

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique**  
**Université M'HAMED BOUGARA BOUMERDES**



**Faculté des Hydrocarbures et de Chimie**

**Mémoire de fin d'études**

**En vue de l'obtention du diplôme :**

**MASTER**

Présenté par :

**DJABRI Chaïma**

**Filière :** Hydrocarbure et chimie.

**Option :** Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

**Thème :**

---

***Modélisation et Optimisation des fractures hydrauliques en  
Offshore dans un réservoir Tight au champ Gullfaks (Norvège)***

---

Soutenu le : 20/09/2017

Devant le jury :

- BENYOUNES Khaled	MCA	UMBB	Président
- GARECHE Mourad	MCA	UMBB	Encadreur
- SAIFI Redha	MAA	UMBB	Examineur
- BEHNOUS Dounia	MAA	UMBB	Examinatrice

**Année Universitaire : 2016/2017**

# Dédicace

*Quoi que de plus beau que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail*

*A ma très chère maman, sans laquelle je ne serais rien, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de se sacrifier pour moi afin que je puisse réussir dans la vie.*

*A mon très cher papa, pour ses encouragements, son soutien, son sérieux et surtout pour sa simple présence pour que rien ne puisse entraver ma vie.*

*A mes frères Ayoub, Yasser, Abdel Mouhaimen (Bouda) et mes sœurs Kaouther, Hadjer et Sara qui ont toujours été là pour moi, pour me conseiller me soutenir et m'aider, pour qui je leur souhaite à chacun d'eux du fond de mon cœur d'avoir un magnifique avenir, sans oublier tous les membres de ma très chère famille.*

*A mes meilleurs amies qui m'ont toujours aidé à surpasser mes problèmes, et à qui je leur dois beaucoup dans ma réussite.*

*Sans oublier Nadir qui m'a énormément aidé et soutenu, sa sœur Nadou et sa maman.*

*A tous mes amies que j'ai eu l'honneur de connaître depuis ma tendre enfance jusqu'à aujourd'hui.*

*A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.*



*A Tous ceux que j'aime et que je respecte*

*DJABRI Chaima*

# Remerciements

*Tout d'abord, je remercie Dieu le clément et le miséricordieux de m'avoir donné le courage, la force et la patience de mener à bien ce modeste travail et de m'avoir éclairé dans le chemin du savoir. En priant sa grâce pour ce qu'il me réserve pour l'avenir.*

*Le présent mémoire n'aurait pas vu le jour sans l'aide bienveillante, la compréhension et le dévouement d'un certain nombre de personnes, qui par leur présence et leurs conseils, m'ont apporté leur soutien chacun à sa manière. Je les en remercie et je m'excuse de ne pouvoir toutes les citer.*

*J'exprime ma profonde gratitude à :*

*Mon encadreur Mr. Gareche ainsi que mon co-encadreur Mr. Belhoucine Sofiane pour leur disponibilité, leur bienveillance et leur soutien permanent, leur aide et pour leur gentillesse et leur qualités humaines.*

*Nos enseignants des deux universités de Boumerdes ou de Ouargla qui m'ont guidée, conseillée et formée durant mes études.*

*Mr. Bouhired, Mr. Mahdi, Mr. Youcef, Mr. Smail, Mr. Nadir, Melle Hadjer, Melle Mounia ainsi que, Fatima, Amine et Fetah qui m'ont énormément aidé au cours de mon stage pratique, pour trouver mes repères au sein de la société de service Schlumberger MDI Hassi Messaoud ainsi que tout le groupe du segment SIS pour leurs soutien et leurs temps précieux qu'il m'ont consacrés, pour m'avoir facilité la tâche pour la réalisation de cette étude, avec leurs orientations, conseils, explications, critiques constructives et leurs aides aux différentes entraves rencontrées.*

*Toutes les personnes qui ont mis à notre disposition tous les moyens nécessaires afin de réaliser une grande partie de mon travail dans une ambiance très agréable.*

**Merci**

# Sommaires

Dédicace	
Remerciements	
Sommaire	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclature et Abréviations	
Introduction Générale .....	1

## Chapitre I : Etude descriptive du champ Gullfaks



1. Situation géographique .....	3
2. La Subdivision du champ .....	4
3. Géologie structurale et Etude du champ GULLFAKS .....	6
3.1. Description et caractéristiques du réservoir .....	6
3.2. Le fluide en place et la Gestion des réserves.....	8
3.3. Les puits sur le champ GULLFAKS.....	9

## Chapitre II : Etat des connaissances sur l'offshore, les réservoirs compacts



### Et les puits Horizontaux

1. L'offshore .....	10
1.1. Les étapes principales nécessaires pour créer un champ offshore...	11
1.2. Les plateformes pétrolières pour un forage en offshore .....	11
1.3. Fonctionnement technique ou scientifique de l'offshore.....	12
1.4. Enjeux par rapport à l'énergie.....	13
1.5. Suivi de la production offshore.....	15

<b>II.2. Gaz et huile de réservoir compact (Tight gas and Tight Oil) .....</b>	<b>16</b>
2.1. Définition et catégories .....	16
2.2. Formation et exploitation.....	17
2.3. Défis environnementaux.....	19
2.4. Identification des ressources exploitables.....	20
2.5. Chiffres clés.....	20
2.6. Zone de présence ou d'application.....	21
<b>II.3. Généralité sur les puits Horizontaux.....</b>	<b>23</b>
3.1. Introduction.....	23
3.2. Objectifs des puits horizontaux .....	23
3.3. Les avantages et les inconvénients .....	24
3.4. Application des puits horizontaux .....	24
3.5. Classification des puits horizontaux .....	25
3.6. Avantage et inconvénient de chaque classe des puits horizontaux....	26
3.7. Complétion des puits horizontaux .....	27
3.7.1. Les techniques de complétion .....	27
A- Complétion Open Hole .....	27
B- Slotted liner .....	27
C- Complétion en liner avec isolation partielle .....	28
D- Liner cimenté et perforé.....	28

### **Chapitre III :La géomécanique et La Fracturation hydraulique**



<b>1. La géomécanique .....</b>	<b>29</b>
1.1. Objectif de l'étude géomécanique .....	29
1.2. Les différentes étapes d'études géomécanique .....	29
1.3. Détermination des propriétés mécaniques des roches.....	30
1.3.1. Détermination des propriétés mécanique dynamiques.....	31
1.3.2. Détermination des propriétés mécaniques statiques.....	31

A. Module de Young E.....	32
B. Coefficient de Poisson $\nu$ .....	32
C. Coefficient de cisaillement G .....	32
4.5. Les contraintes sur la roche.....	32
4.6. Contraintes s'exerçant sur le réservoir .....	33
4.7. Importance des contraintes .....	34
4.7.1. Orientation de la fracture .....	34
4.7.2. Développement de la fracture .....	35
4.7.3. La conductivité .....	35
4.8. La géométrie de la fracture .....	35
4.8. Conductivité adimensionnelle de la fracture .....	36
<b>2. La Fracturation Hydraulique .....</b>	<b>37</b>
2.1. But de la Fracturation Hydraulique .....	37
2.2. Paramètres à prendre en considération pour une Fracturation .....	38
2.3. Les Informations nécessaires à tout projet de fracturation .....	38
2.4. Justification d'un traitement par Fracturation .....	40

**Chapitre IV : La méthode Local Grid Refinement et l'Algorithme**  
**Stratégie d'Evolution**

---



<b>1. La Simulation de réservoir .....</b>	<b>41</b>
<b>2. Objectif de la Simulation de réservoir .....</b>	<b>41</b>
<b>3. Equations de bases .....</b>	<b>42</b>
3.1. Equation de continuité .....	42
3.2. La loi de Darcy .....	42
3.3. Ecoulement monophasique .....	43
3.4. Ecoulement polyphasique .....	44
3.5. La saturation .....	45

3.6. La pression capillaire .....	45
3.7. La perméabilité relative .....	45
3.8. Modèle Blackoil et Compositionnel .....	46
<b>IV.4. Méthodes de résolution .....</b>	<b>47</b>
IV.4.1. Méthodes des différences finies .....	47
❖ Les étapes de la simulation .....	47
IV.4.2. Les méthodes de résolutions intégrées dans Eclipse .....	47
<b>IV.5. La modélisation .....</b>	<b>48</b>
IV.5.1. Généralité sur la méthode de raffinement de maillage .....	48
IV.5.2. Définition de la Méthode Adaptative Implicite (AIM) .....	48
IV.5.3. Modélisation des fractures hydraulique par la méthode de raffinement de maillage (Local Grid Refinement) .....	49
IV.5.3.1. La transmissibilité .....	50
IV.5.3.2. Calcule de la transmissibilité .....	50
A-La transmissibilité suivant X .....	50
B -Transmissibilité Y et Z .....	51
IV.5.3.3. Formule de débit estimé .....	51
IV.5.3.4. Avantage et inconvénients de la méthode .....	52
<b>IV.6. Optimisation par l’algorithme « Stratégie d’Evolution ».....</b>	<b>53</b>
IV.6.1. Introduction .....	53
IV.6.2. Définition .....	53
IV.6.3. Optimisation : Pourquoi faire ? .....	53
IV.6.4. Objectif d’optimisation dans notre travail .....	54
IV.6.5. Les algorithmes évolutionnaires .....	54
IV.6.6. Les Stratégies d’Evolution (SE) .....	54
IV.6.7. Description de l’algorithme .....	55



<b>1. Introduction</b> .....	58
<b>2. Description du modèle « Gullfaks »</b> .....	59
<b>3. Implantation d'un puits Horizontal</b> .....	61
3.1. Méthode de Best fit well .....	61
3.2. Critère de sélection du puits .....	63
3.3. Description du puits (Horizontal 4) .....	63
<b>4. Modélisation des fractures hydraulique par la méthode LGR</b> .....	64
4.1. Paramètres de la fracturation hydraulique .....	64
<b>5. Optimisation de la fracture hydraulique</b> .....	66
1- Etude de Sensibilité : (Equal Spacing) .....	66
2 - Etude d'incertitude : (MONTECARLO) .....	68
3- Etude d'optimisation : (Stratégie d'Evolution) .....	68
<b>6. Modélisation des fractures</b> .....	70
<b>7. Les résultats obtenus avec le simulateur</b> .....	71
7.1. Présentation des différents scénarios .....	71
7.2. Performance du Puits Horizontal 04 .....	72
A. Débit cumulé d'huile .....	72
B. Débit de production .....	73
C. Water cut .....	74
7.3. Influence du puits sur le champ .....	75



<b>1. Introduction .....</b>	<b>77</b>
<b>2. Les estimations des coûts d'un forage offshore en mer du nord ....</b>	<b>77</b>
<b>3. L'estimation du coût de l'opération de fracturation hydraulique ...</b>	<b>79</b>
<b>4. Le Payout de l'opération .....</b>	<b>79</b>
<b>5. Résultats techniques .....</b>	<b>79</b>
<b>Conclusion et recommandations .....</b>	<b>81</b>
<b>Références Bibliographiques.....</b>	<b>**</b>
<b>Annexes.....</b>	<b>i</b>

## Liste des figures

Figure	Titre	Page
<b>Chapitre I : Etude descriptive du champ Gullfaks</b>		
<i>Figure I.1</i>	<i>Position géographique du Champ de GULLFAKS de par le monde</i>	04
<i>Figure I.2</i>	<i>Subdivision du Champ de GULLFAKS</i>	05
<i>Figure I.3</i>	<i>Variation de la qualité du réservoir GULLFAKS</i>	07
<b>Chapitre II : Etat des connaissances sur l'offshore, les réservoirs compacts et les puits horizontaux.</b>		
<i>Figure II.1</i>	<i>Les différents types de plateformes</i>	12
<i>Figure II.2</i>	<i>La production mondiale du pétrole selon l'EIA américaine.</i>	14
<i>Figure II.3</i>	<i>Etapes de la migration des hydrocarbures conventionnels et de ceux de réservoir compacte.</i>	17
<i>Figure II.4</i>	<i>Classification des réservoirs selon l'échelle de la perméabilité</i>	18
<i>Figure II.5</i>	<i>Consommation d'eau par unité d'hydrocarbure Produite selon le type de gisement.</i>	20
<i>Figure II.6</i>	<i>Réservoirs de gaz techniquement recouvrables dans les 15 pays en disposant, à fin 2011.</i>	21
<i>Figure II.7</i>	<i>Evaluation de la production mondiale de gaz dit « non conventionnel»</i>	22
<i>Figure II.8</i>	<i>Classification des puits horizontaux.</i>	26
<i>Figure II.9</i>	<i>Les différents types de complétion</i>	29
<b>Chapitre III : La géomécanique et La Fracturation hydraulique</b>		
<i>Figure III.1</i>	<i>Les différentes étapes d'études géomécanique</i>	30
<i>Figure III.2</i>	<i>Les contraintes principales</i>	33
<i>Figure III.3</i>	<i>Direction de la fracture</i>	35
<i>Figure III.4</i>	<i>Développement de la fracture</i>	35
<i>Figure III.5</i>	<i>La conductivité en fonction des contraintes</i>	35
<i>Figure III.6</i>	<i>Paramètres géométriques de la fracture hydraulique</i>	36
<b>Chapitre IV : La méthode Local Grid Refinement et l'Algorithme Stratégie d'Evolution</b>		
<i>Figure IV.1</i>	<i>Processus de simulation de réservoir</i>	43
<i>Figure IV.2</i>	<i>Raffinement de maillage autour d'un puits horizontal fracturé</i>	51
<i>Figure IV.3</i>	<i>La transmissibilité entre deux cellules</i>	53
<i>Figure IV.4</i>	<i>Squelette d'un algorithme évolutionnaire.</i>	60
<b>Chapitre V : Etude prévisionnelle de la modélisation et optimisation des fractures hydrauliques</b>		
<i>Figure V.1</i>	<i>Modèle de « Gullfaks »</i>	63
<i>Figure V.2</i>	<i>Les volumes connectés par Méthode de Best fit well</i>	64
<i>Figure V.3</i>	<i>Les puits Horizontaux proposés</i>	65

<i>Figure V.4</i>	<i>Complétion de puits « Horizontal 4 »</i>	66
<i>Figure V.5</i>	<i>LGR : Nx=12 Ny= 18 Nz=27 / Nperp=6 Nparll=7 Et Nz=9</i>	67
<i>Figure V.6</i>	<i>LGR Puits- Frac</i>	68
<i>Figure V.7</i>	<i>Intervalle d'influence de chaque paramètre</i>	67
<i>Figure V.8</i>	<i>Représentation des trois fractures</i>	71
<i>Figure V.9</i>	<i>Production cumulée du puits pour les deux scénarios</i>	72
<i>Figure V.10</i>	<i>Débit d'huile du puits pour le deux scénarios</i>	73
<i>Figure V.11</i>	<i>Le Water Cut du puits pour le deuxième et les deux scénarios</i>	74
<i>Figure V.12</i>	<i>Débit d'huile du champ Gullfaks pour les trois scénarios</i>	75

### Liste des Tableaux

<b>Tableau</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
<i>Tableau V.1</i>	<i>Dimension du modèle</i>	59
<i>Tableau V.2</i>	<i>Description du réservoir</i>	59
<i>Tableau V.3</i>	<i>Résultat des étude PVT</i>	60
<i>Tableau V.4</i>	<i>Les valeurs introduites dans l'algorithme de calcul</i>	62
<i>Tableau V.5</i>	<i>Localisation du puits Horizontal 4</i>	63
<i>Tableau V.6</i>	<i>Complétion du puits Horizontal</i>	63
<i>Tableau V.7</i>	<i>Les Paramètres initiaux de la fracturation hydraulique</i>	64
<i>Tableau V.8</i>	<i>Les Paramètres LGR</i>	65
<i>Tableau V.9</i>	<i>Les valeurs nécessaires pour réaliser l'étude de sensibilité</i>	66
<i>Tableau V.10</i>	<i>Les valeurs obtenues par la méthode MONTECARLO</i>	68
<i>Tableau V.11</i>	<i>Valeurs nécessaires pour lancer l'optimisation</i>	68
<i>Tableau V.12</i>	<i>Résultats finaux de l'optimisation</i>	69
<i>Tableau V.13</i>	<i>Les paramètres optimaux de la fracture hydraulique.</i>	69
<i>Tableau V.14</i>	<i>Résultats des LGR des trois fractures</i>	70

### Liste des Annexes

<b>Annexe</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
<b>A1</b>	<i>A propos du logical Petrel RE 2014</i>	i
<b>A2</b>	<i>Les étapes de notre travail</i>	iii
<b>A3</b>	<i>Résultats des simulations du débit cumulé par année au niveau du puits</i>	xii

# Nomenclature et Abréviations

*AIE : Agence Internationale de l'Energie.*

*API : American petroleum institute.*

*A<sub>x</sub>, A<sub>y</sub> et A<sub>z</sub> : La projection des interfaces mutuelles des cellules i et j.*

*B<sub>o</sub> : Facteur volumétrique du fond.*

*B<sub>g</sub> : Facteur volumique du gaz.*

*C<sub>f</sub> : La compressibilité de fluide.*

*C<sub>r</sub> : La compressibilité de la roche.*

*C<sub>t</sub> : La compressibilité total.*

*C<sub>m</sub> : Compressibilité de la matrice.*

*C<sub>b</sub> : Compressibilité de la roche poreuse*

*C DARCY: Coefficient de Darcy.*

*CO<sub>2</sub> : Dioxyde de carbone.*

*d : Diamètre de l'échantillon*

*D<sub>x</sub>, D<sub>y</sub> et D<sub>z</sub> : Les dimension de la cellule.*

*D<sub>ix</sub>, D<sub>iy</sub> et D<sub>iz</sub> : La distance entre le centre la cellule i et le centre de la face utile de la cellule i.*

*DMS : Degré Minute Seconde.*

*E : Module de Young statique.*

*E<sub>d</sub> : Module de Young dynamique.*

*ε : La déformation.*

*F : La force.*

*F<sub>cd</sub> : Facteur de conductivité adimensionnelle.*

*J : Fonction objective.*

*H<sub>f</sub> : Hauteur soutenue.*

*ID : Diamètre intérieur.*

*GOR : Gaz Oil ratio.*

*G<sub>bbl</sub> : Milliard de Barils. (G = 10<sup>9</sup>).*

*G : Coefficient de cisaillement.*

*g : La gravité.*

*k: La perméabilité absolue.*

*K<sub>o</sub> : Perméabilité effective d'huile.*

*K<sub>g</sub> : Perméabilité effective de gaz.*

$K_w$  : Perméabilité effective d'eau .

$K_f$  : La perméabilité de la fracture.

$K$  : Tenseur de perméabilité.

$K_{ro}$  : La perméabilité relative d'huile.

$K_{rg}$  : Perméabilité relative de gaz.

$K_{rw}$  : Perméabilité relative d'eau.

$Km$  : Kilomètre.

$kg/m^3$  : Kilogramme par mètre cube.

$kbbbl/j$  : Kilo Barils par Jours. ( $K = 10^3$ ).

$l$  : Longueur de l'échantillon.

$M$  : Mobilité d'huile ou de gaz.

$Mbbl$  : Million de Barils. ( $M = 10^6$ ).

$m^3$  : Mètre cube.

$m^3/Tj$  : Mètre cube par Tonne jours.

$n$  : Coefficient de poisson statique.

$OD$  : Diamètre extérieur.

$OR$  : La rugosité.

$P_p$  : Pression de réservoir (pression de pore).

$P_g$  : La pression dans la phase de gaz.

$P_w$  : La pression dans la phase d'eau.

$P_o$  : La pression dans la phase d'huile.

$PERMX_i$  : Perméabilité de la cellule  $i$  suivant la direction  $x$ .

$P_f$  : Pression au fond du puits (hydrostatique).

$P_t$  : Pression du tête.

$P_c$  : La pression de la cellule voisine de puits.

$q'$  : Débit de production par unité de volume.

$RNTG$  : rapport de Net to Gross.

$R_s$  : Le GOR de dissolution.

$R_v$  : La dissolution de vapeur d'huile dans le gaz.

$S_o$  : Saturation en huile.

$S_w$  : Saturation en eau.

$S_g$  : Saturation en gaz.

$S$  : Surface de la section.

$sm^3/sm^3$  : Standard mètre cube par Standard mètre cube.

$\tau$  : Tortuosité.

$T$  : Le tenseur des contraintes.

$TRANSX_i$  : La transmissibilité suivant  $x$ .

$TMLX_i$  : Multiplicateur de transmissibilité.

$T_i$  : Transmissibilité de la cellule  $i$ .

$T_j$  : Transmissibilité de la cellule  $j$ .

$T$  : Transmissibilité suivant la direction d'écoulement.

$\mu$  : La viscosité du fluide.

$\mu$  : Nombre de parents.

$V_{sh}$  : Volume d'argile

$V_{sand}$  : Volume de grés

$V_p$  : Vitesse de compression.

$V_s$  : Vitesse de cisaillement.

$\nu_d$  : Coefficient de Poisson dynamique.

$v$  : La vitesse d'écoulement.

$WOR$  : Water Oil ratio

$WGS$  : World Géodésique système.

$W_f$  : Épaisseur de la fracture.

$X_f$  : Extension de la fracture.

$\sigma$  : La contrainte.

$\sigma_1$  : Contrainte principale majeure.

$\sigma_2$  : Contrainte principale intermédiaire.

$\sigma_3$  : Contrainte principale mineure.

$\sigma_i'$  : Contrainte effective.

$\sigma_i$  : Contrainte totale.

$\sigma$  : Ecart type.

$\sigma_{ext}$  : Tectonique stress.

$\sigma_{min}$  : Contrainte minimal horizontal.

$\sigma_1$  : Contrainte verticale.

$\alpha$  : Constante de Biot ou constante poroélastique.

$\Phi$  : La porosité.

$\phi$  : Le potentiel de fluide.

$\rho$  : La masse volumique.

$\rho$ : Nombre de "mixage".

$\rho_b$ : La densité de la formation.

$\lambda$ : Nombre d'individus générés (enfants).

$\Omega$ : Espace métrique .

# INTRODUCTION

La diminution des réserves de pétrole dite conventionnelle devrait nous pousser à chercher d'autres alternatives et d'autres horizons. Durant la vie d'un gisement, la productivité des puits diminue après une certaine période de production et ceci est dû soit à une déplétion naturelle soit à la suite d'un éventuel endommagement de la roche réservoir. Aujourd'hui, les compagnies pétrolières vont chercher l'or noir de plus en plus loin, dans des conditions de plus en plus difficiles et dans des zones de plus en plus reculées. C'est ce qu'on appelle les hydrocarbures « non-conventionnels ». Ces hydrocarbures sont plus difficiles à extraire, plus chers et plus risqués.

Les hydrocarbures de réservoir compact *Tight* sont classifiés dans la catégorie des hydrocarbures « non conventionnels ». Le gaz et le pétrole de réservoir compact sont des hydrocarbures contenus dans des couches de roches réservoirs très peu poreuses et très peu perméables. L'extraction de ces hydrocarbures est par conséquent difficile. Les techniques d'exploitation et d'exploration de ces hydrocarbures nécessitent souvent des forages de puits horizontaux qui doivent traverser plusieurs formations pour atteindre le réservoir compact (riche en brute et/ou en gaz). Une fois le réservoir est atteint une « fracturation hydraulique » est alors nécessaire pour créer des passages dans le réservoir compacte au travers lesquelles le gaz ou le pétrole pourra se déplacer vers le puits d'exploitation.

L'amélioration des prévisions de production d'un gisement pétrolier constitue l'une des préoccupations de l'ingénieur de production au sein des compagnies pétrolières, elle est aussi parmi les lignes d'action envisagées par cette dernière. Aujourd'hui, grâce aux nouvelles technologies et au nouveaux logiciels de simulation l'ingénieur de production ou de réservoir pourra modéliser les différents phénomènes qui surviennent dans le réservoir (Coning d'eau ou de gaz, Fracture hydraulique, ...) avec une grande précision. Il pourra donc optimiser, quantifier et interpréter les phénomènes physiques liés au réservoir.

Il convient avant toute campagne d'implantation de puits dans un réservoir compact et sa mise en production par une fracturation hydraulique de procéder à une étude complète en commençant par le diagnostic, la simulation, la localisation, et l'optimisation des paramètres de fracture pour mieux préparer le plan d'exécution, et avoir les meilleurs résultats possibles. La réussite d'une telle opération dépend énormément des paramètres choisis et des décisions prises afin d'éviter toute échec ou toute dépense supplémentaire et avoir un bon rendement.

C'est dans ce contexte que s'inscrit mon mémoire de fin d'étude de master. Pour ce faire, nous avons mené une étude typique sur un gisement Norvégien de Gullfaks considéré comme un gisement non conventionnel « Tight Oil ».

Notre étude consiste d'une part sur le choix de l'implantation d'un puits horizontal supplémentaire et d'autre part optimiser la fracturation hydraulique de ce même puits en vue de l'obtention des paramètres optimaux (production cumulée ...). Ceci est rendu possible par l'utilisation de la simulation numérique reposant sur l'exploitation de deux logiciels le « Petrel » pour la partie du modèle dynamique en utilisant la technique Local Grid Refinement (LGR) pour le maillage de la fracture et l'«ECLIPSE » pour la partie production, en utilisant la méthode d'Evolution Stratégie (ES) pour l'optimisation de la production.

