

Réserves et ressources pétrolières et gazières

Partie 1

Julien Barthès

Pourquoi parler de la nomenclature des ressources pétrolières ?



C'est un peu le bazar...

Au menu

1. Deux choses à avoir en tête au départ

- Historique
- Raisonnement par projet

2. Quatre questions à se poser

- Découvert ?
- Récupérable ?
- Commercial ?
- Probabilité ?

3. Quelques précisions de plus

- Obligations de déclaration
- Cas des non-conventionnels
- Attention aux arnaques
- Ne pas confondre réserves et débit !

4. Pour conclure et résumer

Historique

1937 Premiers travaux par l'API (American Petroleum Institute) : contexte WWI, "proved reserves"

1946 1re définitions pour le gaz par l'AGA (American Gas Association) : "proved reserves"

1965 Travaux de la SPE (Society of petroleum engineers) à la demande des banques.



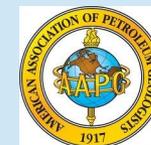
1987 Nouveaux travaux SPE et SPEE (Society of petroleum evaluation engineers) : ajout des "probable and possible reserves"



1997 SPE et WPC (World petroleum council). reconnaissance des méthode d'évaluation probabilistiques.



2000 et 2007 "Petroleum resources management system" (PRMS) reconnues par SPE, SPEE, WPC et AAPG (American association of petroleum geologists) : pétrole et gaz



2008 "Modernization of oil and gaz reporting" - Securities and exchange commission (SEC), sur la base du PRMS

D'autres classification existent, relativement proches, celle-ci est la plus communément admise.

sources : PMRS et SPE - PMRS Guidelines 2011

Historique

- 1937 Premiers travaux par l'API (American Petroleum Institute) : contexte WWI, "proved reserves"
- 1946 1re définitions pour le gaz par l'AGA (American Gas Association) : "proved reserves"
- 1965 Travaux de la SPE (Society of petroleum engineers) à la demande des banques.
- 1987 Nouveaux travaux SPE et SPEE (Society of petroleum evaluation engineers) : ajout des "probable and possible reserves"
- 1997 SPE et WPC (World petroleum council), reconnaissance des méthode d'évaluation probabilistiques.
- 2000 et 2007 "Petroleum resources management system" (PRMS) reconnues par SPE, SPEE, WPC et AAPG (American association of petroleum geologists) : pétrole et gaz
- 2008 "Modernization of oil and gaz reporting" - Securities and exchange commission (SEC), sur la base du PRMS

D'autres classification existent, relativement proches, celle-ci est la plus communément admise.

Le nomenclature est financière !

Elle répond à « quel risque je cours à investir ? » plutôt qu'à « combien il reste ? »

On raisonne par projet

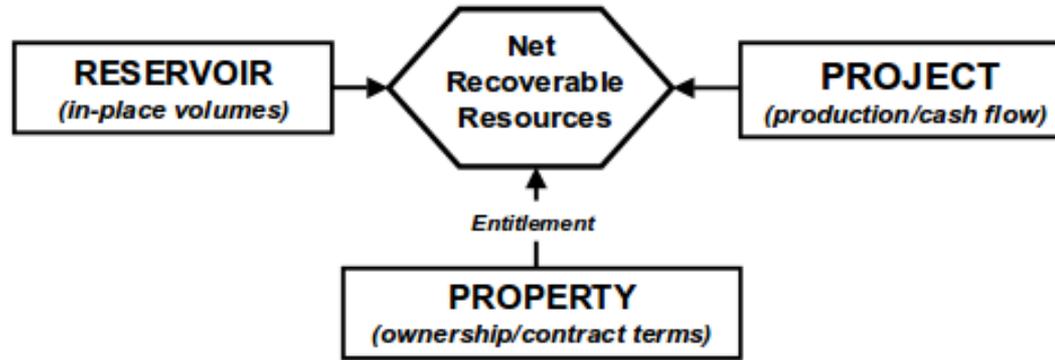
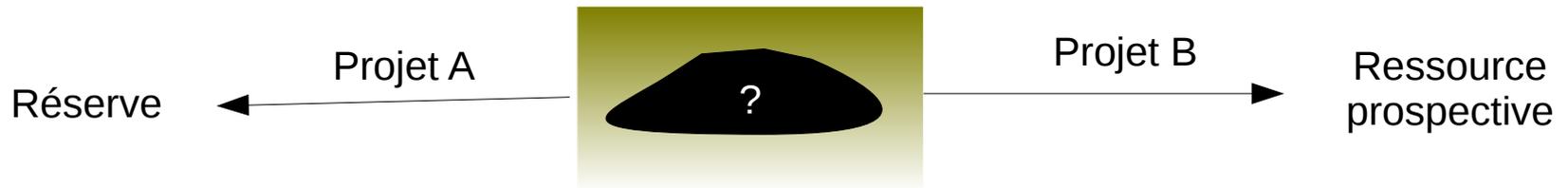


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.



Le classement d'un gisement n'est pas une propriété intrinsèque du gisement mais du projet !

Au menu

1. Deux choses à avoir en tête au départ

- Historique
- Raisonnement par projet

2. Quatre questions à se poser

- Découvert ?
- Récupérable ?
- Commercial ?
- Probabilité ?

3. Quelques précisions de plus

- Obligations de déclaration
- Cas des non-conventionnels
- Attention aux arnaques
- Ne pas confondre réserves et débit !

4. Pour conclure et résumer

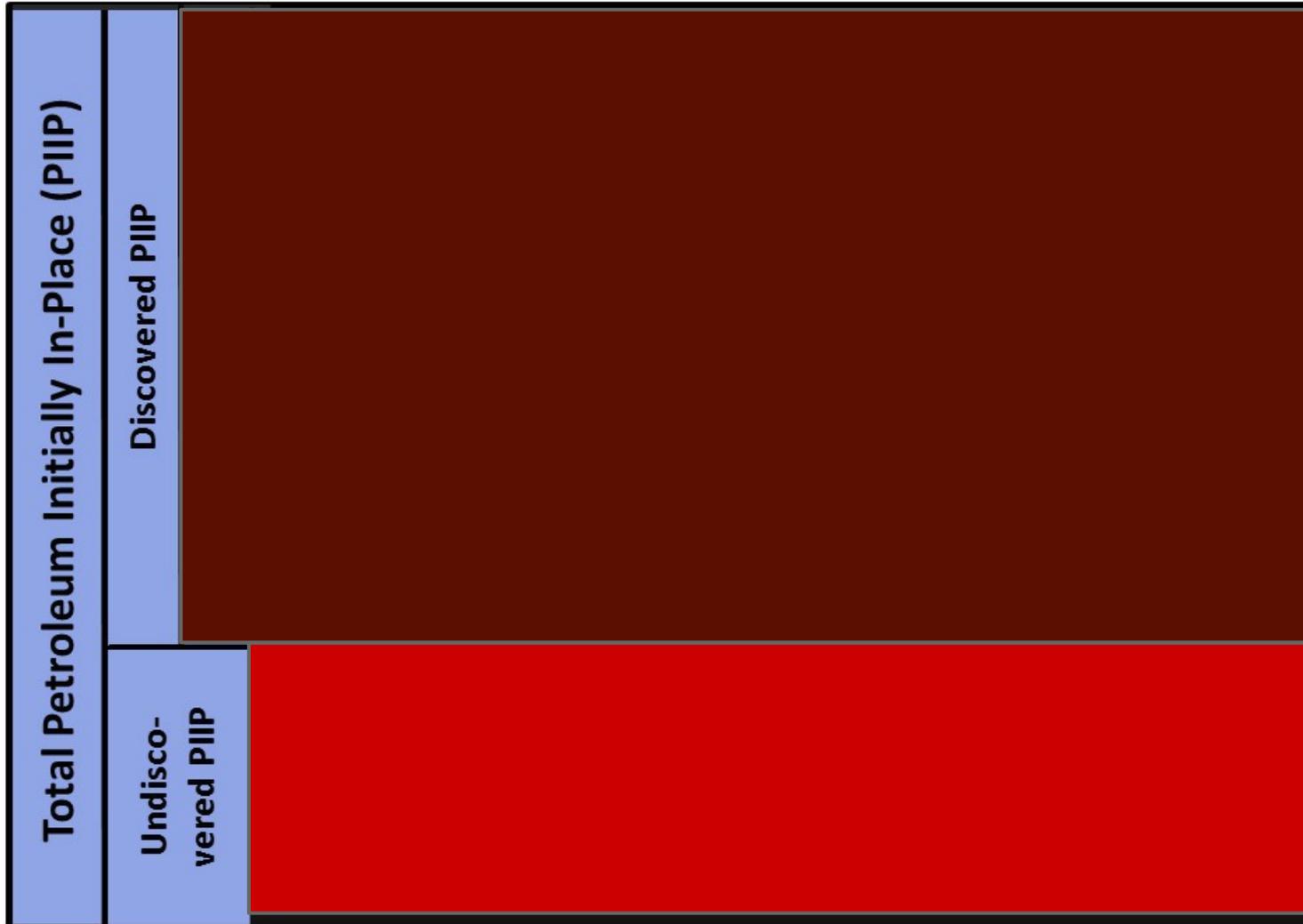
Et Dieu dit, que le pétrole soit...

