



SNPC

CIHC 5

CIEHC5

30 NOVEMBRE - 02 DECEMBRE 2022
CENTRE INTERNATIONAL DE CONFÉRENCE DE KINTÉLÉ BRAZZAVILLE

CHAMPS MARGINAUX
- APPROCHE DE DÉVELOPPEMENT -

WWW.OILGASCONGO.COM | ***#CIEHC5*** | ***CIEHC@AMETRADE.ORG***

SOMMAIRE

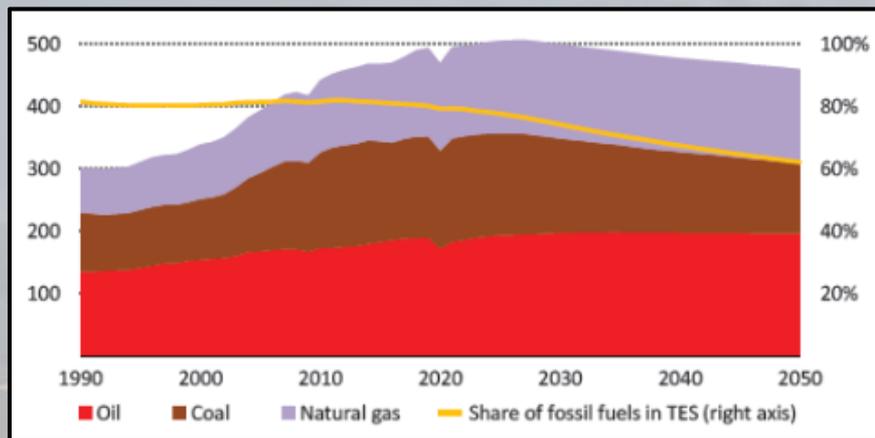
1. INTRODUCTION
2. CHAMPS MARGINAUX - DEFINITION
3. DEVELOPPEMENT DES CHAMPS MARGINAUX
4. ETUDE DES CAS
5. CONCLUSION

INTRODUCTION 1/4

- ❑ Le développement de l'industrie pétrolière dans ses différentes composantes – Upstream, Middlestream et Downstream – a beaucoup contribué au bien-être de l'humanité comme :
 - Sources d'énergies;
 - Intrants directs dans les industries connexes (agriculture, textiles, chimiques, etc ...);
 - Sources de revenus des états pour des investissements dans les économies.
- ❑ En dépit du contexte actuel de transition énergétique, la demande en énergie d'origine fossile est toujours importante, même si on voit sa participation dans le mix énergétique diminuer progressivement.

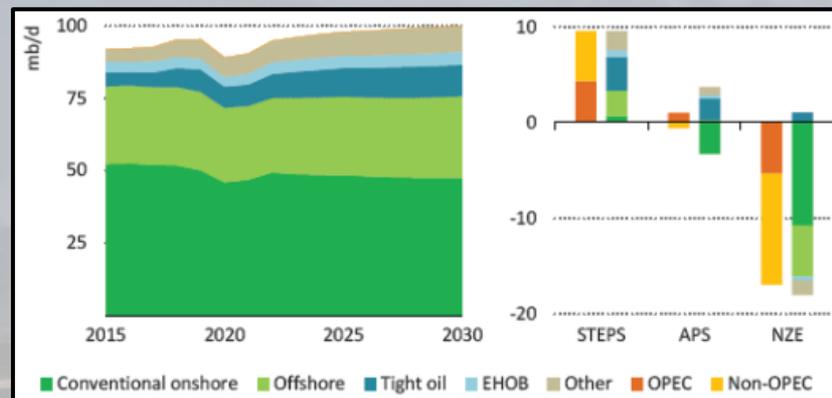
INTRODUCTION 2/4

- Evolution de la demande en énergie fossile et leur poids dans le mix énergétique



