

Utilisation de la NMR dans la prise de décision pour le développement de projets E&P avec Plusieurs applications Green et Brown Fields

Copyright-©11/2018-The Patent and Trademark Law Amendments Act (1980-12-12)

PRENOM NOM	DATE	ACTION
Michel L Friedman	2019/10/22	CREATION Rev. 00

Sommaire

Indice	Titre chapitre / sous chapitre	Page
x	Cover	1
0	Sommaire	2
1	Motivations de ce document.	3
2	Antécédents	3
3	Pic Pétrolier	3
3.1.	Définitions	3
3.2.	Conventionnel et non conventionnel	3
4	Le TRE (Taux de Retour Energétique)	4
5	Conséquences pour les majors E&P	4
5.1.	Analyses économiques et stratégiques « Shale Gas versus conventionnel »	4
5.2.	Les greens Fields	5
5.3.	Synthèse	5
6	Obsolescence des études sismiques para rapport aux nouvelles technologies.	6
7	Evolution des techniques de sismiques de par le temps	6
8	La géophysique, science de pointe dans l'ex union Soviétique de la guerre froide.	6
9	Une nouvelle technologie la NMR	6
9.1.	Explication de la technologie NMR	7
9.2.	Stratégies pour les utilisations de la NMR	7
10	NMR et le Refurbish Brown Field (RBF)	7
10.1.	Vieux champs en pleine propriété de la E&P	7
10.2.	Champs à racheter	7
10.3.	Nouveaux blocs ou le Green Field Development (GFD)	7
10.4.	Informations sur les collègues E&P	8
11	NMR stade 1 et NMR Stade 2	8
11.1.	NMR Stade 1 dite « de couverture de bloc »	8
11.2.	NMR Stade 2 ou « de détails »	8
12	Stratégies pour une major E&P	9
13	Recherche d'autres commodités	9
14	Conclusions.	10

Documents cités (links)

- Page 4 <https://www.reuters.com/article/us-usa-oil-shale-cutbacks/u-s-shale-producers-hit-the-brakes-on-2019-spending-idUSKCN1OK26S>
- Page 5 <https://www.wsj.com/articles/oil-and-gas-bankruptcies-grow-as-investors-lose-appetite-for-shale-11567157401>
- Page 6 <https://www.butterflynetwork.com/fr/>
- Page 7 NMR Presentations: <http://www.mediafire.com/?99odsjiwcyaocqn>
- Page 7 Article in the Copernicus GI Journal <http://www.geosci-instrum-method-data-syst.net/5/551/2016/>
- Page 7 EAGE: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=84639>
- page 7 General idea of NMR technology <http://bit.do/nmrdoc>
- page 8 les antisaliferos ou comment le Brésil perd 12 billions <https://www.dailysabah.com/energy/2019/11/06/brazil-oil-auction-raises-disappointing-17-billion-as-only-petrobras-and-chinese-bid.>

1. Motivations de ce document.

Cette réflexion vient du fait que comme consultant drilling onshore, offshore et Shale Gas a Vaca Muerta (pour Wintershall, par exemple), je constate qu'après mon dernier contrat pour « Ecopetrol MAR » (Molusco 1^{er} leur premier puit offshore à Barranquilla avec ONGC) il n'y a plus de travail, ce qui permet de réfléchir et méditer sur pas mal de sujets et de chercher des solutions pour gagner sa vie.