Pour bien mener cette étude, nous avons structuré notre mémoire comme suite :

Le chapitre I est consacré à la description du gisement Gullfaks, avec quelques notions sur les tight réservoirs. Dans le chapitre II, il nous a semblé utile d'exposer quelques notions sur les puits horizontaux. En effet, dans notre étude l'objectif était d'implanter un puits horizontal en vue de l'augmentation de la production d'huile. S'agissant du réservoir compact le chapitre III, traite la fracturation hydraulique qui est une opération nécessaire et inévitable pour exploiter de tels gisements. Dans le chapitre IV, une description des techniques utilisées au moyen des softs Petrel RE et ECLIPSE sont exposées pour atteindre nos objectifs respectivement modélisation des fractures hydrauliques par la méthode Local Grid Refinement (LGR) et la méthode de Stratégie d'Evolution (ES) pour l'optimisation des paramètres de fracture hydraulique dans le but d'améliorer la production. Enfin, le chapitre V, présente l'analyse et discussions de nos résultats obtenus au cours de cette étude et nous terminons par des conclusions et quelques recommandations concernant le travail réalisé.

## **Chapitre I: Etude descriptive du champ Gullfaks**

Gullfaks est l'un des plus grands gisements pétroliers norvégiens. Il a été découvert en 1978, dans la région de Tampen en mer du Nord septentrionale. La profondeur d'eau atteint 220 mètres, ce qui est relativement profond.

La structure de ce gisement, qui a des réservoirs dans plusieurs strates, est complexe, fragmentée par de nombreuses failles.

La production a commencé le 22 décembre 1986. L'huile produite est directement chargée dans des pétroliers-navettes sur le terrain dont deux des trois plates-formes étant équipées de bouées de chargement pour les pétroliers (Navires citernes). L'huile produite a atteint plus de 500 kbbbl/j en 1994, mais a aujourd'hui, elle a décliné à environ 15 % de cette valeur. Tandis que, le gaz associé est acheminé à l'usine de traitement de gaz Kårstø au nord de Stavanger, puis à l'Europe continentale. La production de gaz a évolué en parallèle. Les réserves restantes sont de l'ordre de 200 Mbbl, alors que la production cumulée approche 2,3 Gbbl.

Le gisement fait l'objet d'études sur l'injection de CO<sub>2</sub>, qui pourrait peut être prolongé sa durée de vie en étendant quelque peu la quantité de pétrole extractible.

Actuellement, des réservoirs périphériques sont exploités depuis les plates-formes de Gullfaks, grâce à des puits obliques à grande portée.

### **1. Situation géographique**

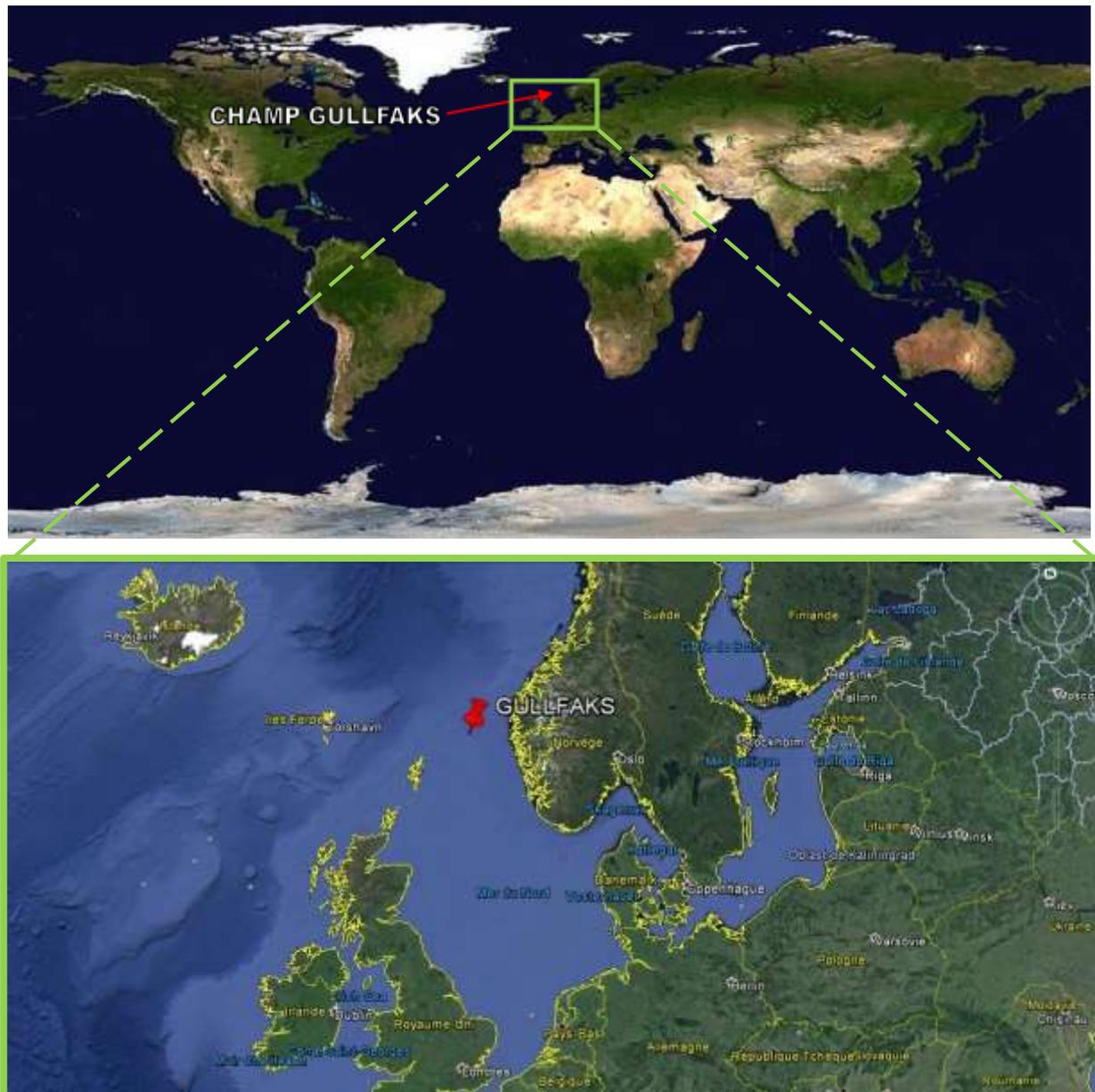
Le champ GULLFAKS est localisé dans le secteur norvégien de la mer du nord dans le bloc 34/10 approximativement à 175 km au nord West de Bergen. (*Figure I.1*)

Sa localisation Dans le système géodésique mondial WGS 84 :

Coordonnées géographique en Degré Minute Seconde (DMS)

- Latitude : 61° 10' 34" N

- Longitude : 2° 11' 21" E



*Figure I.1. Position géographique du Champ de GULLFAKS de par le monde*

## **2. La Subdivision du champ**

Le principal champ Gullfaks se trouve dans le bloc 34/10 dans la partie nord de la mer du Nord norvégienne (*Figure I.2*). Il a été développé avec trois grandes plates-formes de production de béton.

La plate-forme Gullfaks A qui a commencé la production le 22 Décembre 1986, Suivi par Gullfaks B, le 29 Février 1988 et enfin la plate-forme C, le 4 Novembre 1989.

## Chapitre I: Etude descriptive du champ Gullfaks

La plate-forme Gullfaks A est également utilisée pour le stockage et l'exportation du brut stabilisé.

Le pétrole et le gaz de Gullfaks B sont transférées vers les plates-formes A et C pour le traitement, le stockage et l'exportation.

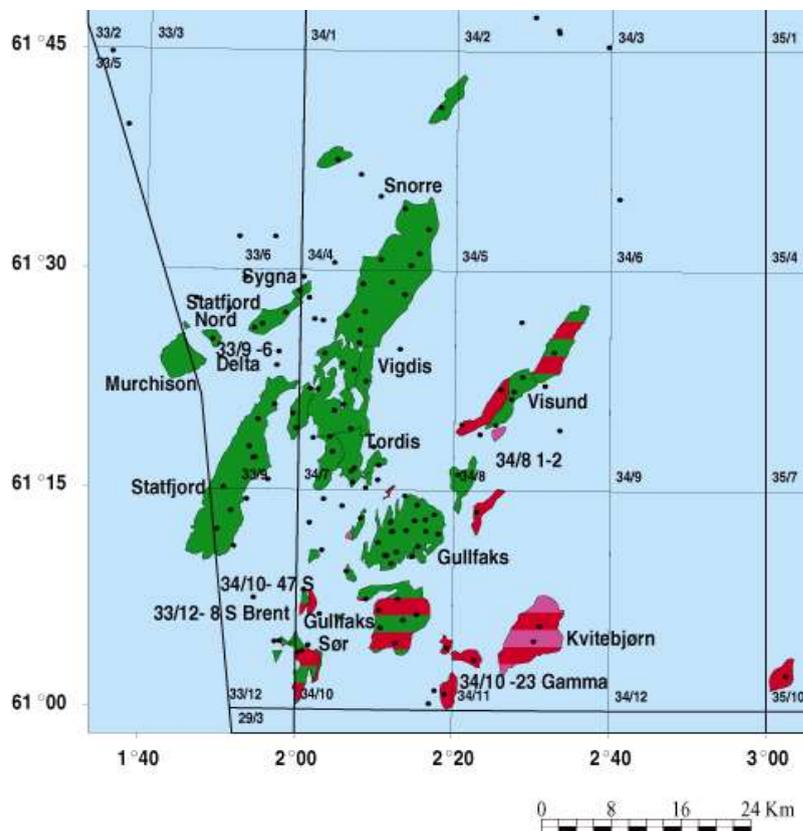
Le 7 Octobre 1994, Le champ a établi un record de 605965 barils pour une seule journée de production.

Trois champs satellites - Gullfaks Sud, Rimfaks, Skinfaks et Gullveig - ont été développés avec des puits sous-marins télécommandés à partir des plates-formes Gullfaks A et C.

Le facteur de récupération pour le champ de Gullfaks est de 59 %, mais le but est de l'augmenter à 62 %.

Le développement du champ Gullfaks (Bloc 34/10) a été attribué en 1978 à trois sociétés norvégiennes:

- Statoil (opérateur)
- Norsk Hydro
- l'ex-Saga Petroleum



*Figure I.2. Subdivision du Champ de GULLFAKS*

### **3. Géologie structurale et Etude du champ de Gullfaks**

#### **3.1. Description et caractéristiques du réservoir :**

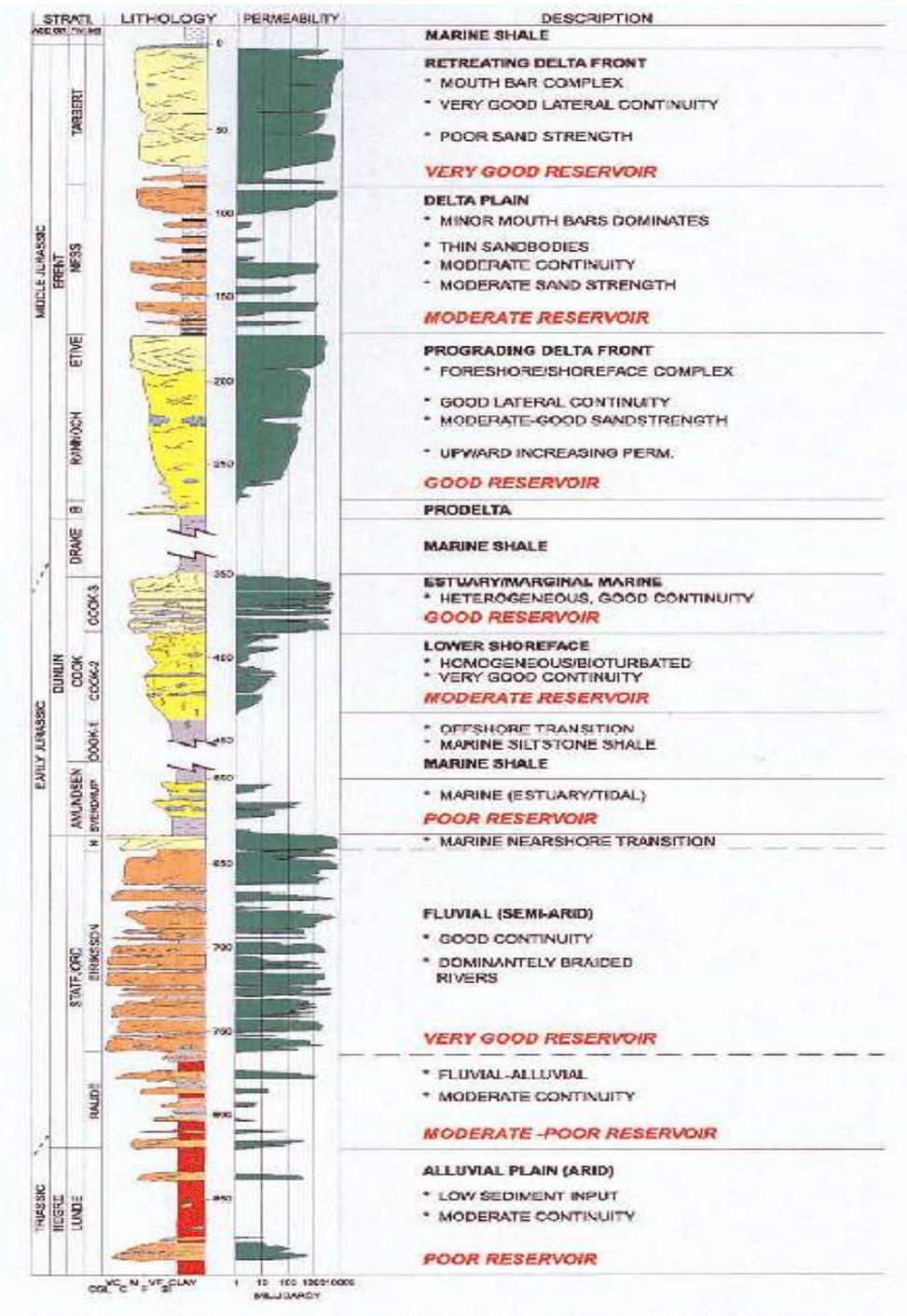
Le réservoir GULLFAKS a été retrouvé dans les grés du jurassique inférieur à une profondeur moyenne de 1800 à 4000 mètres sous la mer. La qualité du réservoir est généralement très élevée avec une perméabilité allant de 10 milli darcy à plusieurs darcy qui dépendent des couches et de la localisation comme le montre la *Figure I.3* représentant le composite de type log indiquant la variabilité et la qualité de divers réservoirs.

Structuralement le champ est très complexe et peut être divisé en trois régions la présumé (domino aréa) avec des bloc faillés à l'ouest et une région mole dans l'Est entre les deux il y a une région complexe (la zone d'adaptation) caractérisée par une structure repliée. Les failles du nord sud qui divisent le champ ont été lancées à 300 mètres, dans la partie ouest les failles s'inclinent typiquement autour de 28 ° vers le bas par rapport à l'est alors que dans l'Est du mole, elles s'inclinent entre 60 à 65 ° vers le bas par rapport à l'Ouest. Le champ est plus coupé par de petites failles à quelques dizaines de mètres tous sont dominant dans le sud-nord et l'Est-ouest. Plusieurs de ces failles ont une inclinaison de 50 à 80 degrés ceci résulte donc la complexité du réservoir, les problèmes de stimulation et le modèle de forage. Par conséquent, cela relève un défi majeur d'implanter d'autres puits de manière optimale dans le réservoir.

Les stellite du champ de GULFLAKS sont GULLFAKS sor, Rimfaks ,Gullveig , Gimle, Gulltopp, et Skinfaks .

Le réservoir GULLFAKS à une pression initiale de 310 bar (les données sont pris à une profondeur de 1850 m en dessous du niveau de la mer et à une température de 70 degrés Celsius), l'huile est sous saturé avec une pression de saturation d'approximativement 245 bar qui dépend de la profondeur et de la localisation de la formation. Le GOR est d'environ de 90 à 180  $\text{sm}^3/\text{sm}^3$  avec une huile de réservoir de stockage d'une gravité autour de 860  $\text{kg}/\text{m}^3$ .

## Chapitre I: Etude descriptive du champ Gullfaks



*Figure I.3. Variation de la qualité du réservoir GULLFAKS*

### 3.2. Le fluide en place et la Gestion des réserves

Le champ principal de Gullfaks est maintenant en déclin et la production est réduite d'un tiers par rapport à l'année de pointe 1994, lorsque la production de pétrole dépasse 30 MSm<sup>3</sup>. Les réserves de pétrole récupérables sont actuellement estimées à 360 MSm<sup>3</sup>, dont environ 330 MSm<sup>3</sup> ont été produits à la fin de 2006. La séquence Brent supérieure contient environ 80% des réserves, les formations Deep Cook et Statfjord apportant le reste.

La production de satellites de Gullfaks varie d'un champ à l'autre, mais dans l'ensemble, ils sont encore au plateau produisant 4 MSm<sup>3</sup> de pétrole et 4 GSm<sup>3</sup> de gaz par an. Les réserves de pétrole récupérables sont actuellement estimées à 50 MSm<sup>3</sup>, Dont environ 27 MSm<sup>3</sup> ont été produits à la fin de 2006. En outre, des volumes de gaz de 17 GSm<sup>3</sup> ont été produits à ce jour.

Le domaine principal de Gullfaks a été produit avec l'entretien de la pression, principalement par injection d'eau, mais l'afflux naturel d'eau a également contribué. L'injection de gaz a été Employé dans le passé pour drainer l'huile de grenier, mais aussi pour éviter de réduire la production d'huile pendant les périodes d'exportation de gaz restreinte.

L'évasement du gaz en tant que mécanisme de contrôle de la production a été éliminé en 1998. L'injection WAG est également utilisée dans certaines parties du champ pour améliorer le balayage vertical.

De grandes différences dans la qualité du réservoir entre les couches adjacentes ont Certaines parties du champ ont abouti à la neutralisation de l'eau et au balayage vertical inefficace.

Le domaine des satellites de Gullfaks a été produit avec un entretien de la pression par le gaz pour Rimfaks et, dans une certaine mesure, Gullfaks Sør. Gullveig, Gulltopp et Skinfaks ont un afflux d'eau et sont produits avec un épuisement naturel alors que Gimle aura une injection d'eau.

### **3.3. Les puits du champ Gullfaks**

Gullfaks a été découvert en 1978 et le champ principal a été mis en production en 1986, avec des puits sous-marins produisant à la plate-forme GF-A, la première des trois plates-formes de béton à base de gravité. La profondeur de l'eau est comprise entre 130 et 180 m. Les plates-formes GF-B et GF-C.

Ont installé et commencé la production en 1988 et 1990 respectivement. GF-A et GF-C ont intégré la production et le forage, ainsi que des installations d'injection d'eau et de gaz. GF-B a Séparation de la 1ère étape seulement, avec un traitement fluide supplémentaire sur GF-A et GF-C, et est sans installations d'injection de gaz.

Après un processus de séparation en trois étapes, la production de gaz de terrain est exportée par pipeline sous-marin vers le rivage, où les GNL sont éliminés, tandis que l'huile produite est stockée à l'étranger et exportée par les navires -citernes.

Quelques puits sont actuellement fermés en raison des niveaux élevés d'H<sub>2</sub>S.

## **Chapitre II : Etat des connaissances sur l'offshore, les réservoirs compacts et les puits horizontaux**

### **1. L'offshore**

Le terme « offshore » signifie « au large des côtes » en anglais. Une exploitation d'hydrocarbures, pétrole et/ou gaz, est donc dite « offshore » lorsqu'elle se trouve en pleine mer. Elle est opérée à partir de plateformes, fixes ou flottantes ancrées au fond de la mer.

La production offshore joue un rôle important dans notre approvisionnement énergétique. Elle représente 30 % de la production mondiale de pétrole (avec 25 millions de barils par jour) et 27 % de celle de gaz. L'offshore représente par ailleurs 20 % des réserves mondiales de pétrole et 30% de celle de gaz.

Si la majorité de la production est opérée par moins de 500 mètres d'eau, l'offshore dit « profond » dans des zones situées par plus de 1000 m de hauteur d'eau, se développe depuis quelques années grâce à des avancées technologiques majeures, notamment dans le domaine de la sismique ou des installations sous-marines.

L'exploration des hydrocarbures en mer nécessite un support en mer (en offshore), dit plateforme, doté de tous les équipements de forage, identiques à ceux d'un chantier à terre, assurant tous les services et les fonctions (la cimentation, logging...), plus des services spécifiques de météo et des plongeurs, ainsi que la base de vie, les générateurs de puissance et les systèmes de sécurité d'incendie et de détection de gaz pour prévenir les risques d'explosion (Les puits sont soumis à des pressions très fortes (300 à 1150 bars et parfois des températures très élevées > 180°C).

## Chapitre II : Etat des connaissances sur l'offshore, les réservoirs compacts et les puits horizontaux

### **1.2. Les étapes principales nécessaires pour créer un champ offshore**

- a) Etudes géophysiques pour définir l'existence des réservoirs.
- b) Forage d'exploration y-compris les tests de puits pour l'expertise (utilisation de Plate -forme en offshore de forage).
- c) Choisir la plateforme convenable selon les fonctions qu'elle doit remplir :
  - ✓ De forage du développement, de production, de traitement...etc.
  - ✓ Activation éventuelle des puits (gaz lift, injection d'eau, ...).
  - ✓ Communication avec d'autres plates-formes ou champs satellites (pont/ riser futurs).

### **1.3. Les plateformes pétrolières pour un forage en offshore**

Une plateforme supporte les dispositifs nécessaires aux différentes phases de forage ou d'extraction des hydrocarbures et parfois des équipements destinés à assurer une présence humaine à bord. Certaines plateformes permettent également de transformer les hydrocarbures extraits de façon à ce qu'ils soient plus faciles à transporter. Par ailleurs, il est possible de les stocker temporairement sur des unités flottantes.

Les plateformes pétrolières qui assurent les opérations de forage ou bien de production sont divisé principalement en :

#### **A. Plateforme fixes**

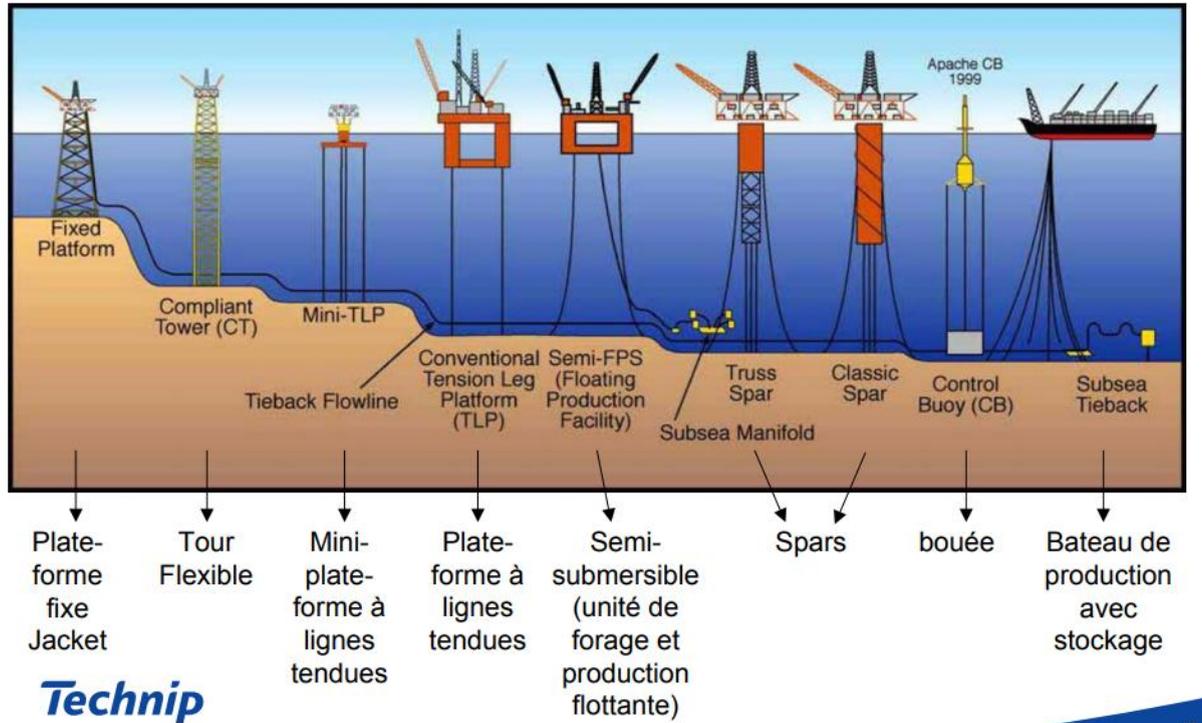
La plupart des plateformes fixes sont utilisées en mer peu profonde (<300 m). Ces plateformes s'appuient sur le fond et peuvent donc être reliées de façon rigide aux têtes de puits et aux pipelines.

#### **B. Plateformes flottantes**

Les plateformes flottantes sont essentiellement utilisées pour l'exploitation de champs pétroliers dans les grands fonds (supérieurs à 300 mètres environ). Lorsque la plateforme est flottante, les installations de tête de puits lui sont reliées par des conduites flexibles.

## Chapitre II : Etat des connaissances sur l'offshore, les réservoirs compacts et les puits horizontaux

La figure ci-dessous montre plus de détails sur les plateformes pétrolière en Offshore.



*Figure II-1 : Les différents types de plateformes*

### **1.4. Fonctionnement technique ou scientifique de l'offshore**

Le processus visant à exploiter les gisements d'hydrocarbures comporte plusieurs étapes successives.

