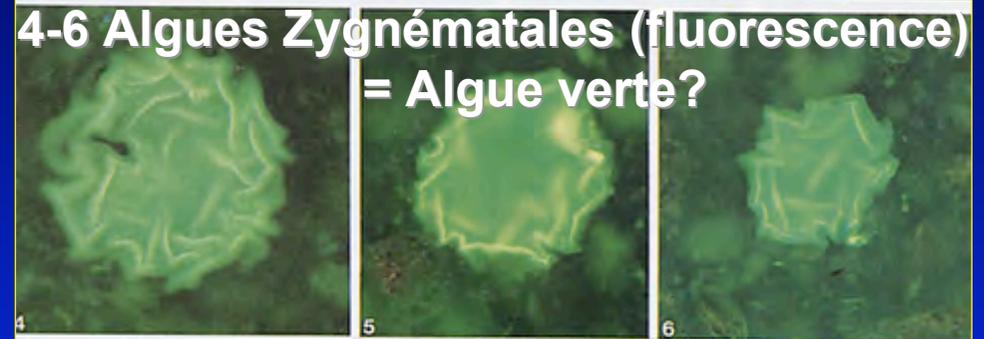
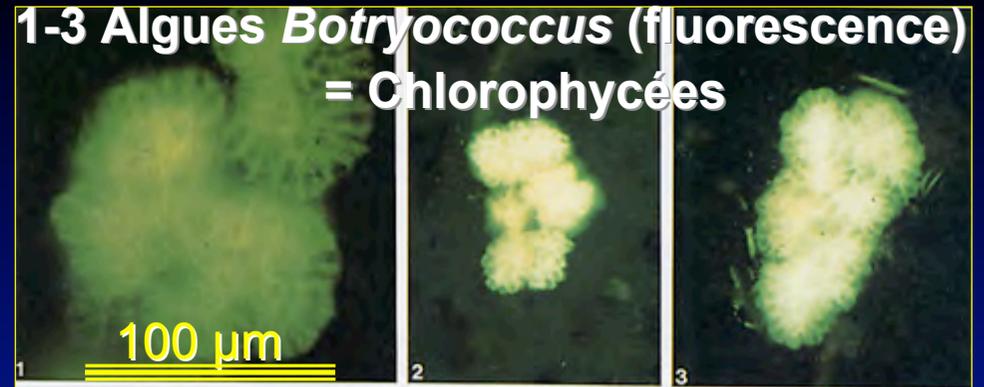
# L'hémi-graben de Baringo-Bogoria



Rift Gregory Kenya  
989m altitude,  $\pm 30\text{km}^2$   
profondeur max: 11,50m



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



+ Diatomées

Tiercelin et al., 1987

= formation du kérogène

# 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)

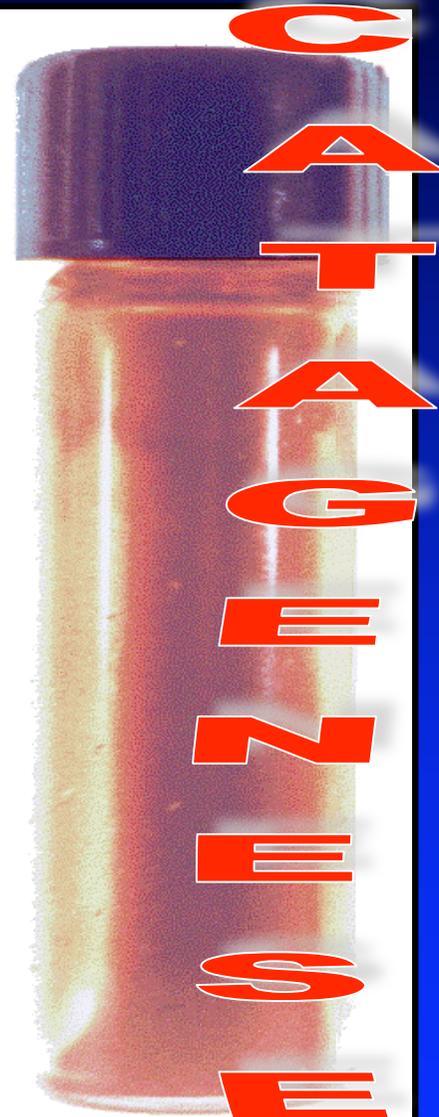
Roche Source  
riche en Matière Organique



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 CO<sub>2</sub> s'en va (décarboxylation), l'H<sub>2</sub>O 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

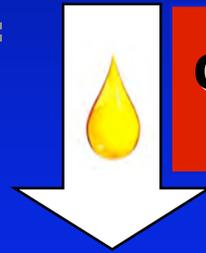
=  
**FENETRE A HUILE** 

# 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 ...



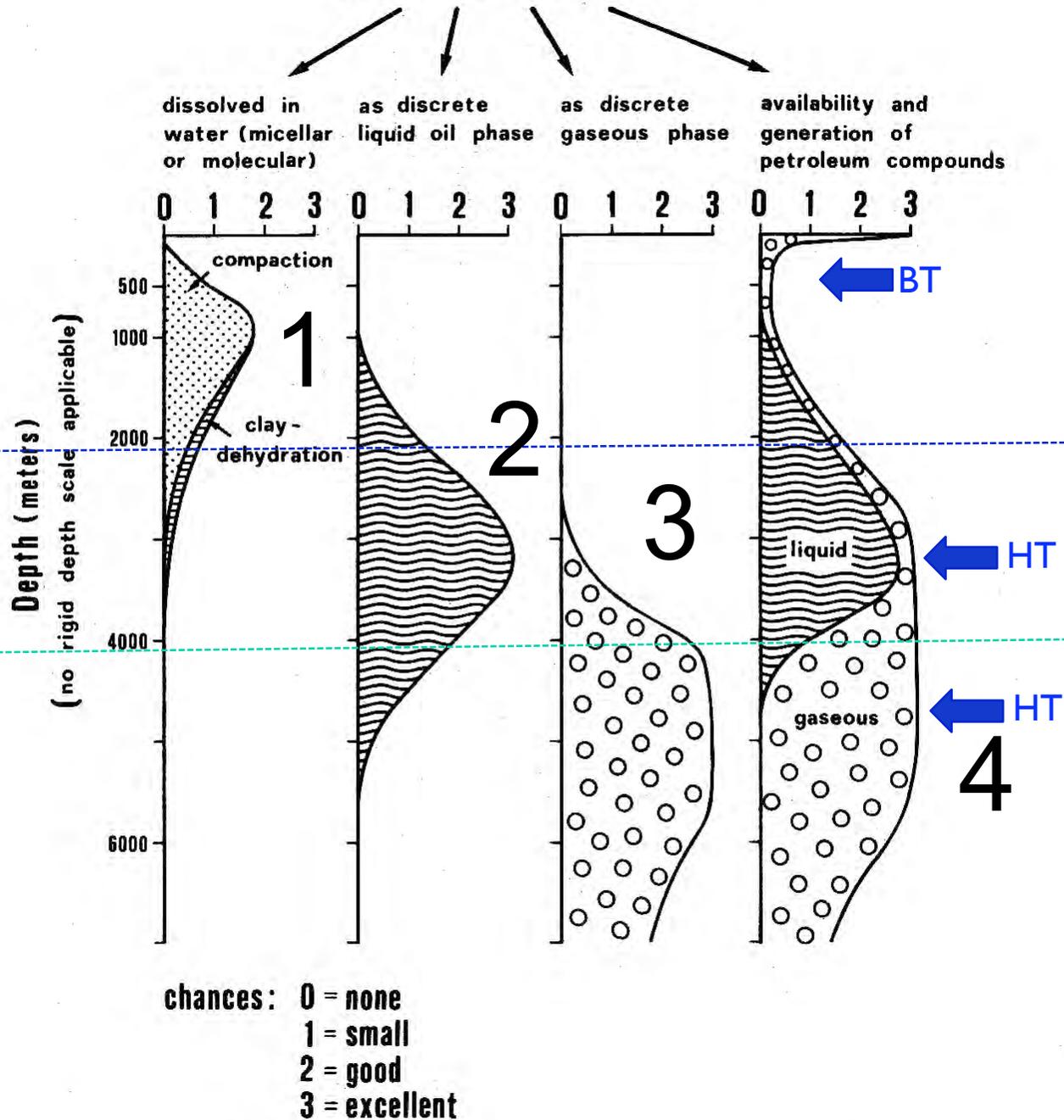
## ...la formation du PETROLE

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



## = FENETRE A GAZ

# Chances for mode of primary migration depending on different parameters



**BIOGENIQUE**

2000m

**THERMOGENIQUE**

4000m

**THERMOGENIQUE**

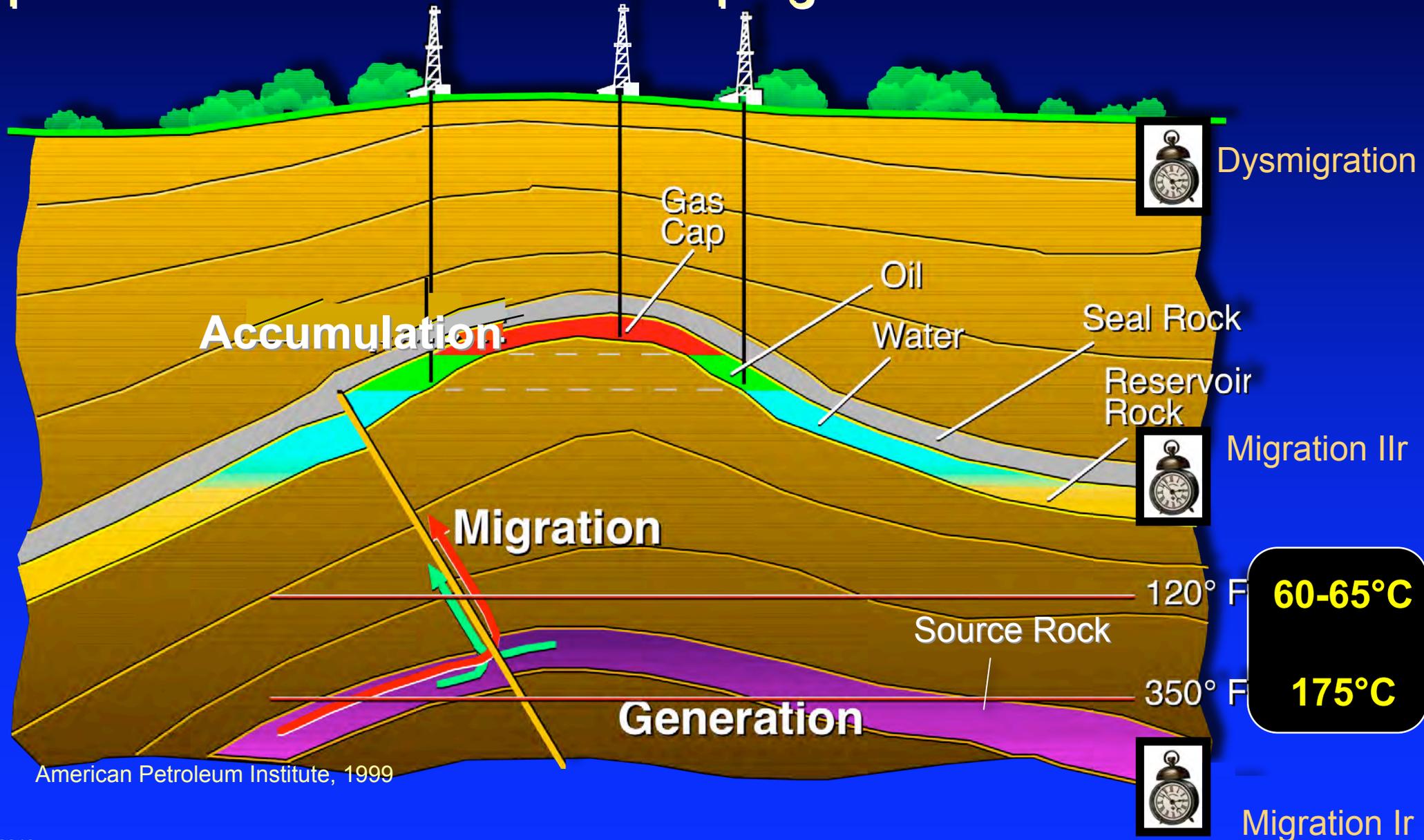
(trop cher)