2. Antécédents

Ayant travaillé pour le compte de FFN (Fairfield Nodal, Houston USA sur le P&O European Supporter) pour une sismique OBN faite au Gabon, sur le champ offshore j'ai pris conscience qu'il faut changer les critères de l'exploration, mais surtout grâce à la NMR on peut modifier ceux de la production. J'ai mis un peu de temps à digérer ce travail qui va beaucoup plus loin qu'une simple sismique. En travaillant sur les premières perspectives de cette sismique OBN je percevais aussi dès le début de ma réflexion sur la production pétrolière et ses perspectives :

- Il y a une nette tendance à la baisse du pétrole dit « facile » et à une augmentation des coûts de production
- Il faut surtout voir une solution dans l'orientation stratégiques des E&P vers de la re-exploration corrective et de la production ajustée ensuite sur les Brown Fields. Donc il faut trouver l'outil qui manque

3. Pic Pétrolier

3.1. Définitions

Le pic pétrolier (« Peak Oil » en anglais) désigne le moment où l'extraction mondiale de pétrole (calculée en millions de barils par jour) aura atteint son niveau maximal avant de connaître par la suite un déclin dû à l'épuisement progressif des réserves de pétrole contenues dans le sous-sol terrestre. La production américaine de brut n'augmente plus, selon les données mensuelles fournies par Washington. Elle a atteint en avril 2018 un maximum historique à 12,123 millions de barils par jour (Mb/j).

On pense que le Pic pétrolier est probable d'ici 2025, selon l'Agence internationale de l'énergie. Pour empêcher un déclin de la production mondiale de pétrole d'ici à 2025, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) annonce qu'il faudrait multiplier par 2 ou 3 les extractions de pétrole de schiste. Les conséquences du « krak de l'approvisionnement » qu'envisage l'AIE promettent d'être plutôt rudes pour l'Europe et le monde en général. A quand le Réveil ? Car il faut mettre en place de nouvelles stratégies en Upstream.

3.2. Conventionnel et non conventionnel

La production mondiale de pétrole conventionnel (près des 3/4 de la production totale de pétrole) « a franchi un pic en 2008 à 69 millions de barils par jour (Mb/j), et a décliné depuis d'un peu plus de 2,5 Mb/j ». L'AIE a estimé que ce déclin ne sera pas interrompu (cf. World Energy Outlook 2018, p. 142) ; précisons que cette évolution fatidique a été correctement prédite dès la fin des années 90 : il s'agit ici seulement de la confirmation d'un état de fait. Le risque de resserrement de l'offre s'impose fortement comme option pour le conventionnel.

Ces trois dernières années, le nombre moyen de nouveaux projets approuvés de production de pétrole conventionnel ne représente que la moitié du volume nécessaire pour équilibrer le marché jusqu'en 2025, compte tenu des perspectives de demande des pays émergents. Il est peu probable que le pétrole de schiste prenne le relais à lui seul. Les projections prévoient déjà un doublement de l'offre de pétrole de schiste américain d'ici 2025, mais celle-ci devrait plus que tripler pour compenser le manque persistant de

nouveaux projets conventionnels. Le shale Gas n'étant pas définitivement la solution à ce manque de pétrole conventionnel car c'est plutôt son antithèse :

- Ce n'est pas une production de réservoirs conventionnels mais plutôt une exploitation de gisements pétrolier que l'on va mettre en production avec un déclin très rapide et surtout que l'on ne peut pas « travailler ».
- En fait c'est exactement techniquement le contraire un réservoir conventionnel. Un gisement conventionnel se gère, se travaille et se bonifie pour une récupération maximum. C'est le travail de l'ingénieur réservoir avec la Récupération assistée du pétrole ou EOR (Enhanced Oil Recovery) comme outil mais qui a des limites
- La NMR n'est pas incluse comme outil de redéploiement stratégique en amont des activités d'extractions en conventionnel car on ne voit pas grand-chose.

4. Le TRE (Taux de Retour Energétique)

On peut dès ce moment parler d'une autre valeur qui est lié au phénomène du Peak Oil. C'est l'EROI (Energy Return On Investment) et en français on parle du TRE ou taux de retour énergétique :
On le Résume par une simple équation linéaire qui fait abstraction des variations économiques et temporelles :

Une Unité de référence du produit N permet de produire X (multiple ou non) de N
1.N → X.N

On obtient un résultat sans à avoir à prendre en considération les interférences de l'économie. Pour notre industrie pétrolière nous prenons le baril de pétrole (159 litres) comme valeur constante de N. Nous allons mesurer l'effritement de notre industrie

- 1baril investi pour sert produire 100 barils en 1900 soit 1.N → 100.N
- 1baril investi pour sert produire 35 barils en 1985 soit 1.N → 35.N
- 1baril investi pour sert produire 20 barils en 2010 soit 1.N → 20.N

Note : On doit mettre à part le moyen orient (golfe) avec les puits faits rapidement et à faible investissement pour une rentabilité rapide et maximum.