INTRODUCTION 3/4

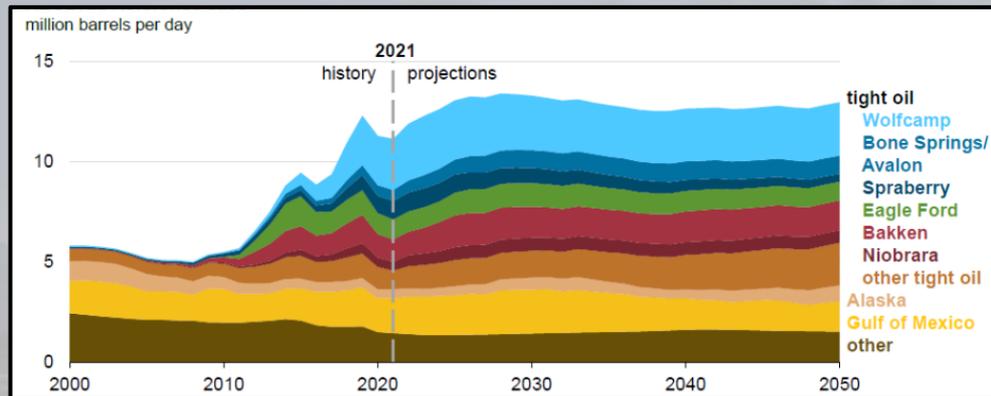
- ❑ Pour faire face à cette demande, les sociétés pétrolières se tournent de plus en plus vers les ressources inconvencionnelles.
- ❑ Ces ressources inconvencionnelles, au regard tant des moyens financiers que technologiques qu'elles demandent à mettre en œuvre pour être produites, font partie des champs marginaux.



Source IEA

INTRODUCTION 4/4

- La tendance à faire recours à des ressources inconventionnelles est confirmée aussi aux USA, sinon accentuée où la part de l'inconventionnelle est vraiment dominante.



Source US Energy Information Administration

CHAMPS MARGINAUX – DÉFINITION 1/2

- ❑ Par champs marginaux, on fait référence à des découvertes qui n'ont pas pu être mises en exploitation sur la durée pour une ou plusieurs raisons suivantes:
 - Les réserves sont de très petites tailles pour être exploitées de façon économique;
 - Le manque d'infrastructures ou de potentiels consommateurs dans les environs ;
 - Les coûts de développements prohibitifs ou encore l'appel à des technologies complexes.
- ❑ Toutefois, le changement des conditions économiques ou technologiques peut faire que ces champs qui étaient jugés marginaux deviennent économiquement viables ; c'est le cas, par exemple, de :
 - La hausse du prix du baril d'huile ;
 - La possibilité de faire un tie-back sur les installations voisines ;

CHAMPS MARGINAUX – DÉFINITION 2/2

- L'utilisation des puits multi-latéraux et autres formes de puits complexes qui augmentent la surface drainée ;
- La réalisation des puits horizontaux multi-fracturés ou non ;
- En d'autres termes, l'évolution technologique.
- ☐ Entrent dans cette catégorie – les champs à très faible perméabilité, les champs à huile lourde et visqueuse, les champs à huile de schistes et à gaz de schistes.
- ☐ Dans la suite de la présentation, on ne parlerait plus que des champs à faible perméabilité.

CHAMPS MARGINAUX – APPROCHE DE DEVELOPPEMENT 1/3

- ❑ Pour estimer les profils de production de n'importe quel puits dans le cas de développement d'un champ Classique, on peut se baser sur l'utilisation des outils d'analyse des performances des puits et des résultats des modèles de simulations dynamiques du fait que l'écoulement dans ce cas de figure est dominé par l'équation de Darcy.
- ❑ Ce qui fait que l'on peut passer directement au développement après la phase d'appréciation.