Tissot & Welte 1978

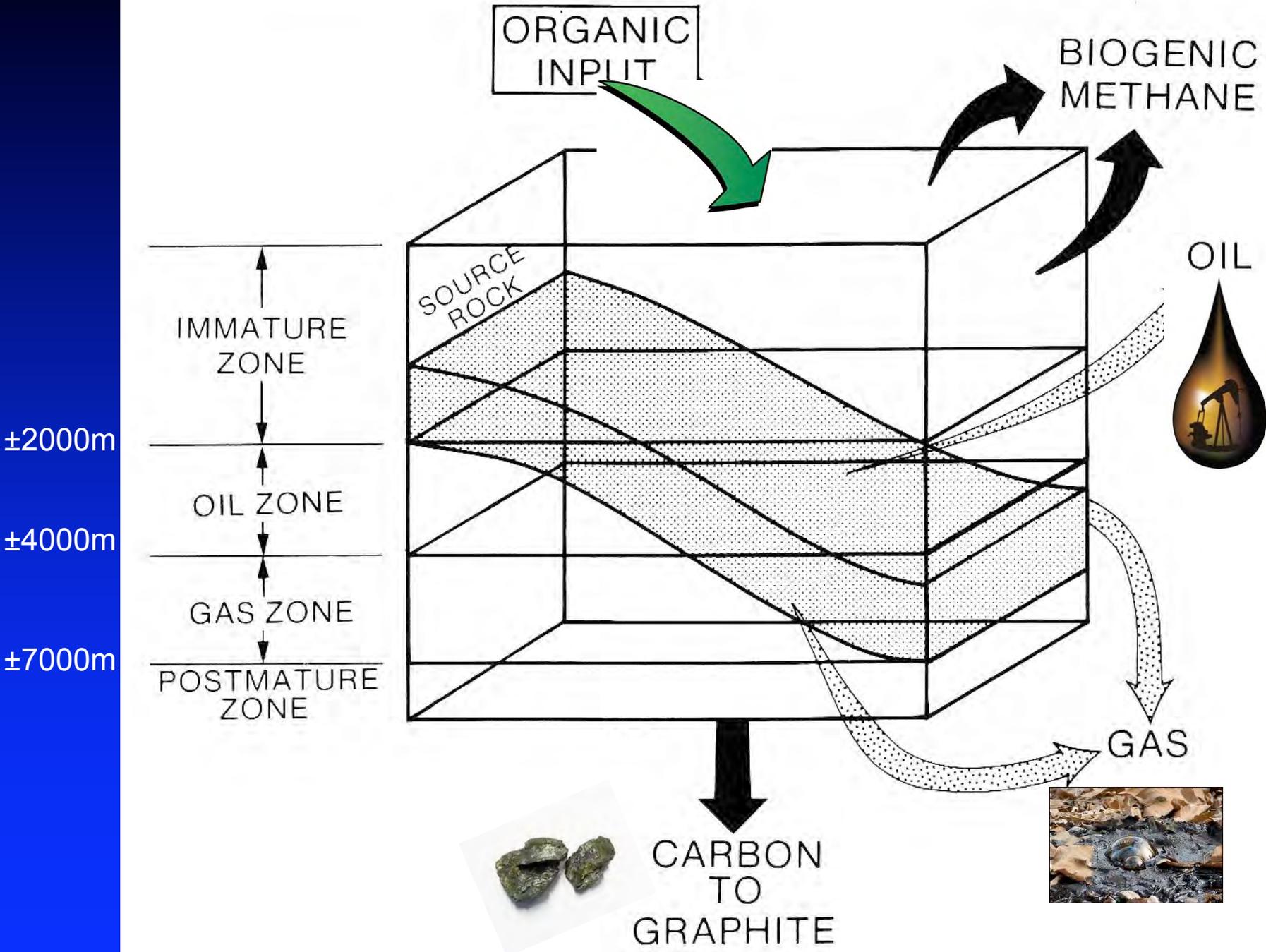
*R a p p e l: Réserves = Incertitudes Géologiques ...*