5. Conséquences pour les majors E&P

5.1. Analyses économiques et stratégiques « Shale Gas versus conventionnel »

Le shale Gas est en fait un outil de de spéculation financière de par le profil temporel de la production des puits de gaz de schiste, qui baisse fortement dès la deuxième année et s'épuise en 6 ans en moyenne, alors que la production d'un gisement conventionnel persiste pendant plusieurs décennies. Les règles fiscales permettent d'amortir l'investissement en totalité dès la première année, ce qui permet de le rentabiliser très rapidement, après quoi on fore de nouveaux puits, et ainsi de suite, en profitant de la proximité géographique pour minimiser les coûts de forage (cluster).

Aux Etats-Unis, le pétrole de schiste continue à perdre de l'argent. D'où un risque de crise économique grave avec la chute de banques systémiques qui ont mises sur le « Shale Gas » et un certain agacement des milieux financiers qui se sentent pris dans la spirale « Shale Gas » Il y a cet article de Reuters.

<https://www.reuters.com/article/us-usa-oil-shale-cutbacks/u-s-shale-producers-hit-the-brakes-on-2019-spending-idUSKCN1OK26S>

C'est pour les milieux financiers pour le Shale Gas comme à Las Vegas autour une table de Poker, sans pouvoir en sortir de leur plein grès, certaines banques continuent à miser (prêter de l'argent) pour se refaire. Un scénario qui pourrait ressembler à celui des « subprimes de 2008 » mais puissance 10. Voir le Wall Streets Journal <https://www.wsj.com/articles/oil-and-gas-bankruptcies-grow-as-investors-lose-appetite-for-shale-11567157401>

Le risque pour la sécurité énergétique de l'Europe devient un argument clé en faveur d'une transition énergétique cohérente mais ni le charbon, ni l'éolien ni le solaire ne couvriront les besoins. Seul l'Énergie nucléaire serait acceptable mais comme le gaz de schiste elle est rejeté para les populations.

Des maintenant, un changement de stratégie pour les majors E&P en termes d'exploration voire de re-exploration est à prendre en considération. Le plus important est un ajustement de la méthodologie de l'exploration voir faire de la re-exploration et d'un ajustement de la production dans les Brown Fields après ces études de re -exploration.

5.2. Les greens Fields

Le niveau d'investissement dans de nouvelles régions pour créer ces nouveaux gisements (Green Field) est un mixte entre le temps, le travail humain pour mettre en place un projet et les coûts initiaux en études. De plus, s'il faut plus de technologies coûteuses si on se décide à développer un nouveau projet Green Field il faut prendre en considération les difficultés administratives. Ces phénomènes qui quand ils se combinent éclatent les coûts, sont chronophages et bloquent dans les tiroirs les projets.

En fait le process Greenfield standard est long :

- Enchères sur un nouveau bloc, Négociation et Paiement des droits et des extras.
- Etude EIA, Présentation de l'Etude au ministère et plusieurs rounds de questions/réponses
- Sismique (réfraction, réflexion), commande, exécution et interprétation
- Forage étude, réalisation puis complexion et Installation du network de production
- 6 à 8 ans entre l'idée et le premier baril.