Petroleum initially in place (PIIP :pétrole initialement en place) :
tout ce que contient le sol.



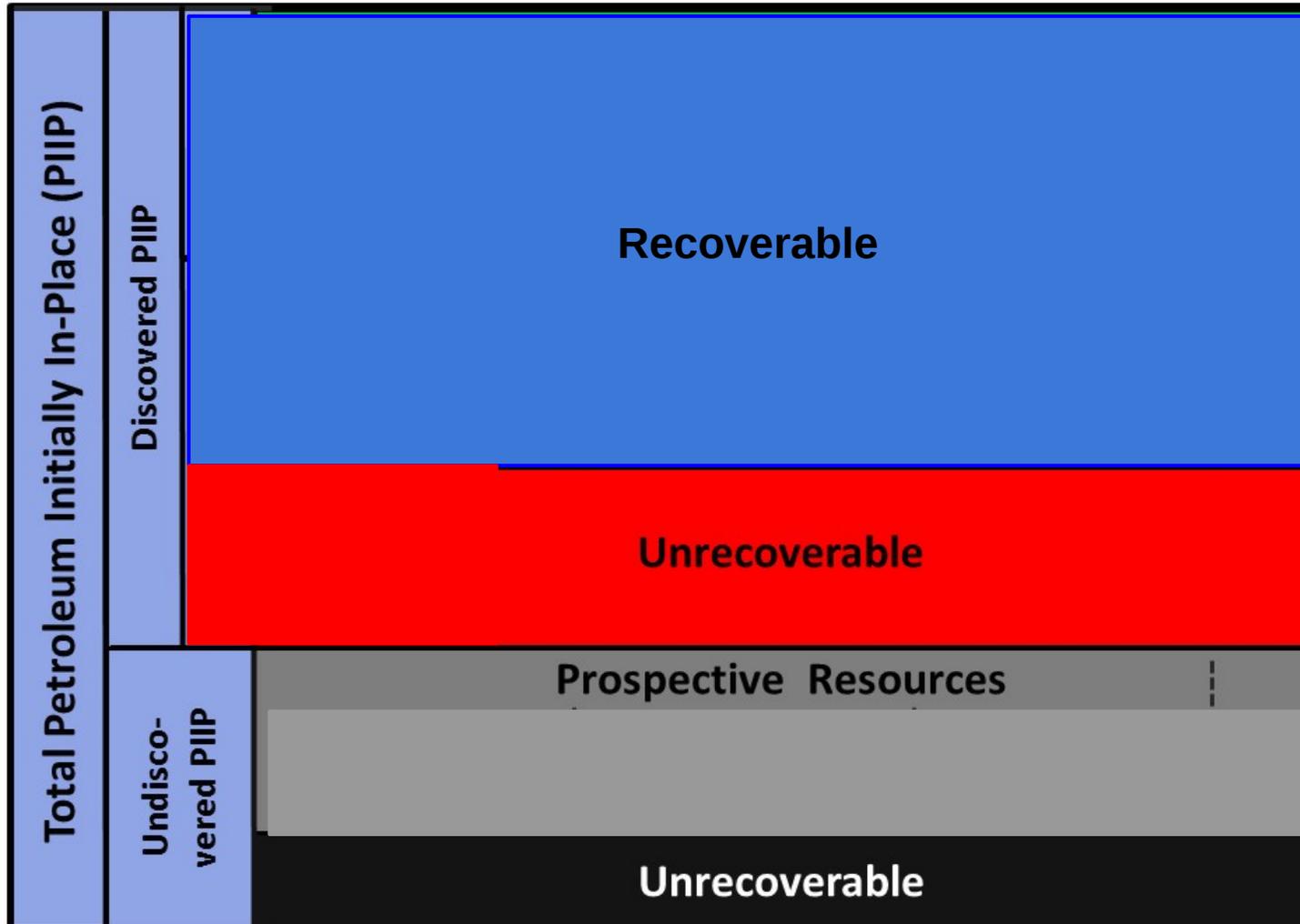
Question 1 : Découvert ou non ?

Découvert : des forages ont permis d'établir la présence d'une quantité significative de pétrole, potentiellement récupérable.



Question 2 : Récupérable ou non ?

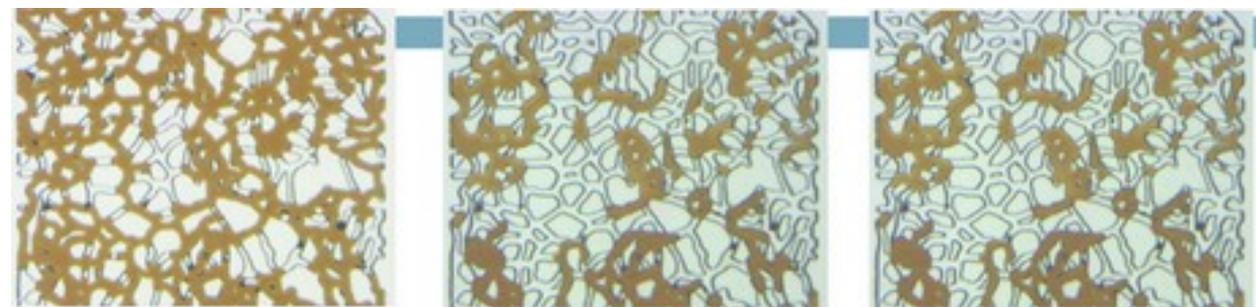
Quantités d'hydrocarbures estimées potentiellement productibles sur des gisements découverts ou non.



Quantité récupérable : illustration

$$\begin{aligned}
 &\text{Volume réservoir} \\
 &\quad \times \\
 &\text{Porosité} \\
 &= \\
 &\text{Volume poreux} \\
 &\quad - \\
 &\quad \% \text{ eau} \\
 &= \\
 &\text{Vol. hydrocarbure souterrain} \\
 &\quad \times \\
 &\text{Facteur d'expansion} \\
 &= \\
 &\text{Vol. hydrocarbure aérien (OIIP)} \\
 &\quad \times \\
 &\text{Facteur de récupération} \\
 &= \\
 &\text{Pétrole récupérable}
 \end{aligned}$$

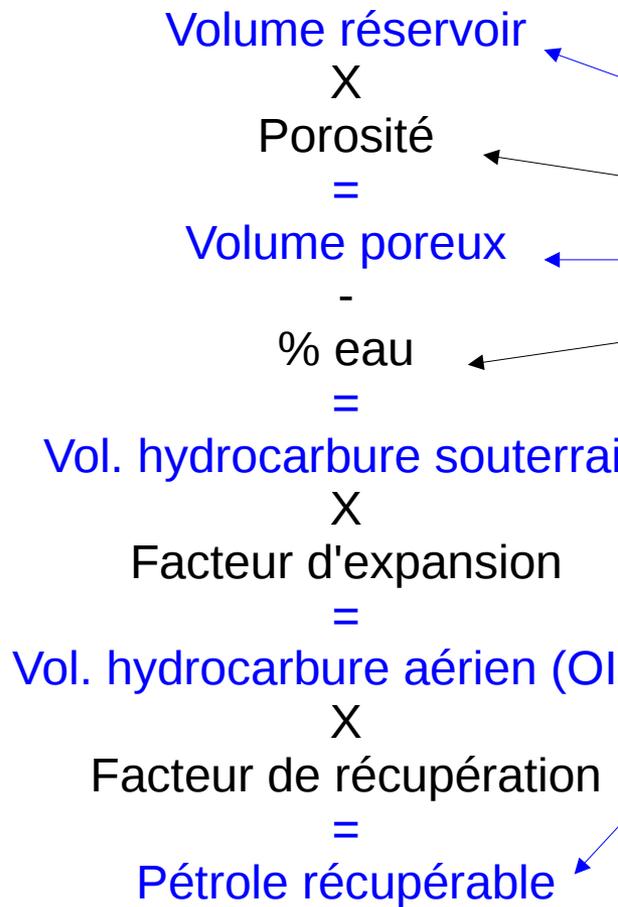
Estimated Parameters	Units	Low Estimate
Bulk Reservoir Pay Volume	M ac-ft	821.0
Average Porosity	%	18.9%
Pore Volume (PV)	M ac-ft	155.2
Average Initial Water Saturation	%	14.8%
Hydrocarbon Pore Volume (HCPV)	M ac-ft	132.2
Average FVF (B_{oi})	RB/STB	1.330
Oil Initially In-Place (OIIP)	MMSTB ¹	771.2
Recovery Factor ²	% OIIP	35%
Recoverable Oil (EUR)*	MMSTB	269.9
Initial Solution Gas-Oil Ratio (R_{si})	scf/STB	550
Gross-Heating Value of Raw Solution Gas	Btu/scf	1,200
Original Gas In-Place (GIIP)	Bscf	424.1
Recoverable Raw Gas (EUR)*	Bscf	148.4
	MMBOE ³	30.7