CHAMPS MARGINAUX – APPROCHE DE DEVELOPPEMENT 2/3

- ❑ A contrario, dans le cas des champs à faible perméabilité, en sus de ce qui est ci-dessus, on doit aussi prendre en compte la présence des fractures naturelles et leur distribution et les différentes interactions roche-fluides qui prennent une part active dans l'écoulement des fluides dans le reservoir, informations qui ne sont pas toujours disponibles au début d'un développement.
- ❑ Ce qui fait que c'est toujours un grand challenge de pouvoir contruire un modèle dynamique fiable en phase d'exploration et/ou d'appréciation.
- ❑ Pour s'affranchir de cette situation et ainsi éviter de surestimer ou sousestimer les ressources avec les conséquences économiques qui pourront s'en suivre, il est toujours opportun dans le cadre de la mise en valeur d'un champ à faible perméabilité de passer par une phase pilote avant de décider de passer au développement fullfield,

CHAMPS MARGINAUX – APPROCHE DE DEVELOPPEMENT 3/3



- ❑ Cette phase qui est en fait une phase de “de-risking” du champ permet d’établir le profil de production type des puits et les ressources rattachés à chacun des puits, en gros établir les paramètres clés de développement du champ.
- ❑ Par exemple, dans le cadre d’un développement avec des puits horizontaux multi-fracturés, cette phase permettra d’établir : la longueur optimale du drain, le nombre de fracture hydraulique à réaliser et la distance optimale entre elles pour éviter les interferences, la nature des fluides à utiliser pour réaliser la fracturation hydraulique et les quantités optimales de proppant à injecter dans chacune des fractures, la distance optimale entre les puits pour éviter les interferences entre les puits.

ETUDE DE CAS 1/4 LES ANNÉES 80

- ❑ Il s'agit d'un champ A à faible perméabilité en onshore découvert dans les années 80 sur lequel deux puits verticaux avaient été forés et fracturés.
- ❑ Sur le puits 1, le puits avait été perforé sur deux zones, lesquelles devraient être fracturées en même temps.
- ❑ Pendant la fracturation, on a pu injecté que 9,8 tonnes de sable 20/40 sur les 19,3 tonnes préconisées pour cause de défaillance du blender ; la concentration maximale de sable injectée était de 2,5 ppg.

Profond. en m	Porosité ϕ	$\phi > 20$ %	$\phi > 10$ %	Taille/Pores	
				moy.	maxi.
1386-1403	8 à 22,7 % moy.: 16,6 %	19 %	95 %	20-150 μ	50-375 μ
1430-1486	6 à 22 % moy.: 16,3 %	5 %	98 %	20-180 μ	45-480 μ

Prof. (en m.) :	1386-1403 <i>1-3</i>	1430-1475 <i>4-5</i>	1475-1486	1430-1486
Perméab. (en md) hors fissuration	0,12-19,8 moy. 1,4	0,07-10,6 0,89	0,06-1 0,52	0,06-10,6 0,83
max. par fiss. moy.	9,6 1,95	2,3 0,91	8,7 1,0	8,7 0,93
K < 0,5 md	26 %	49 %	48 %	49 %
> 1 md	41 % dont 51 % par fiss.	11,5 % dont 19 % par fiss.	11 % dont 50 % par fiss.	11,5 % dont 21 % par fiss.
> 2 md	20 % dont 55 % par fiss.	11,5 % dont 12 % par fiss.	11 % dont 100 % par fiss.	11,5 % dont 26,5 % par fiss.

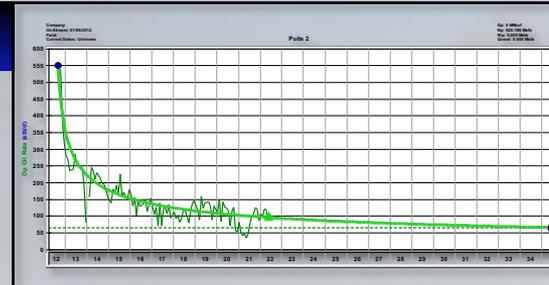
ETUDE DE CAS 2/4 LES ANNÉES 80

- ❑ Ce puits avait eu à produire a produire 455725 bbbls au 31 décembre 1990.
- ❑ Malheureusement en 1993 l'opérateur du champ fut obligé d'arrêter ce champ pour des raisons économiques.
- ❑ Ainsi, sur la base des performances de ce puits réalisées avant fermeture, et ce en fonction du modèle de déclin à utiliser, ce puits aurait pu produire entre 790000 et 890000 bbbls.