5.3. Synthèse.

- Entre réserves prouvées, probables, possibles il y a des choix à faire avant de se lancer des investissements. En effet, après avoir exploité les ressources les plus concentrées et accessibles, les E&P sont amenés à exploiter des ressources de moins en moins concentrées ou de plus en plus difficiles à extraire et qui nécessitent de plus en plus d'énergie pour être ramenées en surface d'où le TRE (EROI) qui devient moins favorable.
- Une E&P qui a un chiffre d'affaire avec sa production basée sur l'exploitation de du Brown Fields et sans projet Greenfield risque à court termes risque de disparaître. C'est mathématique car La production diminuera et elle n'aura plus les moyens de financer ses nouvelles explorations et mettre en production ses nouveaux champs dont les coûts de mise en production augmentent dans le même temps.
- Les coûts du Green Field, en considérant le TRE fait réfléchir les comités de décisions des majors pétrolières avant de se lancer sur un projet. L'état des réserves facilement disponible est inquiétant.
- Le nombre de faillites de producteurs de shale est très élevé depuis 2018. Wall Street n'a plus guère d'appétit pour la dette émise par un secteur qui, pris dans sa globalité, n'a jamais gagné d'argent.

6. Obsolescence des études sismiques para rapport aux nouvelles technologies.

La plupart des gisements anciens ou Brown Fields sont basés sur des sismiques 2D. Clairement on a foré puis établi un système de pompage et de production du brut sur des images 2 D qui était la technologie top dans les années 70. Mais que peut-on espérer de ces images et leur résolution technique et que reflètent elles exactement sur le réservoir maintenant ? Depuis cette sismique, il n'y a plus d'images du gisement, c'est l'ingénieur réservoir qui gère par des tas de systèmes de captages d'informations.

Refaire une sismique traditionnelle (réflexion, réfraction) est impossible mais il existe d'autres technologies intermédiaires comme la OBN offshore mais qui demandent un cout d'acquisitions élevés par ses couts opérationnels.

Commençons par un exemple qui peut vous concerner ou un proche car maintenant on peut faire une échographie du cœur avec un smart phone et un Butterfly... au bureau ou dans son salon ! Allez sur le site <https://www.butterflynetwork.com/fr/> c'est portatif, pas cher, simple. En fait on change la taille de l'outil, et les couts opérationnels, les investissements (plus besoin de clinique d'imagerie pour un médecin) mais sans changer voir on améliore son utilité et mais surtout c'est sa vitesse de diagnostic qui est le principal avantage car elle peut être faite dans l'instant, sans rendez-vous et sur place en cas d'accidents graves nécessitant une intervention immédiate. C'est ce que nous offrons maintenant avec la NMR pour les études sismiques.

7. Evolution des techniques de sismiques de par le temps

Sismique par réfraction, Sismique par réflexion, OBN maintenant, sismique de puits, en général cela coute cher, c'est une mise en place lourde, parfois cela peut ne pas marcher. Sur un champ mature il faudrait démonter, et arrêter la production c'est impossible à faire et personne ne l'a jamais fait. Un début de solution se fit évident grâce à la Sismique en mer avec une technique OBN faite au Gabon. On peut donc refaire une photo du réservoir en mer dans des eaux pas trop profondes sans stopper la production. Les décisions ont dû être ensuite de retravailler les moyens techniques sur ce vieux réservoir qui fut mis en valeur avec une sismique 2D puis la OBN a permis de corriger le tir et de remonter les niveaux de production, enfin c'est ce que je pense ce que Total doit penser faire ou a fait.

8. La géophysique, science de pointe dans l'ex union Soviétique de la guerre froide.

Peu de gens le savent mais c'était une priorité absolue dans les plans quinquennaux de développer les techniques de Géophysique pour développer des sources d'énergies (voir les niveaux des réserves russes), il y avait d'autres recherches en géophysique mais pour des applications belliqueuses. Après la fin de l'union soviétique chaque nouvelle république récupérera ses chercheurs et développera son propre institut de géophysique avec en pointe sa spécialité ou plutôt la spécialité de ses têtes de gondoles. Il y a la sismique magnétotellurique qui est une technique d'exploration géophysique basée sur les variations de résistivité du sous-sol, utilisant le champ magnétique induit par les courants telluriques c'est la géophysique moscovite commercialise par Norwest. Cette technique demande un gros effort sur le terrain avec une mobilisation d'équipes importantes comme dans une sismique traditionnelle. On en fait ici en Bolivie avec dans le JV Norwest / Bolpegas.