# Processus dans Systèmes Pétroliers

Le pétrole s'accumule dans des pièges structuraux fermés



American Petroleum Institute, 1999



Brooks et al | 1987

nc

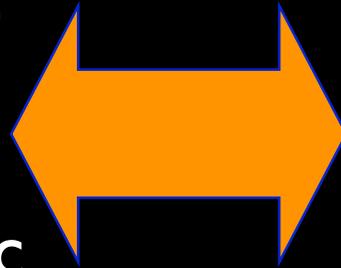
# PIEGE

avec

$RSce^c$

$RR^c$

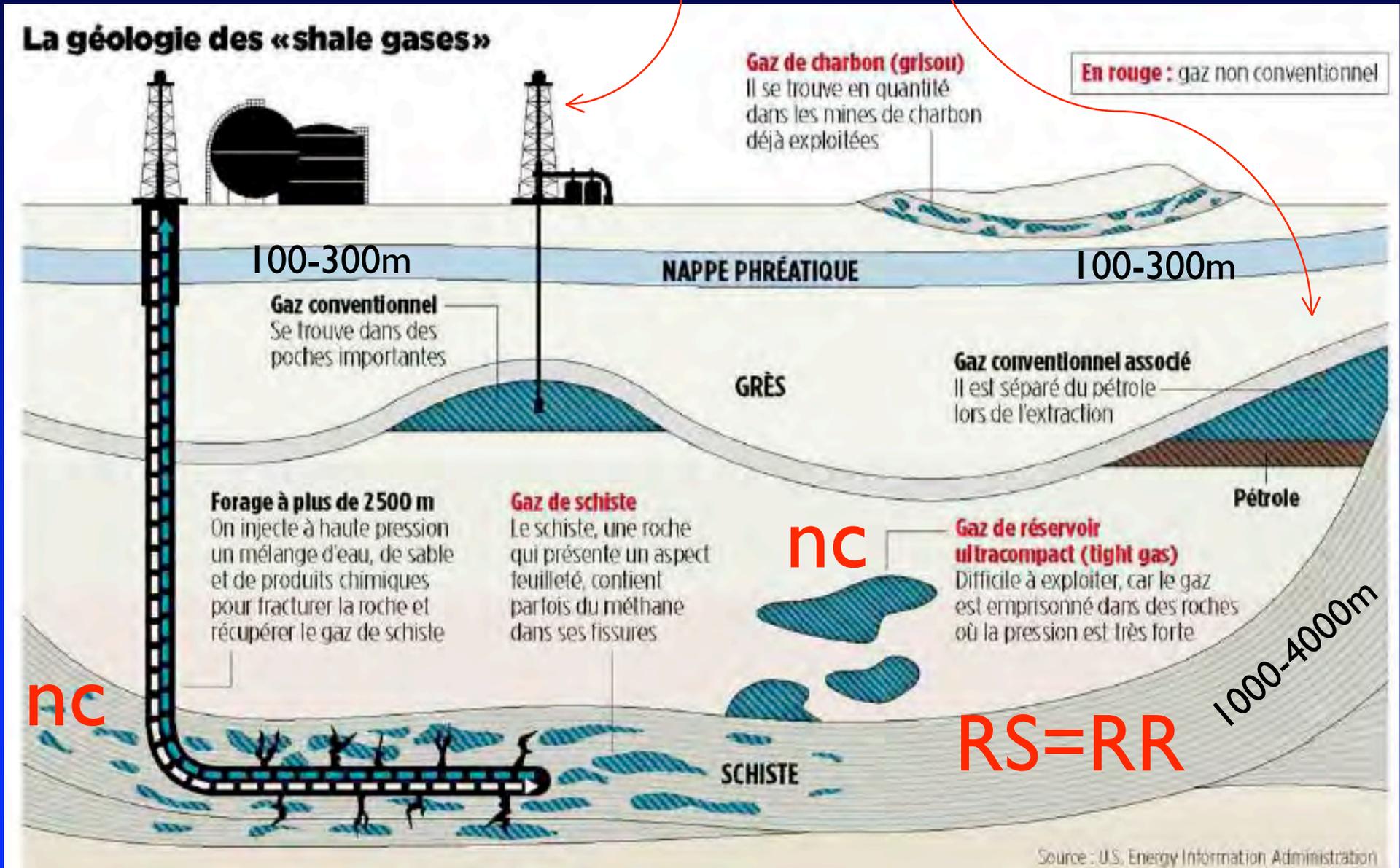
$Rcvture^c$



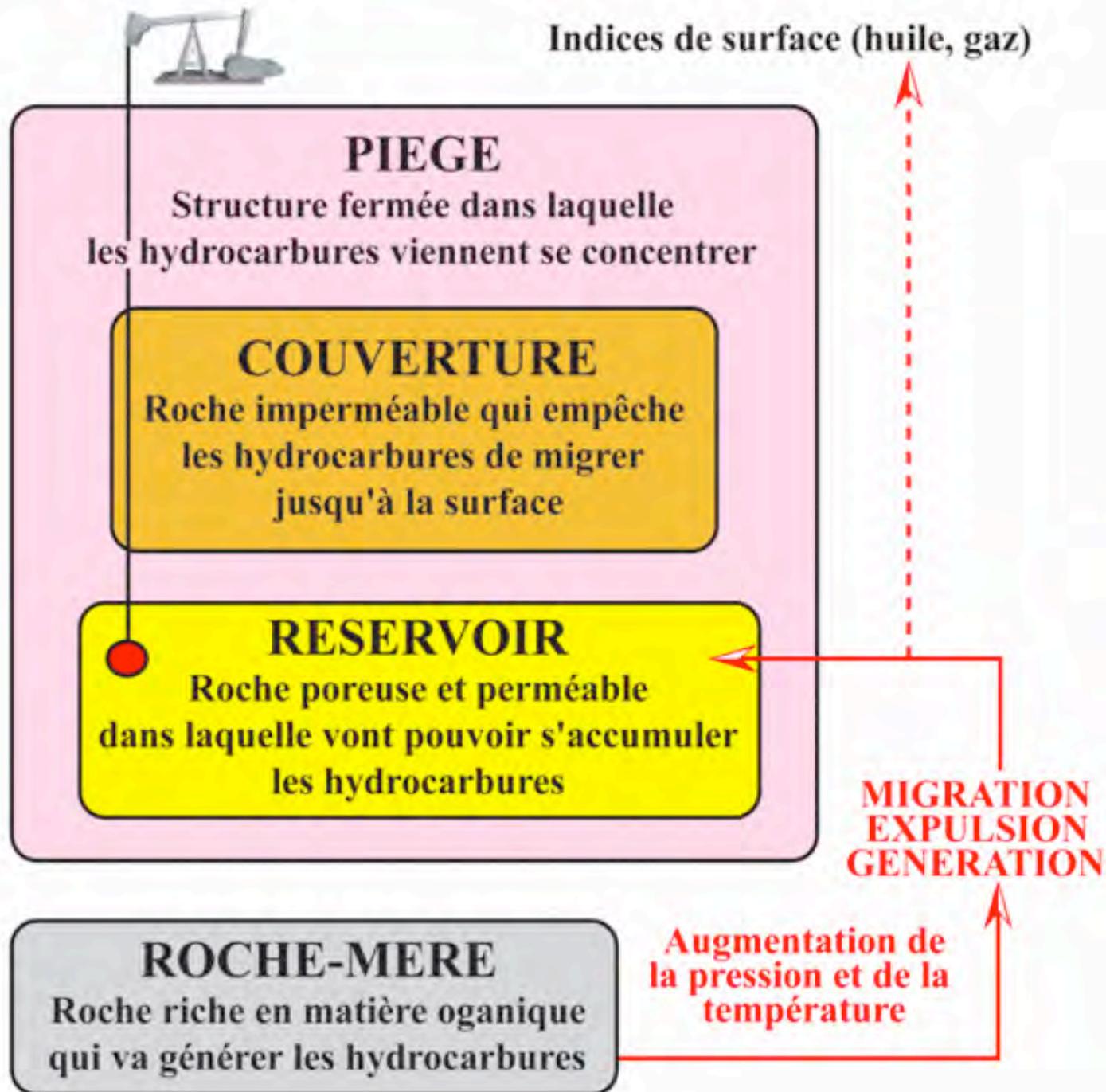
$Structuration^c$

# TRES SIMPLIFIE

C



# GISEMENT



SC-C

nc

**RESERVOIR**  
Gisements de pétrole      Gisements de gaz

*Migration*

"Oil shale"	"Huile de schistes"	"Gaz de schistes"
Immature	Fenêtre à huile	Fenêtre à gaz

**ROCHE-MERE**

*Augmentation de l'enfouissement ( $T^{\circ}$ ,  $P$ )*

CONVENTIONNEL  
NON CONVENTIONNEL

sc-c

nc

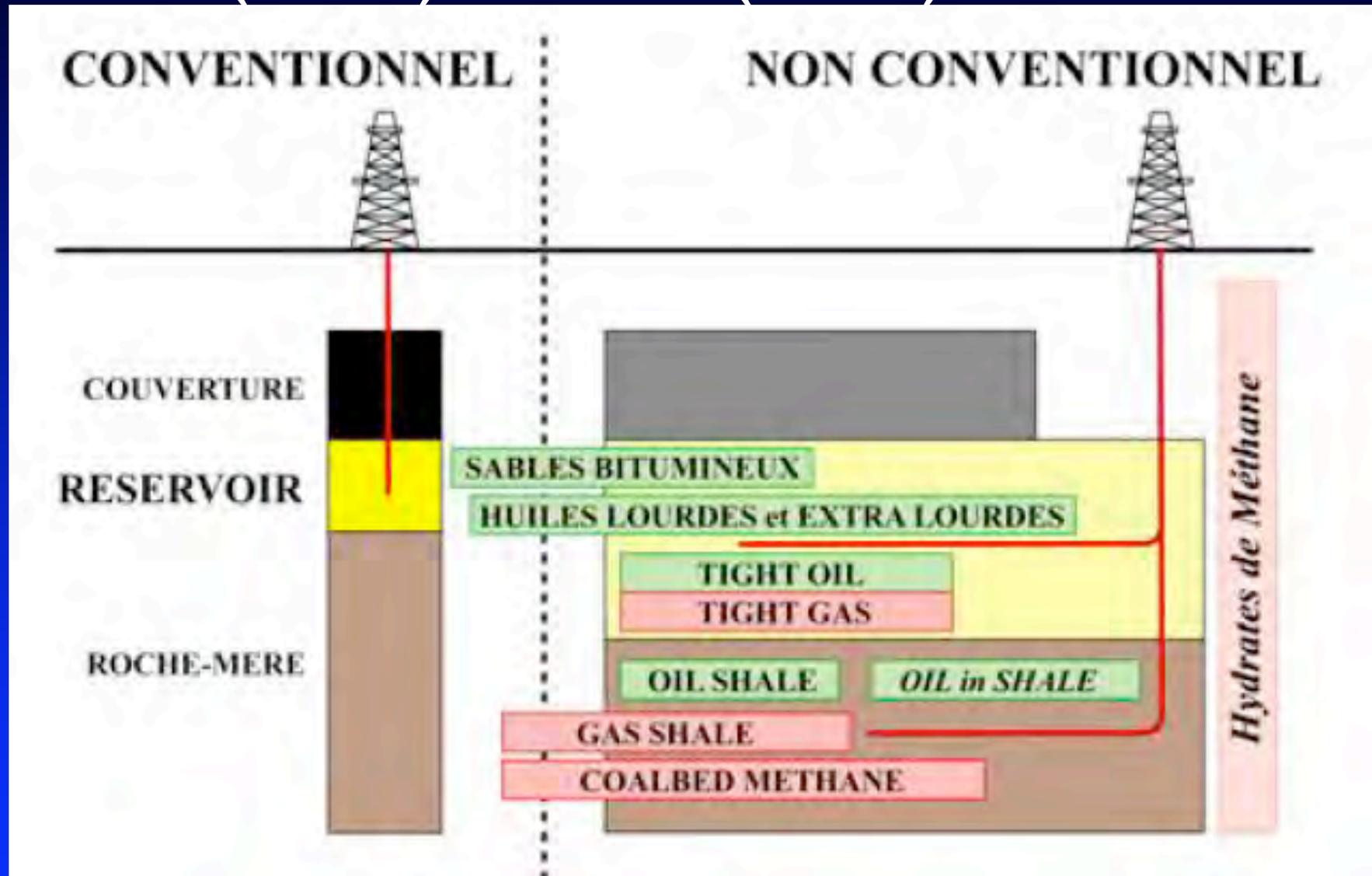
IFP 2011

1. oil shale (bituminous)  
= KEROGENE

2. shale oil  
= MATURE

3. shale gas  
= fenêtre à gaz

$$c (+sc?) > nc (+sc?)$$



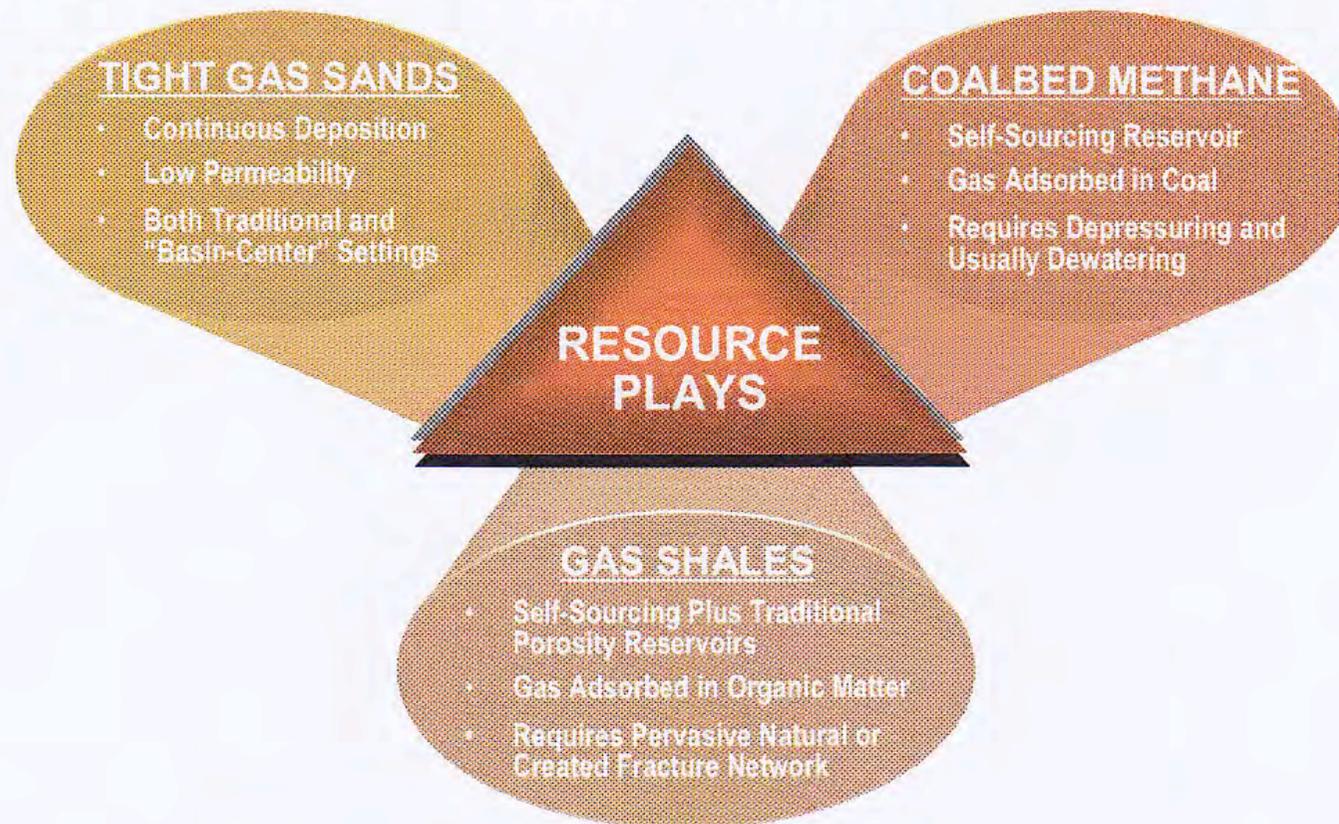
IFP 2011

nc : la roche-mère **EST** la roche-réservoir

# 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 'NON CONVENTIONNELS'

TIGHT GAS SANDS : piégés dans des roches 'dures', non poreuses et imperméables (grès, calcaires) = 'Sands' => chenaux, barres... = degré d'interconnection (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.