#### **1.4.1. La recherche sismique de gisements**

Un ou plusieurs navires sismiques tirent derrière eux une série de canons à air. Ceux-ci déchargent brusquement de l'air comprimé à haute pression dans le milieu marin en vue de provoquer une onde sismique se propageant jusque dans le sous-sol marin. En fonction du type de roches rencontrées, ces ondes sont plus ou moins réfléchies et remontent plus ou moins vite en surface. Ces échos sont alors captés par des micros ultrasensibles, tirés le plus souvent eux aussi par le navire sismique. Un traitement informatique permet de restituer une image de synthèse en

## Chapitre II : Etat des connaissances sur l'offshore, les réservoirs compacts et les puits horizontaux

trois dimensions distinguant la forme des différentes couches géologiques mais aussi la nature des roches, leur porosité, voire les fluides qu'elles contiennent.

### **1.4.2. La phase d'exploration**

Lorsqu'un gisement est détecté, les ingénieurs font appel à une plateforme flottante. Généralement équipée d'un derrick (tour soutenant le dispositif de forage d'un puits d'hydrocarbures) et d'un trépan (outil de forage en forme de cône permettant de casser les roches), elle est utilisée pour effectuer le forage du plancher marin. Elle permet de vérifier s'il y a suffisamment d'hydrocarbures dans le réservoir pour entamer son exploitation. Pour contrôler la pression, on injecte dans le forage par le derrick une « boue » dense qui permet également de remonter les déblais en surface et de refroidir le trépan. Au bout de plusieurs semaines, des vannes sont adaptées en tête de puits et la plateforme flottante est remorquée par des navires sur un autre site. Si le gisement est estimé rentable, une plateforme de production ou d'exploitation est construite à terre et remorquée sur le site.

### **1.4.3. La phase d'exploitation**

Les tubes ou flexibles permettant aux hydrocarbures de remonter sont raccordés aux forages. Une série de vannes et de manomètres (instruments servant à mesurer une pression) permet ensuite d'affiner plus précisément les débits souhaités. Après plusieurs années d'exploitation, la pression commence à diminuer dans le puits. On introduit alors un autre liquide sous pression dans un puits périphérique. Ce liquide, souvent de l'eau, a pour rôle de pousser les hydrocarbures restants vers le haut et ainsi de permettre de terminer l'exploitation.

Le BOP (Bloc d'obturation de puits) est un ensemble de vannes placées sur la tête d'un puits de forage. Il est l'instrument de sécurité permettant d'obturer le puits en cas de pressions extrêmes émanant du réservoir, pour éviter les fuites d'hydrocarbures.

## **1.5. Enjeux par rapport à l'énergie**

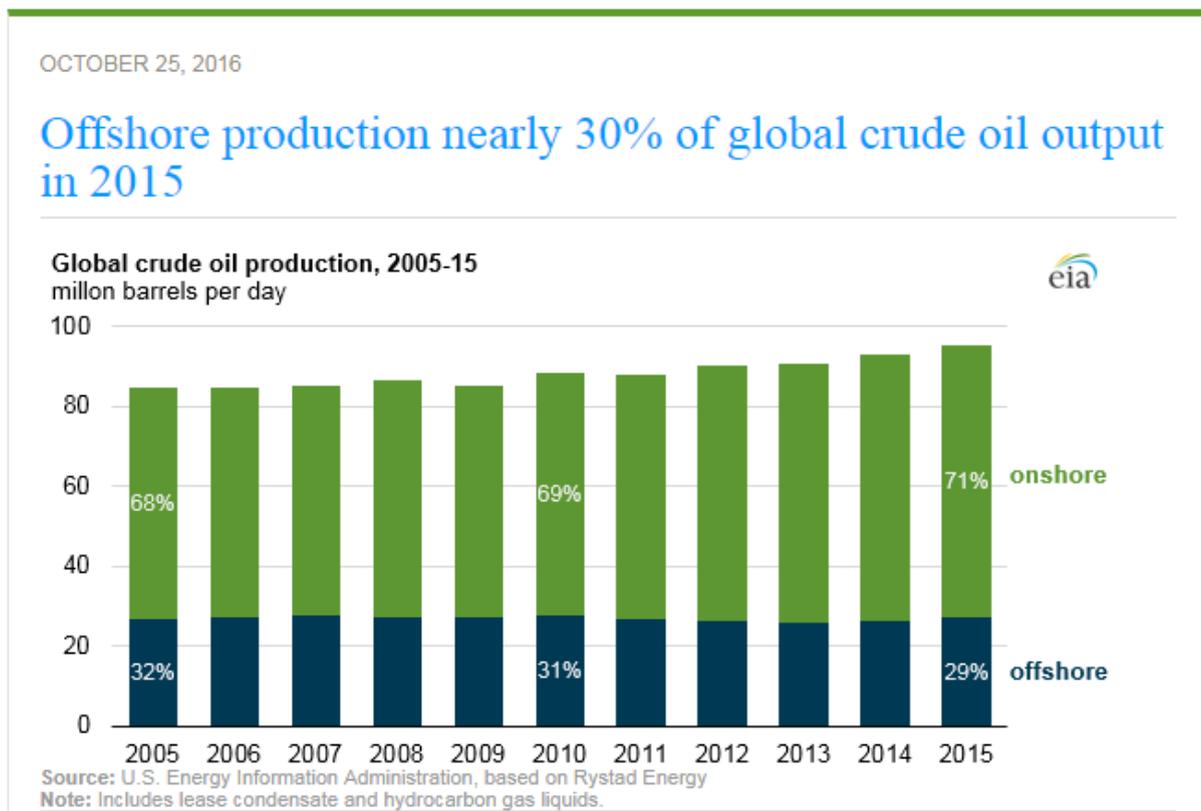
Si l'offshore présente un potentiel majeur, il est néanmoins confronté à des contraintes importantes en matière de sécurité et de coûts (problématique centrale lorsque les cours des hydrocarbures chutent).

## Chapitre II : Etat des connaissances sur l'offshore, les réservoirs compacts et les puits horizontaux

### 1.5.1. Un secteur pétrolier porteur

Près de 20% des réserves mondiales de pétrole et environ 30% de celles de gaz naturel sont actuellement situées dans les fonds marins selon IFP Énergies nouvelles. En 2015, plus de 27 millions de barils de pétrole par jour (incluant tous les hydrocarbures liquides) auraient été extraits en mer, soit près de 29% de la production mondiale de pétrole selon l'EIA américaine.

L'offshore offre de grandes zones d'accès aux nouvelles réserves d'hydrocarbures, aux côtés des gisements de sables bitumineux ou d'hydrocarbures de schiste. Les réserves terrestres sont le plus souvent exploitées par les sociétés nationales des États producteurs, comme en Arabie saoudite, en Russie ou au Mexique. C'est donc dans les zones offshore que les compagnies pétrolières ont réalisé la plupart de leurs grandes découvertes récentes.



*Figure II-2 : La production mondiale du pétrole selon l'EIA américaine.*

## Chapitre II : Etat des connaissances sur l'offshore, les réservoirs compacts et les puits horizontaux

### **1.5.2. Des contraintes techniques et financières**

Le forage, qu'il soit opéré à l'aide de navires, de plateformes fixes ou mobiles, coûte plusieurs fois le prix des forages à terre. De manière générale, l'exploitation offshore est plus onéreuse, notamment parce que la profondeur marine complexifie l'exploration mais aussi l'exploitation des puits forés. Il en résulte une baisse des investissements dans l'offshore quand les cours du pétrole et du gaz chutent.

### **1.6. Suivi de la production offshore**

#### **1.6.1. Passé**

Au la suite de la Seconde Guerre mondiale, les forages se sont multipliés en eaux plus ou moins profondes. En 1947, le premier champ est entré en exploitation dans le golfe du Mexique. En 1973, le premier choc pétrolier a réellement donné une impulsion au secteur pétrolier offshore et de nombreuses plateformes sont entrées en exploitation en mer du Nord. Les hydrocarbures extraits dans les fonds marins sont ainsi devenus une alternative à la dépendance aux réserves du Moyen-Orient.

Cette stratégie s'est avérée gagnante, puisqu'elle a permis de découvrir de nombreuses réserves, dont les deux plus importants champs décelés au cours de ces vingt dernières années, toutes catégories confondue: le gisement de Kashagan, sous les eaux territoriales du Kazakhstan en mer Caspienne et, plus récemment, celui de Tupi, dans le bassin de Santos au large des côtes du Brésil.

#### **1.6.2. Présent et futur**

Malgré la mauvaise image provoquée par des accidents humains ou environnementaux tels que celui de la plateforme « Deepwater Horizon » en avril 2010, l'exploitation pétrolière offshore semble incontournable et elle compte pour près de 30% de la production mondiale de pétrole.

Les questions de sécurité sont toutefois au cœur des stratégies de développement offshore. En effet, les grands accidents ont souvent des conséquences humaines ou environnementales très

## Chapitre II : Etat des connaissances sur l'offshore, les réservoirs compacts et les puits horizontaux

importantes. L'accident de la plateforme Piper Alpha (explosion en 1988) a causé la mort de 167 personnes. La plateforme pétrolière « Deepwater Horizon » a subi une violente explosion au printemps 2010 laissant s'échapper 5 000 barils de pétrole par jour. Bien conscients que ce qui est arrivé à l'un aurait pu arriver aux autres acteurs, les groupes pétroliers et parapétroliers sont tous impactés par l'accident. Cela se traduit souvent par le renforcement des procédures de sécurité et donc par un alourdissement des dépenses d'exploitation.

Et car notre projet est réalisé sur un réservoir compact il faut tout d'abord expliquer quels sont les propriétés du réservoir Tight, et les défis économiques et environnementaux auxquels nous faisons face pour exploiter un champ Tight huile ou gaz.

### **2. Gaz et huile de réservoir compact (Tight gas and Tight Oil)**

#### **2.1. Définition et catégories**

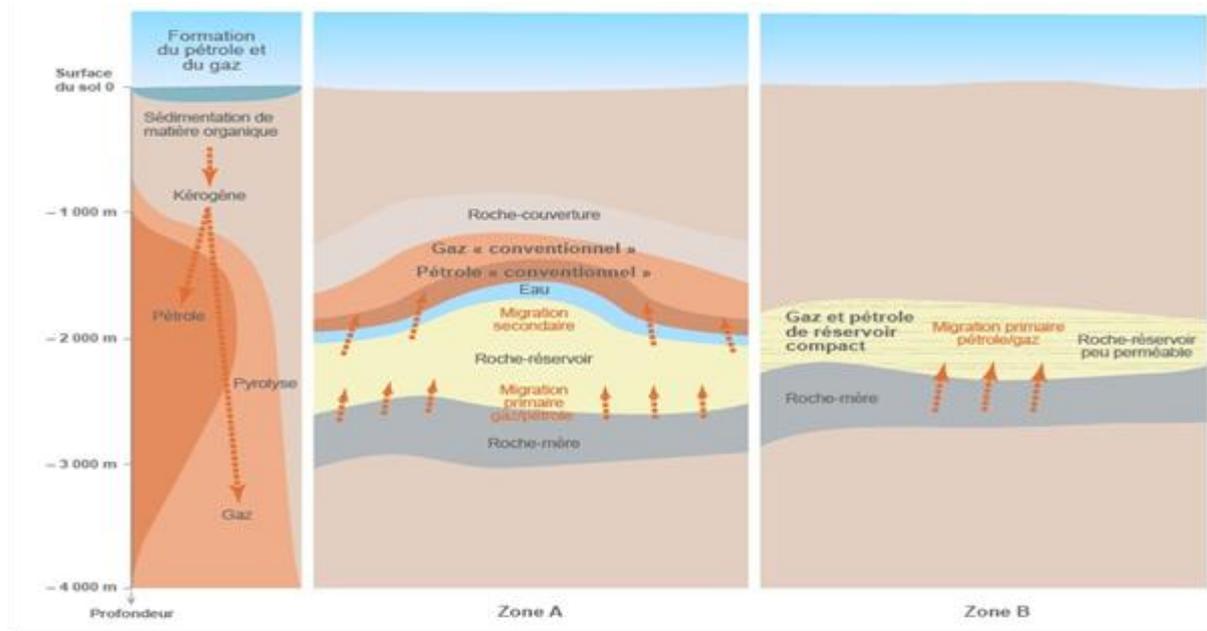
Le gaz et le pétrole (ou huile) de réservoir compact, appelés tight gas et tight oil en anglais, sont des hydrocarbures contenus dans des couches de roches réservoirs très peu poreuses et très peu perméables. L'extraction de ces hydrocarbures est par conséquent difficile (bien que la nature géologique de ces couches soit traditionnelle pour la recherche pétrolière).

Nécessitant le recours à des techniques spécifiques pour les produire, les hydrocarbures de réservoir compact sont classifiés dans la catégorie des « non conventionnels ».

Notons que les hydrocarbures de réservoir compact concernent des hydrocarbures ayant migré hors de la roche-mère, contrairement à ceux de « schiste ». Le périmètre circonscrit par la notion de « Tight » reste toutefois flou. Les valeurs limites de porosité et de perméabilité qui fixent le caractère non conventionnel évoluent avec les progrès de la technique.

Ces réserves finiront peut être en partie par être comptabilisées en réserves conventionnelles. La distinction entre Tight et conventionnel n'est donc pas figée.

## Chapitre II : Etat des connaissances sur l'offshore, les réservoirs compacts et les puits horizontaux



*Figure II.3. Etapes de la migration des hydrocarbures conventionnels et de ceux de réservoir compacte.*

### **2.2. Formation et exploitation**

#### **2.2.1. Formation des hydrocarbures de réservoir compact**

Les hydrocarbures de réservoir compact peuvent être contenus dans des gisements particuliers, souvent de petite taille, situés dans des couches très peu poreuses et très peu perméables. Ils peuvent aussi se trouver dans des zones périphériques de gisements conventionnels.

#### **A. Porosité**

La porosité d'une roche correspond au rapport entre le volume des vides qui existent dans une roche et le volume total de cette dernière. Elle est exprimée en pourcentage. Dans le cas des réservoirs Tight, la porosité de la roche est souvent inférieure à 1% alors que, dans les réservoirs conventionnels la porosité est supérieure à 10%.

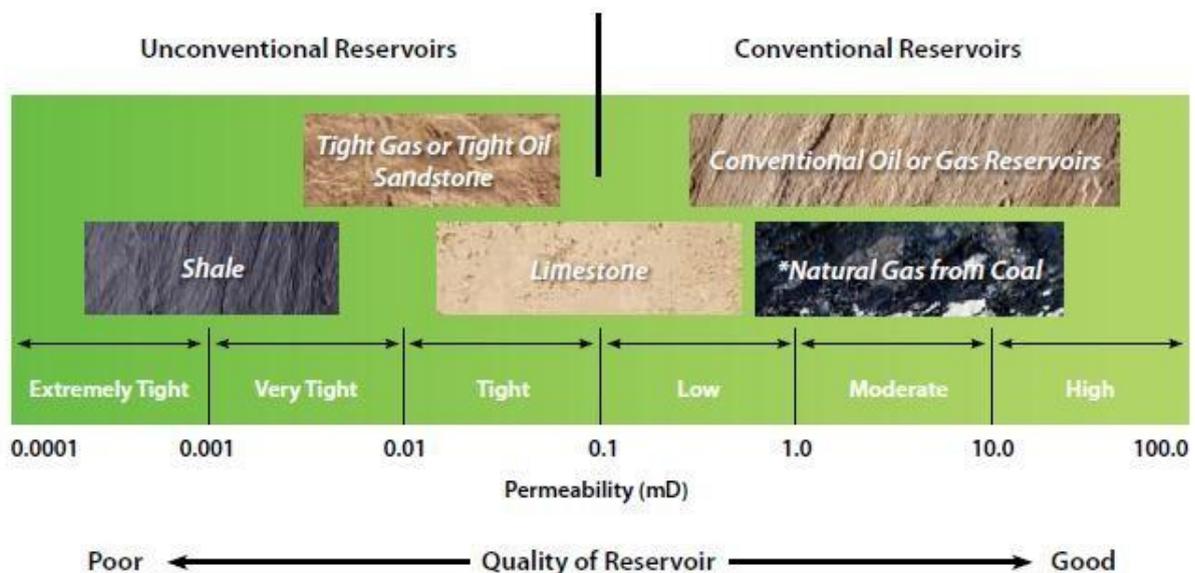
Les roches du sous-sol en s'enfonçant au cours des temps géologiques « se compactent » sous l'effet de l'accumulation de nouvelles couches sédimentaires les surplombant. Le volume des pores dans les roches diminue alors progressivement au fur et à mesure de leur enfouissement.

## Chapitre II : Etat des connaissances sur l'offshore, les réservoirs compacts et les puits horizontaux

### **B. Perméabilité**

La perméabilité est un second paramètre important pour apprécier un réservoir géologique. Elle mesure la résistance du milieu à l'écoulement des hydrocarbures. Elle est exprimée en Darcy. La « compaction » des roches s'accompagne d'une recristallisation qui diminue fortement la connectivité des pores et donc la perméabilité. Les réservoirs Tight présentent des perméabilités inférieures au millidarcy et ont ainsi des caractéristiques a priori défavorables à une extraction classique d'hydrocarbures. La perméabilité des différents gisements conventionnels est nettement supérieure au millidarcy, mais peut fortement varier. Des valeurs conventionnelles de porosité et de perméabilité avaient été retenues aux États-Unis comme indicateurs du caractère conventionnel ou non d'un gisement pour l'attribution de crédits d'impôt.

Selon ce critère, la notion de « tight » dépend toutefois directement de la nature des hydrocarbures que l'on souhaite extraire. Ainsi, un réservoir avec des caractéristiques de porosité et de perméabilité données va être tantôt considéré comme « tight » lorsqu'il contient du pétrole (moins facile à mettre en production) et tantôt considéré comme conventionnel s'il contient du gaz. Comme indiqué précédemment, la notion de « tight » reste relative et il est parfois très difficile de définir si les hydrocarbures extraits proviennent de réservoirs compacts ou de mauvais réservoirs conventionnels.



*Figure II.4. Classification des réservoirs selon l'échelle de la perméabilité*

## Chapitre II : Etat des connaissances sur l'offshore, les réservoirs compacts et les puits horizontaux

### **2.2.2. Exploration et exploitation des hydrocarbures de réservoir compact**

Durant la phase d'exploration, il est pratiquement aussi difficile d'identifier et d'apprécier les réserves en hydrocarbures d'un réservoir compact que celles d'un gisement de gaz de schiste en raison des caractéristiques des roches qui les renferment (bien que la porosité et la perméabilité des gisements de Tight soit supérieure à celle des gisements de « schiste »). Une fois repérés, les gisements peuvent être exploités en ayant recours à des techniques particulières telles que la fracturation hydraulique et le forage horizontal. Bien qu'elles soient désormais maîtrisées, ces techniques restent coûteuses pour l'opérateur.

La fracturation hydraulique est effectuée dans des conditions similaires dans le cadre de l'exploitation d'hydrocarbures de réservoir compact et dans celui d'hydrocarbures de schiste : un fluide sous haute pression est injecté dans la couche rocheuse afin de la fissurer. La pression du puits est ensuite abaissée afin que les hydrocarbures s'écoulent hors de la roche vers le puits, sous l'effet d'une pression différentielle.

Le flux de remontée des hydrocarbures de réservoir compact reste limité en raison de la faible perméabilité de la couche rocheuse. En effet, des additifs chimiques sont utilisés dans les opérations de préparation d'un puits dans le but d'augmenter ce flux et optimiser les coûts d'exploitation du gisement.

### **2.3. Défis environnementaux**

Selon certains analystes, l'exploitation d'hydrocarbures de réservoir compact générerait davantage de gaz à effet de serre que celle des hydrocarbures « conventionnels » en raison :

- du plus grand nombre de puits nécessaires par m<sup>3</sup> de gaz produit et de fracturations hydrauliques (opérations énergivores et émissives de gaz à effet de serre même si l'usage des moteurs diesel a été progressivement abandonné) ;
- de l'aération (« *venting* ») et du torchage (« *flaring* ») sur ces gisements essentiellement durant les opérations temporaires de préparation des puits.

Notons que les quantités d'eau nécessaires pour extraire des gaz de réservoir compact (rapportées à la production) sont inférieures à celles généralement requises pour exploiter des hydrocarbures de schiste qui nécessitent une fracturation plus importante.

## Chapitre II : Etat des connaissances sur l'offshore, les réservoirs compacts et les puits horizontaux

	Consommation d'eau durant la phase de production (m <sup>3</sup> /TJ)
<b>Gaz naturel</b>	
Gaz conventionnel	0,001 – 0,01
Gaz conventionnel avec fracturation	0,005 – 0,05
Gaz de réservoir compact	0,1 – 1
Gaz de schiste	2 – 100
<b>Pétrole</b>	
Pétrole conventionnel	0,01 – 50
Pétrole conventionnel avec fracturation	0,05 – 50
Pétrole de réservoir compact	5 – 100

*Figure II.5. Consommation d'eau par unité d'hydrocarbure  
Produite selon le type de gisement*

### 2.4. Identification des ressources exploitables

Après avoir identifié les formations d'hydrocarbures de réservoir compact, le défi est d'en connaître le volume extractible et les coûts devant être engagés. Cela ne peut être précisé qu'après un début d'exploitation effectif.

### 2.5. Chiffres clés

#### 2.5.1. Gaz

Les réserves « conventionnelles » de gaz techniquement recouvrables dans le monde sont estimées par l'AIE à l'équivalent de 130 ans de consommation mondiale au rythme actuel (environ 190 000 milliards de réserves prouvées et 230 000 milliards de m<sup>3</sup> de réserves non prouvées ou possibles).

Dans le monde, l'AIE évalue le volume des réserves techniquement recouvrables de gaz de réservoir compact à 76 000 milliards de m<sup>3</sup> de gaz, soit l'équivalent de 23 ans de consommation gazière mondiale.

## Chapitre II : Etat des connaissances sur l'offshore, les réservoirs compacts et les puits horizontaux

Aux États-Unis, des gisements sont en exploitation depuis de nombreuses années et la production de tight gas dans ce pays constitue 26 % de la production gazière nationale.

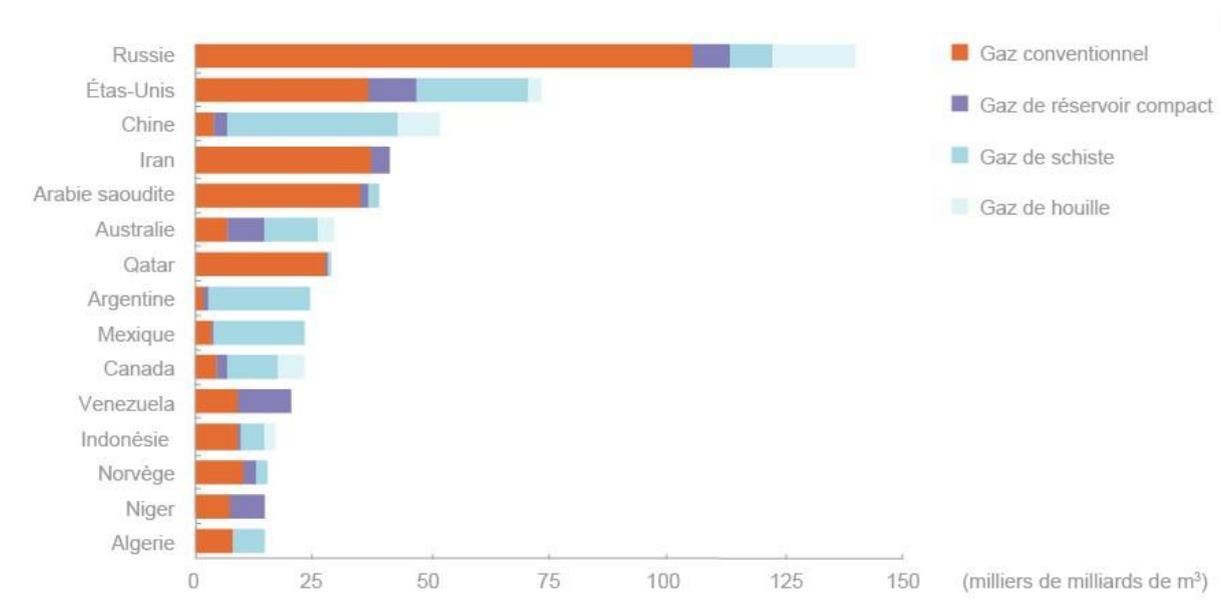
Les autres réserves « non conventionnelles » techniquement recouvrables sont estimées à 208 000 milliards de m<sup>3</sup> de gaz de schiste et 47 000 milliards de m<sup>3</sup> de gaz de charbon.

### **2.5.2. Pétrole**

Peu de données fiables sont disponibles à ce jour. Aux États-Unis, pays le plus avancé dans l'exploitation, la production de pétrole de réservoir compact (*tight oil*) constituerait aujourd'hui près de 11% de la production américaine de pétrole selon l'EIA (*US Energy Information Administration*).