9. Une nouvelle technologie la NMR

Il existe la même évolution de la technologie pour l'exploration des réservoirs du pétrole mais aussi ceux de l'eau. Je parle de la Nuclear Magnetic Résonance (NMR). C'est la technologie de pointe d'une autre république de l'ex union soviétique. Cette application a de nombreux avantages et est révolutionnaire tant pour la technique mais aussi sur la portée stratégique de cette technologie pour une major E&P.

9.1. Explication de la technologie NMR

C'est le plus simple c'est de voir ces documents

NMR Presentations: www.mediafire.com/?99odsjjwcyaoqcn
Article in the Copernicus GI Journal www.geosci-instrum-method-data-syst.net/5/551/2016/
EAGE: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=84639>
General idea of NMR technology www.mediafire.com/?ok2zqe17883esbe
Un dossier plus complet à <http://bit.do/nmrdoc>

9.2. Stratégies pour les utilisations de la NMR

Dans le contexte actuel, la NMR représente un outil productif, de grande envergure et stratégique pour une major E&P, en effet ses possibilités infinies permettent de reprendre la main dans la guerre entre majors E&P qui est en cours.

10. NMR et le Refurbish Brown Field (RBF)

10.1. Vieux champs en pleine propriété de la E&P

Au lieu de miser sur des nouveaux projets, il serait plus intéressant de retravailler des Brown Fields en refaisant une nouvelle sismique mais par un système NMR du réservoir en production. Grâce à la NMR (NMR stade 1 et stade 2), même s'il est en production on peut faire cette nouvelle photo du gisement sans l'arrêter. Ce gisement produit ce qu'il produit mais après un travail de refurbish sur le réservoir et l'asset en général (voir refaire des nouveaux puits) on pourra augmenter la production et ce sans avoir à passer par un processus de green field. Le Shutdown sera limité dans le temps voir, il n'y aura pas de Shutdown pour mettre en place la nouvelle configuration.

10.2. Champs à racheter

Une major E&P peut être amenée à racheter une compagnie pétrolière qui est dans une des situations suivantes :

- Vente d'un champ avec des réserves prouvées, mais on peut vérifier pour pas cher (stade 1 NMR) avant de signer et voir si en fait le champ n'est pas plus grand avec d'autres réserves supplémentaires sans rien dire au vendeur.
- Vente de Brown Fields pour cessation d'activités ou replis, on fait un stade 1 et ensuite une NMR stade 2 pour refurbish.
- Racheter des puits morts et les relancer, il existe des technologies de l'ex bloc soviétiques qui viennent d'applications militaires détournées pour ressusciter les morts.

10.3. Nouveaux blocs ou le Green Field Development (GFD)

- Si la tendance est d'aller à développer un nouveau bloc, on peut faire une sismique stade 1 pour savoir en gros où sont les réservoirs sur le bloc mis aux enchères. C'est une méthode rapide et peu coûteuse car on sait rapidement si c'est un projet viable ou pas.
- On peut vérifier l'ensemble des blocs qui sont dans un round d'enchères pour choisir les meilleurs et les plus faciles à faire en termes de difficultés techniques pour la mise en production. On évitera l'effet « Kachagan » ou le « syndrome EPR ».

Important : Pour une agence de l'Energie d'un pays ou une compagnie pétrolière d'état ce travail NMR stade 1 permet de vendre « pré exploré » des blocs avec des réserves a des majors qui réduisent ainsi le risque de 95%.