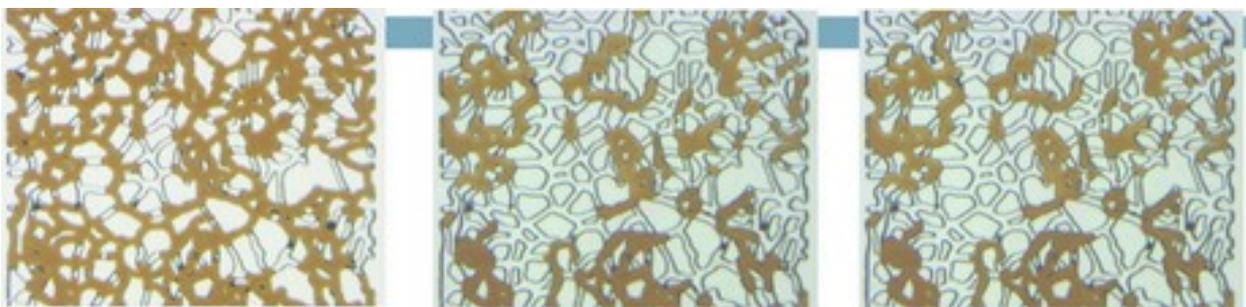
Oil Flood Waterflood, BT Continue Waterflood

Quantité récupérable : illustration

Dans tout gisement, une part importante de la ressource restera sous terre !



Estimated Parameters	Units	Low Estimate
Bulk Reservoir Pay Volume	M ac-ft	821.0
Average Porosity	%	18.9%
Pore Volume (PV)	M ac-ft	155.2
Average Initial Water Saturation	%	14.8%
Hydrocarbon Pore Volume (HCPV)	M ac-ft	132.2
Average FVF (B_{oi})	RB/STB	1.330
Oil Initially In-Place (OIIP)	MMSTB ¹	771.2
Recovery Factor ²	% OIIP	35%
Recoverable Oil (EUR)*	MMSTB	269.9
Initial Solution Gas-Oil Ratio (R_{si})	scf/STB	550
Gross-Heating Value of Raw Solution Gas	Btu/scf	1,200
Original Gas In-Place (GIIP)	Bscf	424.1
Recoverable Raw Gas (EUR)*	Bscf	148.4
	MMBOE ³	30.7



Quantité récupérable : estimations

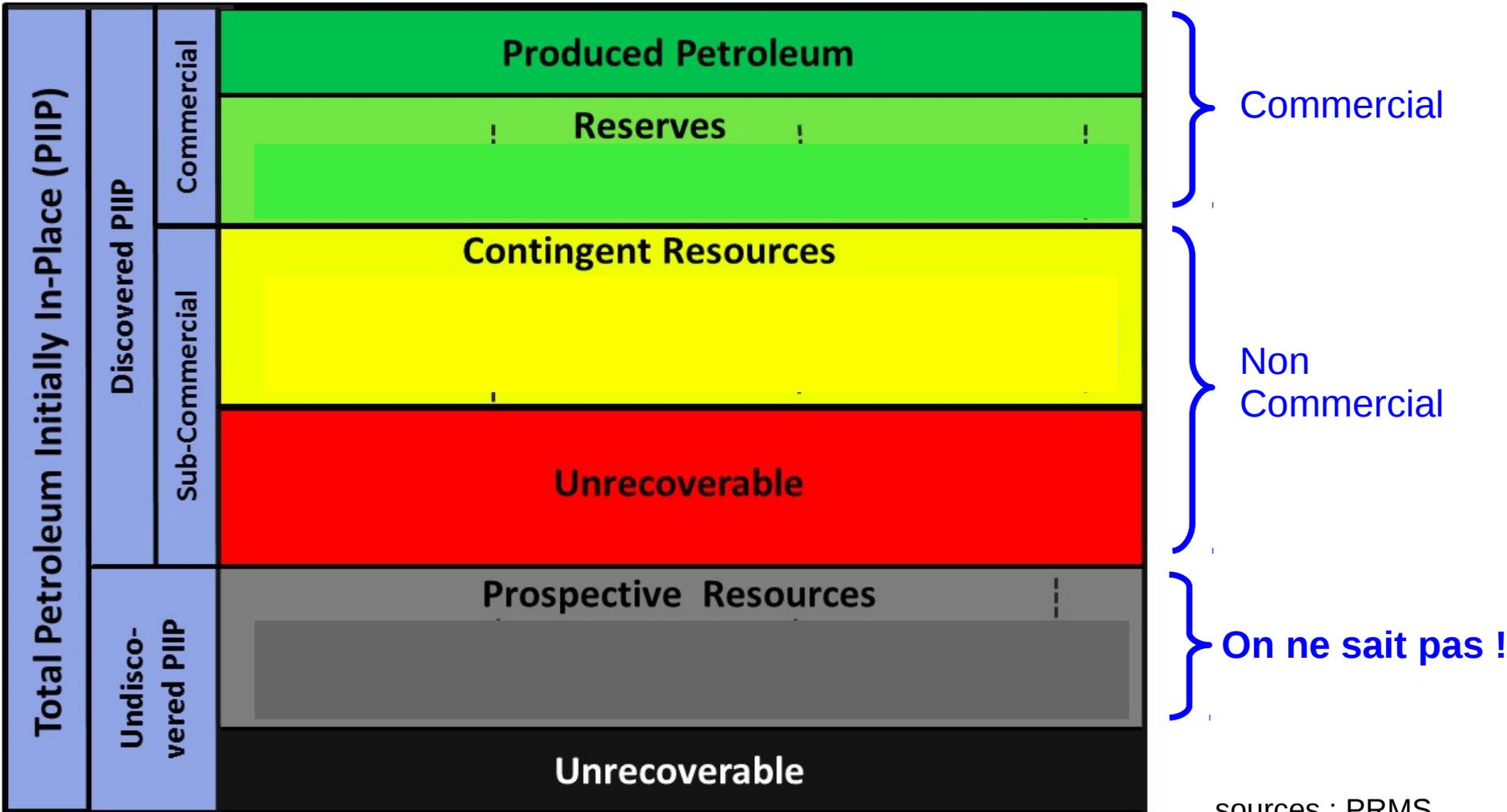
Stade	Méthode
Exploratoire, développement	Analogique : on déduit la quantité récupérable par comparaison avec des gisements et projets d'extraction similaires.
Après forage	Volumétrique : Pétrole récupérable = volume réservoir * porosité * taux pétrole dans les pores * facteur de récupération
Après début de production	Material balance : étude de l'évolution de la pression du réservoir au fur et à mesure de la production puis projections futures.
Plutôt après le pic	Production performance analysis : on extrapole le déclin du puits (évolution du débit de fluide dans le temps + taux de pétrole dedans)

précision
de
l'estim



Question 3 : Commercial ou non ?

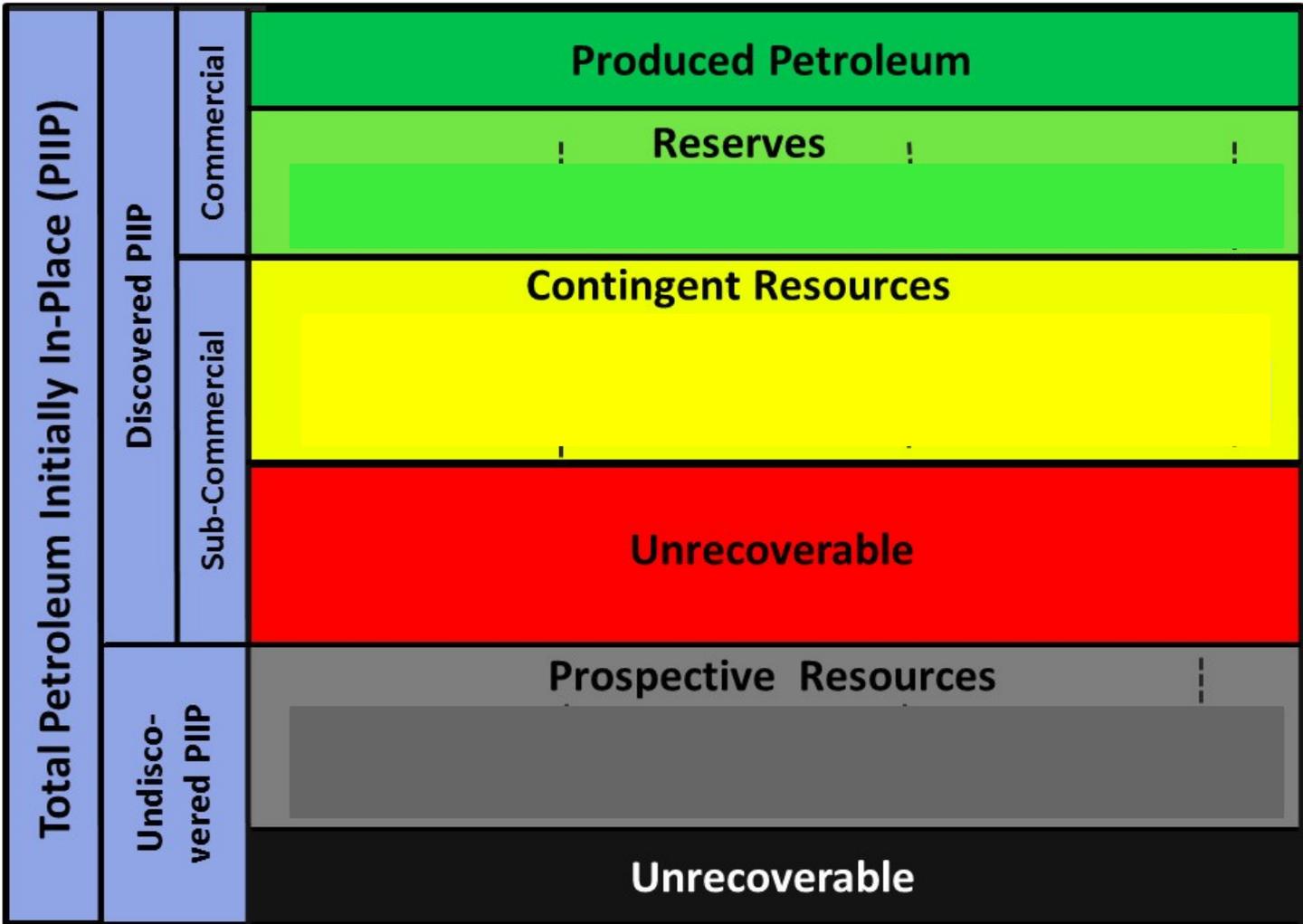
Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.