## **2.6. Zone de présence ou d'application**

### **2.6.1. Gaz**

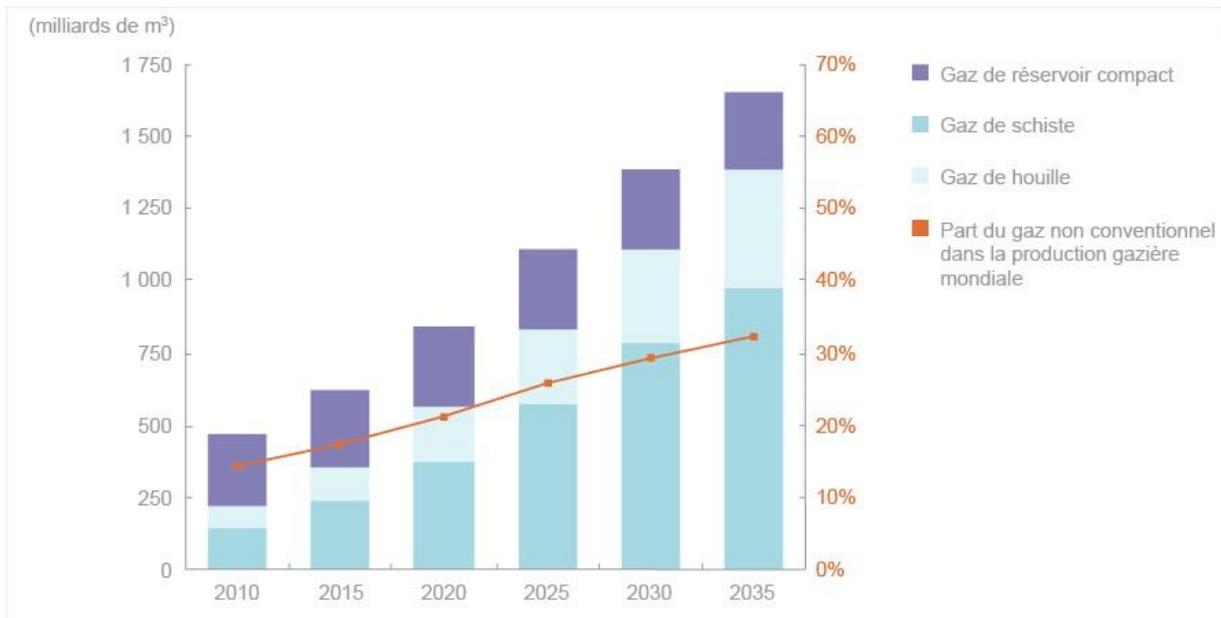


**Figure II.6. Réservoirs de gaz techniquement recouvrables dans les 15 pays en disposant, à fin 2011.**

## 2.6.2 Pétrole

Les principaux gisements de pétrole de réservoir compact identifiés sont situés :

- Aux États-Unis (formations de Bakken dans le Dakota du Nord, Niobrara dans les Rocheuses, Barnett et Eagle Ford dans le Texas) ;
- En Australie (CooperPeby) ;
- En Russie (Bazhenov, Achimov) ;
- Au Mexique (Chicontepec) ;
- Dans le Golfe Persique et en Syrie (R'Mah).



*Figure II.7. Evaluation de la production mondiale de gaz dit « non conventionnel».*

A l'horizon 2020, l'AIE prévoit que la production mondiale de gaz de réservoir compact atteindra entre 200 et 280 milliards de m<sup>3</sup> par an, soit l'équivalent de près d'un mois de consommation de gaz dans le monde au rythme actuel.

Comme il est reconnu, l'exploitation d'un réservoir tight nécessite dans le premier lieu un forage horizontal suivie par une opération de fracturation hydraulique afin d'améliorer les propriétés faible de la roche réservoir compacte, par la suite nous allons parler des puits horizontaux appliquer pour un champ pétrolier offshore.

### **3. Généralité sur les puits Horizontaux**

#### **3.1. Introduction**

Les puits horizontaux et déviés ont été utilisés pour la production d'huile et de gaz à partir des années 1930. Au début, cette technologie n'était vraiment pas connue. Cependant, il a fallu jusqu'au début des années 1980 pour qu'elle soit réellement appliquée dans le sud de Texas.

Durant la dernière décennie, cette technologie des puits horizontaux est devenue la plus utilisée pour augmenter la production d'huile et de gaz. Il a été prouvé que, sous certaines conditions relatives au réservoir et à la nature géologique du milieu, les puits horizontaux peuvent améliorer non seulement le taux de production mais aussi les réserves récupérables d'un champ. Ils permettent de donner des résultats remarquables, selon le fait que leur objectif est de faciliter l'exploitation des réservoirs à faibles perméabilités et d'obtenir un meilleur débit ainsi qu'un temps de percée plus long lorsque les puits produisent avec un cône d'eau ou de gaz.

Actuellement, les réserves d'hydrocarbures conventionnels ont connus un décroissement, qui impose la recherche de nouvelles ressources d'hydrocarbures et techniques d'exploitation, pouvant compenser la demande progressive de ce type d'énergie. L'une des solutions est l'exploitation des ressources non conventionnelles telles que le gaz, l'huile et les bitumes de schiste et ce malgré les coûts d'exploitation très élevés et la technologie avancée et sophistiquée nécessaire pour effectuer une telle production.

#### **3.2. Objectifs des puits horizontaux**

Les puits horizontaux ont deux objectifs principaux et importants qui sont :

- Augmentation de la production par l'agrandissement de la surface de drainage (augmentation de la longueur de pénétration dans le réservoir);
- Amélioration du taux de récupération par l'élimination du phénomène de Coning d'eau ou de gaz.

### **3.3. Les avantages et les inconvénients**

#### **3.3.1. Avantages** : Le forage horizontal permet

- Le développement des champs qui n'auraient pu être exploités commercialement autrement ;
- Un meilleur drainage, en retardant l'arrivée d'eau.

#### **3.3.2. Inconvénients** : Le puits horizontal

- Est plus long, donc nécessite plus de temps de forage, plus d'outils et plus de fluide ;
- Nécessite un coût des services plus élevé, par l'obligation d'utiliser en permanence un moteur de fond et un MWD ;
- Représente un certain nombre de risques, en atteignant la cible :
  - \* Durant Le nettoyage du puits ;
  - \* Envers le comportement et l'endommagement des formations.

### **3.4. Application des puits horizontaux**

- Réservoir à basse perméabilité ou bien une Formation compacte : préparation à une fracturation hydraulique pour améliorer la productivité du puits ;
- Coning d'eau ou du gaz : augmenter la distance entre le puits et le plan d'eau ou bien du gaz ;
- Réservoir fracturé : créer un contact directe avec les fractures naturelles ;
- Réservoir Multicouches : un puits horizontal traverse plusieurs couches par rapport à un puits vertical ;
- Les couches minces : une hauteur entre 15 à 20m avec la présence d'une aquifère ou un chapeau de gaz cup ;
- Les formations non consolidées : Réduire la vitesse d'écoulement par l'augmentation de la surface de production et par conséquence la production de sable.

### 3.5. Classification des puits horizontaux

On appelle puits horizontal tous puits se terminant par un drain ayant une inclinaison comprise entre  $80^\circ$  et  $100^\circ$ . Parmi les types de puits horizontaux (*Figure II.1*) qui peuvent être distingués on cite :

#### 3.5.1. Ultra short Radius :

- Rayon de déviation entre 1 et 2 ft,
- Le BUR (Build up rate) : Croissance de l'inclinaison par unité de longueur Varie entre  $45^\circ$  à  $60^\circ/\text{ft}$ .
- La longueur de drain foré est de 100 à 200 ft.

#### 3.5.2. Shorts radius :

- Rayon de déviation compris entre 20 à 40 ft.
- Le BUR (Build up rate): de  $2^\circ$  a  $5^\circ/\text{ft}$
- La longueur de drain foré est de 800 ft.
- Dans cette technique, le drain horizontal est réalisé à partir d'un puits vertical déjà existant.

#### 3.5.3. Medium radius :

- Rayon de courbure compris entre 125 à 700 ft.
- Le BUR : de  $6^\circ$  à  $20^\circ/100\text{ft}$ .
- La longueur de drain foré est de 3000 ft.

#### 3.5.4. Long radius :

- Rayon de courbures compris entre 1000 à 3000 ft.
- Et le BUR varie entre  $2^\circ$  à  $6^\circ/100\text{ft}$ .
- La longueur de drain foré est de 3500 ft.

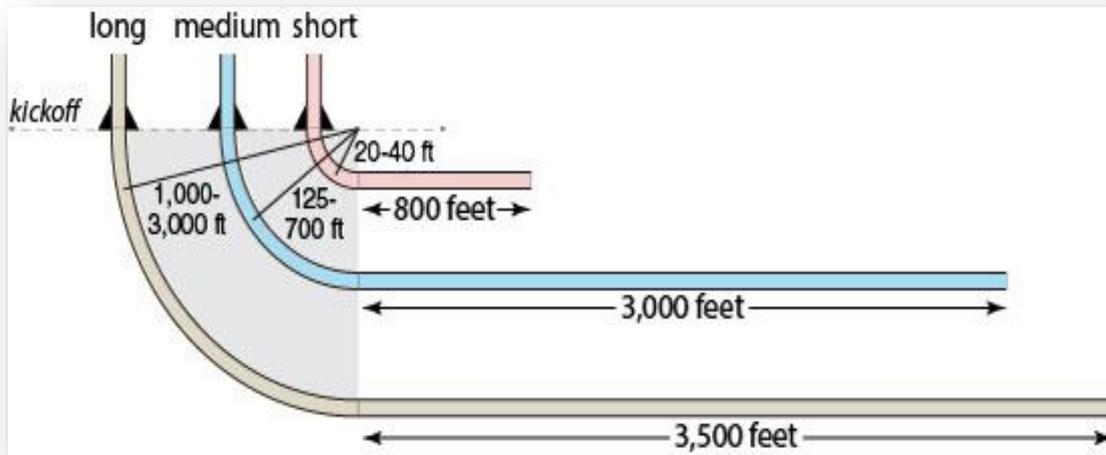


Figure II.8. Classification des puits horizontaux.

### 3.6. Avantage et inconvénient de chaque classe des puits horizontaux

Type de puits	Avantage	inconvénient
Short radius	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plus précis encore en déplacement vertical que les puits LR ou MR.</li> <li>• Forés à partir de puits déjà existants, donc les puits short radius sont moins chers à compléter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vu le petit diamètre de forage, la vitesse d'avancement des outils est faible ainsi que leur espérance de vie.</li> <li>• Etant donné que la garniture est particulière pour ces opérations, le coût du forage dévié peut être onéreux.</li> </ul>
Medium radius	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comparés au long radius, ils sont plus précis dans l'atterrissage à l'horizontale.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si le diamètre du puits est <math>\leq 6^{1/8}</math>", les options sont limitées en ce qui concerne le LWD, la complétion, le wire-line et le work-over.</li> </ul>
Long radius	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ils sont plus faciles à forer et ne nécessitent que des équipements de forage classique.</li> <li>• Il ne nécessite pas un moteur de fond.</li> <li>• Il peut atteindre une longueur de drain importante.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nécessite un chantier de forage plus puissant</li> <li>• Augmentation de risque de coincement.</li> </ul>

### 3.7. Complétion des puits horizontaux

Avant de compléter un puits horizontal, il faut prendre en compte les considérations suivantes :

- Le type de la formation.
- La technique de forage.
- Le nettoyage de puits (Fluide de forage).
- Méthode de stimulation.
- Mécanisme de drainage.

#### 3.7.1. Les techniques de complétion (*Figure II.2*)

##### A- Complétion Open Hole

Cette méthode de complétion est utilisée dans les cas suivants :

- Cas d'un réservoir de forte perméabilité en absence de coning d'eau.
- Cas de formation consolidé.

##### Avantage :

- Simple à réaliser.
- Moins coûteuse.
- Ne provoque pas des pertes de production.

##### Inconvénients :

- Difficulté des opérations de la stimulation.
- Difficulté de contrôler la production le long de puits.
- Difficulté de l'interprétation des logs de production.

##### B- Slotted liner

Généralement on utilise la complétion « Slotted liner » dans le cas d'une roche réservoir fragile (Non consolidé) pour éviter le risque d'éboulement.

##### Avantages :

- Protégé contre le problème de coning d'eau.
- Introduire des outils d'interprétation.

**Inconvénient :**

- Difficulté des opérations de stimulation.

**C- Complétion en liner avec isolation partielle**

Les ECP (External Casing Packer) sont installés à l'extérieur du slotted liner le long du drain horizontal aux abords du puits. Ces packers isolent la formation en plusieurs petites sections.

**Avantage :**

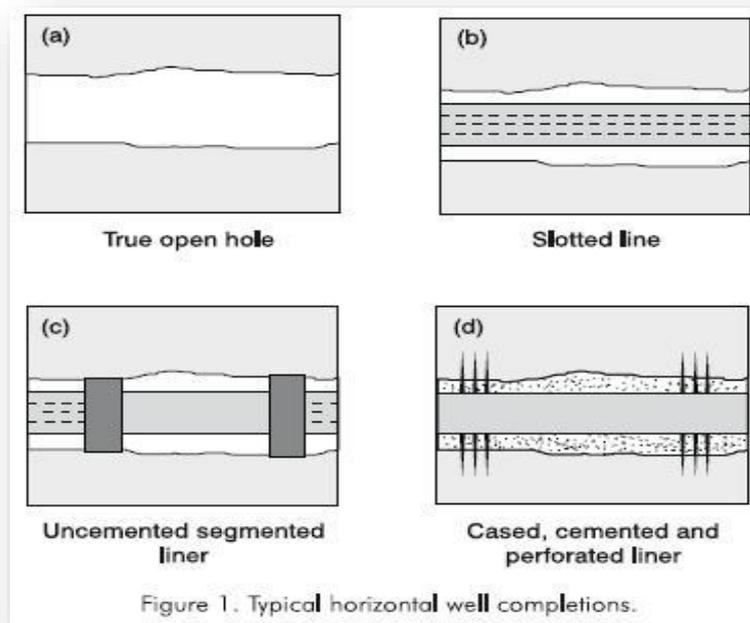
- Facilité de la stimulation.
- Contrôle de la production le long du drain.
- Facilité de la détection des venues d'eau, de gaz et de sable.

**Inconvénient :**

- Complétion couteuse.

**D- Liner cimenté et perforé**

Ce type de complétion est utilisé pour les puits medium et short radius, contrairement à la technique slotted liner ou le liner installé est libre, cette technique consiste à cimenter et perforer le liner.



*Figure II.9. Les différents types de complétion*

## Chapitre III : La géomécanique et la fracturation hydraulique

### 1. La géomécanique

On dit souvent que les « 3 G » (Géologie/Géophysique/Gisement) sont les trois piliers de l'exploration et de l'appréciation pétrolière conventionnelle. Dans le cas des gaz ou pétrole de roches mères (appelés de façon abusives « gaz et pétrole de schiste), un « 4ème G » vient se superposer : la géomécanique.

Au fur et à mesure que les champs pétroliers et gaziers dans le monde entier s'épuisent, l'état de contrainte de leur réservoir et de leur ouverture change. Cela peut poser d'importants problèmes aux ingénieurs réservoirs et de productions, par exemple, la compaction du réservoir pendant la production a nécessité quelque-uns des projets correctifs les plus onéreux du secteur. Au fur et à mesure que l'état de contrainte s'intensifié avec la déplétion, des phénomènes de production de sable et de solide peuvent apparaître, provoquant ainsi l'éboulement du puits. Pour réduire ces problèmes les producteurs commencent à s'appuyer sur la géomécanique pour trouver des solutions adéquates.

L'académie nationale de science définit la géomécanique comme « la science théorique et appliquée des comportements mécaniques des roches, c'est la branche de mécanique concernée par la réponse de la roche contre les forces existantes dans le champ de son environnement ».

D'après cette définition, l'importance de la géomécanique dans plusieurs aspects de l'industrie pétrolière devient plus facile à comprendre.

#### 1.1. Objectif de l'étude géomécanique

\* L'étude de faisabilité d'une fracturation hydraulique dans un réservoir compact.

#### 1.2. Les différentes étapes d'études géomécaniques

- Identification des zones à hydrocarbure (log de résistivité) ;
- Etude de la qualité de réservoir (Perméabilité et la taille des grains) ;
- Estimation des propriétés dynamique de réservoir (Module de Young, coefficient de poisson) « log sonique » ;

- Estimation de la contrainte de rupture ;
- Estimation des zones fragiles ;
- Estimation de l'orientation de la fracture hydraulique (Suivant l'orientation des contraintes maximales et minimales).

### Workflow :

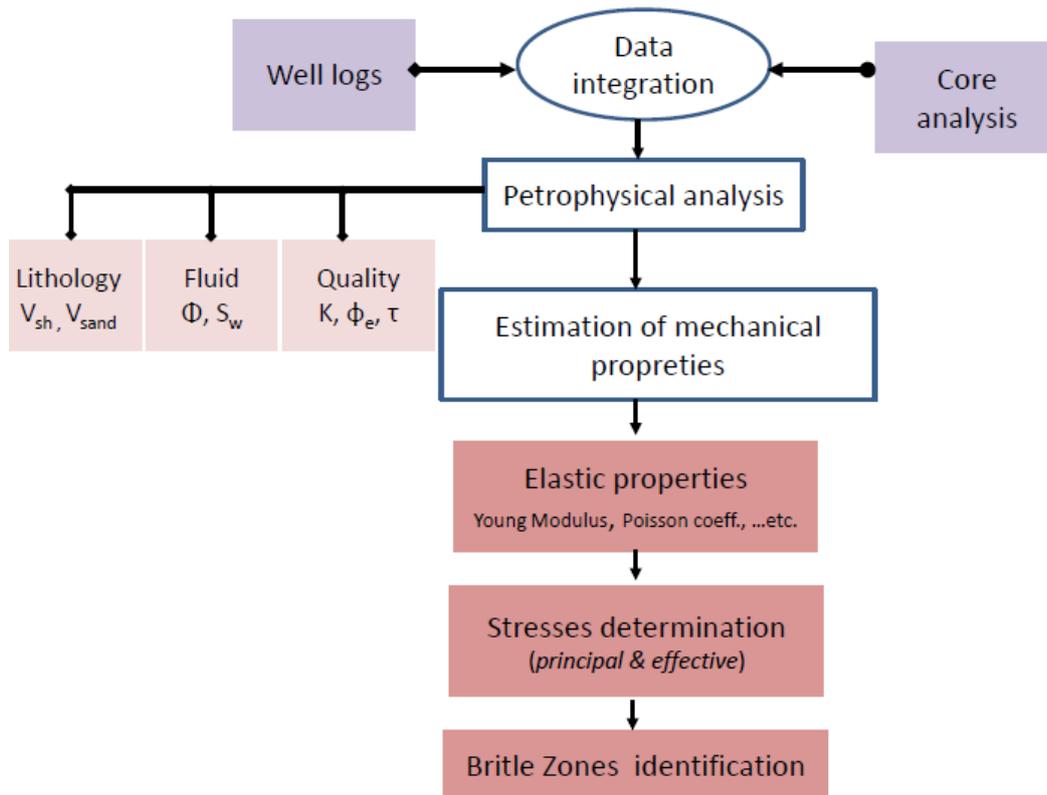


Figure III.1. Les différentes étapes d'études géomécaniques

### 1.3. Détermination des propriétés mécaniques des roches

La détermination des propriétés mécaniques des roches passe par deux types d'essais :

- **Essai dynamique** : qui détermine les propriétés mécaniques des roches sans savoir à l'écraser. Donc ce sont des essais non destructifs, et les propriétés déterminées sont des propriétés mécaniques dynamiques. La méthode la plus utilisée pour ce type d'essai est la digraphie.
- **Essai statique** : qui consiste à écraser dans un laboratoire des échantillons prélevés dans le cœur de la carotte extraite du fond du puits. Il s'agit d'essais destructifs (pas de

possibilité de récupérer l'échantillon), et les propriétés obtenues par ce type d'essai sont dites propriétés élastiques statiques.

Ces deux essais sont complémentaires, car les essais statiques donnent les valeurs vrais (les vrais paramètres mécaniques) mais ils ont l'inconvénient d'être des essais destructifs et discontinus, par contre, les essais dynamiques sont des essais non destructifs et continus mais ne donnent pas les vrais valeurs, pour cela des tentatives de corrélation entre les essais statiques et les essais dynamiques ont été mises en œuvre afin de relier ces deux paramètres.

### **1.3.1. Détermination des propriétés mécanique dynamiques de la roche réservoir**

Les propriétés mécaniques de la roche ont été calculées en utilisant les logs de trou ouvert (Sonique, Densité et Neutrons de porosité). Seulement la vitesse de compression est accessible à partir du log sonique, et la vitesse de cisaillement a été calculée en utilisant les corrélations suivantes pour les couches de sable et de schiste à la fois.

L'étude montre que les vitesses de cisaillement limité varient linéairement avec des vitesses de compression, une relation linéaire entre  $V_p$  et  $V_s$  a également été observé par Castagna et al. Williams (1990). Les équations pour la prédiction de vitesse de cisaillement sont donnés par :

$$V_s = 0.7149V_p - 2367.1 \dots\dots\dots \text{Sand} \dots\dots\dots (3.1)$$

$$V_s = 0.6522V_p - 1902.2 \dots\dots\dots \text{Argile} \dots\dots\dots (3.2)$$

Où les vitesses sont données en ft/s. les propriétés mécaniques de la roche (le ratio de poisson et de module de Young) ont été calculés (dans un réservoir compact) en utilisant les corrélations suivantes :

$$v_d = -\frac{\Delta d}{\Delta L} = \frac{0.5\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right) - 1} \dots\dots\dots (3.3)$$

$$E = 2 \cdot (1 + v_d) \cdot \rho_b \cdot V_s^2 \dots\dots\dots (3.4)$$

### **1.3.2. Détermination des propriétés mécaniques statiques des roches :**

Les valeurs statiques représentent les vraies valeurs à introduire dans un simulateur pour les études géomécanique.

**A. Module de Young E**

La rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (E), est caractérisé par la pente de la courbe :  $\sigma = F(\epsilon)$  Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente.

**B. Coefficient de Poisson  $\nu$**

Coefficient sans dimension, défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement de diamètre) et la variation de la dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur), lorsque l'échantillon est soumis à une compression.

$$\nu = \frac{(\Delta d/d)}{(\Delta l/l)} \dots\dots\dots (3.5)$$

**C. Coefficient de cisaillement G**

En pratique, on utilise souvent le coefficient de cisaillement G relié aux coefficient de Poisson et le module de Young par la relation suivante.

$$G = \frac{E}{2(1-\nu)} \dots\dots\dots (3.6)$$

**1.4. Les contraintes sur la roche**

Le concept de contrainte  $\sigma$  est défini par la manière la plus simple comme étant le rapport de la force F à la surface de la section S :

$$\sigma = \frac{F}{S} \dots\dots\dots (3.7)$$

L'objectif est de trouver un système de repère dans lequel le tenseur des contraintes s'écrit sous forme diagonale. Ce qui revient à dire que sur les facettes perpendiculaires aux axes de ce repère toutes les contraintes de cisaillement sont nulles, et nous n'aurons que des contraintes normales.



### 1.5.3. Contraintes effectives

Dans un milieu poreux, saturé par un fluide à la pression P, les contraintes principales effectives s'exerçant sur la roche sont reliées aux contraintes principales totales par la relation :

$$\sigma_i' = \sigma_i - \alpha P \quad (i = 1, 2, 3) \dots\dots\dots (3.9)$$

Avec:

$$\alpha = 1 - \frac{cm}{cb}$$

En générale  $0.85 < \alpha \leq 1$  et on a :

- Pour les grés très perméables :  $\alpha \approx 1$ .
- Pour les calcaires :  $\alpha$  est généralement plus faible.

Le plus souvent on admet  $\alpha = 1$

## 1.6. Importance des contraintes

- Direction de la fracture
- Développement de la fracture
- La conductivité

### 1.6.1. Orientation de la fracture

Une fracture hydraulique se propage perpendiculairement à la contrainte principale. Pour une fracture verticale, la contrainte horizontale minimale peut être estimée avec :

$$\sigma_{\min} = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_1 - \alpha P_p) + \alpha P_p + \sigma_{ext} \dots\dots\dots (3.10)$$

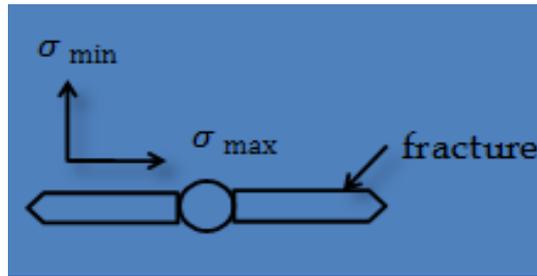


Figure III.3. Direction de la fracture

### 1.6.2. Développement de la fracture

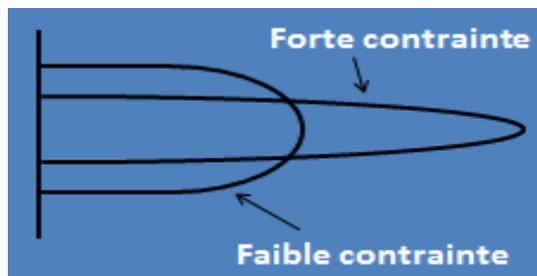


Figure III.4. Développement de la fracture

### 1.6.3. La conductivité

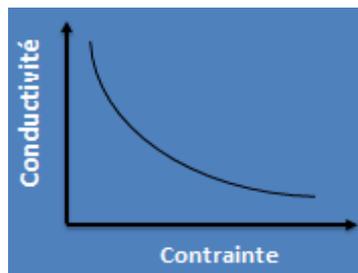


Figure III.5. La conductivité en fonction des contraintes

### 1.7. La géométrie de la fracture

Les 03 dimensions d'une fracture hydraulique sont comme suite :

- A. **La longueur  $X_f$**  : C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que ce dernier est un ou deux ailes symétriques ;

B. L'épaisseur  $W_f$  : C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture ;

C. La hauteur  $H_f$  : C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle. Tout cela concerne la fracture verticale, pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et vis versa.