- Après l'achat sans perdre de temps et en se concentrant sur les points remarquables les majors peuvent mettre en place des études NMR stade 2 que nous faisons. Les acheteurs mettront en production très rapidement (on gagne 5 ans en moyenne)
- Si les acheteurs veulent en rester aux vieilles méthodes de sismique (réfraction réflexion ou OBN) elles mettront en production après une exploration plus complexe, mais plus petite donc moins chère, en argent et moins chronophage.
- Pour une agence de l'Energie d'un pays ou une compagnie pétrolière d'état ce travail NMR stade 1 permet de vendre entre 15 et 20 fois plus cher le même bloc qui était mis aux enchères sans l'étude NMR. Cette exploration permet aussi d'aller chercher des financements pour que le pétrole soit mis en valeur directement par la compagnie d'état ou le pays.
- Le Brésil vient en faire les frais <https://www.dailysabah.com/energy/2019/11/06/brazil-oil-auction-raises-disappointing-17-billion-as-only-petrobras-and-chinese-bid>.
- Ils espéraient 28, 5 Billions ils ont vendu pour 17billions et c'était des antisalifères

10.4. Informations sur les collègues E&P

Avant de s'associer avec un collègue on peut procéder à une Collecte d'infos générales sur ses assets avant de signer pour un projet, un JV et savoir ce qu'il est réellement comme partenaire, ce qu'il apporte réellement en Bpd actuellement mais avec une vision sur le futur de ses réservoirs. C'est Eni Congo qui rachète Maurel et Prom en 2010 par exemple.

11. NMR stade 1 et NMR Stade 2

Le plus important est d'avoir une stratégie pour développer la technique NMR au sein de la E&P, et nous devons séparer chaque étape. En Amérique latine mais partout dans le monde, il existe de nombreuses zones sismiques inaccessibles, où seule la technologie RMN peut fonctionner, telles que les jungles, les plateaux de montagne, les forêts humides, les zones humides et autres.

11.1. NMR Stade 1 dite « de couverture de bloc »

Il consiste en une première évaluation para images retravaillées : *(English for description of results)*

Ground contours identified oil and gas fields and individual deposits deposited on maps

- Zones of maximum response of signals,
- The number of horizons,
- Approximate depth horizons,
- Approximate thickness of the horizon.

Indications de prix

- 100 km² pour \$ 80,000 (\$ 800 per 1 km²)
- 1,000 km² pour \$230,000 (\$ 230 per 1 km²)
- 10,000 km² pour \$300,000 (\$ 30 per 1 km²)

11.2. NMR Stade 2 ou « de details »

(English for description of results)

- Refined Ground contours of oil, gas and oil & gas reservoirs.
- Limits for extension of traps,
- The number of horizons in each reservoir,
- The depth of horizons,

- The presence of a gas cap over the oil horizon,
- Indicative of gas pressure in the gas cap (reservoir pressure),
- The presence of water under the oil horizon,
- Vertical scan data column,
- Vertical sections of hydrocarbon reservoirs,
- Roof structural maps for individual layers,
- Calculated volume of layers, filled with gas and oil,
- Preliminary calculation of forecasted oil and gas resources in all deposits,
- Mapping the maximum signal response in each reservoir Identification of the optimum drilling points.

Indications de prix

- 5 km² pour \$ 35,000-\$40,000
- 10 km² pour \$ 50,000
- 50 km² pour \$ 90,000 / \$100,000

12. Stratégies pour une major E&P

Au lieu de partir sur des projets green Field, longs couteux et pour une fraction minimale des couts d'un de ces fameux projets green Field on peut par exemple

- Financer une étude de refurbish avec une étude des gisements en production (Brown Fields) sans avoir à stopper la production. De ses études les départements techniques peuvent refaire un plan de production en modifiant les équipements (engineering et construction) et le mode opératoire du champ pour la nouvelle forme de production (gestion des réservoirs)
- Décider d'une politique de rachat de Brown Fields dans chaque entité E&P pour augmenter le nombre de barils dans cette entité pour avoir la masse critique acceptable.
- Faire une observation de nouveaux blocs en licitation en faisant une « vue rapide » du bloc pour voir si on peut se mettre sur la licitation des meilleures et plus prometteurs, déterminer une limite de la valeur d'achat et un budget en conséquence
- En cas d'association /rachat avec une autre E&P on vérifie les actifs (BPD) et les réserves à exploiter.