sources : PRMS

Question 3 : Commercial ou non ?

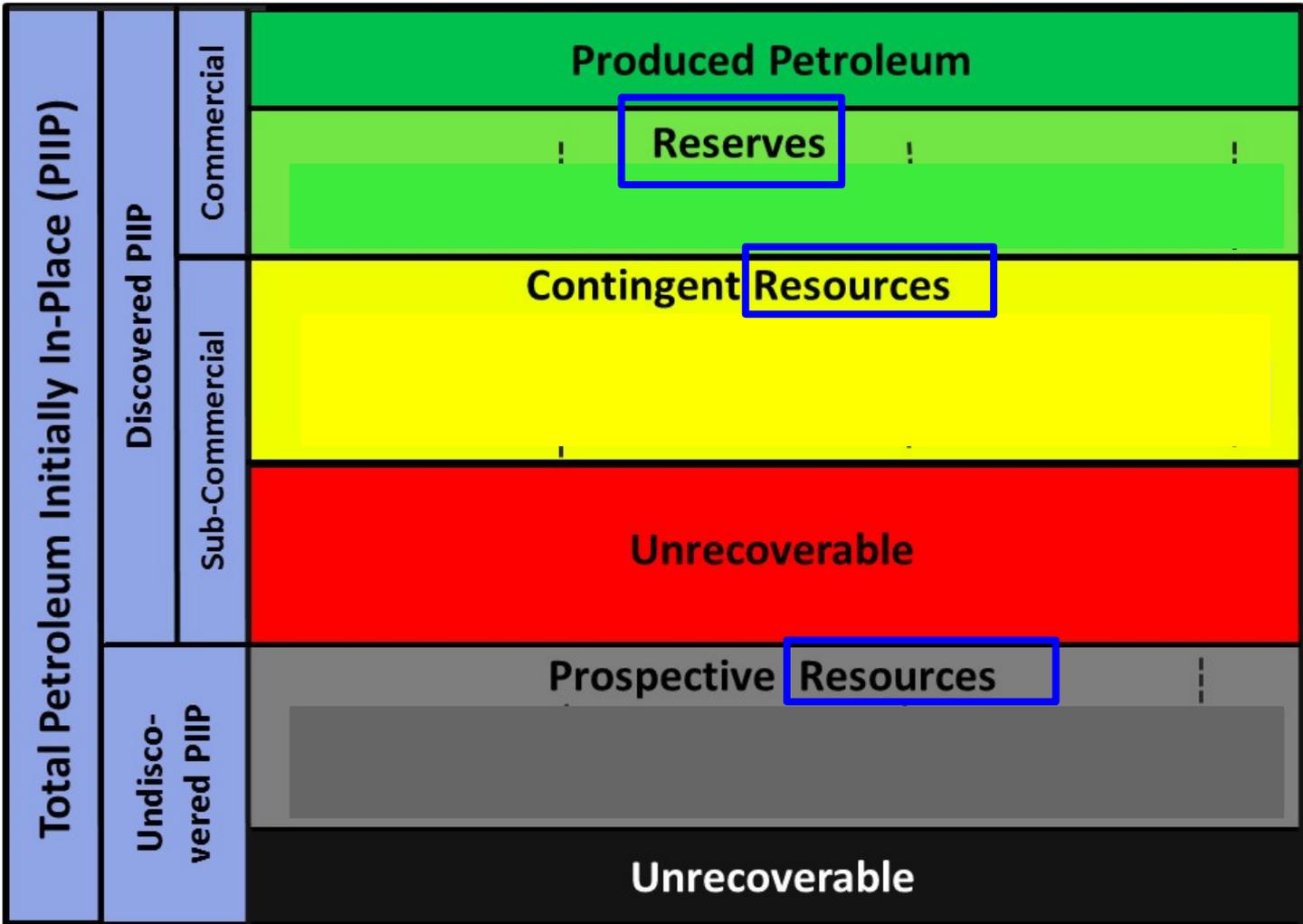
Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.



sources : PRMS

Question 3 : Commercial ou non ?

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of **development projects** to **known accumulations** from a **given date** forward under **defined conditions**.



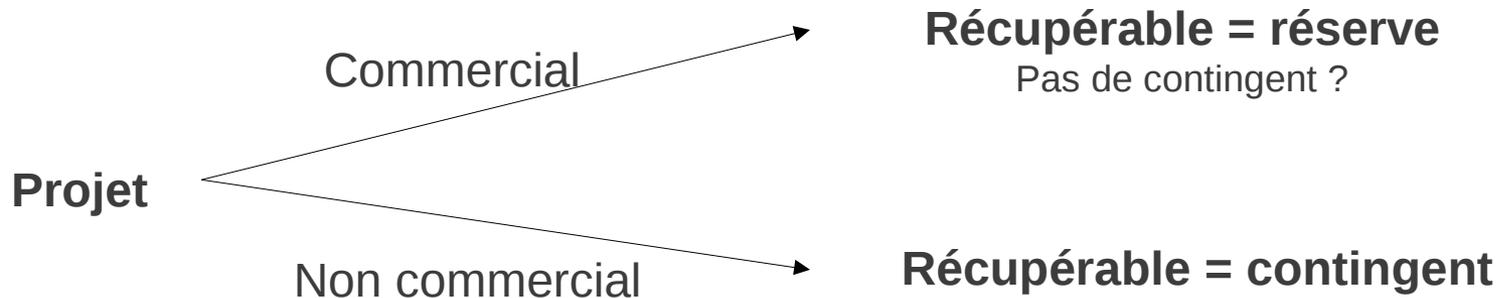
Réserve = commercial

Commercial ou non ?

Projet commercial si :