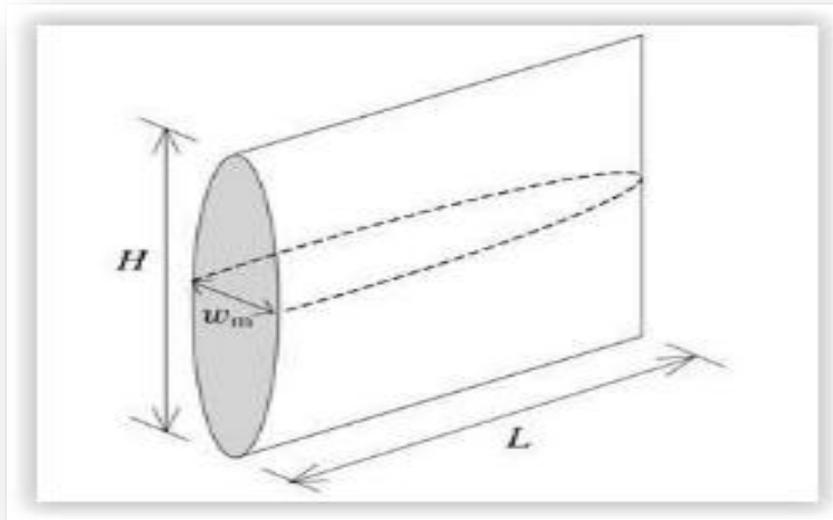


Figure III.6. Paramètres géométriques de la fracture hydraulique

### 1.8. Conductivité adimensionnelle de la fracture

La conductivité adimensionnelle de la fracture est représentée par le rapport :

$$F_{CD} = \frac{K_f \cdot W_f}{K \cdot X_f} \dots\dots\dots (3.11)$$

### 2. La Fracturation Hydraulique

Dans une roche suffisamment perméable, les hydrocarbures s'écoulent naturellement sous l'action de la différence de pression entre la couche réservoir et le puits. Lorsque la roche est moins perméable, cette différence de pression n'est plus suffisante pour permettre l'écoulement des hydrocarbures.

La perméabilité de la roche doit être accrue. Ceci est réalisé en élargissant des fissures existantes ou en créant d'autres.

Ces opérations, dites de "fracturation Hydraulique", sont connues, utilisées et maîtrisées depuis plusieurs décennies pour la stimulation des réservoirs peu poreux par l'industrie pétrolière et celle de la géothermie (la première opération de stimulation d'un puits par fracturation hydraulique date de 1948).

#### ❖ La phase d'exploitation

Une fois le puits mis en production, après la phase de fracturation et de nettoyage du puits, les hydrocarbures sont produits pendant une dizaine d'années. En général, la production est assez importante pendant les premières années, puis décroît. L'exploitation cesse quand la production d'hydrocarbures ne couvre plus les frais de maintenance.

En surface, les hydrocarbures sont séparés de l'eau qui remonte avec eux, puis traités, s'ils contiennent des impuretés, et enfin transportés.

#### 2.1. But de la Fracturation Hydraulique

Elle vise à augmenter ou rétablir la vitesse à laquelle les Hydrocarbures peuvent être produit et extraits à partir d'un réservoir souterrain, dont (c'est de plus en plus le cas) pour des réservoirs dits non-conventionnels tels que lits de charbon ou de schistes et les réservoirs compacte (Tight) n'ayant pas pu être exploités par les méthodes conventionnelles.

La fracturation hydraulique vise le plus souvent à permettre l'extraction de gaz naturel et de pétrole à partir de formations géologiques profondes (1 à 4 voire 5 km souvent). À cette profondeur, le substrat est généralement insuffisamment poreux ou perméable pour permettre au gaz naturel et/ou au pétrole de s'écouler dans le substrat jusqu'au puits à une vitesse permettant de rentabiliser le coût du puits par la vente des hydrocarbures.

La fracture d'une couche ciblée de roche renfermant des hydrocarbures fournit un chemin conducteur reliant une plus grande surface du réservoir au puits, ce qui augmente la zone prospectée par le système puits/réseau de fissures, d'où le gaz naturel et des liquides peuvent être récupérés de la formation ciblée.

### 2.2. Paramètres à prendre en considérations pour une Fracturation Hydraulique.

Les différents types de Fracturation Hydraulique utilisés dans le domaine pétrolier sont en fonction de plusieurs paramètres ou variables :

- Type de puits foré (Vertical ou Horizontal) ;
- Propriétés lithologiques du réservoir ;
- Profondeur, épaisseur, température et pression du réservoir ;
- Construction du puits (Type de complétion utilisé, de la cimentation mise en place et de la liaison couche trou) ;
- Nombre de fractures à engendrer dans le puits de forage ;
- Choix du type de matériaux et de fluides de fracturation ;
- Cout des opérations de fracturation et des matériaux.

Toute compagnie qui opte pour la stimulation d'un puits par fracturation hydraulique devra tenir compte de ces variables ou paramètres qui ont pour effet de déterminer et d'optimiser le type de procédé de fracturation hydraulique qui devra être utilisé.

### 2.3. Les Informations nécessaires à tout projet de fracturation

Fracturer un puits n'entraîne pas toujours un gain en production si les informations capitales ci-dessous, nécessaires pour entreprendre un projet de fracturation, ne sont pas prises en compte. Donc pour sélectionner un puits candidat à la fracturation hydraulique et procéder au traitement adéquat, on doit analyser :

#### A. Le rapport géologique : Analyses et données sédimentologiques et pétrophysiques :

- La nature de la roche,
- La Teneur en argile, sable ou carbonate,
- La présence de fracture ou de fissure.

**B. Le rapport de production du champ :** Ce rapport concerne :

- L'historique de production des puits,
- Etude de réservoir (porosité, perméabilité, saturation en eau, en gaz, en huile),
- Type de stimulation employée pour ce type de réservoir.

**C. Le rapport d'implantation et de complétion du puits :** Ce rapport contient :

**C.1. Position stratigraphique :** On utilise les cartes isobathes et isobaques pour déterminer l'interface des fluides et la possibilité de formation d'un cône d'eau ou de gaz.

**C.2. Historique de forage :** On se base sur les courbes d'avancement des fluides de forage (densité, PH, filtrat) afin de connaître la nature de la roche et les pertes éventuelles, rencontrées lors du forage.

**C.3. Diagraphie :** A partir de l'interprétation des différents enregistrements des outils de diagraphie, on aura des informations sur :

- ✓ La nature de la roche et des fluides, la porosité et l'argilosité ;
- ✓ Les paramètres mécaniques de la roche ;
- ✓ La saturation en fluides ;
- ✓ La profondeur d'invasion de la couche par le filtrat de la boue;
- ✓ La régularité du trou (étranglement et présence de caves).

**C.4. Analyse des carottes :** Cette analyse permet d'avoir des informations sur :

- La nature de la roche ;
- La porosité et la perméabilité ;
- La mouillabilité ;
- Teneur en fer.

**D. Le rapport de test :** Les données fournies par ce rapport sont :

- Le débit :  $Q$  ;
- La pression de fond  $P_{wf}$  et pression de tête  $P_t$  ;
- WOR, GOR ;
- L'analyse des fluides ;
- L'interprétation des essais de remontée de pression (Build Up).

### 2.4. Justification d'un traitement par Fracturation

Le succès de toute stimulation dépend de la qualité de l'analyse préalable des données fournies par le puits.

Sous l'aspect du traitement, les formations peuvent être classées en trois catégories :

- ↗ Formations à perméabilité dégradée aux abords du puits : sont le plus souvent candidates à une restauration par acidification ;
- ↗ Formation à perméabilité naturellement faible : seront plutôt candidates à une stimulation par fracturation ;
- ↗ Formation non endommagées : dans un souci d'accroissement de la rentabilité et la réduction du nombre de puits sur un gisement, on peut envisager de stimuler par acidification ou par fracturation des puits non endommagés.

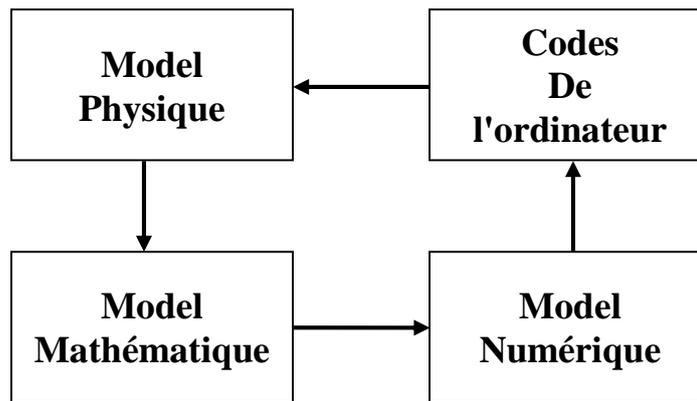
L'évolution de l'état d'un puits ainsi que l'estimation des chances de succès d'un traitement sont donc très importantes avant toute prise de décision. En général, les raisons d'un traitement de puits sont les suivantes :

- ✓ Obtenir, pour un nombre de puits donnés, un profit plus rapide par l'augmentation de la production ou de l'injection ;
- ✓ Améliorer la récupération finale par réduction des pertes de charges, permettant une utilisation meilleure de l'énergie du réservoir et une moindre sollicitation des interfaces eau- hydrocarbures ;
- ✓ Minimiser le nombre de puits.

### 1. La Simulation de réservoir

La Simulation de réservoir est une forme de modélisation numérique utilisée pour quantifier et interpréter les phénomènes physiques avec la possibilité d'étendre à projeter la performance future.

Le procédé consiste à diviser le réservoir en plusieurs unités discrètes en trois dimensions et la modélisation de la progression de réservoir et les propriétés des fluides à travers l'espace et le temps dans une série d'étapes discrètes (*Figure IV.1*).



*Figure IV.1. Processus de simulation de réservoir*

### 2. Objectif de la Simulation de réservoir

Les méthodes pour gérer l'incertitude sont devenues de plus en plus utilisées pour aider les entreprises à dépenser les budgets d'immobilisations limités sur les meilleures opportunités dans leur portefeuille des champs et des perspectives.

L'utilisation typique de simulation de réservoir comprend :

- Evaluation des réserves récupérables ;
- Déterminer la méthode la plus économique de perforation, nombre de puits à forer et les débits d'injection ;
- Déterminer les installations appropriées ;
- Estimer le risque financier des perspectives d'exploration du champ du début du cycle de vie ;
- Evaluer et anticiper les effets des percées de gaz ou coning d'eau ;
- Estimation moyenne de la satisfaction des contrats de délivrabilité de gaz.

### 3. Equations de bases

Pour établir le modèle mathématique, nous devons utiliser trois principes fondamentaux de la mécanique des fluides.

1. L'équation de continuité (conservation de la masse).
2. Le modèle d'écoulement.
3. Le modèle fluide (Equation d'état).

#### 3.1. Equation de continuité

L'équation de continuité traduit le principe de la conservation de la masse ; on l'obtient en écrivant que la variation de la masse du fluide contenue dans un volume élémentaire est égale à la différence des quantités de fluide entrée et sortie au même temps (*Equation 4.1*).

$$-\left(\frac{\partial (\rho v)}{\partial x} + \frac{\partial (\rho v)}{\partial y} + \frac{\partial (\rho v)}{\partial z}\right) = \frac{\partial (\phi \rho S)}{\partial t} \dots\dots\dots (4.1)$$

#### 3.2. La loi de Darcy

La loi de Darcy est une équation qui décrit l'écoulement d'un fluide à travers un milieu poreux.

Cette loi a été formulée en 1865 par L'ingénieur d'hydraulique Henry Darcy basé sur les résultats des expériences sur l'écoulement laminaire de l'eau à travers des lits de sable.

La loi de Darcy indique que le débit volumique, « q » d'un fluide homogène à travers un milieu poreux est proportionnel au gradient de pression et à la surface de section transversale A, perpendiculaire à la direction d'écoulement et inversement proportionnel à la viscosité du fluide.

La loi définit un concept de la perméabilité k, de la roche, qui quantifie la capacité de la roche pour transmettre un fluide.

La vitesse de fluide (la vitesse de Darcy) pour un écoulement monophasique suivant les trois directions est donnée par (*Equation 4.2*).

$$v = -\frac{K}{\mu} \left( \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial y} + \frac{\partial p}{\partial z} \right) \dots\dots\dots (4.2)$$

Dans l'équation  $k$  est le tenseur absolu de la perméabilité, dans la plupart des utilisations de la loi de Darcy en simulation de réservoir, on suppose que  $k$  est un tenseur diagonale donnée par :

$$K = \begin{pmatrix} Kx & 0 & 0 \\ 0 & Ky & 0 \\ 0 & 0 & Kz \end{pmatrix}$$

Dans cette équation  $k_x$ ,  $k_y$  et  $k_z$  sont interprétés comme des perméabilités dans la direction des axes principaux, la formation est dite isotrope si  $K_x = K_y = K_z$ , Dans le cas contraire, elle est anisotrope.

Noter que l'équation (4.2) ne prend pas en compte la gravité pour introduire le terme de gravité dans l'équation on écrit (Equation 4.3).

$$\nabla\phi = \nabla p - \rho g \nabla z \dots\dots\dots(4.3)$$

Donc la vitesse d'écoulement est représentée par la relation suivante (Equation 4.4).

$$v = -\frac{K}{\mu} \nabla\phi \dots\dots\dots(4.4)$$

### 3.3. Ecoulement monophasique

L'équation générale régissant un écoulement monophasique dans un milieu poreux est obtenue en combinant la loi de Darcy équation (4.2) avec le principe de conservation de masse (4.1) comme indiqué dans l'équation (Equation 4.4).

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{K}{\mu B} \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{K}{\mu B} \frac{\partial P}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{K}{\mu B} \frac{\partial P}{\partial z} \right) - q' = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S}{B} \right) \dots\dots\dots(4.5)$$

Cette équation est une équation aux dérivées partielles du second ordre (PDE) où la masse volumique  $\rho$ , la porosité  $\phi$  et la viscosité  $\mu$  dépendent de la pression. Noter que  $\rho$  et  $g$  sont aussi une fonction de  $p$ .

En exprimant  $\rho$  et  $\mu$  en fonction de la pression, nous pouvons obtenir un PDE avec une seule variable indépendante. Pour ce faire, on utilise une équation d'état,  $\rho = \rho(p)$ , et les relations  $\phi = \phi(p)$  et  $\mu = \mu(P)$ , si la variation du volume des pores et de la viscosité fluide avec la pression est importante.

En plus de l'équation (4.5) il est nécessaire de préciser les conditions initiales et aux limites pour résoudre le problème.

Comme équation d'état On utilise la définition de la compressibilité de fluide  $C_f$ , a la température constante donnée par la relation (Equation 4.6).

$$C_f = -\frac{1}{V} \left( \frac{dV}{dP} \right) = \frac{1}{\rho} \left( \frac{d\rho}{dP} \right) \dots \dots \dots (4.6)$$

La compressibilité de roche  $C_r$  est introduite, représentant la variation du volume des pores par rapport à la pression, comme indiqué par cette équation (Equation 4.7).

$$C_r = \frac{1}{\phi} \left( \frac{d\phi}{dP} \right) = \frac{1}{\rho} \left( \frac{d\rho}{dP} \right) \dots \dots \dots (4.7)$$

Nous définissons aussi la compressibilité totale comme suit (Equation 4.8).

$$C_t = C_f + C_r \dots \dots \dots (4.8)$$

L'équation (4.5) en terme de la compressibilité total est donné par (Equation 4.9).

$$\nabla[k(\nabla p - \rho g \nabla z)] + \frac{k\mu}{\rho} (\nabla p - \rho g \nabla z) \cdot \nabla \left( \frac{\rho}{\mu} \right) = \phi \mu C_t \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\mu q'}{\rho} \dots \dots \dots (4.9).$$

### 3.4. Ecoulement polyphasique

Dans la simulation du réservoir, nous sommes principalement préoccupés par la modélisation de l'écoulement simultanée de trois phases : gaz, huile et eau, dans un milieu poreux. En effet, l'écoulement polyphasique domine pratiquement tous les processus de récupération améliorée.

Les équations d'écoulement monophasées développées ci-dessus ne sont pas suffisantes pour modéliser ce type d'écoulement. Plusieurs nouveaux concepts pertinents pour l'écoulement polyphasique sont introduits : saturation de phase, pression capillaire et perméabilité relative.

### 3.5. La saturation

La saturation est un rapport entre le volume occupé par la phase considéré (huile, eau ou gaz) et le volume poreux.

Si les trois fluides occupent le volume poreux, on a la relation (*Equation 4.10*).

$$S_o+S_w+S_g=1.....(4.10)$$

### 3.6. La pression capillaire

La pression capillaire est la différence entre les pressions des deux phases circulant dans le réservoir. Cette différence se produit parce que les phases sont contraintes par les pores du milieu perméable, ce qui provoque de tension superficielle élevée entre les phases et entre la roche et les phases (*Equation 4.11 et 4.12*).

$$P_{cow} = P_{cow}(S_w, S_o) = P_o - P_w.....(4.11)$$

Et:

$$P_{cgo} = P_{cgo}(S_o, S_g) = P_g - P_o.....(4.12)$$

Les relations entre les pressions capillaires et les saturations de différentes phases sont généralement empiriques (*Equation 4.13*).

$$P_{cgw} = P_{cgw}(S_w, S_g) = P_g - P_w = P_{cgo} + P_{cow}.....(4.13)$$

### 3.7. La perméabilité relative

Dans la description de la loi de Darcy, on suppose que la perméabilité est une propriété de roche qui est une constante, quelle que soit la nature de la phase passant à travers les pores.

Cette hypothèse est correcte à condition que la roche est complètement saturée avec une seule phase.

Dans l'écoulement polyphasique simultané, chaque phase a sa propre perméabilité effective.

En outre, la perméabilité de chaque phase doit être inférieure par rapport à celle d'une seule phase, car le fluide occupe seulement une partie de l'espace des pores.

Les perméabilités relatives de chaque phase sont définies comme étant le rapport de la perméabilité effective d'une phase de saturation et la perméabilité absolue de la roche.

$$k_{ro} = \frac{K_o}{k} \leq 1 \dots\dots\dots (4.14)$$

$$k_{rg} = \frac{K_g}{k} \leq 1 \dots\dots\dots (4.15)$$

Et

$$k_{rw} = \frac{K_w}{k} \leq 1 \dots\dots\dots (4.16)$$

La loi de Darcy est prolongée pour décrire l'écoulement simultané de plusieurs d'une phases dans le réservoir en remplacement de la perméabilité effective K (d'une seule phase), utilisée dans l'équation (4.2) par la perméabilité absolue et relative avec  $l = o, g, w$  (Différentes phases).

$$v = -\frac{kkrl}{\mu l} \left( \frac{\partial pl}{\partial x} + \frac{\partial pl}{\partial y} + \frac{\partial pl}{\partial z} \right) \dots\dots\dots (4.17)$$

### 3.8. Modèle Blackoil et Compositionnel

Dans la catégorie de la résolution par différences finies, il existe également la prise en compte la composition liquide. Ainsi dans l'ECLIPSE, deux options sont disponibles :

#### **a-Modèle Blackoil :**

Le simulateur ECLIPSE Blackoil suppose que les phases de l'huile et de gaz peuvent être assimilées comme un composant à travers le temps.

Les propriétés de cette composante peuvent changer avec la pression et la température, mais la composition ne change pas.

#### **b-Modèle compositionnel :**

Le simulateur ECLIPSE Compositionnel suppose que chaque composante de l'huile et du gaz dans le réservoir (C1, C2 par exemple). Cette méthode est utilisée pour modéliser des fluides au voisinage du point critique où des changements de température et la pression du système peuvent engendrer un comportement de fluide très différent.

### 4. Méthodes de résolution

Plusieurs méthodes numériques sont disponibles dans la littérature. On peut distinguer les méthodes suivantes :

- Méthodes des différences finies (MDF).
- Méthodes des éléments finis (MEF).
- Méthodes des volumes finis (MVF).

#### 4.1. Méthodes des différences finies

La variable inconnue  $\phi$  est décrite par plusieurs valeurs dans les points d'un maillage. Le développement de l'inconnue en séries Taylor tronquées est utilisé pour approximer les dérivées de l'inconnue, dans chaque point du maillage, par différences finies en utilisant les inconnues voisines. En remplaçant les dérivées dans les équations différentielles par différences finies on obtient un système d'équations algébriques pour les valeurs de l'inconnue dans chaque point du maillage.

#### ❖ Les étapes de la simulation :

Les bases de simulation de réservoir peuvent être résumées dans ces étapes :

- Diviser le réservoir en plusieurs cellules ;
- Fournir des données de base pour chaque cellule ;
- Positionner les puits dans les cellules ;
- Fournir les données historiques de production en fonction du temps ;
- Résoudre les équations pour obtenir la pression et la saturation pour chaque bloc, ainsi que la production de chaque phase de chaque puits.

#### 4.2. Les méthodes de résolutions intégrées dans ECLIPSE

Dans le simulateur Blackoil E100 il existe 03 méthodes de résolution :

Fully implicite : Pression implicite, Saturation Implicite.

AIM : « Méthode adaptative implicite ».

IMPES : Pression Implicite, Saturation Explicite.

#### Remarque :

Dans notre projet on a choisi la méthode AIM pour modéliser les fractures hydraulique.

### 5. La modélisation

La finalité d'un modèle est de représenter schématiquement une entité ou un processus réel dans le but de comprendre et d'expliquer son fonctionnement mais également de prévoir son comportement. Ainsi, il faut construire un modèle mathématique capable de prédire la performance de réservoir pour différents schémas d'exploitation.

Par conséquent, les modèles utilisés pour simuler ces processus doivent être capables de résoudre ces critiques caractéristiques locales.

#### 5.1. Généralité sur la méthode de raffinement de maillage

Historiquement, les premiers maillages utilisés pour résoudre des problèmes physiques étaient structurés réguliers et souvent uniformes car les géométries étudiées étaient simples. La méthode des différences finies était utilisée pour discrétiser les problèmes et les moyens de calcul étaient limités.

Les progrès de la simulation ont permis de modéliser des problèmes et des géométries de plus en plus complexes. Les maillages résultant, souvent non structurés et non uniformes, permettent une meilleure approximation de la solution, mais nécessitent un temps de calcul important, une place mémoire de plus en plus grande et des calculateurs de plus en plus puissants. De plus, ces maillages sont souvent complexes à générer et nécessitent un temps ingénieur important pour leur mise en œuvre. Ce phénomène a conduit au développement de meilleur de plus en plus puissants.

#### 5.2. Définition de la Méthode Adaptative Implicite (AIM)

La méthode implicite adaptative est un compromis entre les procédures Fully Implicite et IMPES. Dans ce procédé, les cellules dans les régions compliquées sont traitées implicitement pour assurer la stabilité et l'utilisation de grands pas de temps, par contre les cellules dans les régions simples peuvent encore être traitées par IMPES.

### 5.3. Modélisation des fractures hydraulique par la méthode de raffinement de maillage (*Local Grid Refinement*)

La technique de raffinement de maillage local a déjà été utilisée pour la solution des Equations différentielles. Les premières étapes de l'application de raffinement de maillage local dans la simulation de réservoir ont été faites par Heinemann *et al.* et Rosenberg <sup>[1]</sup>.

le processus de diviser une ou plusieurs cellules dans le modèle de réservoir a des cellules raffinées dans le but d'améliorer la définition du bloc, ce qui est utile pour la modélisation des puits ou des fractures hydrauliques et d'autres structures de réservoirs complexes.

Cette méthode devrait donner la représentation la plus précise de l'écoulement dans un puits fracturé hydrauliquement, qui est essentiel dans la modélisation de fracture hydraulique en utilisant Transmissibilité multiple car la fracture n'a pas une forme rectangulaire parfaite mais plutôt habituellement une forme elliptique. (*Figure IV.2*).

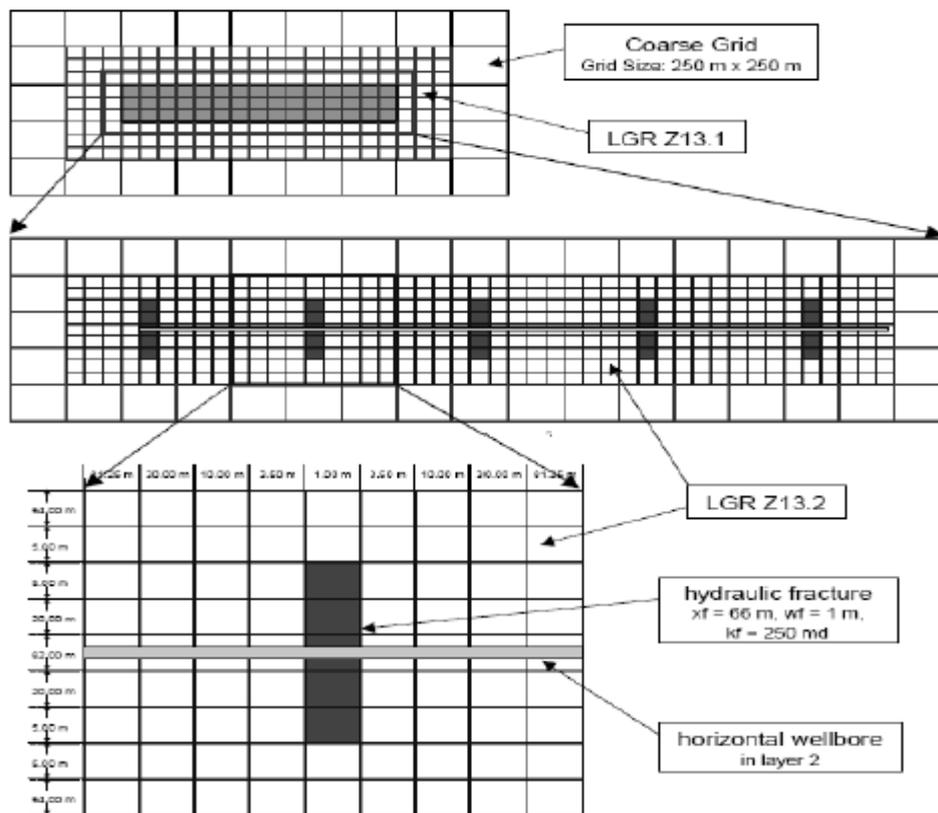


Figure IV.2. Raffinement de maillage autour d'un puits horizontal fracturé.