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

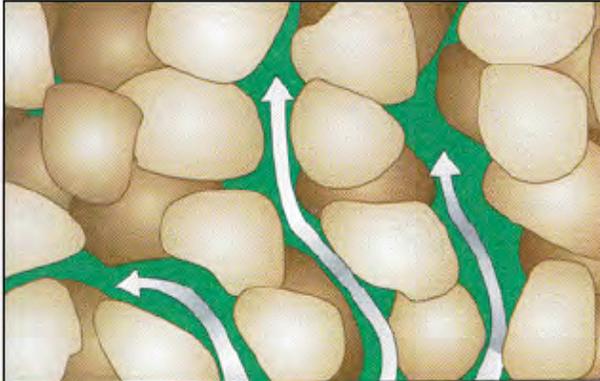
⇒ très bien étudiées aux USA

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

?GAS HYDRATES :? >>

# Unconventional gas

## Tight Gas



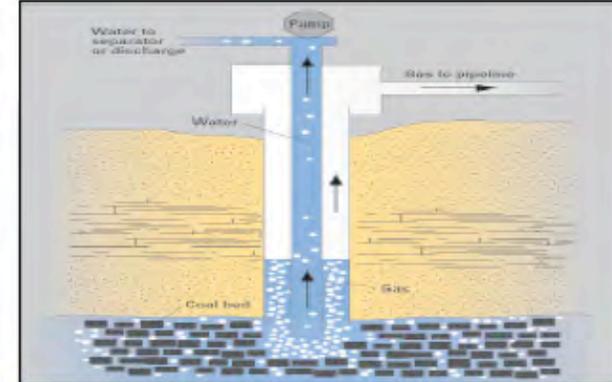
- Occurs in 'tight' sandstone
- Low porosity = Little pore space between the rock grains
- Low permeability = gas does not move easily through the rock

## 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

# The Resource Pyramid

Conventional Reservoirs  
**Small** Volumes,  
Easy to Develop

?2010'

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

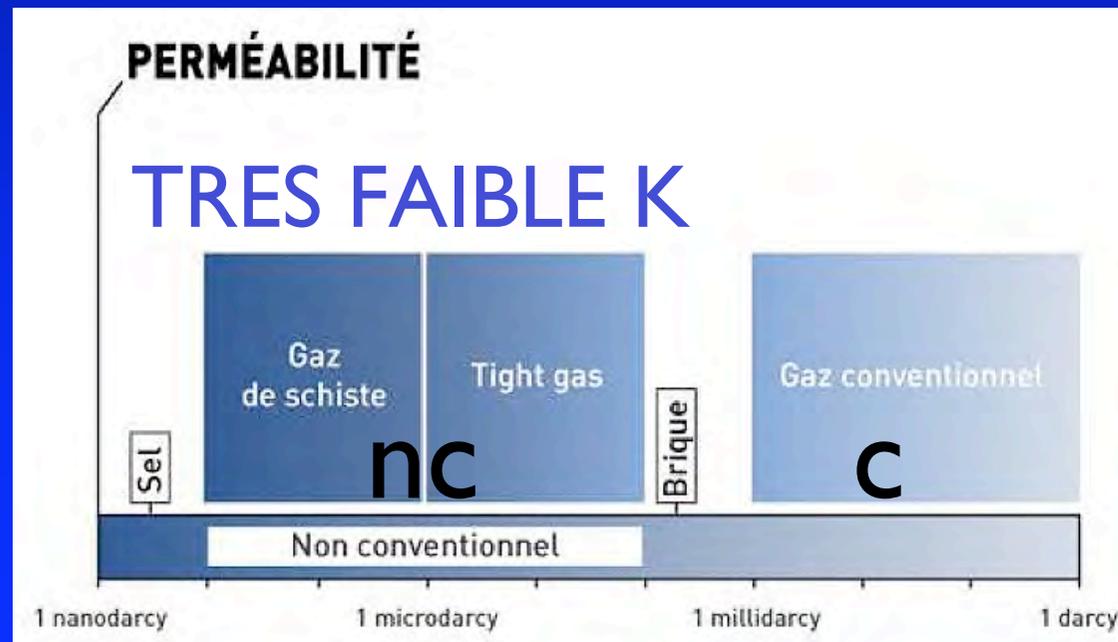
Improving Technology

Province Resource Size

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.



# RISQUES POUR L'ENVIRONNEMENT?

*Nombreux rapports indépendants, gouvernementaux et pétroliers [G. Medaisko, 2012, in Foreurs Contact n°101]*

## POLLUTION DES NAPPES PHREATIQUES

L'agriculture est l'un des plus gros pollueurs, ne paie quasi pas de taxe anti-pollution (en France) à charge des particuliers (85%) et industriels (15%)  
(cf 6<sup>ème</sup> forum mondial de l'eau, Marseille mars 2012)

Les géologues (pétroliers) connaissent la position des nappes phréatiques dans presque tous les bassins sédimentaires du monde => 'MONITORING' facile,  
=> les foreurs 'tubent' (=casings) les forages, en installant des colonnes creuses en acier spécial de différents diamètres POUR ISOLER les aquifères ou les couches à faible résistance (pour éviter les 'caves') = => ces tubages sont ensuite CIMENTES ...

Sur 6000 forages effectués en France à ce jour (hors Pechelbronn), seuls deux cas de pollution d'un aquifère sont à recenser suite à une mauvaise cimentation (données BRGM).

A Dimock (Gasland) une pollution existait mais n'était pas due aux forages pétroliers (cf EPA = U.S. Environmental Protection Agency, 25 juillet 2012)

Les 'shale gas' sont BIEN EN-DESSOUS des nappes aquifères, à des profondeurs kilométriques  
Les nappes phréatiques sont également traversées pour la production 'conventionnelle'.

# 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 <sup>82</sup>	1,000 - 7,000 <sup>83</sup>	10,500 - 13,500 <sup>84</sup>	4,000 - 8,500 <sup>85</sup>	6,000 - 11,000 <sup>86</sup>	600 - 2,200 <sup>87</sup>	500 - 2,000 <sup>88</sup>
Net Thickness, ft	100 - 600 <sup>89</sup>	20 - 200 <sup>90</sup>	200 <sup>91</sup> - 300 <sup>92</sup>	50 - 200 <sup>93</sup>	120 - 220 <sup>94</sup>	70 - 120 <sup>95</sup>	50 - 100 <sup>96</sup>
Depth to Base of Treatable Water <sup>#</sup> , ft	~1200	~500 <sup>97</sup>	~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 <sup>98</sup>	4.0 - 9.8 <sup>99</sup>	0.5 - 4.0 <sup>100</sup>	3 - 12 <sup>101</sup>	1 - 14 <sup>102</sup>	1 - 20 <sup>103</sup>	1 - 25 <sup>104</sup>
Total Porosity, %	4 - 5 <sup>105</sup>	2 - 8 <sup>106</sup>	8 - 9 <sup>107</sup>	10 <sup>108</sup>	3 - 9 <sup>109</sup>	9 <sup>110</sup>	10 - 14 <sup>111</sup>
Gas Content, scf/ton	300 - 350 <sup>112</sup>	60 - 220 <sup>113</sup>	100 - 330 <sup>114</sup>	60 - 100 <sup>115</sup>	200 - 300 <sup>116</sup>	40 - 100 <sup>117</sup>	40 - 80 <sup>118</sup>
Water Production, Barrels water/day	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	5 - 500 <sup>119</sup>	5 - 500 <sup>120</sup>
Well spacing, acres	60 - 160 <sup>121</sup>	80 - 160	40 - 560 <sup>122</sup>	40 - 160 <sup>123</sup>	640 <sup>124</sup>	40 - 160 <sup>125</sup>	80 <sup>126</sup>
Original Gas-In-Place, tcf <sup>127</sup>	327	52	717	1,500	23	76	160
Technically Recoverable Resources, tcf <sup>128</sup>	44	41.6	251	262	11.4	20	19.2

> et >> Belgique

300m – 4km

5-10m à 200m

0.5-25%

2855tcf

= 645tcf

± 105Gboe

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 <sup>82</sup>	1,000 - 7,000 <sup>83</sup>	10,500 - 13,500 <sup>84</sup>	4,000 - 8,500 <sup>85</sup>	6,000 - 11,000 <sup>86</sup>	600 - 2,200 <sup>87</sup>	500 - 2,000 <sup>88</sup>
Net Thickness, ft	100 - 600 <sup>89</sup>	20 - 200 <sup>90</sup>	200 <sup>91</sup> - 300 <sup>92</sup>	50 - 200 <sup>93</sup>	120 - 220 <sup>94</sup>	70 - 120 <sup>95</sup>	50 - 100 <sup>96</sup>

> et >> Belgique  
300m – 4km  
5-10m à 200m

### Profondeur des formations de shale et des eaux souterraines

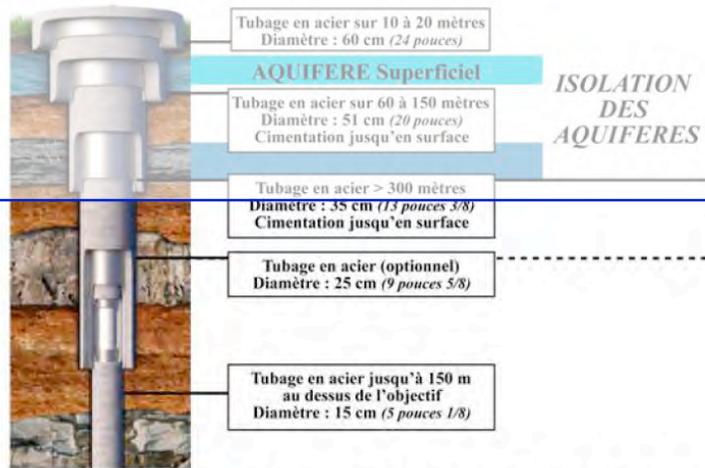
Gisement	Profondeur du shale (m)	Profondeur des eaux souterraines (m)
Barnett	2 000-2 500	360
Marcellus	1 200-2 500	250
Haynesville	3 200-4 000	120
Utica (Canada/USA)	500-3 500	100