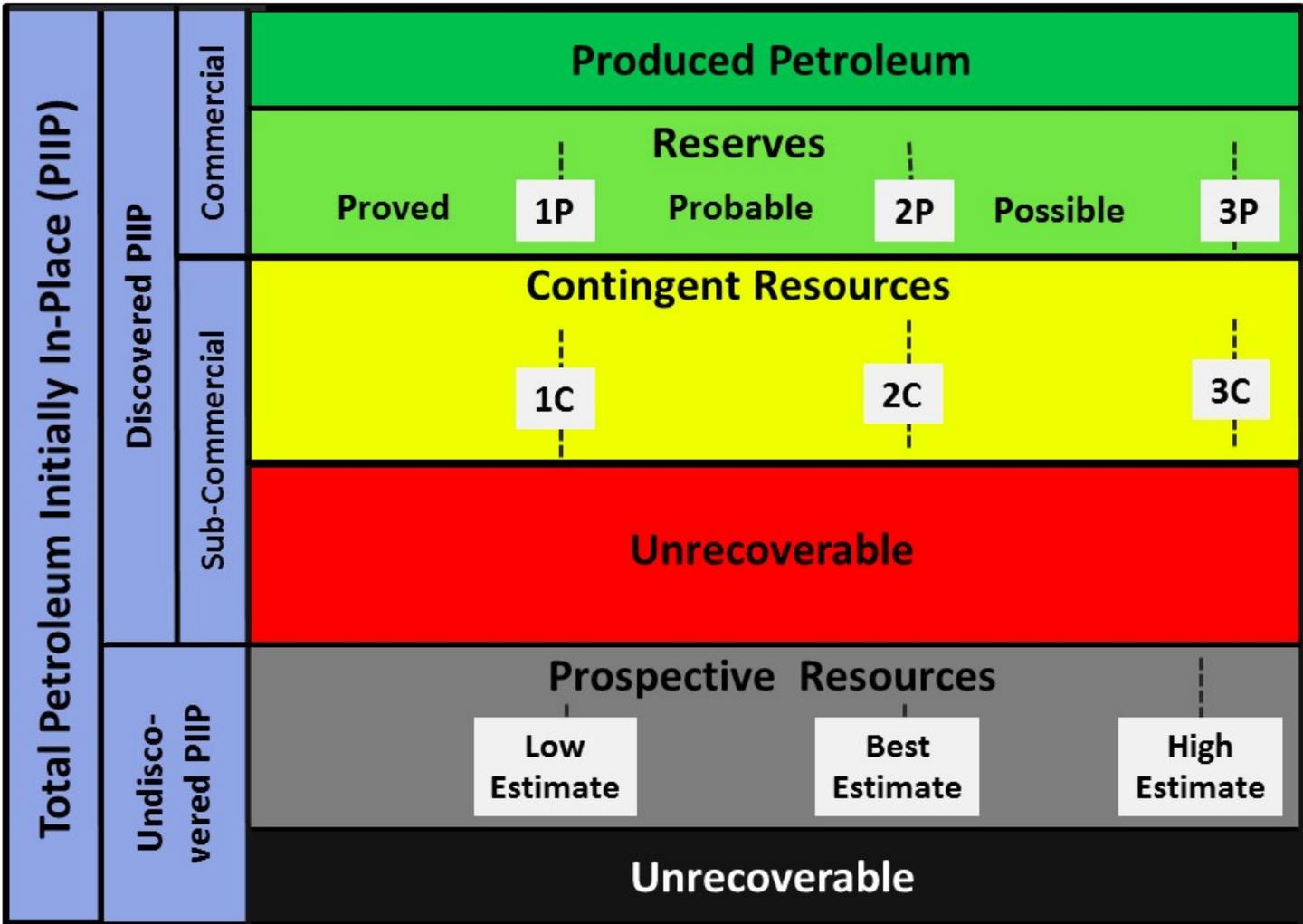
- Evaluation raisonnable de l'intérêt économique du projet, notamment Valeur Actualisée Nette (VAN) positive.
- Présence de débouchés justifiant le développement.
- Infrastructures de production et transport disponibles ou installables.
- Possibilité légale ou sociale d'installer le projet.
- Echéance de développement raisonnable

$$NPV(i, N) = \sum_{t=0}^N \frac{R_t}{(1+i)^t}$$



Question 4 : Probabilité ?

~90 % ~50 % ~10 %



sources : PRMS

Probabilité : estimation

Evaluation de l'incertitude :

- **Méthode déterministe** : on estime l'intervale de variabilité des différents paramètres et on déduit des valeurs hautes, basses et intermédiaires en combinant ces intervalles (high, intermediate, low)
- **Méthode statistique** : on simule un grand nombre de configurations possibles et on obtient de probabilités sur les résultats (10 %, 50 %, 90 %).

Évaluation des probabilités
pas toujours très précise.

Différentes portions du réservoir
considérées à chaque fois.

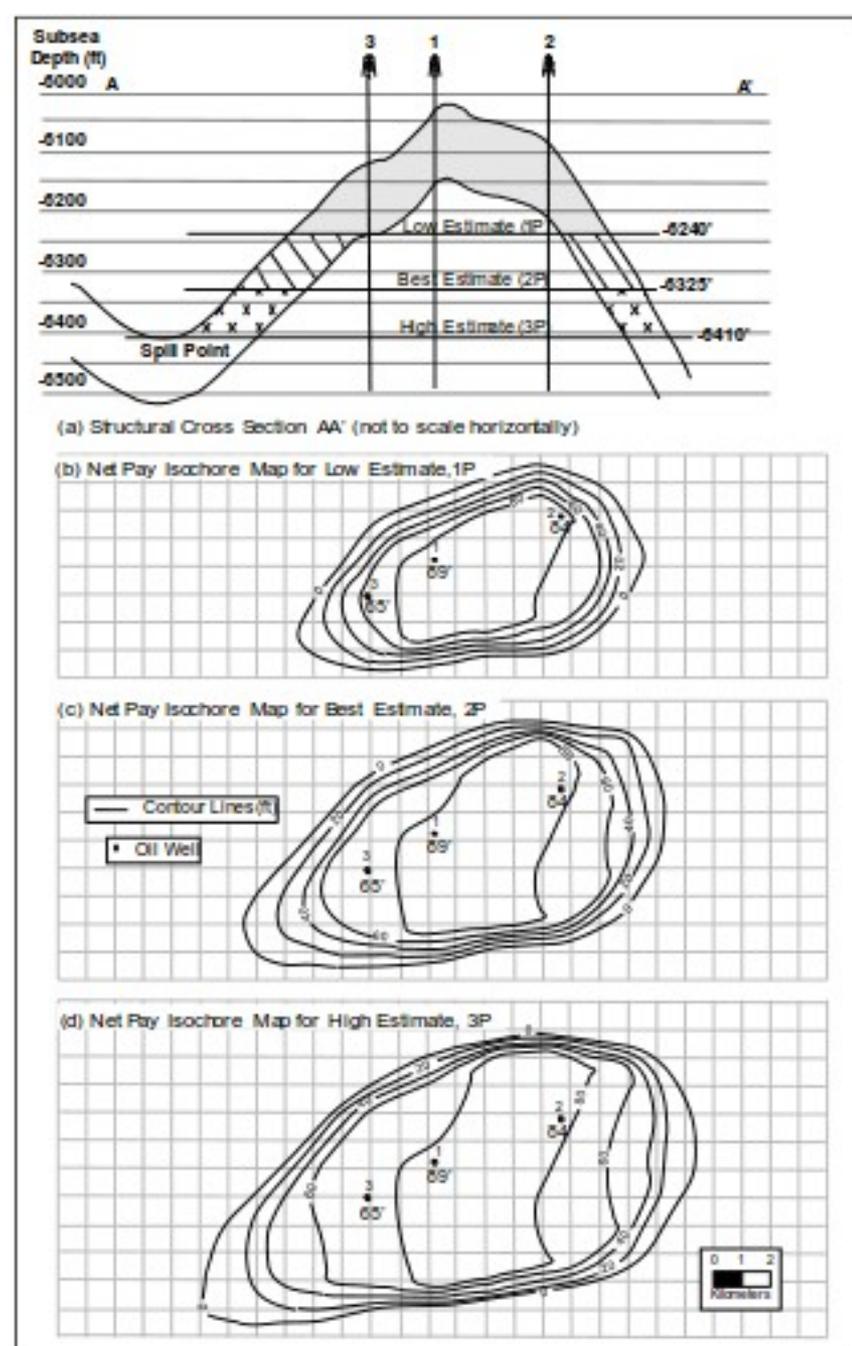


Fig. 4.4—Volumetric assessment of Reserves: appraisal stage [Wang (2010)]