13. Recherche d'autres commodités

En fait une E&P devrait s'aventurer dans un nouveau secteur qu'elle peut dominer mais surtout qui a le même « concept simple » que son secteur principal d'activités.

Pour l'activité pétrolière le concept simple se résume à une simple définition « avec un robinet pour ouvrir/fermer et/ou avec un réservoir ou on peut stocker au cas où ».

Le soleil le vent sont gratuits mais cela ne marche pas tout le temps et c'est impossible à stocker, car en fait c'est le stockage et sa facilité de transport qui donne la valeur à la source d'Énergie pas ses qualités énergétiques, sa réputation dite verte ou son cout de production.

L'eau pour L'énergie hydroélectrique, l'uranium pour l'Énergie nucléaire, le gaz et le pétrole bien sûr sont des énergies qui ont une valeur car on peut les stocker pour les transporter par exemple et on peut fermer la vanne pour les laisser ou elles sont.

En dehors de l'hydro Energie, L'eau est la Vraie commodité à avoir un avenir et qui doit être développée par une E&P qui a la connaissance et les moyens techniques en géophysique et sismique, puis en forage donc le secteur Upstream puis en transport avec le midstream et le downstream pour sa distribution et la vente car cela vaudra plus dans 10 ans que le pétrole en fait. C'est l'objet de La guerre de l'eau entre Israéliens et Palestiniens depuis 1973 avec le plateau du Golan.

Nous développons de la même manière tout un programme NMR pour les mises en évidence des réservoirs d'eaux profondes qui avec le changement climatique vont être la commodité la plus importante pour le genre humain.

14. Conclusions.

La NMR est un outil nouveau, pratique peu cher en comparaison avec des couts des sismiques standards. Cet outil est rapide dans ses différentes phases d'utilisation. Il est sur et permet de redéployer des vieux champs et d'en explorer des nouveaux. Il est un outil pour la décision qui n'est pas chronophage et qui évite de mettre d'énormes ressources en place pour faire de l'exploration. Il est discret et permet d'en savoir plus dans ces temps où la guerre économique fait rage entre l'Europe et les Etats Unis.

En extrapolant, un groupe financier solide, entoure une petite équipe de pro du pétrole (plutôt oriente vers l'engineering de puits, l'étude de vieux réservoirs et sachant travailler en ALARP) pourrait faire son marché sur les 5 continents en rachetant des compagnies a bout de souffle ou des champs très matures En faisant un refurbish puis en remontant la production, elle pourrait revendre à prix d'or ces assets a des majors ou directement a des opérateurs midstream ou directement a des gros faiseurs et courtier (Trafigura, Glencore, Vitol et Mercuria), ces n'est pas nouveau mais on peut le refaire facilement. Il y a comme exemples d'aventuriers dans les Brown Fields

- *Jean François Henin* avec Maurel et Prom, qui est vendu à Pertamina
- *Hubert Perrodo* avec Perenco : Le Groupe a démarré ses opérations dans l'industrie pétrolière et gazière en 1975 à Singapour en tant qu'entreprise de services maritimes et maintenant est un acteur important.
- *Assala Energy* avec Carlyle International Energy Partner (CIEP) qui cherche tout le temps des opportunités d'investissement dans le pétrole et le gaz en dehors de l'Amérique du Nord, notamment en Europe, en Afrique, en Amérique latine et en Asie. Les investissements sont principalement axés sur l'exploration et la production de pétrole et de gaz, les activités à moyenne et en aval, le raffinage et le marketing (R & M) et les services relatifs aux champs de pétrole (OFS).

Copyright-©11/2018-11