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

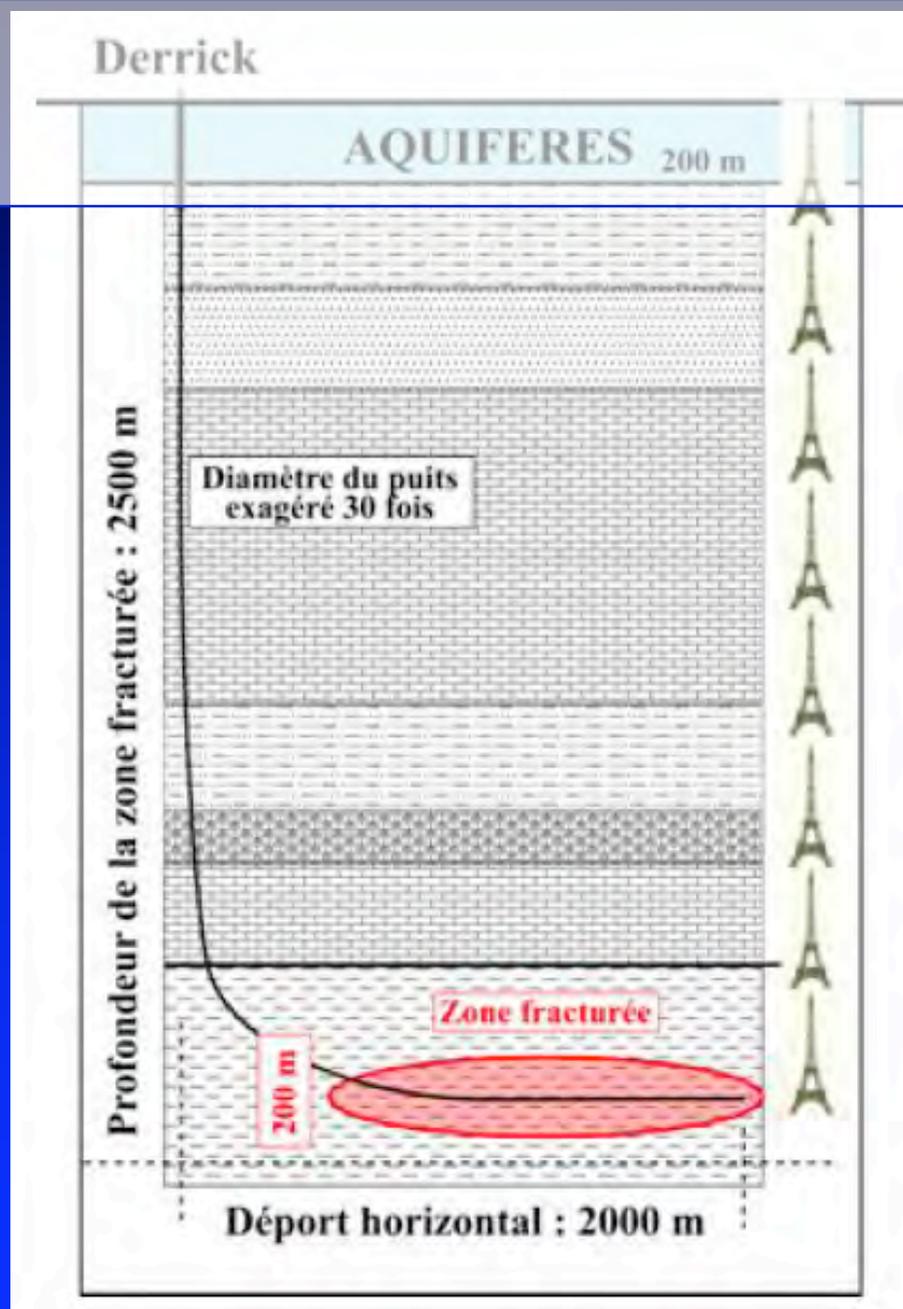
Original Gas-In-Place, tcf <sup>127</sup>	327	52	717	1,500	23	76	160
Technically Recoverable Resources, tcf <sup>128</sup>	44	41.6	251	262	11.4	20	19.2

2855tcf  
= 645tcf  
± 105Gboe

# CIMENTATION sur 10'm, si nécessaire 100'm



Architecture type d'un puits de "Gas Shale" dans les Marcellus Shale (USA)  
(source Range Resources)



A ce jour, 2013, seul **UN NOMBRE INFIME** de contaminations de nappes suite à la fracturation hydraulique a été reporté, malgré 100 000 puits aux USA [un million tous confondus]

• *The Royal Society / Royal Academy of Engineering report on shale gas extraction in the UK*

Robert Mair, Cambridge University and Royal Society, UK : 2000 puits (non-shale gas) au cours des 30 dernières années, avec 200 hydrofracturés (le premier puits pour shale gas = 1875)

[http://www.raeng.org.uk/news/publications/list/reports/Shale\\_Gas.pdf](http://www.raeng.org.uk/news/publications/list/reports/Shale_Gas.pdf)

• *Environmental concerns with shale gas development in the United States*

Robert Siegfried, Research Partnership to Secure Energy for America (RPSEA)

<http://www.rpsea.org/>

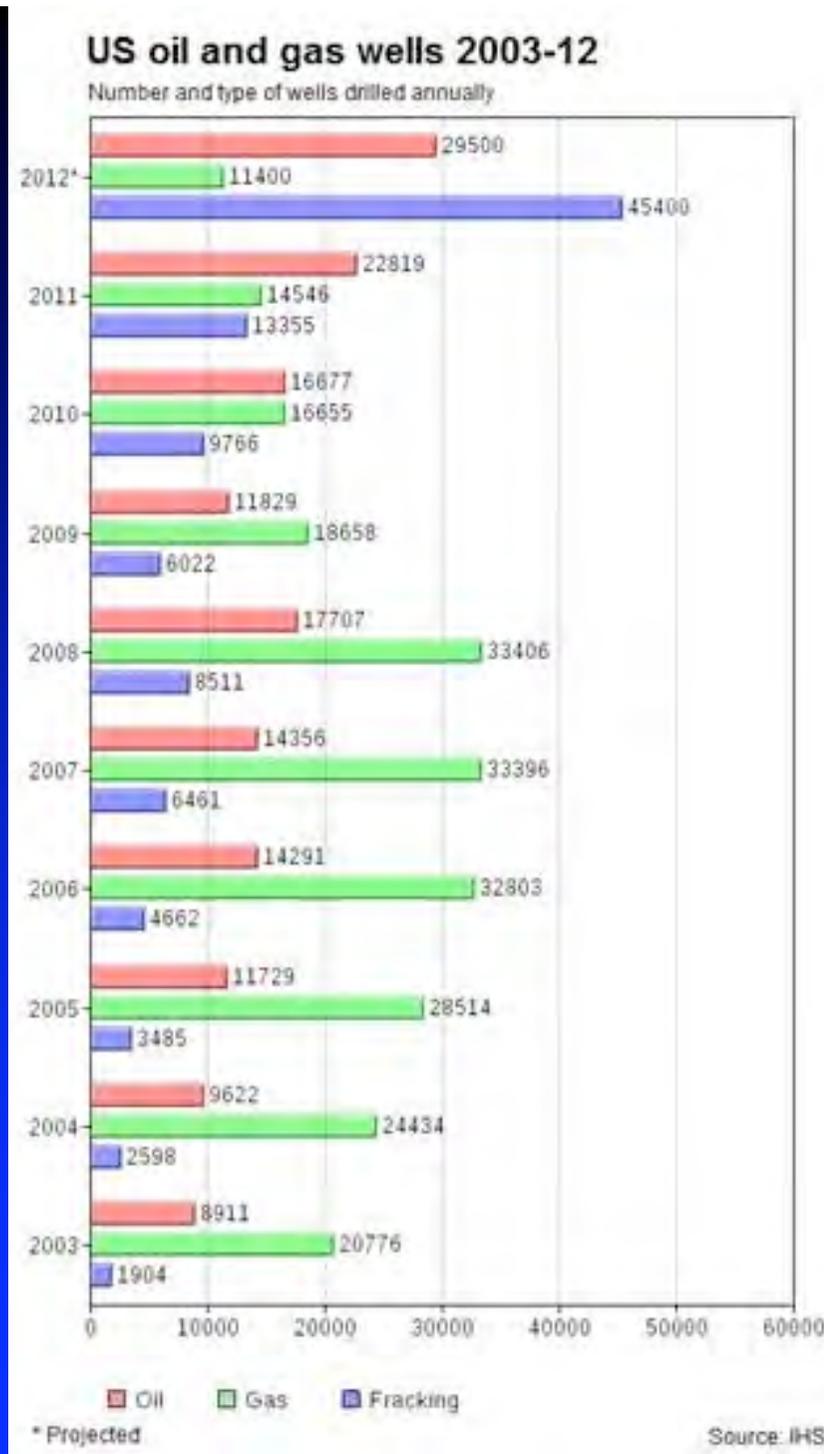
2009 : 493 000 puits USA [93 000 Texas, 71 000 Pennsylvanie]

2010: 3000 permis d'exploitation en Pennsylvanie (117 en 2007)

**PAR CONTRE**, des contaminations de nappes, liées à des remontées du méthane le long du casing ont été constatées, surtout au début de l'exploitation des 'shale gas'. La technologie évoluant, ces contaminations sont rares et bientôt inexistantes. Ceci est également le cas des gisements de gaz conventionnels.

Si les conditions de bonne application sont respectées, aucune contamination n'est à prévoir.

2003-2012  
102164 puits  
(fracking)



45400 puits

en 10 ans  
 $x \approx 25$

1904 puits

# A ce jour, 2013, la fracturation hydraulique (1949) reste la meilleure technique pour la production des 'shale gas'

- = > **arcs électriques** (Chevron, U. Pau...) dans un tube rempli d'eau : microfissures par une onde de choc, mais trop localisée, pas intéressant... ? Avantage = eau et adjuvants chimiques presque inutiles  
Brevet U. Pau+ CNRS mais les tests nécessitent 20 millions d'euros! (nb évaluation potentiel = 30 forages)
- = > **explosifs** : essais russes et USA dans les années 1960' avec bombes atomiques! et nitroglycérine
- = > **diesel** : USA au début = BTEX (benzène, toluène, éthylbenzène, xylène) cancérigènes
- = > **propane** : récemment, intérêt = augmentation récupération réservoir MAIS inflammable en surface  
le propane est injecté sous forme gélifiée (pour transporter le sable), testé dans 600 puits, il est aussi recyclé
- = > injection de **CO2 ou de vapeur d'eau** (cf 'huiles lourdes') ou **d'hélium liquide** (lorsqu'il est réchauffé, son volume augmente de 700x => fissuration des roches)

**CONCLUSION:** la fracturation hydraulique est la bonne solution et est perfectible (la technologie évolue).

# RISQUES POUR L'ENVIRONNEMENT?

## QUANTITES D'EAU UTILISEES LORS DES SIMULATIONS HYDRAULIQUES

La stimulation hydraulique d'un forage horizontal nécessite entre 1 000 et 20 000 m<sup>3</sup> d'eau [=7 piscines olympiques] dont une partie est traitée et/ou recyclée d'un forage précédent.

NOUVELLES TECHNOLOGIES (=superfracking) on réduit de 50%.

FUTUR : utilisant des nanotechnologies en cours d'expérimentation, l'eau ne sera plus nécessaire et de nombreux produits chimiques non plus.