Incertitude et évaluation des ressources

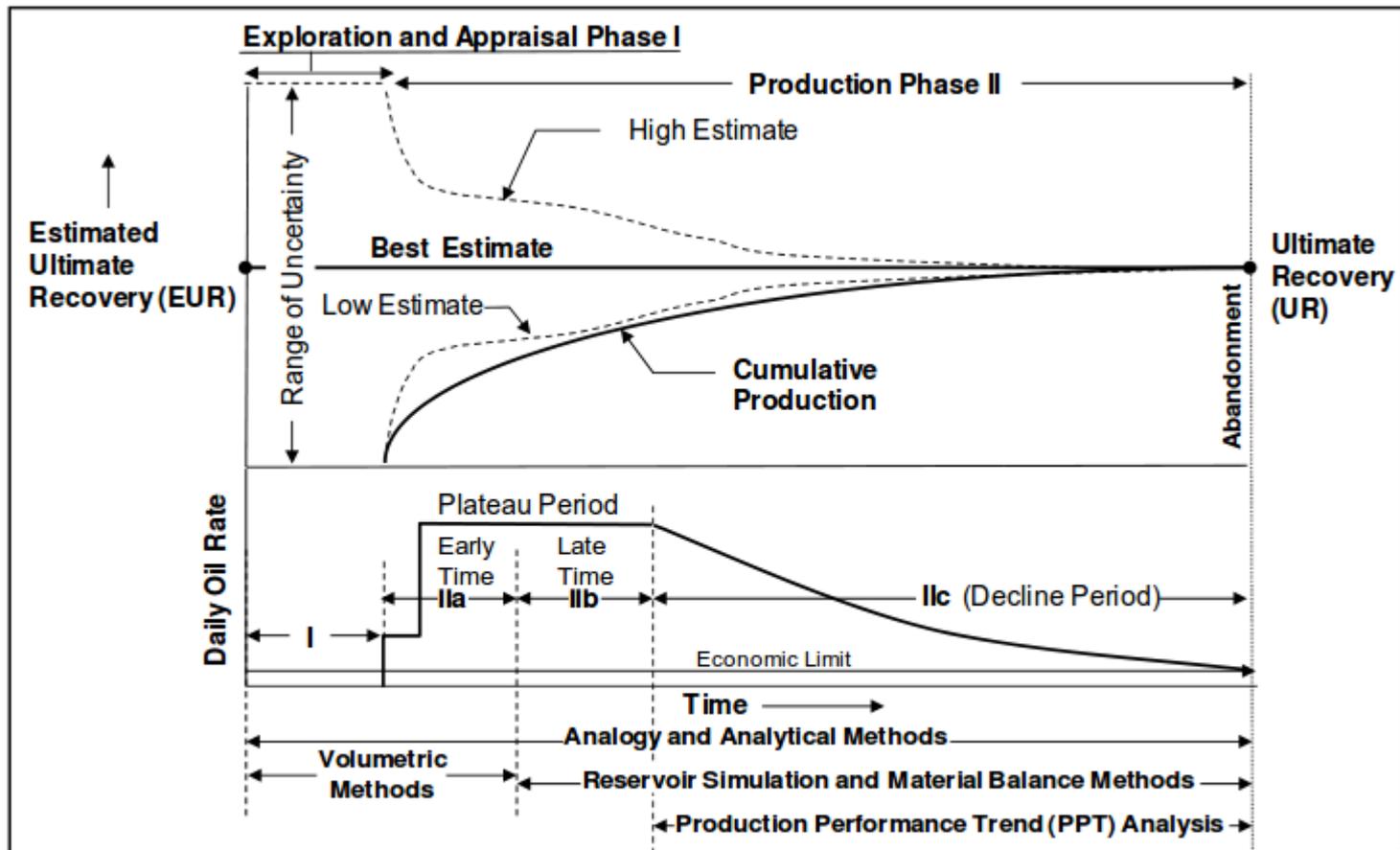


Fig. 4.1—Change in uncertainty and assessment methods over the project's E&P life cycle.

Au cours de la vie d'un gisement, différentes techniques d'évaluation des réserves restantes et l'incertitude se réduit.

Faisons le point

réserves prouvées

réserves ultimes P3

réserves

ressources ultimes restantes

réserves (techniquement) récupérable

réserves probables

ressources prospectives

réserves possibles

ressources (techniquement) récupérable

ressources

ressources ultimes récupérables

P2

réserves non découvertes

P1

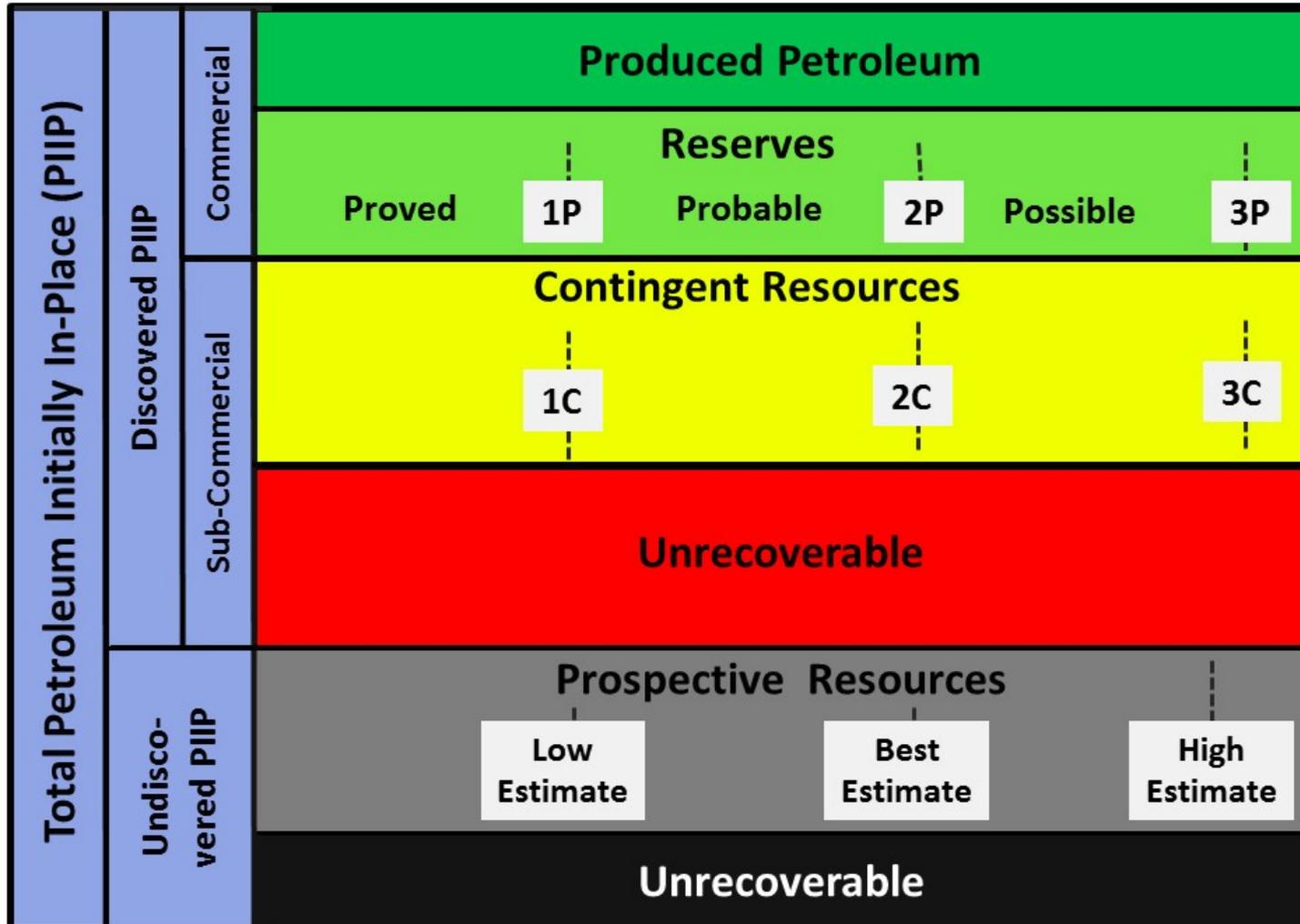
réserves commerciales

ressources contingentes

réserves contingentes

réserves prospectives

Faisons le point



Faisons le point

réserves

réserves prouvées

P1 P2 P3

réserves probables

réserves possibles

ressources contingentes

ressources prospectives

ressources

Oui !

Notions géologiques ?

ressources ultimes restantes

réserves ultimes

ressources ultimes récupérables

Flou : découvert ou non ?

ressources (techniquement) récupérable

Redondants (ou âneries)

réserves commerciales

réserves (techniquement) récupérable

Âneries !

réserves contingentes

réserves non découvertes

réserves prospectives

Au menu

1. Deux choses à avoir en tête au départ

- Historique
- Raisonnement par projet

2. Quatre questions à se poser

- Découvert ?
- Récupérable ?
- Commercial ?
- Probabilité ?

3. Quelques précisions de plus

- Obligations de déclaration
- Cas des non-conventionnels
- Attention aux arnaques
- Ne pas confondre réserves et débit !

4. Pour conclure et résumer

Obligation de déclaration des réserves

Les réserves sont un indicateur majeur de la valeur des entreprises de l'énergie.
De nombreuses instances de régulation nationale exigent leur publication.



US – Securities and Exchange Commission (SEC)

The mission of the U.S. Securities and Exchange Commission is to protect investors, maintain fair, orderly, and efficient markets, and facilitate capital formation.

2010 – Evolution majeure des règles de déclaration : « Modernizing of oil and gaz reporting ».

Cas des non-conventionnels

**Moins facilement
« commercial »**

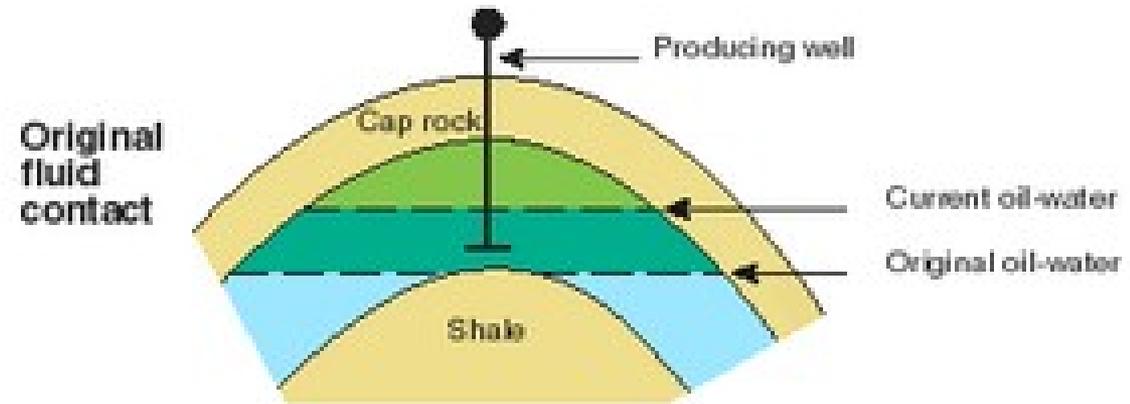
- des coûts d'extraction et des phases de traitement plus lourds.
- des hydrocarbures de moins bonnes qualités qui peuvent avoir un prix plus faibles.
- des surfaces plus grandes avec plus de barrières à l'exploitation

**Fraction récupérable
plus faible**

- des taux de récupération plus faible de l'OIIP ou GIIP

**Exclu des réserves
prouvées**

- pas de zone de « contact des fluides » et non continuité.