**5.3.1. La transmissibilité**

Les cellules peuvent être identifiées par leurs indices (i, j, k) dans la grille d'indexation cartésienne. Dans l'ordre naturel, les variations de l'écoulement suivant l'indice de i est plus rapidement, par rapport de l'indice k.

En interne, les cellules sont organisées par ordre actif, avec les cellules inactives (qui est, ceux avec zéro volume des pores) ne nécessitant pas de stockage.

Les détails de la géométrie de la cellule peuvent être saisis en utilisant des mots clés comme D<sub>X</sub>, D<sub>Y</sub> et D<sub>Z</sub> pour spécifier les tailles cellulaires. Ceci est une description du centre de bloc, et les cellules sont supposées avoir une forme simple, régulière. Par exemple, le volume des pores de chaque cellule est alors :

$$V = D_X \cdot D_Y \cdot D_Z \cdot \phi \cdot RNTG \dots \dots \dots (4.18)$$

**5.3.2. Calcul de la transmissibilité**

Dans ce cas, les valeurs de transmissibilité sont calculées à partir de la projection d'interface mutuelle des deux cellules suivant X, Y et Z.

Un produit scalaire est ensuite repris avec le vecteur distance à partir de centre de la cellule à l'autre cellule, de sorte qu'une correction de pendage est automatiquement intégrée. Pour ECLIPSE 100, ce type de calcul est aussi appelé NEWTRAN.

**A- La transmissibilité suivant X :**

La transmissibilité X est donnée par l'expression:

$$TRANSX_i = \frac{C \text{ DARCY} \cdot TMLX_i}{\frac{1}{T_i} + \frac{1}{T_j}} \dots \dots \dots (4.19)$$

C DARCY: 0.008527 (ECLIPSE 100) (METRIC)

: 0.001127 (ECLIPSE 100) (FIELD)

Où :

$$T_i = PERMX_i \cdot RNTG_i \frac{A \cdot D_i}{D_i \cdot D_i} \dots \dots \dots (4.20)$$

Avec

$$(A \cdot D_i) = A_x \cdot D_{ix} + A_y \cdot D_{iy} + A_z \cdot D_{iz} \dots \dots \dots (4.21)$$

Et :

$$(D_i \cdot D_i) = D_{ix}^2 + D_{iy}^2 + D_{iz}^2 \dots \dots \dots (4.22)$$

$A_x, A_y$  et  $A_z$  : Sont la projection suivant  $x, y$  et  $z$  des interfaces mutuelles des cellules  $i$  et  $j$  (qui ne doivent pas être des voisins dans la grille d'indexation cartésienne).

$D_{ix}, D_{iy}$  et  $D_{iz}$  : Sont les composants suivant  $x, y$  et  $z$  de la distance entre le centre de la cellule  $i$  et le centre de la face utile de la cellule  $i$ , ces centres étant obtenu en tant que moyenne appropriée.

L'expression de  $T_j$  est analogue.

**B -Transmissibilité Y et Z :**

Les expressions de transmissibilités Y et Z sont semblables, sauf que l'expression de Z ne contient pas le RNTG.

Le calcul est illustré par la figure (Figure IV.3) (où PERMX est représenté par  $K_x$ ) :

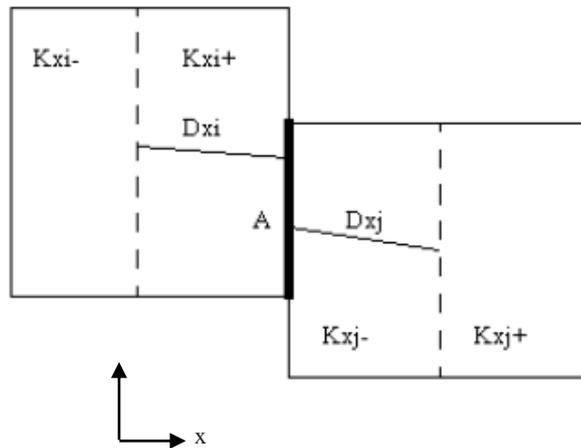


Figure IV.3. La transmissibilité entre deux cellules

**5.3.3. Formule de débit estimé**

Suivant la direction de l'écoulement ( $x, y$  ou  $z$ ), le débit estimé est représenté par la relation suivante :

$$Q = T \times M \times \Delta p \dots\dots\dots (4.23)$$

$$M_o = \frac{kro}{\mu_o.B_o} + R_s \frac{kr_g}{\mu_g.B_g} \dots\dots\dots (4.24)$$

$$M_g = \frac{kr_g}{\mu_g.B_g} + R_v \frac{kro}{\mu_o.B_o} \dots\dots\dots (4.25)$$

$$\Delta p = (P_f - P_c) \dots\dots\dots (4.26)$$

### **Remarque**

Lorsque  $FCD > 500$ , la chute de pression dans une fracture est faible et peut être négligé. Cette fracture est définie comme une fracture de conductivité infinie.

Lorsque  $FCD < 500$ , la chute de pression dans une fracture devient importante et doit être calculé au cours de modélisation. Cette fracture est connue comme une fracture de conductivité finie.

### **5.3.4. Avantage et inconvénients de la méthode**

#### **Avantage :**

- Estimation de changement de la pression.
- Modélisation de coning d'eau ou de percer de gaz.
- Modélisation des fractures hydrauliques.
- Précision de calcul par la division des cellules
- Minimiser l'erreur de calcul.

#### **Inconvénients :**

- Domaine de calcul simple (maillage régulier).
- Nécessité d'une machine puissante avec une mémoire importante.
- Un temps de calcul plus important.

### 6. Optimisation par l'algorithme « Stratégie d'Evolution »

#### 6.1. Introduction

Les problèmes d'optimisation surviennent dans l'industrie lorsqu'on souhaite trouver les paramètres régissant la conception ou le fonctionnement qui minimise ou maximise le coût ou le profit d'un système. Souvent des contraintes, qui limitent les valeurs que ces paramètres peuvent prendre, sont imposées.

Les problèmes d'optimisation le plus souvent rencontrés par les ingénieurs réservoir sont l'optimisation du plan de développement, de l'emplacement et des types de puits, l'optimisation des paramètres d'exploitation et des capacités de traitement en surface, avec comme objectif de maximiser le profit, le cumule de production, ou de réduire les coûts.

L'optimisation des paramètres d'exploitation consiste en la recherche de variables de décision permettant d'avoir une récupération maximale. Les variables de décision sont de type continue et bornées à des limites minimales et maximales. Dans notre cas, les contraintes considérées sont de deux types : les contraintes des bornes des intervalles et les contraintes non linéaires, telles que la production d'eau, le water cut ...etc.

#### 6.2. Définition

L'**optimisation** est une branche des mathématiques et de l'informatique en tant que discipline, cherchant à modéliser, à analyser et à résoudre analytiquement ou numériquement les problèmes qui consistent à déterminer quelles sont les solutions satisfaisantes un objectif quantitatif tout en respectant éventuellement les contraintes auxquelles est soumis.

#### 6.3. Optimisation : Pourquoi faire ?

Utilisation en ingénierie :

- Optimisation de processus industriels en vue de gains de productivité.
- Aide à la conception de modèles (optimisation de paramètres).
- Aide à l'étude de modèles complexes paramètres.

### 6.4. Objectif d'optimisation dans notre travail

Notre objectif est d'optimiser les paramètres de la fracture hydraulique par une méthode stochastique intégrée dans le logiciel **Petrel RE** afin d'améliorer le cumul de production du champ en tenant compte des différentes contraintes qui influent sur la production .

### 6.5. Les algorithmes évolutionnaires

Le terme algorithme évolutionnaire (AE) est relatif à une classe de méthodes d'optimisation stochastique qui simule le processus de l'évolution naturelle. Les origines des algorithmes évolutionnaires remontent à la fin des années 50, et depuis 1970, plusieurs méthodes évolutionnaires ont été proposées, principalement concernant les algorithmes génétiques, la programmation génétique et les stratégies d'évolution. Toutes ces approches opèrent sur un ensemble de solutions candidates. Utilisant d'importantes simplifications, cet ensemble est successivement modifié par deux principes de l'évolution : La sélection et la variation.

**La sélection** représente la compétition pour les ressources parmi les êtres vivants. Certains sont meilleurs que d'autres et sont plus aptes à survivre et à transmettre leur matériel génique. Dans les algorithmes évolutionnaires, la sélection naturelle est simulée par un processus de sélection stochastique, chaque solution à une chance de se reproduire un certain nombre de fois, dépendant de leur qualité (Fitness). Donc, la qualité est estimée en évaluant les individus et leur assignant une valeur de fitness, l'autre principe,

**La variation**, limite la capacité de créer de « nouveaux » êtres vivants au moyen du croisement et de mutation.

### 6.6. Les stratégies d'évolution (SE)

Rechenberg<sup>[2]</sup>, 1965 est l'un des premiers à utiliser les SE dans les problèmes d'optimisation continue. Schewefel<sup>[3]</sup>, 1981. En s'inspirant des algorithmes génétiques a introduit de nouvelles versions des SE tout comme pour les AG, les SE sont basées sur les trois principes de l'évolution naturelle : sélection, recombinaison (croisement) et mutation. La SE fait évoluer une population de sélection ; chaque solution est une chaîne de paramètres appelée individu de la population. La population est constituée d'un ensemble de parents noté  $U$  et d'un ensemble d'enfants noté  $\theta$ . Les premières SE ne comportaient qu'un parent et un enfant à la fois dans la population, la mutation étant le seul opérateur, ajouté à un paramètre une valeur aléatoire issue d'une distribution normale de moyenne nulle et d'écart type  $\sigma$ (fixe).

La sélection consistait à prendre le meilleur des deux ( l'enfant et parent) comme individu de la prochaine génération. Cette préférence est guidée par la fonction de qualité ( fitness) de l'individu. Ce type de SE est appelée (1+1)-SE et se caractérise par l'absence de l'opérateur de croisement.

Schewefel a introduit les SE a plusieurs membres, dans lesquelles plusieurs parents participent à la création d'un enfant. Pour ce faire, l'opérateur génétique de croisement a été emprunté aux AG. Ici deux individus sont choisis aléatoirement, et sont combinés pour générer un seul enfant. L'enfant muté remplace le plus mauvais des parents. Cette version est appelée  $(\mu + \lambda)$ SE et  $(\mu, \lambda)$ -SE. La différence entre ces deux versions étant que dans la première, seulement les  $\mu$  meilleurs individus sont choisis parmi les parents et les enfants alors que dans la seconde, les meilleurs ne sont choisis que parmi les enfants.

### 6.7. Description d'algorithme

Pour générer une nouvelle population des solutions, la stratégie d'évolution utilise trois opérateurs inspirés par l'évolution darwinienne : la sélection, la recombinaison (croisement) et mutation. La description suivante de l'algorithme explique le rôle de chaque opérateur et présente les symboles de paramètres de stratégie utilisés dans la Notation  $(\mu/\rho, \lambda) - ES$ ,

#### Dénomination :

$(\mu/\rho, \lambda)$  Ou  $(\mu/\rho + \lambda)$ , ancienne dénomination  $(\mu, \lambda)$  ou  $(\mu + \lambda)$  (Première version : (1/1 + 1))

$\mu$  : Nombre de parents.

$\rho$ : Nombre de "mixage", nombre de parents impliqués dans la création d'un nouvel individu  $\rho \leq \mu$ .

$\lambda$  : Nombre d'individus générés (enfants).

(.) Ou (+) : Schéma de sélection utilisé :

(.) : Sélection : les nouveaux parents sont choisis parmi les enfants uniquement ( $\mu \leq \lambda$ )

(+) : Sélection : les nouveaux parents sont choisis parmi les parents et enfants.

- Commencant par une population d'origine de la taille  $\delta$  , les opérateurs suivants sont appliqués à son tour :

### **a- La sélection :**

La population de parents est triée du meilleur au pire en fonction des valeurs de la fonction objective. Si l'objectif de l'optimisation est la maximisation, cela signifie tri des solutions de valeurs de fonction objective de haut en bas. Si l'objectif est la minimisation, cela signifie de tri du bas en haut. Les premières solutions  $\mu$  dans la liste triée sont ensuite choisies pour fournir le matériel génétique pour la prochaine génération.

La restante solution ( $\delta - \mu$ ) évaluée sont jetées. Le rôle de l'opérateur de sélection est de polariser la recherche vers l'objectif d'optimisation souhaité en appliquant le principe de l'évolution darwinienne.

### **b- Recombinaison :**

Les valeurs des variables des nouveaux individus sont calculées comme la moyenne arithmétique des valeurs correspondantes entre les Parents, par une permutation ou bien la sélection de meilleur parent pour avoir une nouvelle génération qui va subir a des mutations aléatoires dans le but de réparer les des composants indésirables.

### **c- Mutation :**

Perturbe la valeur de chaque variable de contrôle appartenant à l'individu né dans l'étape de recombinaison précédente en ajoutant un terme aléatoire. Ce terme est un échantillon provenant d'une moyenne nulle, de variance unité, la distribution normale et multipliée par la force de mutation  $\sigma$  (Ecart type).

Les étapes de recombinaison et de mutation sont répétées jusqu'à ce que de nouvelles solutions de candidats  $\lambda$  aient été créées. Si la sélection de (,) est utilisée, la nouvelle génération est maintenant terminée. Pour la sélection, (+) l'étape finale consiste à transférer les solutions de  $\mu$  sélectionnées en tant que parents potentiels directement dans la nouvelle génération.

La sélection de (+) garantit que la meilleure solution identifiée jusqu'à présent est retenu dans la population, alors que cela semble, une sélection de (,) caractéristique intuitivement séduisante peut fournir de meilleurs résultats dans certains espaces de recherche.

Chacune des personnes dans la nouvelle génération est ensuite évaluée, remplissant une itération de l'optimisation.

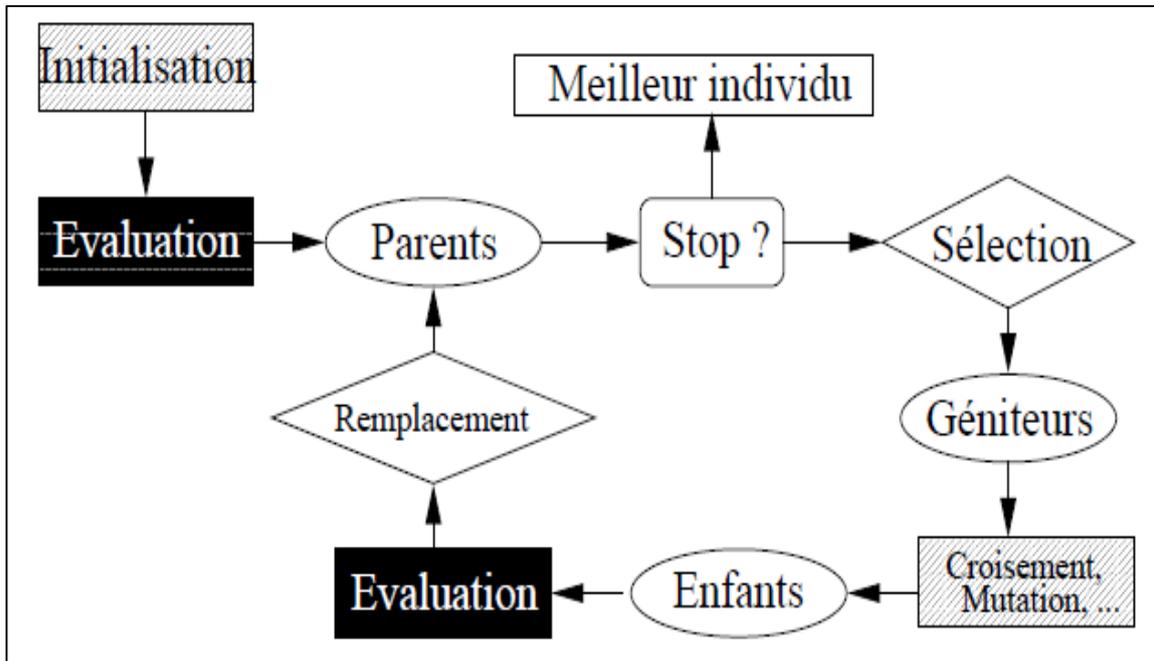


Figure IV.4. Squelette d'un algorithme évolutionnaire.

## **Chapitre V : Etude prévisionnelle de la modélisation et L'optimisation des fractures hydrauliques**

### **1. Introduction**

Ce chapitre est composé de deux parties principales : la première partie est consacrée à la modélisation du gisement (dans notre cas le gisement Gullfaks) en utilisant le modèle dynamique établi préalablement dans le simulateur. Cette étape consiste à générer le modèle par discrétisation du domaine de la fracture hydraulique en utilisant la méthode Local Grid Refinement (LGR) pour le raffinement du maillage.

La seconde partie est consacrée à optimiser les paramètres du réservoir-puits tels que le débit cumulé ou le débit de production en utilisant la méthode d'optimisation basée sur l'algorithme de Stratégie d'Evolution (ES) Cette étape consiste sur l'optimisation des paramètres de la fracture en vue d'une exploitation optimale du réservoir et donc du puits horizontal fracturé.

Pour accomplir ce travail, nous avons utilisés deux logiciels simultanément : le Pétrel RE pour l'implantation du puits horizontal fracturé dans le modèle dynamique du gisement et l'ECLIPSE pour la partie modélisation et optimisation de l'exploitation (la production).

## 2. Description du modèle « Gullfaks »

Le modèle « Gullfaks » est représenté par les coordonnées :

$$X=1509698; \quad Y= 2.228678 \times 10^8$$

La Profondeur d'élévation : Min = - 8324.614 ft ; Max = -5741.026 ft.

*Tableau V.1. Dimension du modèle*

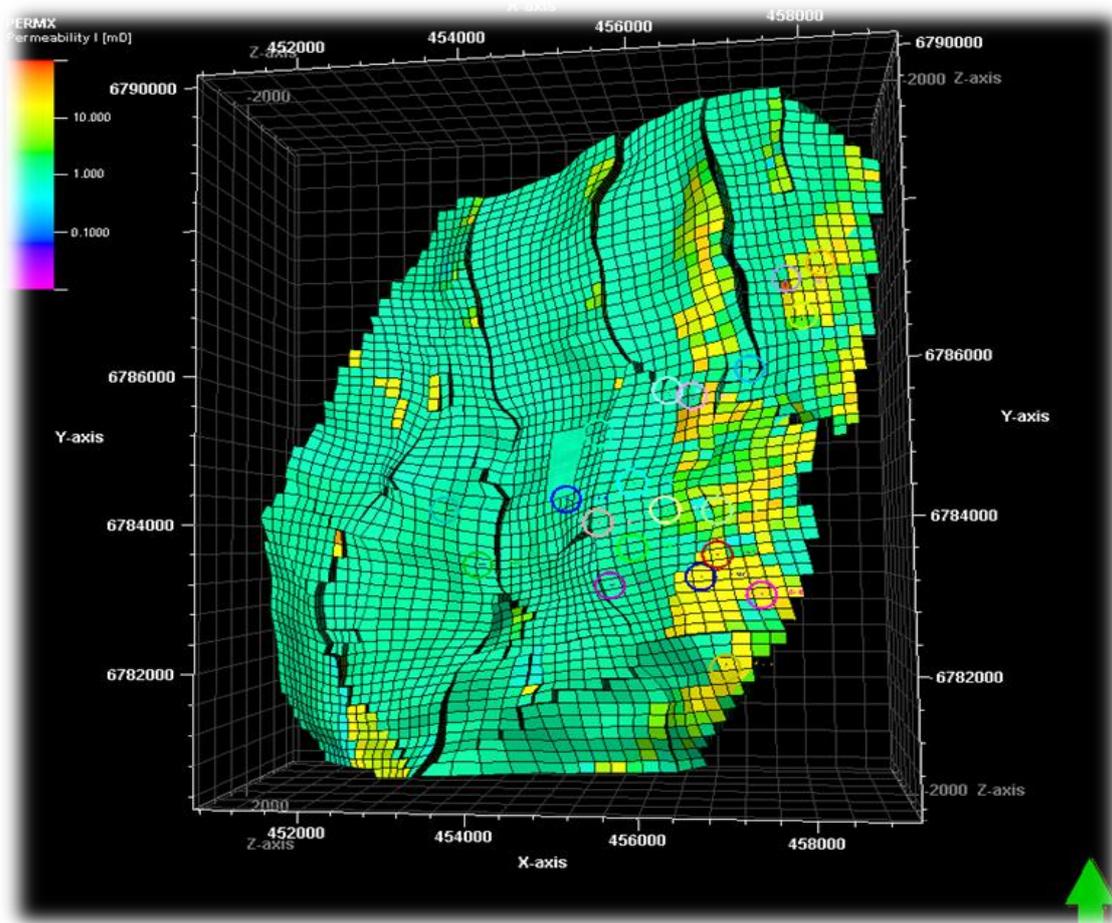
Description	Valeurs
Nombre des cellules (nI x nJ x n grid couches)	53x58x18.
Nombre de nœuds (nI x nJ x n grid couches).	54x59x19.
Nombre total des cellules.	55332.
Nombre total des nœuds.	60534.
Nombre total des cellules en 2D.	3074.
Nombre total des nœuds en 2D.	3186.
$\Delta x$ de cellule.	533.7984 ft.
$\Delta y$ de cellule.	530.9202 ft.
$\Delta z$ de cellule.	43.83893 ft.
Nombre des couches.	19.
Nombre des puits producteurs.	19.
Nombre des puits injecteurs.	05.

*Tableau V.2. Description du réservoir*

Propriétés	valeurs
Perméabilité	0.1md-100md
Porosité	8.5%
NTG	62%
Contacte huile-eau	-6427.146ft
Contacte huile-gaz	-5721.768 ft

**Tableau V.3. Résultat des étude PVT**

Huile	Valeurs
Densité	37.15 °API
Viscosité	0.065 cp-0.105 cp
Pression initial à -6069.536 ft	3974.03 psi
Pression de bulle	3031.28 psi
Facteur volumétrique ( $B_o$ )	1.02-2.312
GOR de dissolution ( $R_s$ )	0.499 MSF/STB



**Figure V.1. Modèle de « Gullfaks »**

### 3. Implantation d'un puits Horizontal

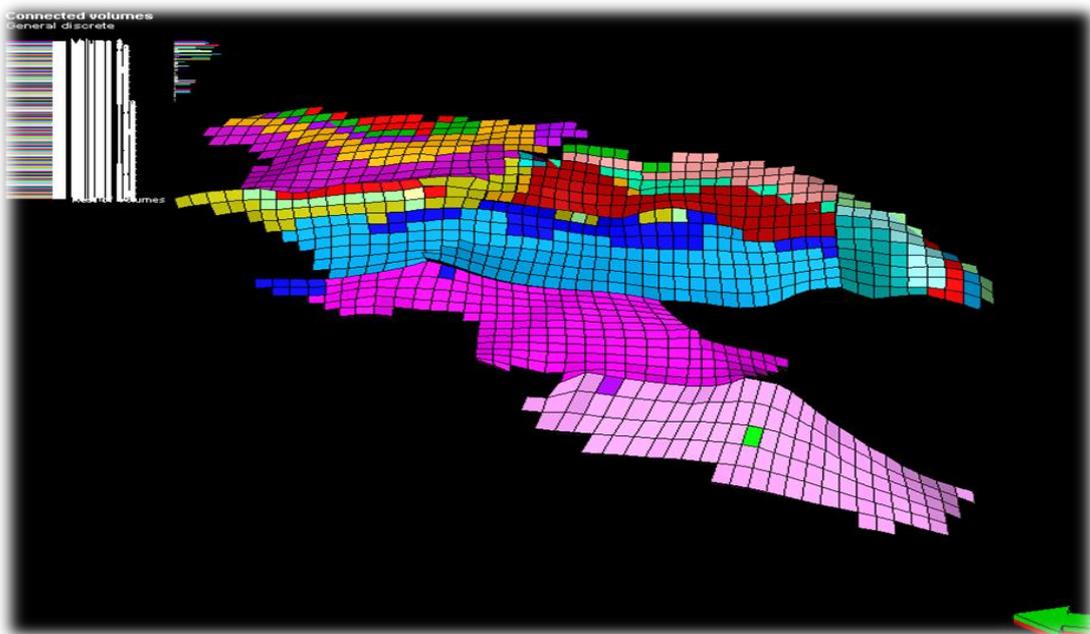
Il existe plusieurs méthodes d'implantation des puits Horizontaux intégré dans le logiciel Petrel RE qui nous aide à choisir le meilleur emplacement pour un nouveau puits horizontal, parmi ces méthodes on site :

- Best fit well.
- Well Optimazer.
- Move well.