Aux USA : la consommation d'eau se situe entre <0.1% et 0.8% de la consommation régionale utilisée par le secteur public, industriel, minier, irrigation, agriculture réunis, pour les quatre grands gisements de Barnett, Fayetteville, Haynesville et Bakken où sont forés plusieurs centaines de puits par an dans chaque gisement.

La fracturation hydraulique (FH) peut utiliser des eaux usées (villes...), des eaux saumâtres, de l'eau très saline des formations géologiques (...) et parfois recycle à 100% l'eau.

Les pétroliers sont des producteurs d'eau! = technologie facile

⇒ l'eau remonte avec les produits et les minéraux : 1 bbl oil = 10 à 20 bbl eau (traités par VEOLIA etc)

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 shale gas dans ce Etat pendant 2,5 années

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

# RISQUES POUR L'ENVIRONNEMENT?

## QUANTITES D'EAU UTILISEES LORS DES STIMULATIONS HYDRAULIQUES

pour la production de 1 mmbtu d'énergie (éq. énergétique de 28m<sup>3</sup> de gaz)

Source	Nombre de litres
Gaz de schiste	2-20
Nucléaire (uranium prêt à l'emploi)	30-50
Pétrole	30-80
Charbon (prêt à l'emploi, centrale électrique)	20-120
Ethanol (combustible dérivé du maïs)	9500-110000
Biocarburant (dérivé du soja)	50000 -280000

*Ground Water Production Council and US Dept Energy*

# RISQUES POUR L'ENVIRONNEMENT?

## POLLUTION DE L'AIR

### Changement climatique et GIEC?

cf. Conférences 2012 à l'Académie Royale de Belgique : Controverses Climatiques: pourquoi tant de passions?  
Préat 'Coordinateur' + Conférenciers Prof. Furfari (ULB), Marko (UCL), Masson (Anvers) et Préat (ULB)

Pour les tests de mise en production (évaluation de la capacité du réservoir, les gaz sont brûlés à la torchère = procédé classique depuis > 100 ans utilisant des quantités MINIMES de gaz, et non spécifique au gaz de schiste (cf. gisements 'conventionnels').

**Le gaz de schiste utilisé comme combustible dans une centrale électrique émet 60% de CO<sub>2</sub> de moins que le charbon.** Egalement procédé CCS...? (on utilise le CO<sub>2</sub> pour 'pousser' le CH<sub>4</sub>)

Emissions de méthane dans l'atmosphère : 10% de l'ensemble des GES, seuls 3% proviennent des puits à gaz, des gazoducs, et des fuites des réservoirs de stockage en surface.

Les 7% restants = dépôts d'ordures ménagères, mines de charbon, fermentation stomacales du bétail.

A ce jour, aucune incidence de cancer n'a été mise en évidence aux USA près des gisements.

# RISQUES POUR L'ENVIRONNEMENT?

## PRODUITS CHIMIQUES

Le fluide de stimulation = **99,51%** d'eau contenant du sable calibré et/ou des billes de céramique de taille mm et **0,49%** représentés par 12 additifs chimiques (provenant de l'agro-alimentaire).

Au tout début de la fracturation aux USA (1949), les additifs étaient plus nombreux et certains cancérigènes. Aujourd'hui les produits chimiques ne peuvent plus être secrets, et seuls 3 ou 4 sont combinés à la fois suivant la nature de la roche-mère et la qualité de l'eau utilisée

- **1 Acides (0,123%)**

HCL (et apparentés) est utilisé depuis plus de 60 ans dans les réservoirs carbonatés également utilisé pour le nettoyage de nos piscines, pour purifier notre eau potable....

- **2 Agents biocides (antibactériens) (0,001%) : glutaraldéhyde, éthanol, méthanol**

Contre l'invasion dans le puits de bactéries sulfato-réductrices productrices de H<sub>2</sub>S

Auj : l'eau de stimulation est soumise au u.v => les biocides ne sont/seront plus nécessaires

les biocides = également produits désinfectants en chirurgie, dentisterie pour stériliser le matériel

- **3 Inhibiteurs de corrosion des tubages (0,002%) : éthylène glycol, propylène glycol, alcool, NaOH**

= produits utilisés en pharmacie, dans la fabrication des plastiques, des savons .... additifs alimentaires

# RISQUES POUR L'ENVIRONNEMENT?

## PRODUITS CHIMIQUES

- 4 **Agents anti-rouille (0,004%)**

= *acide citrique, cf. nos boissons (jus de citron) et plats préparés*

- 5 **Polymères réticulés (0,007%)** : origine naturelle = Ti, Zr, sels de B, sels de Fe

Pour augmenter la viscosité du fluide à mesure que la T augmente

= *cosmétiques, savons, lessives détergentes*

....

- 6 **Agents de fractionnement (0,01%)** • 7 **Correcteurs d'acidité (0,011%)** • 8 **Agents antitartre (0,043%)** • 9 **Gélifiants (0,056%)** • 10 **Stabilisateurs d'argile (0,06%)** • 11 **Polymères (0,085%)** • 12 **Réducteurs de friction (0,088%)**

= *cosmétiques, teinture cheveux, plastiques, lessives, adoucciseurs, gargarisme, dentifrice, aliments etc.*

- **Proppants**

Sable 'quartzitique' ou silice pure pour maintenir les fissures ouvertes: 750t sable/15000m<sup>3</sup> d'eau

= matériau très inerte (chimiquement)

- **Eau de stimulation :  $p > p_{\text{lithostatique}}$  (+fonction fissibilité roche-mère) => 600 bars ou  $<$**

Pour remplacer l'eau : essais d'injection (peu concluants) de propane, CO<sub>2</sub>, azote, huile, gels de polymères, décharges d'arc électrique, injection de bactéries..... => la fissuration hydraulique reste la meilleure (technique, économique)

# RISQUES POUR L'ENVIRONNEMENT?

## PRODUITS CHIMIQUES

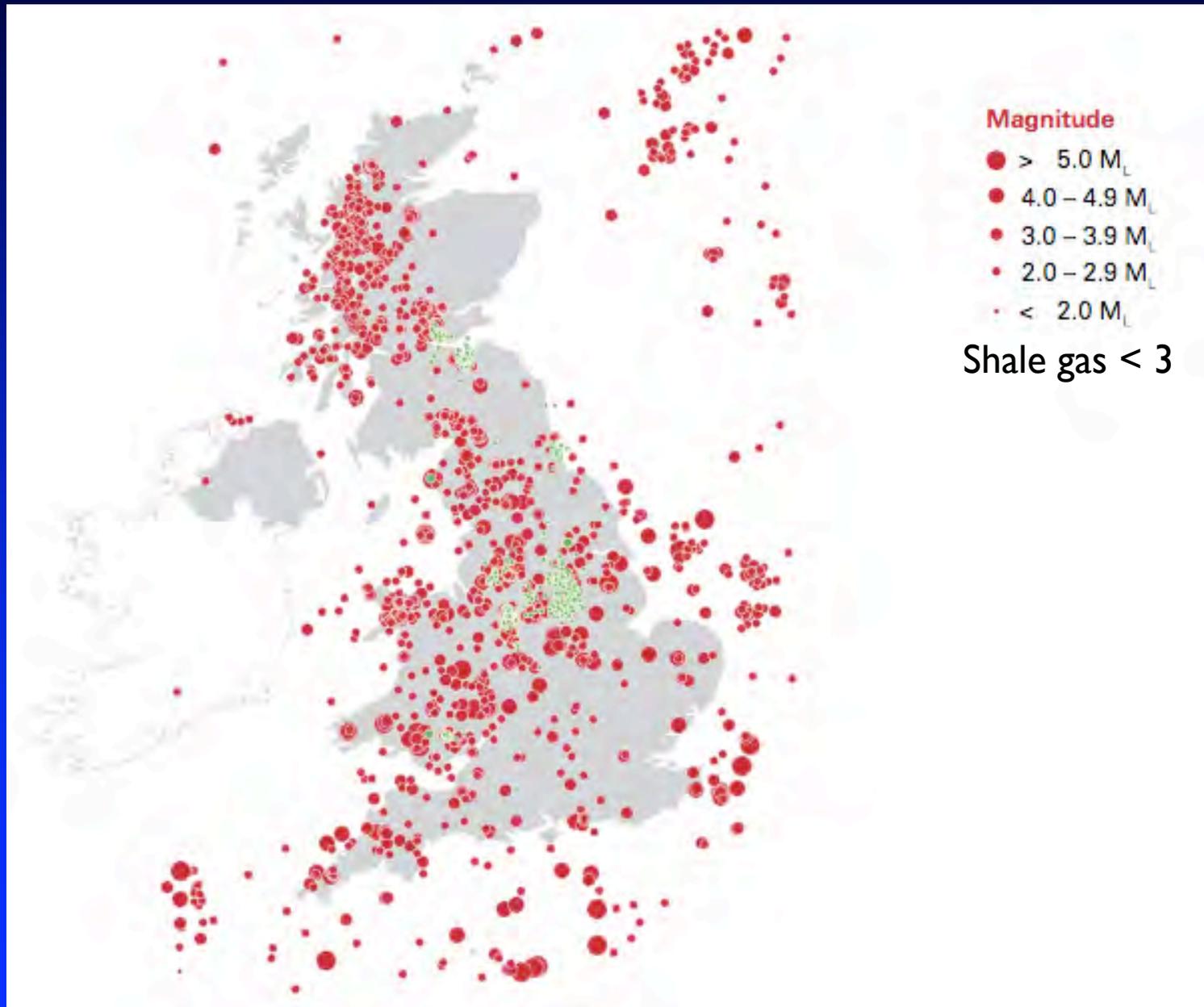
12 types de produits chimiques > < 596 produits chimiques dont certains 'cancérogènes' Josh FOX jamais nommés  
12 types de produits chimiques > < 2000' produits chimiques parfois mentionnés sur des plateaux TV!  
En réalité: une dizaine de produits parmi 750 références vendues par 2500 sociétés aux USA