Cas des non-conventionnels

Moins facilement
« commercial »

- des coûts d'extraction et des phases de traitement plus lourds.
- des hydrocarbures de moins bonnes qualités qui peuvent avoir un prix plus faibles.
- des surfaces plus grandes avec plus de barrières à l'exploitation

Fraction récupérable
plus faible

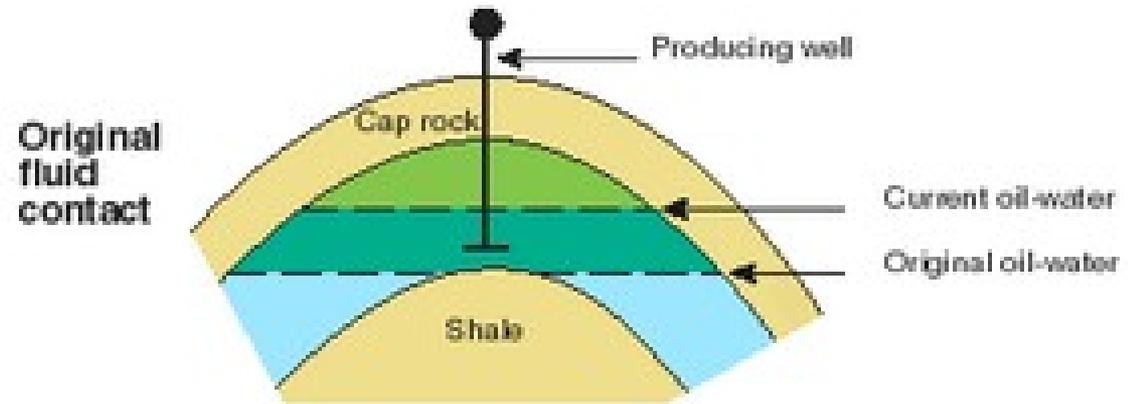
- des taux de récupération plus faible de l'OIIP ou GIIP

Exclu des réserves
prouvées

- pas de zone de « contact des fluides » et non continuité.



Des adaptations du
Concept « prouvé »
ont dû être faites.



Les réserves avant les non conventionnels

Découvert – récupérable - commercial

Sous-type	Portion du réservoir éligible
Prouvées	<ul style="list-style-type: none">- parties intérieure aux forages et parties proches en contact fluide avec des zones forées- Zones non forés mais forte probabilité de commercial et continuité <p>Facteur de récup de confiance (projets analogues, données dures d'ingénierie)</p>
Probable	<ul style="list-style-type: none">- inclusions de zones où la probabilité de continuité avec les zones forées est moins forte.- Facteur de récup plus élevé.
Possible	<ul style="list-style-type: none">- inclusions de zones du réservoir moins connues et avec moins de certitudes sur la commerciabilité. <p>Facteur de récup plus élevé.</p>

Les réserves après les non conventionnels

Découvert – récupérable - commercial

Sous-type	Portion du réservoir éligible
Prouvées	<ul style="list-style-type: none">- parties intérieure aux forages et parties proches en contact fluide avec des zones forées- Zones non forés mais forte probabilité de commercial et continuité- en l'absence de données sur contact fluide : détermination basée sur une « technologie fiable » (déjà utilisée ailleurs) pour déterminer le volume des réserves et étendre le calcul à des zones plus vastes du gisement
Probable	<p>Facteur de récup de confiance (projets analogues, données dures d'ingénierie)</p> <ul style="list-style-type: none">- inclusions de zones où la probabilité de continuité avec les zones forées est moins forte.- Facteur de récup plus élevé.
Possible	<ul style="list-style-type: none">- inclusions de zones du réservoir moins connues et avec moins de certitudes sur la commerciabilité. <p>Facteur de récup plus élevé.</p>

Attention aux arnaques !

09-09-2011
Le Monde

"Il y a des **milliards de barils de potentiel** dans ces champs au Ghana et pour les opportunités de la Guyane française, c'est la même chose voire plus", espère le directeur exploration de la compagnie [Tullow] "[...]. C'est une **nouvelle géographie pour le monde du pétrole et du gaz**",

22-06-2012
Le Monde

L'ex-ministre de l'écologie avait-elle aussi mesuré les enjeux économiques du dossier ? Selon les chiffres de Shell, l'exploitation du bassin pétrolier guyanais, à 6 000 mètres de profondeur, **pourrait produire 300 millions de barils.**

23-04-2013
Le Monde

La compagnie pétrolière britannique Tullow Oil a annoncé, mardi 23 avril, **l'échec du forage d'un troisième puits** au large de la Guyane française, là où une première découverte de pétrole en 2011 avait fait miroiter d'énormes retombées potentielles.

Attention aux arnaques !

09-09-2011
Le Monde

"Il y a des **milliards de barils de potentiel** dans ces champs au Ghana et pour les opportunités de la Guyane française, c'est la même chose voire plus", espère le directeur exploration de la compagnie [Tullow] "[...]. C'est une **nouvelle géographie pour le monde du pétrole et du gaz**",

22-06-2012
Le Monde

~~L'ex ministre de l'écologie avait elle aussi mesuré les enjeux économiques du dossier ? Selon les chiffres de Shell, l'exploitation du bassin pétrolier guyanais, à 6 000 mètres de profondeur, **pourrait produire 300 millions de barils.**~~

Oui ?

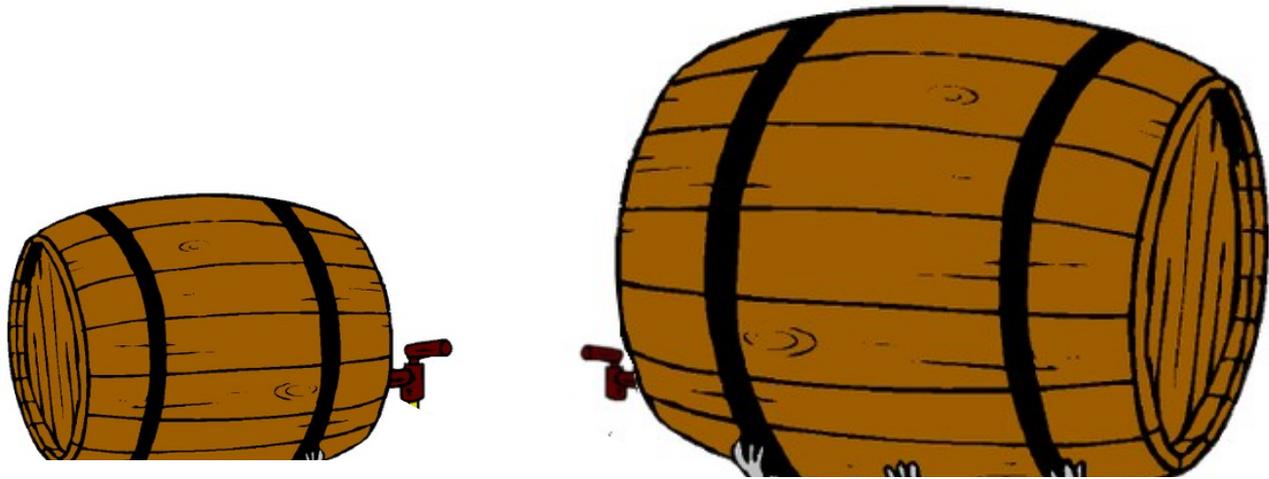
23-04-2013
Le Monde

La compagnie pétrolière britannique Tullow Oil a annoncé, mardi 23 avril, **l'échec du forage d'un troisième puits** au large de la Guyane française, là où une première découverte de pétrole en 2011 avait fait miroiter d'énormes retombées potentielles.

Ne pas confondre réserves et débit !

Les ressources n'indiquent pas les flux de production futurs.