Pour mon étude, nous avons utilisé la méthode « Best fit well » car c'est la plus utilisée au niveau du service Engineering de Schlumberger et de plus, elle donne des résultats plus fiables et plusieurs possibilités de localisation. Cette méthode sera exposée en détail dans le prochain paragraphe.

#### 3.1. Méthode de Best fit well

Avant l'utilisation de la méthode « Best fit well », nous avons filtré les saturations pour un intervalle compris entre 0.5 et 0.7, par la suite on a crée une propriété 3D " **Connected Volum**" laquelle connecte les volumes qui ont une saturation dont l'intervalle est préalablement filtré et ayant les meilleurs propriétés pétrophysiques. (*Figure V.2*).



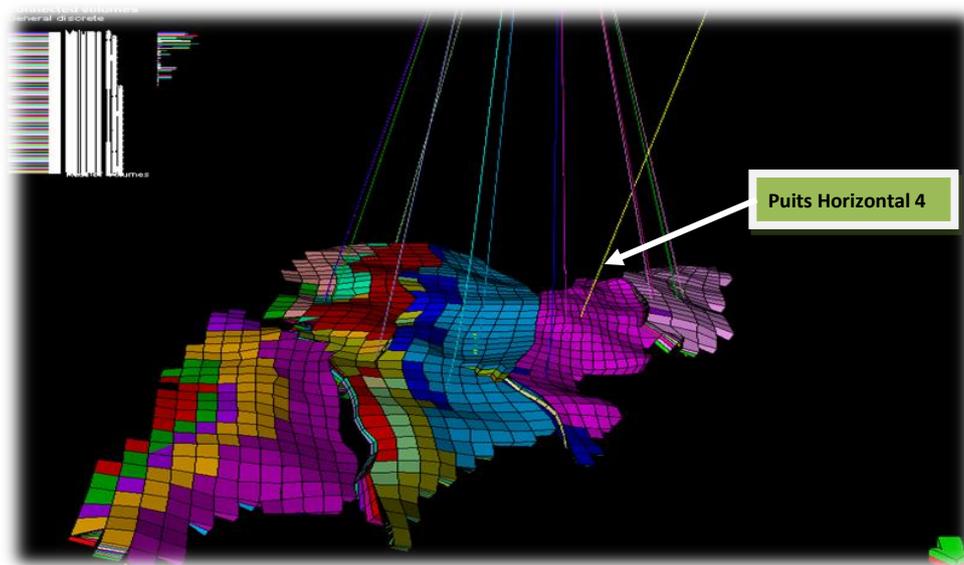
*Figure V.2. Les volumes connectés par Méthode de Best fit well*

Par la suite, on a sélectionné des coordonnées (x,y) du point qui représente la localisation de la tête de puits dans la région objective (TARGET). Puis les données (voir le table V.4) « **InPut** » seront introduites dans un algorithme qui nous donnera plusieurs propositions pour crée un puits.

*Tableau V.4. Les valeurs introduites dans l'algorithme de calcul*

In put	Valeurs
Longueur de puits	Min = 328.083ft Max = 2624.664ft
Les coordonnées de la tête de puits	X = 1486844. Y = 2.224986x10 <sup>7</sup> .
La distance de sécurité entre les puits.	984.249ft

L'exécution de l'algorithme, donne plusieurs propositions d'implantation du puits comme illustré ci-dessous:



*Figure V.3. Les puits Horizontaux proposés*

### 3.2. Critère de sélection du puits

Parmi les propositions de puits à implanter, notre choix s'est porté sur le puits horizontal 4. La sélection de ce puits est tributaire des critères suivants :

- \* La saturation filtrée ;
- \* L'éloignement de WOC et GOC ;
- \* Les propriétés pétrophysiques ;
- \* La distance de sécurité entre les puits (Rayon de drainage) ;
- \* L'éloignement des failles.

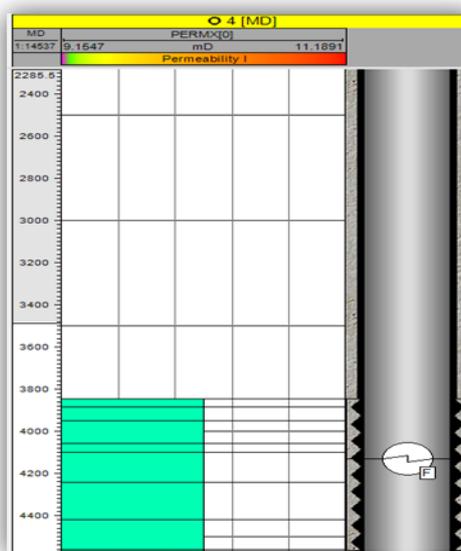
### 3.3. Description du puits (Horizontal 4).

*Tableau V.5. Localisation du puits Horizontal 4*

Coordonné X de la tête de puits	453191.28
Coordonné Y de la tête de puits	6781779.00
Longueur de puits	14997.1ft
TVD	6281.674ft

*Tableau V.6. Complétion du puits Horizontal*

Complétion	Valeurs		
Casing C-API-6.625/J-55/20.00	ID (in)	OD (in)	OR (in)
	6.04900	6.62500	0.00060
Perforation	Toit MD (ft)	Mur MD (ft)	
	12618.56	14949.76	



*Figure V.4. Complétion de puits « Horizontal 4 »*

#### 4. Modélisation des fractures hydraulique par la méthode LGR

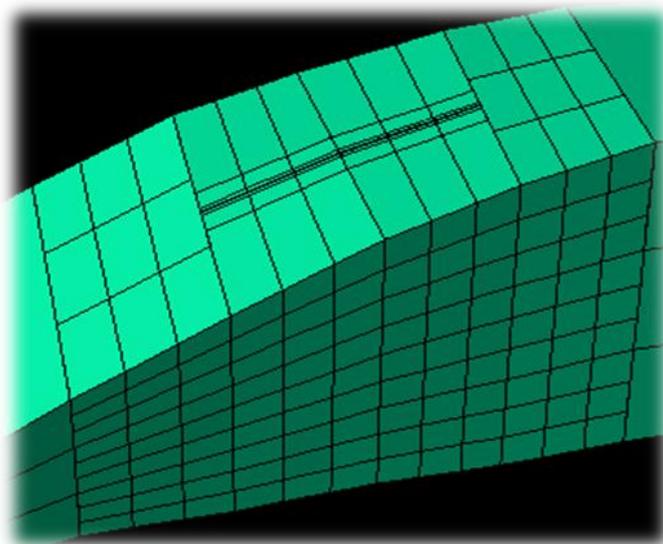
Etant donné que le puits a été implanté dans une région compacte « Tight reservoir » caractérisée par une très faible perméabilité, le recours à la fracturation hydraulique est inévitable pour l'extraction de l'huile. Par conséquent, nous avons généré le maillage en discrétisant le domaine de travail par la technique LGR. Le protocole est le suivant :

- Choix des paramètres initiaux pour la fracture.
- Cree un maillage raffiné et localisé autour de la fracture (**LGR**).
- Analyse des résultats de la simulation.

##### 4.1. Paramètres de la fracturation hydraulique

*Tableau V.7. Les Paramètres initiaux de la fracturation hydraulique*

Les Paramètres initiaux de la fracture	Valeurs
Centre de la fracture (ft)	13550.78
Perméabilité (md)	10000
Longueur (ft)	164.0415
Hauteur (ft)	164.0415
Largeur (in)	0.19685



*Figure V.5. LGR :  $N_x=12$   $N_y= 18$   $N_z=27$  /  $N_{perp}=6$   $N_{parll}=7$  Et  $N_z=9$*

Tableau V.8. Les Paramètres LGR

LGR de puits	Valeurs
Nombre des cellules raffinées	12x18x27
Nombre de nœuds	13x19x28
Nombre total de cellules raffinées	5832
Nombre total des nœuds	6916
LGR de la fracture initial	Valeurs
Nombre de cellules raffinées	6x7x9
Nombre de nœuds	7x8x10
Nombre total de cellules raffinées	378
Nombre total des nœuds	560

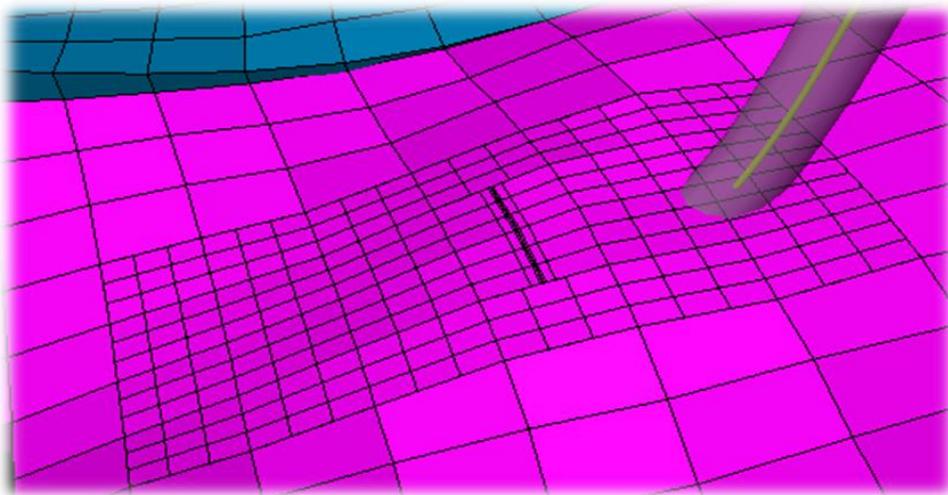


Figure V.6. LGR Puits- Frac

**Remarque :**

Les résultats obtenus par les paramètres initiaux de la fracture hydraulique sont appelés « cas ou scénario » et sera utilisé par la suite dans l'étape de la sensibilité et de l'incertitude de l'optimisation de la fracture hydraulique.

## 5. Optimisation de la fracture hydraulique

L'objectif principal de l'optimisation de la fracture hydraulique est d'obtenir la meilleure géométrie possible de la fracture qui va améliorer la productivité du champ et nous donne ainsi le maximum de production cumulée. Pour cela, plusieurs scénarios ont été simulés et dans chaque cas, nous avons obtenu de nouveaux paramètres ou variables ( $K_f$ ,  $H_f$ ,  $L_f$  et  $W_f$ ). L'optimisation passe par les étapes suivantes :

### 1- Etude de Sensibilité : (Equal Spacing)

Premièrement, on va choisir la fonction objective qu'on veut optimiser qui est dans notre cas, la production cumulée d'huile. Le principe de l'étude de sensibilité est de fixer trois paramètres de la fracture et faire varier le quatrième paramètre dans le but de voir l'influence de chaque paramètre sur la fonction objective.

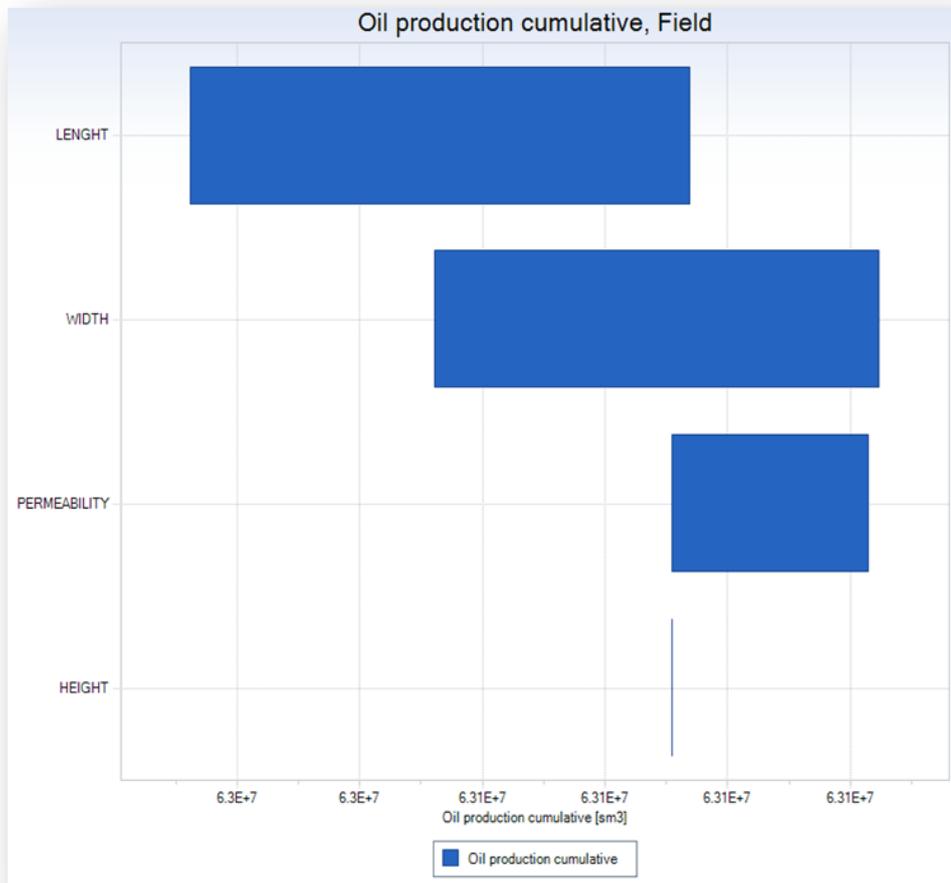
Les étapes de l'étude de sensibilité sont comme suite :

- Sélectionner les variables ou paramètres géométriques de la fracture hydraulique;
- Sélectionner des intervalles (Min et Max) pour les différents variables de la fracture hydraulique ;
- Diviser l'intervalle de chaque variable ;
- Sélectionner les variables qui ont un intervalle d'influence beaucoup plus sur la fonction objective.

*Tableau V.9. Les valeurs nécessaires pour réaliser l'étude de sensibilité*

Variables	Valeur de base	Valeur Min	Valeur Max
Hauteur	164.0415 ft	164.0415 ft	393.6996 ft
Longueur	164.0415 ft	164.0415 ft	984.249 ft
Perméabilité	10000 md	10000 md	100000 md
Largeur	0.19685 in	0.1 in	0.3 in

Les résultats de la sensibilité sont représentés par « Tornado plot » comme suite:



**Figure V.7. Intervalle d'influence de chaque paramètre**

A partir des résultats de la sensibilité on distingue que :

Les variables qui influent beaucoup plus sur la fonction objective « production cumulée du champ » sont :

- La longueur  $L_f$ .
- La largeur  $W_f$ .
- La perméabilité  $K_f$ .

Par contre l'influence de la hauteur  $H_f$  est négligeable.

### 2- Etude d'incertitude : (MONTECARLO)

Le principe de la méthode MONTECARLO est de recombinaison les valeurs des différents paramètres ( $H_f$ ,  $L_f$ ,  $K_f$  et  $W_f$ ) pour former des nouveaux cas avec des paramètres optimaux, on tenant compte que le choix de recombinaison entre les paramètres est aléatoire (stochastique).

L'étude d'incertitude nous donne les meilleurs cas ou scénarios pour lesquels on va initialiser l'optimisation.

**Tableau V.10. Les valeurs obtenues par la méthode MONTECARLO**

Item	\$WIDTH	\$PERMEABILITY	\$LENGHT	\$HEIGHT	\$Objective_function_1
HW_LGR_1_48	0.188198492385632	11751.0147404401	148.631550035096	69.3013092440565	63012348
HW_LGR_1_50	0.107861568041017	10594.5616016114	131.556443983276	64.7038789025544	63060840
HW_LGR_1_46	0.146905117954039	11498.0010376293	88.0623798333689	50.572099978637	63083348
HW_LGR_1_41	0.120238654744102	14237.8460036012	118.444166386914	55.0894497512741	63084236
HW_LGR_1_47	0.172935575426496	13252.1897030549	107.855769524216	53.0669270912809	63105500
HW_LGR_1_45	0.275796380504776	10483.2453382977	50.6707968382824	56.851893673513	63121284
HW_LGR_1_44	0.229058503982665	12938.3526108585	125.973082674642	67.2096316415906	63128272
HW_LGR_1_49	0.209783623767815	14597.5676747948	94.1764580217902	61.5021210364086	63131320
HW_LGR_1_43	0.259050874355297	12315.5919064913	74.4743186742759	63.710074159978	63135784
HW_LGR_1_42	0.295226905117954	13983.3674123356	66.8489638966033	59.099765007477	63163032

### 3- Etude d'optimisation : (Stratégie d'Evolution)

L'objectif de l'optimisation est de sélectionner le meilleur cas possible qui représente l'individu optimal (ayant des paramètres géométriques optimaux de la fracture) et qui va maximiser la fonction objective.

- L'initialisation de l'optimisation par les meilleurs cas de l'étude de l'incertitude.
- Les données nécessaires pour lancer l'optimisation sont :

**Tableau V.11. Valeurs nécessaires pour lancer l'optimisation**

Itérations	250
Nombre des enfants	20
Nombre des parents	10
Ecart Type	0.1
Nombre des enfants / parents	2
Facteur de déstabilisation	2

**Tableau V.12. Résultats finaux de l'optimisation**

Item	\$WIDTH	\$PERMEABILITY	\$LENGHT	\$HEIGHT	\$Objective_function_1
HW_LGR_1_378	0.271515494655592	98346.0668869385	204.327526804338	118.500845817084	63012576
HW_LGR_1_379	0.263196929052098	98947.9282459953	299.366911310367	112.282493405337	63012576
HW_LGR_1_383	0.269283104440795	99910.2760483298	206.627376440696	119.467617867867	63012576
HW_LGR_1_386	0.25321355394703	99305.6849763091	287.327461324939	119.977617726684	63012576
HW_LGR_1_389	0.268172659179276	96807.6691389851	230.698078244204	114.60950319318	63012576
HW_LGR_1_394	0.262121834131946	98211.8393999178	235.79828153567	110.731372236368	63012576
HW_LGR_1_398	0.281956692636924	99504.7120494756	264.413747439335	119.831741803121	63012576
HW_LGR_1_399	0.282057838543514	99561.3536717584	240.255332387197	117.27648553338	63012576
HW_LGR_1_400	0.283564805542203	98952.4886830722	220.452352019293	117.766845269632	63012576
HW_LGR_1_401	0.287232292805113	98203.98898564	256.611191418742	113.259570724422	63012576
HW_LGR_1_402	0.276651889272595	99527.2272302029	258.200177539385	116.235379873322	63012576
HW_LGR_1_403	0.270781186764702	99005.4890576436	197.949	119.687450285185	63012576
HW_LGR_1_404	0.27890601222471	98961.9354960282	295.280581310796	114.887256203897	63012576
HW_LGR_1_405	0.286213139803245	97775.4352479179	220.25183816275	117.192053152032	63012576
HW_LGR_1_408	0.287278980323405	98786.3368892581	263.227655405525	114.543337053666	63012576
HW_LGR_1_409	0.275998804931921	98987.031427175	213.262786752938	115.2267345905	63012576
HW_LGR_1_410	0.26560814300938	98488.1967808143	210.199738009562	118.900130886659	63012576
HW_LGR_1_411	0.27776318943927	99553.0020246147	242.088557662061	115.853183300538	63012576
HW_LGR_1_413	0.279978198538732	100000	206.444443245789	118.732032313417	63012576
HW_LGR_1_414	0.286798765129738	98223.7444636242	255.39664243063	114.595697178922	63012576
HW_LGR_1_416	0.28528560331842	99204.6727323945	199.545861219839	115.733270609518	63012576
HW_LGR_1_417	0.274325961480668	99654.9718815433	197.949	116.876423125689	63012576
HW_LGR_1_387	0.297358925816304	98055.1260956905	216.215444370957	110.458410523889	63012580
HW_LGR_1_406	0.28882157915178	98917.7699988378	232.856953739853	111.712572400801	63012580
HW_LGR_1_407	0.295461926039304	99089.7347127513	212.289501107617	112.415469600283	63012580
HW_LGR_1_415	0.290326193596235	98724.1524244619	223.189066331483	114.054738649892	63012580
HW_LGR_1_418	0.291278752872093	99798.5147440752	221.689310637585	114.855449463027	63012580

Le cas optimal correspondant à la valeur maximale du cumule de production est obtenu en tenant compte de l'étude des sensibilités des paramètres précédemment effectuée (fig.V.7). Dans notre cas, il s'agit du Cas\_418 dont les valeurs sont regroupées dans le tableau ci-dessous :

**Tableau V.13. Les paramètres optimaux de la fracture hydraulique.**

Case_418		Variables			
		H (ft)	L (ft)	K (md)	W (in)
Intervalle	Min	164.0415	164.0415	10000	0.1
	Max	393.6996	984.249	100000	0.3
<b>Résultat</b>		<b>376.8033</b>	<b>727.2944</b>	<b>99798</b>	<b>0.291</b>

Fonction objective = cumulative : **3,963 x 10<sup>8</sup> STB**

Et comme le puits horizontal traverse le même drain qui a les mêmes propriétés pétro physique, on a proposé un autre scénario pour réaliser une fracturation multi stages.

Dans la partie qui va suivre, nous allons simuler trois scénarios en vue de l'augmentation de la production cumulée qui constitue notre fonction objective. Pour atteindre cet objectif, nous avons modélisé notre système.

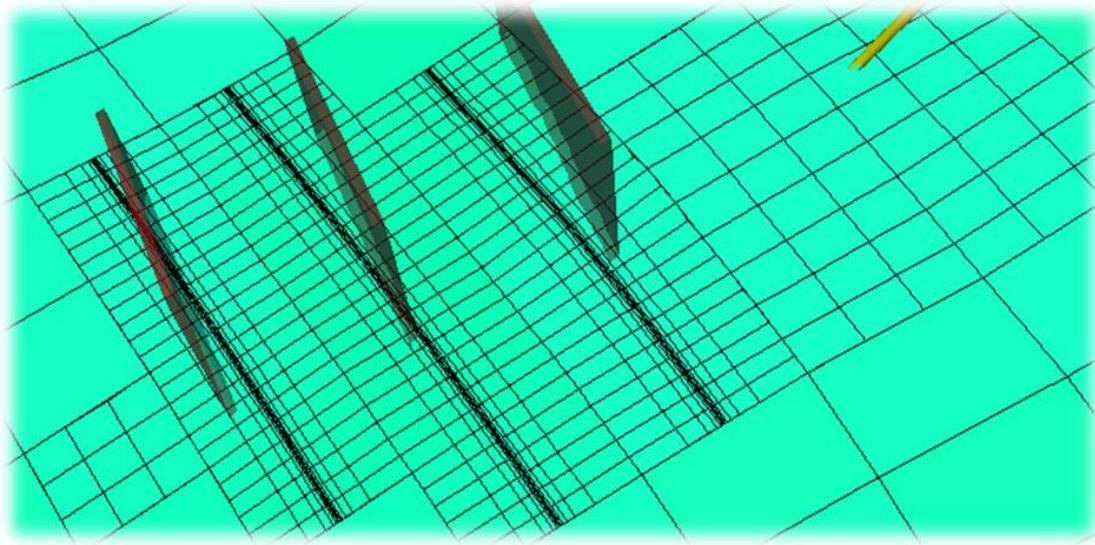
## 6. Modélisation des fractures

*Tableau V.14. Résultats des LGR des trois fractures*

<b>LGR de la fracture hydraulique_01</b>	<b>Valeurs</b>
Nombre de cellules raffinées	24x13x18
Nombre de nœuds	25x14x19
Nombre total de cellules raffinées	5616
Nombre total des nœuds	6650

<b>LGR de la fracture hydraulique_02</b>	<b>Valeurs</b>
Nombre de cellules raffinées	30x13x18
Nombre de nœuds	31x14x19
Nombre total de cellules raffinées	7020
Nombre total des nœuds	8246

<b>LGR de la fracture hydraulique_03</b>	<b>Valeurs</b>
Nombre de cellules raffinées	24x13x21
Nombre de nœuds	25x14x22
Nombre total de cellules raffinées	6552
Nombre total des nœuds	7700



*Figure V.8. Représentation des trois fractures*

*LGR\_01 :  $N_x=12$   $N_y= 18$   $N_z=27$  /  $N_{perp}=24$   $N_{parll}=13$  Et  $N_z=18$*

*LGR\_02 :  $N_x=12$   $N_y= 18$   $N_z=27$  /  $N_{perp}=30$   $N_{parll}=18$  Et  $N_z=19$*

*LGR\_03 :  $N_x=12$   $N_y= 18$   $N_z=27$  /  $N_{perp}=24$   $N_{parll}=13$  Et  $N_z=21$*

## 7. Les résultats obtenus avec le simulateur

### 7.1. Présentation des différents scénarios

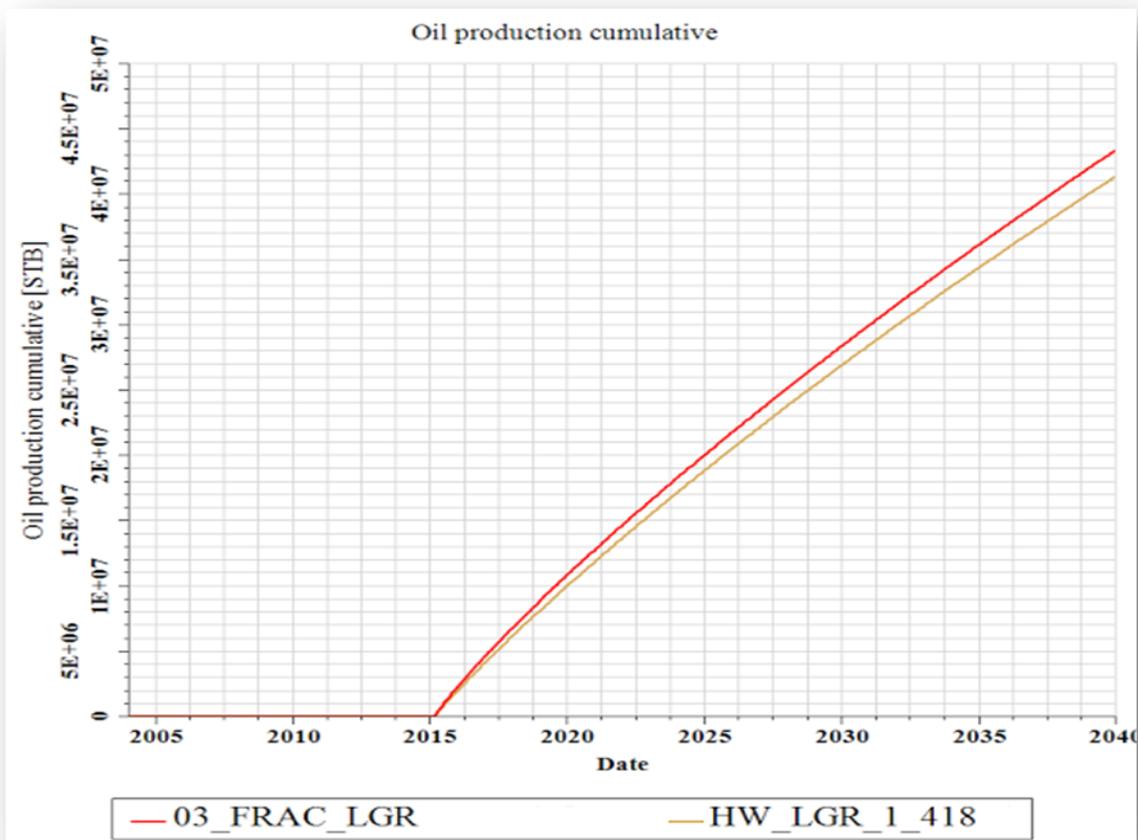
Tout d'abord, nous voulions voir d'une part, les performances du nouveau puits horizontal implanté, en comparant les résultats de la simulation obtenu entre les scénarios 1 et 2 cas et d'autre part, l'influence du puits implanté sur la production cumulée du champ de GULLFAKS (scénario B et C).