*Rappel : Gasland = Gaz des marais*

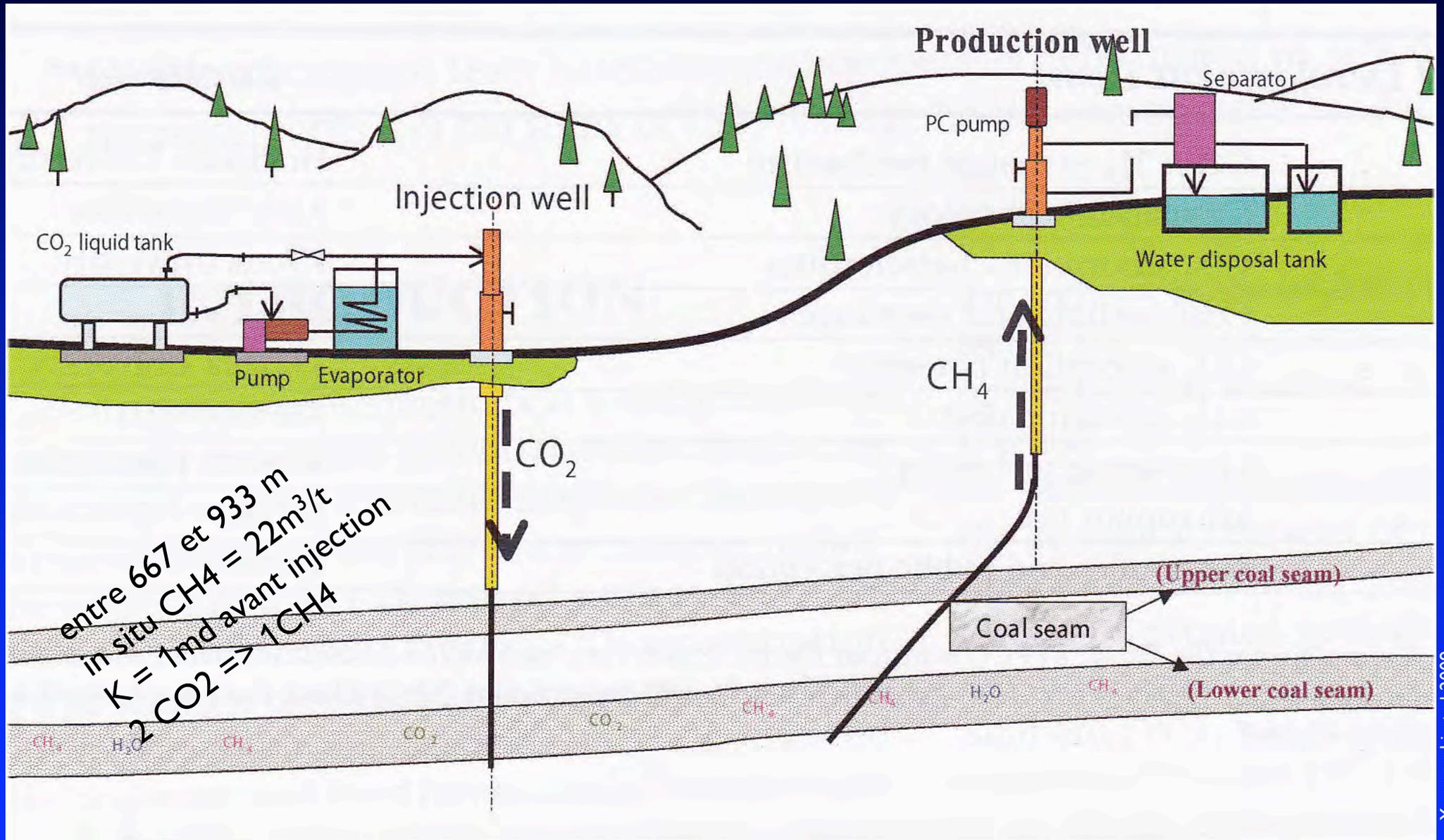
## SEISMICITE

- Liée aux compressions et décompressions exercées sur un réservoir pétrolier via l'injection et la récupération. Egalement valable dans les gisements conventionnels
- ⇒ nombreuses données disponibles = > MINI-SEISMES ou 'microséismicité' < 3  
= 'passage d'un camion sur une route' (cf. UK, USA...), 18 avril 2013 WACO fertilizer plant 2,1 (séisme)
- ⇒ sans conséquence suite aux réajustements rapides du sous-sol (les roches réservoirs sont 'poroélastiques', les pores se dilatent lors de l'injection et se compriment après la récupération).
- Nombreuses études dans le monde (Lacq, Soultz-sous-Forêts + Italie, USA ....)
- NB CCS => Séismicité aussi.... !

Sismicité **naturelle** (rouge) et induite par les mines de charbon (vert)  
en UK de 1382 à 2012, British Geological Survey, 2012



Le CO<sub>2</sub> injecté est préférentiellement adsorbé sur le charbon et le méthane déjà adsorbé est désorbé (= ECBM ou 'enhanced coalbed methane effect')



Japan CO<sub>2</sub> Geosequestration in Coal Seams Project 2002-2006

46 t/CO<sub>2</sub> ont été injectées à raison de 3,0t/jour pendant les tests...=> pas de fuite du CO<sub>2</sub>...

# RISQUES POUR L'ENVIRONNEMENT?

## ABANDON DES PUIITS : LONG TERME

Les puits sont 'pluggés' avec des argiles compressées => 100' années d'étanchéité + monitoring

Non spécifique aux 'shale gas '

Progrès technologiques à prévoir.

# RISQUES POUR L'ENVIRONNEMENT?

## INFRASTRUCTURE : PROBALEMENT LE PLUS GROS INCONVENIENT!

Matériel d'équipement = pompes, mélangeurs, camions (semi-remorques),

Plateforme de forage 100mx100m > que pour les forages verticaux

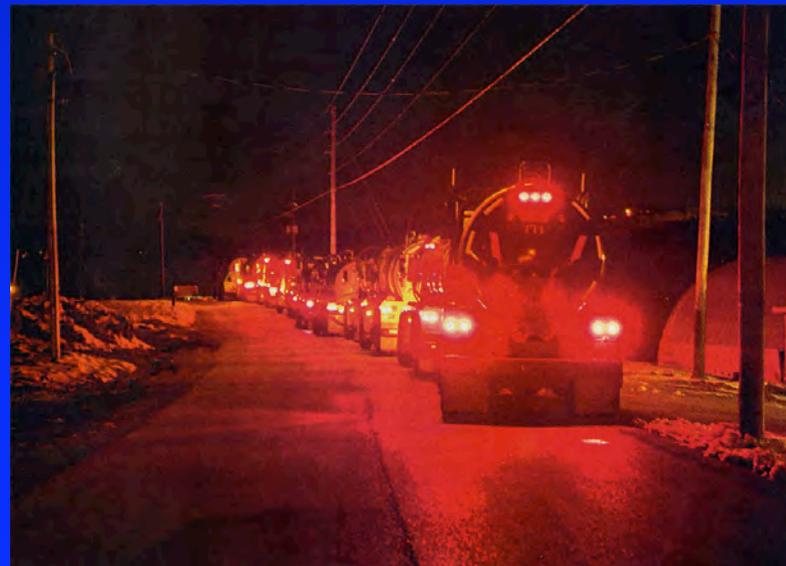
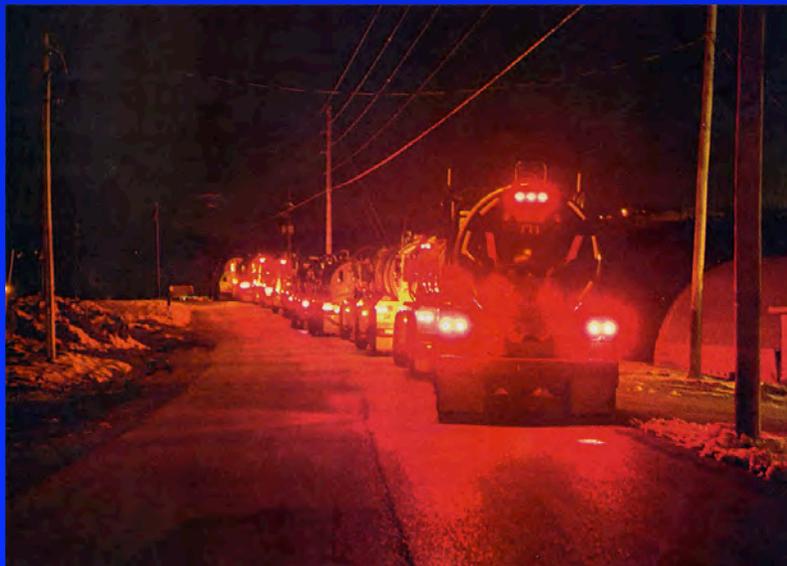
MAIS il y a 23 forages horizontaux à partir d'une petite zone de la plateforme,

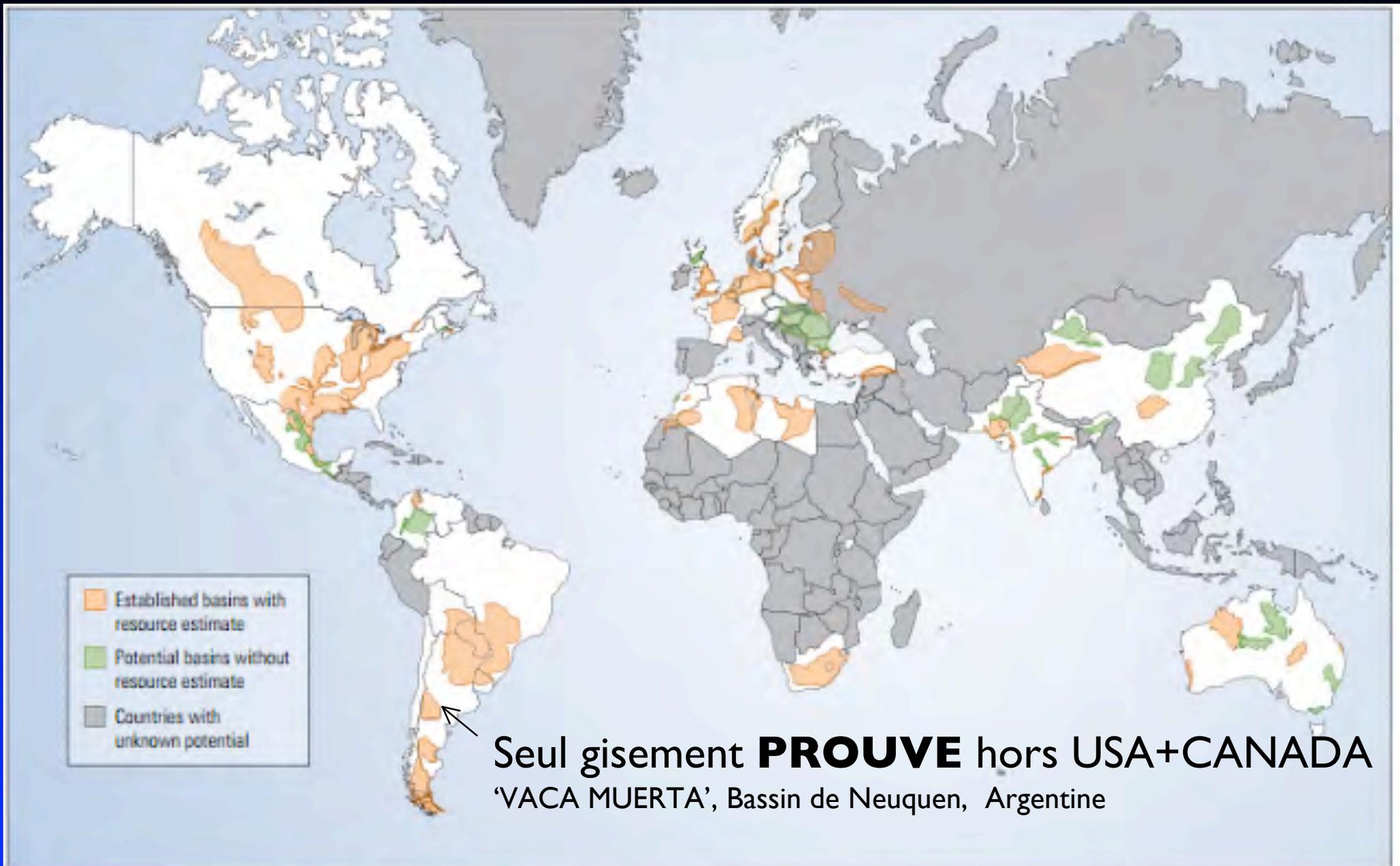
ET les puits y sont espacés et drainent en profondeur une zone

de 10 à 75 km<sup>2</sup>. Il y a 3,5 plateforme/km<sup>2</sup> avec 6 à 40 puits par plateforme.