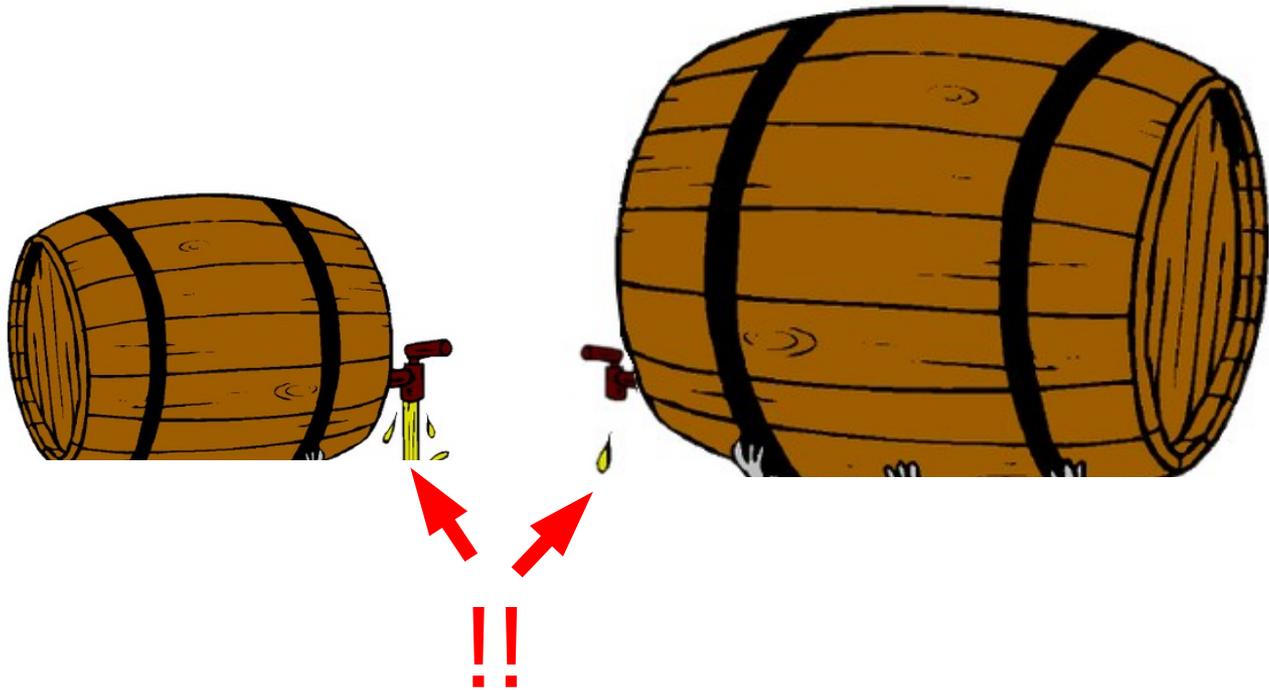
En particulier, à ressources égales, les non-conventionnels produisent beaucoup moins rapidement que les conventionnels.



Ne pas confondre réserves et débit !

Les ressources n'indiquent pas les flux de production futurs.

En particulier, à ressources égales, les non-conventionnels produisent beaucoup moins rapidement que les conventionnels.



Au menu

1. Deux choses à avoir en tête au départ

- Historique
- Raisonnement par projet

2. Quatre questions à se poser

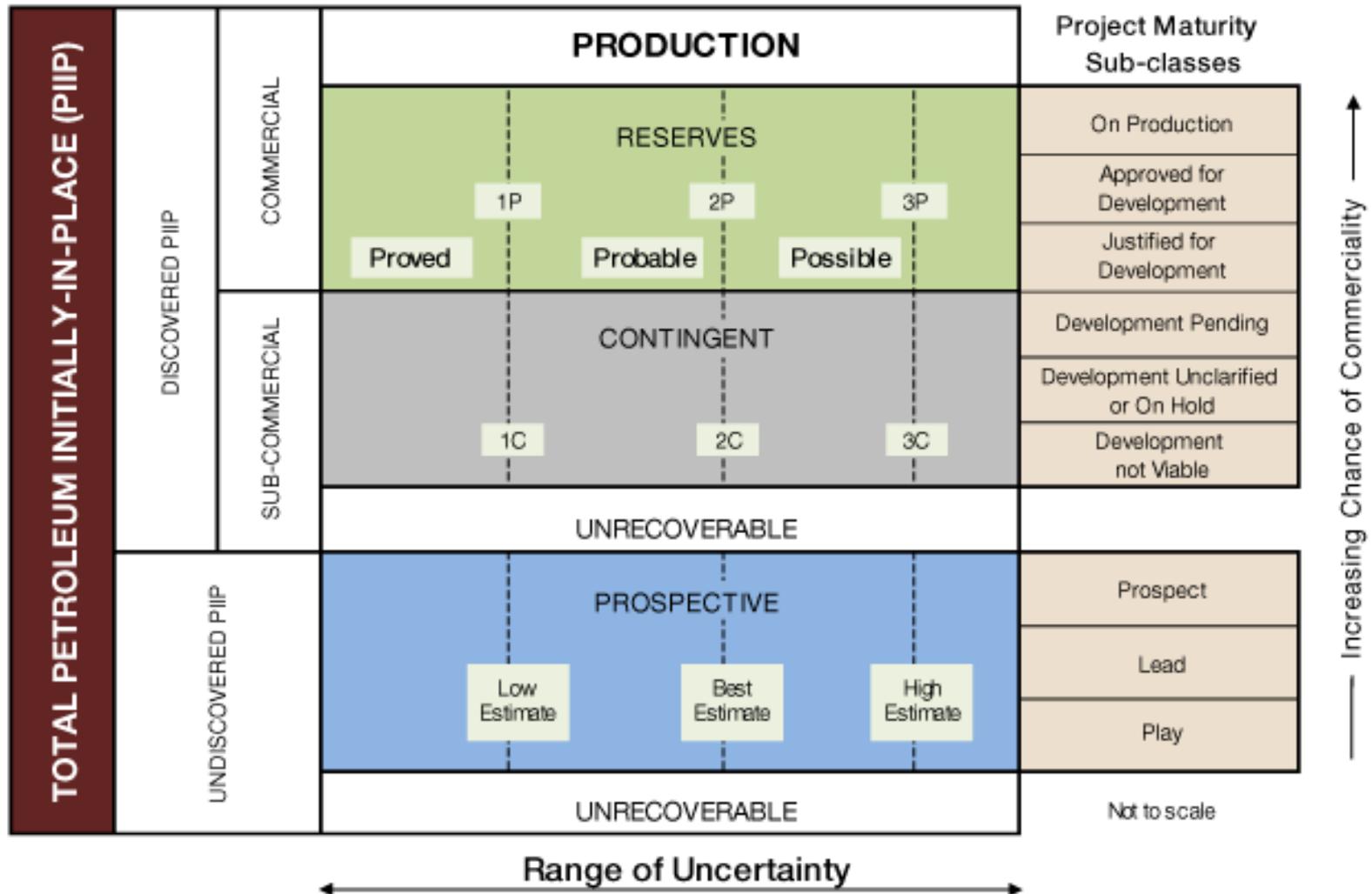
- Découvert ?
- Récupérable ?
- Commercial ?
- Probabilité ?

3. Quelques précisions de plus

- Obligations de déclaration
- Cas des non-conventionnels
- Attention aux arnaques
- Ne pas confondre réserves et débit !

4. Pour conclure et résumer

Pour aller plus loin...



Pour conclure :

- Beaucoup d'utilisation à tort et à travers des termes « réserves », « ressources », « récupérable », etc. **Beaucoup d'articles vous seront maintenant illisibles.**
- 4 questions : découvert ? Récupérable ? Commercial ? Probabilité ?
- Le terme « **réserve** » est réservé à des projets **imminents (donc rentables)** sur des réservoirs **découverts**. Sinon : « ressources ».
- La classification n'est **pas faite pour faire un inventaire des ressources** en présence **mais pour évaluer les risques d'investissements et les actifs** de sociétés.
- **Les gisements ne sont pas classés sur la base de leurs propriétés intrinsèques.** Ce sont les caractéristiques des projets d'extraction qui sont classées.
- Les réserves/ressources **ne renseignent pas sur les capacités de production.**
- Attention aux arnaques !

Sources

- **Kjell Aleklett**, article sur les réserves et ressources :

<http://aleklett.wordpress.com/2013/07/21/how-to-report-resources-and-reserves/>

- **Petroleum resources management system** :

http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resource_Management_System_2007.pdf

- **Pétroleum ressources management system Guidelines** :

http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf

- **J. Laherrère** - <http://www.theoil Drum.com/node/9389>

- **J. Laherrère** - Comments on BP Statistical 2012 : http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_ComBP2012.pdf

- **Securities and exchange commission (SEC)** : Modernizing of oil and gaz reporting

<http://www.sec.gov/rules/final/2008/33-8995.pdf>

- **Ferruh Demirmen, SPE, Petroleum Consultant** - Reserves Estimation: The Challenge for the Industry

http://www.spe.org/jpt/print/archives/2007/05/JPT2007_05_DA_series.pdf

- http://www.unconventionalfuels.org/posters/Oil_and_Gas_Reserves_Evaluation1.pdf

- **EIA** rapport sur gaz de schistes 2013 : <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11611>

- **SEC** : modernizing of oil and gaz reporting - <http://www.sec.gov/rules/final/2008/33-8995.pdf>

- **Milbank** : changement des règles SEC :

<http://www.milbank.com/images/content/1/2/1225/021009-SEC-Announces-Major-Changes-to-Disclosure-Requirements-fo.pdf>

- **Jonesday**, changement des règles SEC : http://www.jonesday.com/sec_clarifies_new/