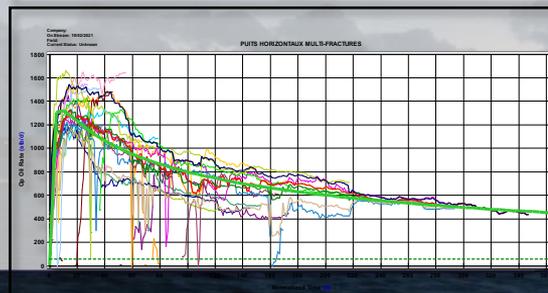
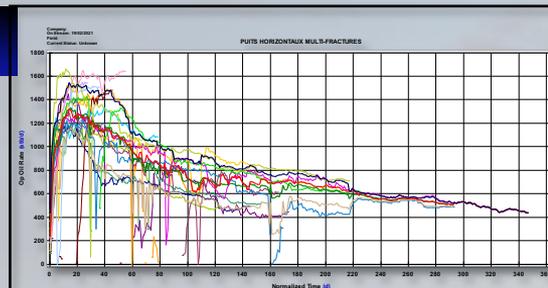
ETUDE DE CAS 3/4 LES ANNÉES 2010

- ❑ Sur le même champ A est arrivé un autre opérateur.
- ❑ Un certain nombre de puits verticaux et déviés ont été forés et fracturés en multi-zones en prenant en compte les dernières évolutions de la technologie de fracturation hydraulique, en termes de fluide de fracturation, de quantité de proppants à pomper et aussi en termes de concentration maximale.
- ❑ Comparés aux résultats des années 80, on a noté une nette amélioration en terme de débit initial des puits, mais de ressources ultimes, elles ont certes augmenté, mais de façon très significative.



ETUDE DE CAS 4/4 LES ANNÉES 2020

- ❑ Il s'agit d'un champ B en onshore, toujours dans le même play à faible perméabilité avec un autre opérateur,
- ❑ Plusieurs puits verticaux et déviés ont été forés et fracturés en multi-zones avec des fortunes diverses.
- ❑ C'est ainsi qu'au début des années 2020, cet opérateur a décidé d'expérimenter les puits horizontaux multi-fracturés à l'instar de ce qui se fait aux USA avec le développement des huiles et gaz de schistes.
- ❑ Les résultats se sont avérés probants tant en termes de débit initial que des ressources ultimes.



CONCLUSION

- ❑ Les exemples précédents ont montré comment l'utilisation des puits horizontaux multi-fracturés a eu à améliorer de façon très significative les résultats de l'exploitation du champ B, et ceci, après avoir déjà consacré de gros investissements à la réalisation des puits verticaux et déviés.
- ❑ Si la phase pilote avait été anticipée dès le début, on aurait pu économiser du temps et des moyens.
- ❑ Cette phase pilote aurait pu permettre de déterminer :
 - Le nombre de puits maximum à forer sur un cluster ;
 - La longueur optimale d'un drain horizontal ;
 - La distance optimale entre les différentes fractures d'un même puits afin d'éviter les interférences entre fractures ;
 - La distance optimale entre les puits pour éviter aussi des interférences entre puits ;
 - La qualité et les quantités de fluide de fracturation à utiliser pour chaque puits ;
 - La nature et les quantités de proppants à utiliser pour chaque puits ;
 - Le mode complétion à faire pour chaque puits (open hole ou cased hole).



CIEHC5

30 NOVEMBRE - 02 DECEMBRE 2022
CENTRE INTERNATIONAL DE CONFÉRENCE DE KINTÉLÉ BRAZZAVILLE

THANKS FOR YOUR ATTENTION

WWW.OILGASCONGO.COM | ***#CIEHC5*** | ***CIEHC@AMETRADE.ORG***

CIEHC5

30 NOVEMBRE - 02 DECEMBRE 2022
CENTRE INTERNATIONAL DE CONFÉRENCE DE KINTÉLÉ BRAZZAVILLE

COFFEE BREAK

WWW.OILGASCONGO.COM | ***#CIEHC5*** | ***CIEHC@AMETRADE.ORG***