Le derrick de 30-40m de hauteur reste en place 2 à 3 semaines, les 'plomberies de surface' devenues inutiles sont enlevées après 10 à 15 ans.

L'infrastructure est déployée sur une courte durée [1,5 an] et le terrain remis en état après.



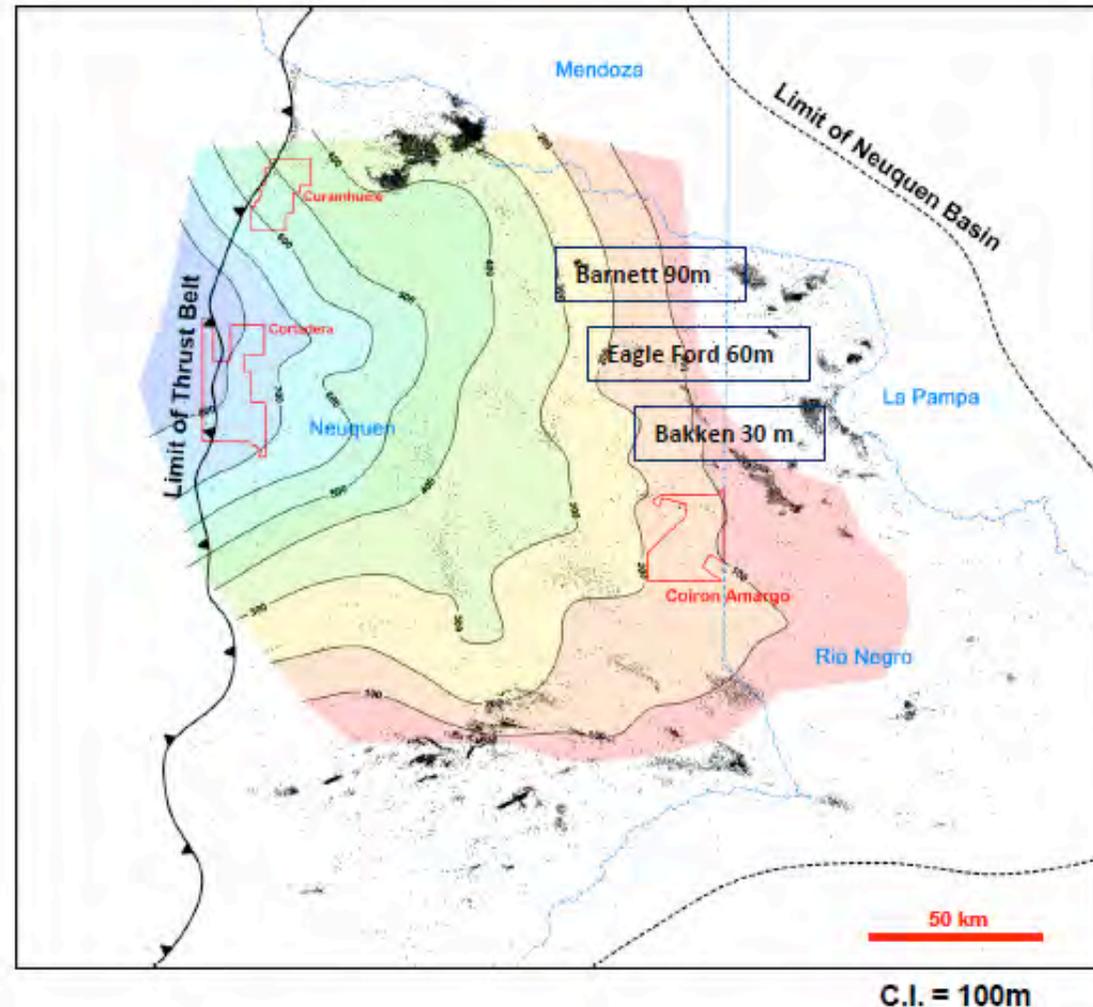


^ Global shale gas resources. The US EIA studied 14 regions for shale gas potential. Vast land masses in Russia, the Middle East and Africa were not included in the report (gray shade). Reasons cited for not including these regions in the report were scarcity of exploration data or the presence of abundant reserves in conventional reservoirs, which make shale gas unattractive—for the present. (Adapted from Kuuskraa et al, reference 6.)

# Neuquén Basin - Vaca Muerta Shale

## Thickness

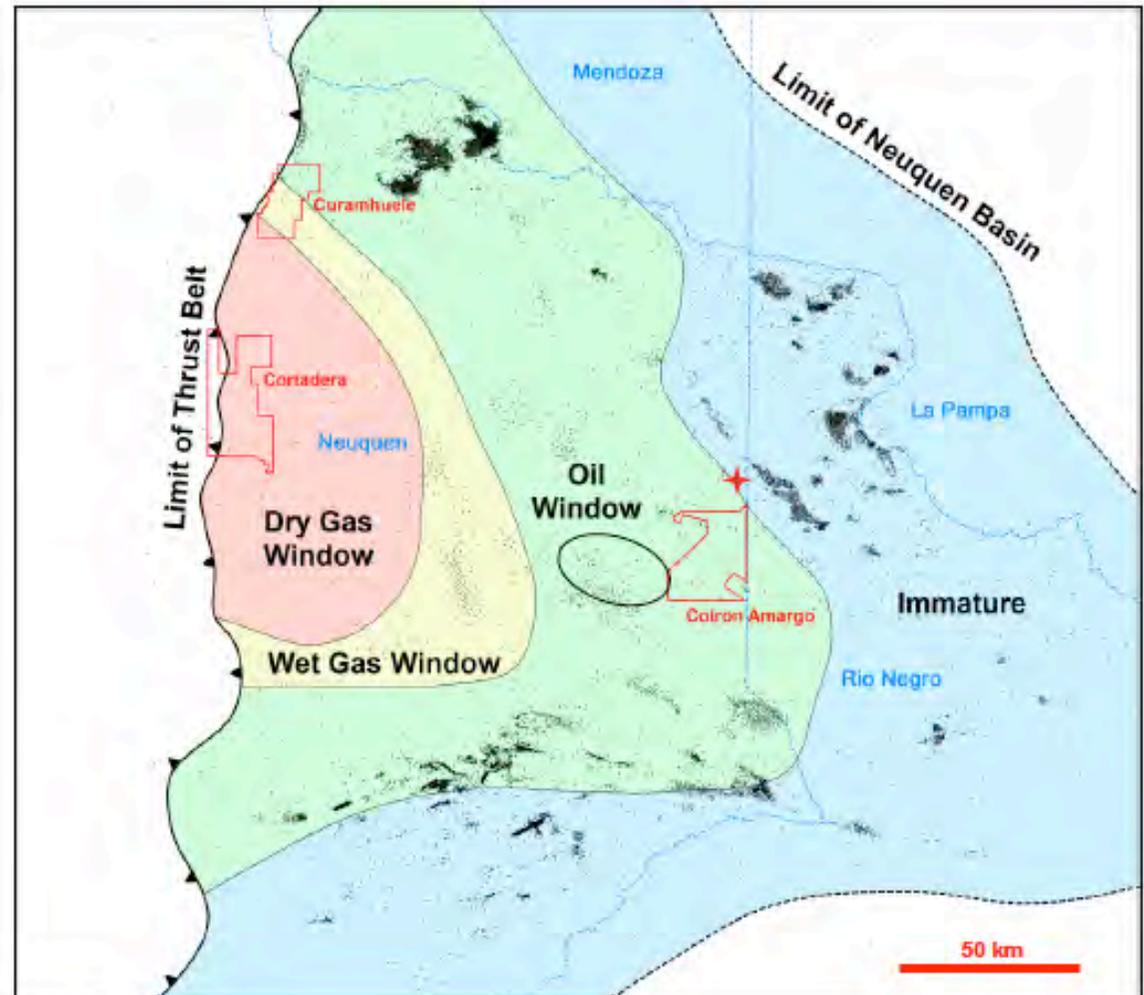
- The Vaca Muerta is comprised of a series of wedges that prograde toward the north and west
- The lower portion of each wedge typically contains the best source rock characteristics
- Excellent shale resource play exists over most of the mature part of the area where Vaca Muerta is present
- A large part of the Vaca Muerta is oil prone, with gas dominating in the deeper, thicker (700 m+) western area around the Cortadera block



# Neuquén Basin - Vaca Muerta Shale

## Maturity

- Maturity is based on vitrinite reflectance values
- Modified YPF presentation based on Madalena rock evaluation data
- Coiron Amargo is within the oil window; Cortadera within the gas window; Curamhuele is in a transitional area
- 10 km north of Coiron Amargo, VM well has produced ~750MBOE
- Immediately west and covering 428 km<sup>2</sup>, YPF announced 927 MMBOE VM resource discovery \*
- Each block uniquely situated for world class oil and gas resource development



# EN ATTENDANT

Le prix du gaz US= \$3 le mmbtu

*(\$8 en 2008, gain 103 milliards de dollars/an + 50milliards de dollars/an pour le transport)*

Le prix de Gazprom : \$12 dont un tiers pour le transport

Prix trop bas?

Déplacement vers les shales-oil (Eagle Ford, Bakken, Utica) et gisements à potentiels gaziers plus intéressants (Marcellus)

## LE FUTUR EST-IL ICI? LE FUTUR EST-IL ICI?

Les meilleures zones 'liquid rich' sont celles de maturité intermédiaire entre fenêtre à gaz et fenêtre à huile : le producteur extrait de l'huile valorisable à \$100/bbl, la production de cette huile est boostée par le gaz en aval pendage (Utica, Eagleford).

# EN ATTENDANT

Le prix du gaz US = \$3 le mmbtu

Le prix de Gazprom : \$12 dont un tiers pour le transport

.... délocalisation de 'notre' industrie

**MAIS (usa)**

**Estimation réserves/ressources: très grandes incertitudes**

***(également cf. prix et technologie)***



MERCI...