- **Le premier scénario « HW\_LGR\_1\_418 »** représente le débit cumulé du puits « Horizontal 04 » après une seule fracture hydraulique.
- **Le deuxième scénario « 03\_FRAC\_LGR »** représente le débit d'huile cumulé du puits « Horizontal 04 » après une fracturation hydraulique « Multi Stage ».
- **Le scénario A (Gullfaks)** : une prévision de production cumulée du champ jusqu'à 2040 avec un nombre des puits producteurs inclinés égale à 19 puits et 05 puits injecteurs.

- **Le scénario B (HW\_LGR\_1\_418)** : une prévision de production cumulée du champ après l'implantation d'un nouveau puits producteur « Horizontal 04 » fracturé (une seule fracture avec des paramètres géométriques optimaux)
- **Le scénario C (03\_FRAC\_LGR)** : une prévision de production cumulée du champ après une fracturation hydraulique multi stage (03 fractures avec des paramètres optimaux).

## 7.2. Performance du Puits Horizontal 04 :

### A. Débit cumulé d'huile:



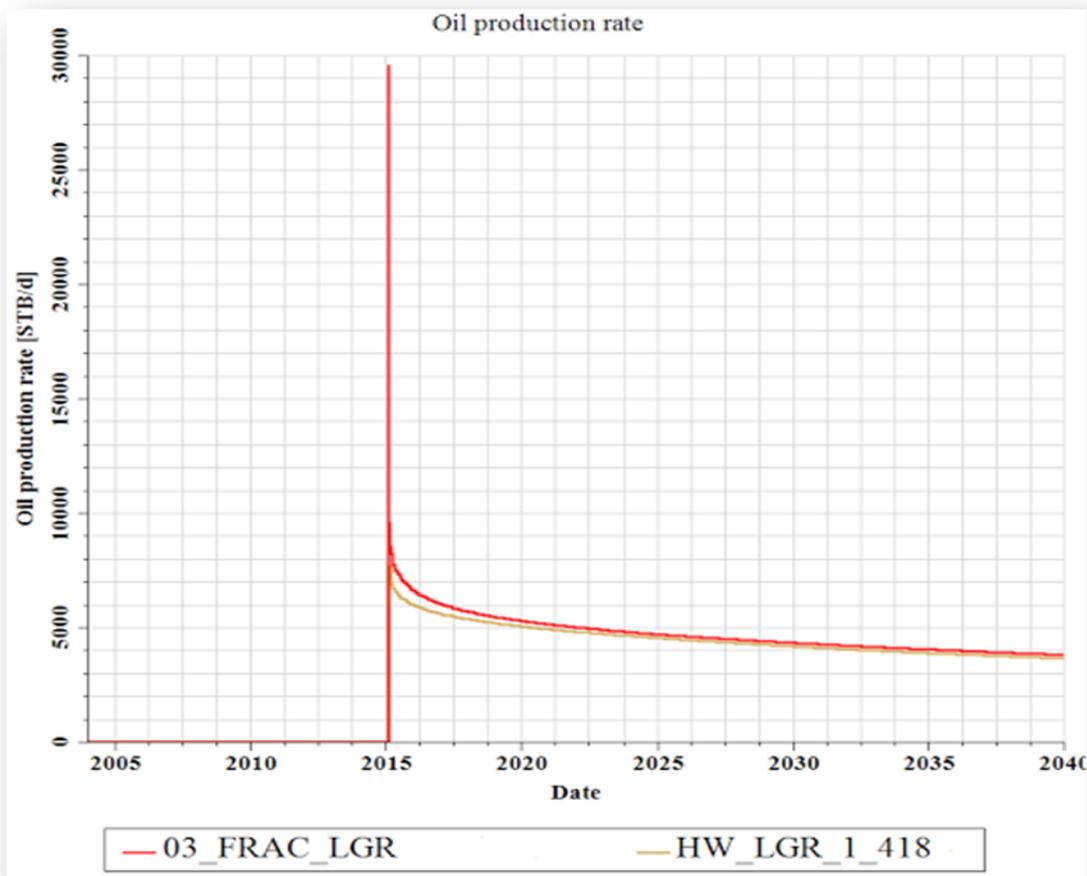
*Figure V.9. Production cumulée du puits pour les deux scénarios*

La figure ci-dessus (*Figure V.9*) représente le débit d'huile cumulé de puits « Horizontal 04 » à partir de la date de son implantation en 2015 jusqu'à la fin de l'année de la simulation en 2040 pour les deux cas (HW\_LGR\_1\_418) et (03\_FRAC\_LGR).

On remarque que dans les scénarios (1 et 2), on obtient un résultat positif et un cumule de production d'huile qui augmente linéairement par rapport au temps. En effet, le premier

scénario donne un cumule de production d'huile de  $41,525 \times 10^6$  STB durant une période de 25 ans de production, alors que dans le deuxième scénario le débit d'huile cumulé par le puits est égale à  $43,559 \times 10^6$  STB. Donc l'implantation d'un puits horizontal fracturé avec trois fractures donne un profit supplémentaire en terme de la production cumulée environ de  $2,033 \times 10^6$  STB par rapport au premier cas. Cette différence peut être expliquée par l'intervalle des trois fractures qui vont automatiquement avoir une plus grande surface de contact entre la formation et le drain de production.

**B. Débit de production :**



*Figure V.10. Débit d'huile du puits pour le deux scénarios*

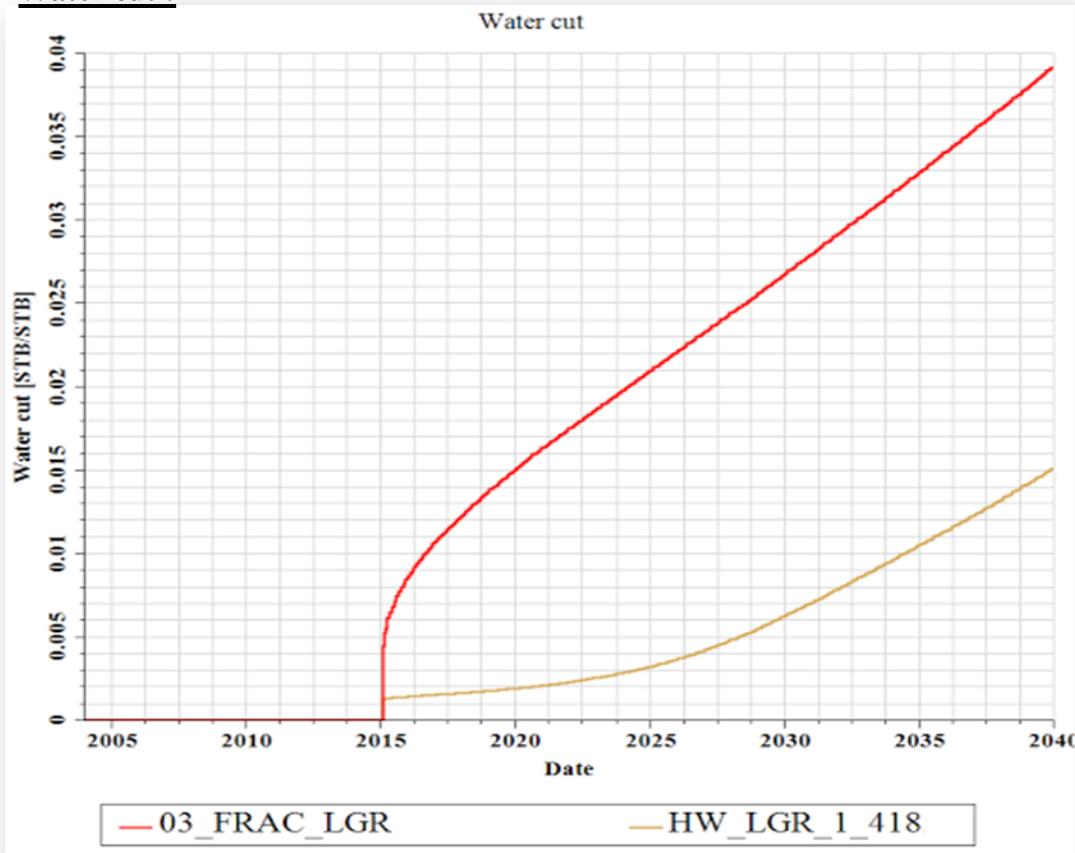
La figure (*Figure V.10*) représente la simulation du débit de production de puits « Horizontal 04 » jusqu'en 2040 pour les deux scénarios (HW\_LGR\_1\_418) et (03\_FRAC\_LGR).

On observe qu'après la simulation de la fracturation du puits « Horizontal 04 » avec le premier scénario on a un débit initial d'une valeur de  $7,758 \times 10^3$  STB/D. Par la suite le débit diminue progressivement jusqu'à une valeur de  $3,710 \times 10^3$  STB/D en 2040.

Avec le deuxième scénario, nous avons un débit initial élevé d'une valeur de  $29,647 \times 10^3$  STB/D (une courbe en exponentielle), due au dégorgement du puits (cas typique où l'on a un retour des fluides de fracturation mélangé aux hydrocarbures emmagasinés dans le réservoir). Cet excès de débit peut être aussi expliqué par la différence de pression élevée entre la fracture et le drain de production. Par la suite le débit diminue brusquement à une valeur de  $9,066 \times 10^3$  STB/D (c'est la phase de stabilisation des pressions). Une fois la pression est stabilisée, le déclin du débit est plus long appelé la période de plateau de production puis, le débit diminue graduellement pour atteindre une valeur de  $3,864 \times 10^3$  STB/D en 2040.

Pour conclure, après une période de production de 25 ans, la différence entre les deux scénarios est égale à 154 STB/D. Nous pouvons dire que la simulation de la fracturation du puits « Horizontal 04 » donne un meilleurs résultat avec le deuxième scénario.

**C. Water cut :**



*Figure V.11. Le Water Cut du puits pour le deuxième et les deux scénarios*

L'étude de la sensibilité du Water cut (Quantité d'eau produite) pour les scénarios 1 et 2 a révélé que pour le premier cas est de l'ordre de 0.015 STB/STB alors que pour le scénario 2, il est d'environ de 0.04 STB/STB. Cet écart du water cut entre les deux scénarios qui est de 0,024079775 STB/STB, environ 2.4% est assez faible et n'affecte pas donc les limites économiques.

### 7.3. Influence du puits sur le champ

#### Débit cumulé d'huile :

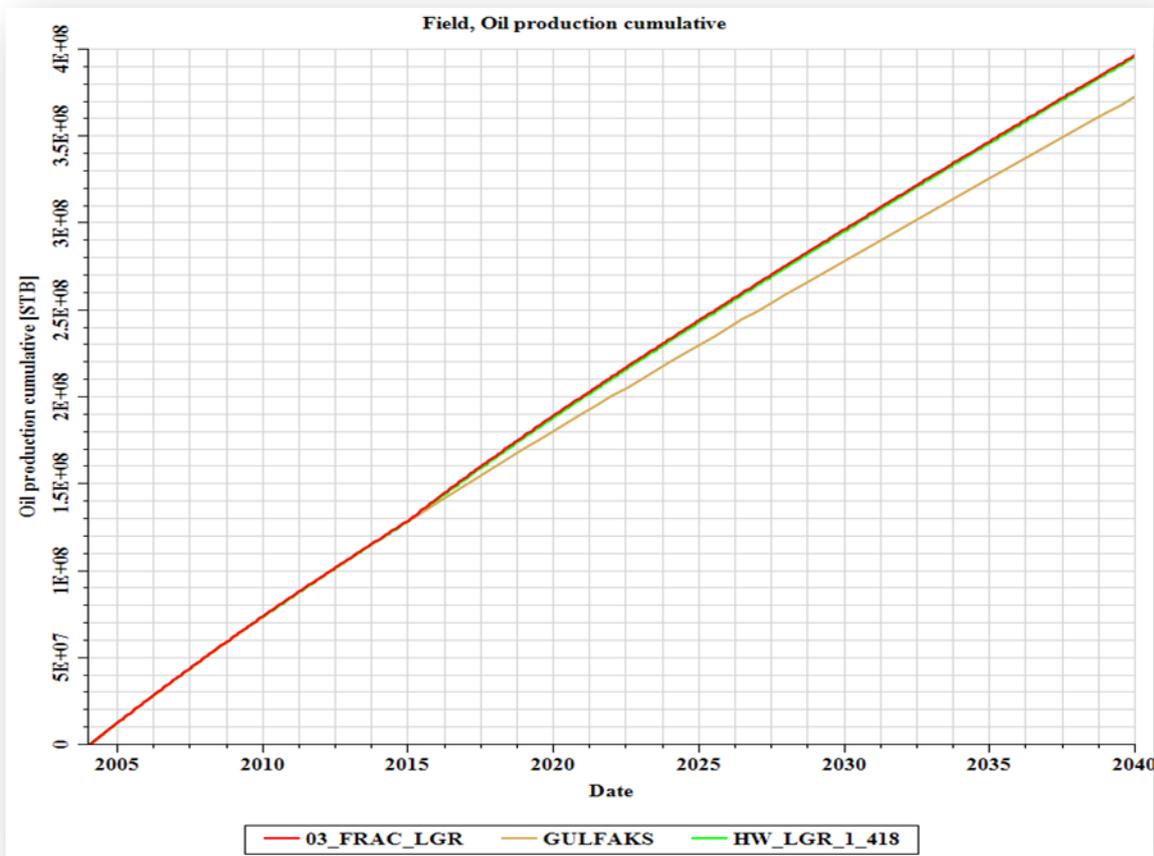


Figure V.12. Débit d'huile du champ Gullfaks pour les trois scénarios

La figure ci-dessus (*Figure V.12*) représente la production cumulée prévisionnelle du champ Gullfaks pour les trois scénarios à l'horizon de 2040.

L'analyse des courbes de prévision de la production cumulée du champ permet de dégager les points suivants :

- Le scénario A représentant le champ actuel de Gullfaks (19 puits sans l'implantation du nouveau puits horizontal fracturé) permet d'obtenir un gain de production cumulé de  $3.733 \times 10^8$  STB.
- Le scénario B, relatif à l'implantation du nouveau puits fracturé « HW\_LGR\_1\_418 » permet d'obtenir un profit technique environ de  $3.963 \times 10^8$  STB de production cumulée jusqu'à l'année 2040.
- Le scénario C « 03\_FRAC\_LGR » donne un résultat positif environ  $3.974 \times 10^8$  STB à l'horizon 2040. L'écart est estimé à  $24.097 \times 10^6$  STB par rapport au scénario A et de  $1.088 \times 10^6$  STB par rapport au scénario B.

Pour conclure, nous pouvons dire que l'implantation d'un nouveau puits horizontal fracturé a un impact significatif sur la production cumulée du champ. Ceci étant une approche technique. Il va rester à confirmer cette hypothèse en menant une étude économique pour prendre une décision définitive.

## Chapitre VI : Etude économique

### 1. Introduction

Lors de l'exploitation de gisements « non conventionnels », la préparation d'un puits peut représenter près de 60 % du coût total d'exploitation contre 15 % en moyenne pour un forage « conventionnel » vertical dans une formation située à la même profondeur. Cela est notamment dû aux opérations de fracturation et aussi au recours au forage horizontal qui nécessite un nombre plus important d'équipements de forage et de complétion. Par exemple, un puits vertical d'un gisement « conventionnel » de 2000 mètres de profondeur nécessite 2000 mètres de tubes. Lorsqu'un forage horizontal est effectué, toute la partie horizontale nécessite en général 1000 à 3000 mètres de tubes supplémentaires.

Pour l'exploitation d'un puits situé aux États-Unis, le coût d'une multi-fracturation hydraulique se situe entre 1 et 4 millions de dollars selon l'AIE. En Europe, on estime que les coûts d'extraction pourraient être 30 % à 50 % plus élevés qu'aux États-Unis où la technologie est désormais mature et où se trouve aujourd'hui près de la moitié des plateformes de forage dans le monde. Notons que l'amélioration des techniques permet d'augmenter la rentabilité de certains gisements et d'en mettre d'autres en production.

L'économie des développements de l'offshore profond exige une grande maîtrise du forage en raison de son coût extrêmement élevé. Le coût d'exploitation des puits offshore peut aller de 100 mille dollars jusqu'à 1 million de dollars par jour.

Les campagnes de forage et de fracturations pèsent lourdement sur l'économie des développements en offshore profond. Du calcul de la trajectoire des puits jusqu'à la conception des équipements,

### 2. Les estimations des coûts d'un forage offshore en mer du nord

Avant toutes opérations de forage qu'elle soit onshore ou offshore, une estimation globale du coût doit être effectuée.

Dans le cas d'un forage dans un domaine complètement nouveau avec peu ou pas de données de forage (données de puits déjà existant dans le même périmètre), l'estimation du coût de l'opération de forage ne peut être qu'une approximation, dans la plupart des cas.

Pour l'estimation du coût du puits horizontal qu'on a proposé dans notre étude, nous nous sommes basés sur certaines données de puits précédentes qui donne une approximation raisonnable du coût total.

Une distribution typique des coûts de forage d'un puits dans la mer du Nord est indiquée dans le tableau ci-dessous :

<b>Le coût de forage d'un puits horizontal</b>		
	(x 1000 \$)	%
Tête de puits	105	1.1
Equipement de surface et ligne de production	161	1.7
Casing et équipement de fond	1465	15.5
<b>Sous-total</b>	<b>1731</b>	<b>18.3</b>
Structure de forage	2061	21.8
Survielle de forage directionnel	319	3.4
Logging/testing/perforation	603	6.4
Traitement de boue / produits chimiques	858	9.1
Cimentation	288	3.0
L'outil de forage	282	3.0
<b>Sous-total</b>	<b>4411</b>	<b>46.7</b>
Transport	1581	16.7
Equipement de location	391	4.1
Communications	120	1.3
Mobilisation	686	7.3
Énergie et carburant	225	2.4
Supervision	300	3.2
<b>Sous-total</b>	<b>3303</b>	<b>35.0</b>
<b>Coût total du puits</b>	<b>9 445 000 \$</b>	<b>100 %</b>

### 3. L'estimation du coût de l'opération de fracturation hydraulique

Les coûts des opérations de fracturation hydraulique sont estimés par la société de service Schlumberger comme suit:

Opération	Cout total en \$
Fracturation (One Stage)	1 500 000
Fracturation (Multi Stage)	4 500 000

### 4. Le Payout de l'opération

Le Payout d'une opération est égal au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement, pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement. (Suivant la formule suivante) :

$$payout (jours) = \frac{cout\ en\ volume\ équivalent\ (bbl)}{gain\ net\ en\ production\ (bbl/jour)}$$

**Remarque :**

Le prix de base sur lequel est calculé le Payout en 2015 est de 65 US \$/bbl.

Pour notre calcul on a utilisé une valeur pessimiste en ce qui concerne le prix de baril. En prenant la moyenne entre sa valeur la plus basse et sa valeur actuelle. (*Soit 55 US \$/bbl*).

### 5. Résultats techniques

Scénarios	Cumulative de production jusqu'à fin 2015 en STB	Cout du forage horizontal plus l'opération de fracturation en \$	PayOut en Jours
Puits Horizontal avec 1 fracture	1993368,928	10 945 000	37
Puits Horizontal avec 3 fractures	2276821,6	13 945 000	41

Etant donné le temps requis pour amortir l'investissement est court (moins de deux mois) alors, le projet concernant l'implantation d'un nouveau puits horizontal dans le gisement de Gullfaks est rentable.

## Conclusion et Recommandations

Une meilleure préparation et interprétation des opérations de forage et de fracturation hydraulique nécessite le maximum de données. Pour faire une simulation et une analyse approfondie qui vise essentiellement à identifier les causes de succès ou d'échec, afin d'éviter les problèmes éventuels et d'améliorer les procédés de mise en production des réservoirs par l'amélioration du choix de l'implantation du ou des puits producteurs ou injecteurs.

La simulation et l'optimisation des paramètres de la fracture hydraulique que nous avons effectuée dans notre étude nous a permis de tirer les conclusions et recommandations

Suivantes :

- L'étude d'optimisation est nécessaire pour planifier un programme d'opération de fracturation hydraulique et surtout s'il est renforcé par une étude géomécanique ;
- La modélisation numérique par la méthode LGR d'une fracture hydraulique est un outil qui nous permet d'estimer la productivité du puits fracturé avec une grande précision ;
- Pour améliorer la modélisation des fractures hydrauliques il est préférable d'optimiser les paramètres de LGR ;
- L'implantation des puits horizontaux fracturés semble être le scénario le plus approprié pour le développement du champ Gullfaks ;
- De point de vue économique il est préférable d'étudier le nombre des fractures hydrauliques faites le long du drain dans le but de maximiser la récupération et minimiser les coûts de fracturation.

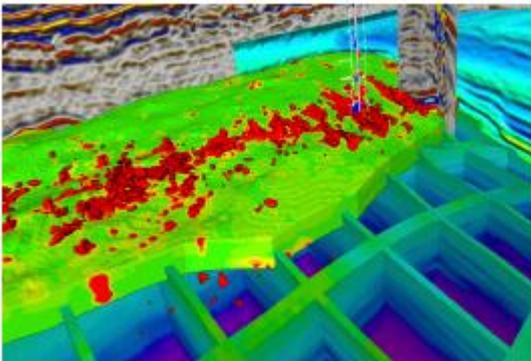
## Annexe A1

### A propos du logiciel Petrel RE 2014:

La dernière version de la plate-forme du logiciel Petrel E & P (Engineering et Production) présente un large éventail de nouvelles fonctionnalités et améliorations de qualité couvrant la stabilité, les performances et la fiabilité. L'interface est agencée de manière logique ; les données de la fenêtre 3D permettent de vous concentrer sur le flux de travail géoscientifiques pertinents pour votre projet.

### Les améliorations de Petrel 2014 :

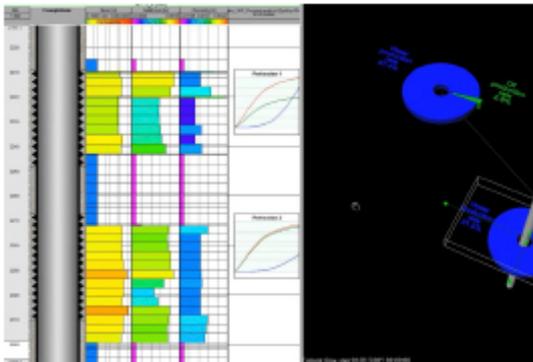
1- La prédiction des propriétés et la distribution de fluide dans le réservoir.



#### **Predict reservoir properties and fluid distribution**

Integrated quantitative interpretation (QI) workflows assist in predicting reservoir properties and fluid distribution.

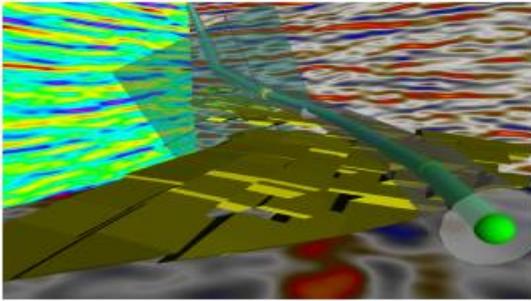
2- Analyse de production.



#### **Production analysis and bubble-mapping**

Production analysis and bubble-mapping in context of geological zones of interest.

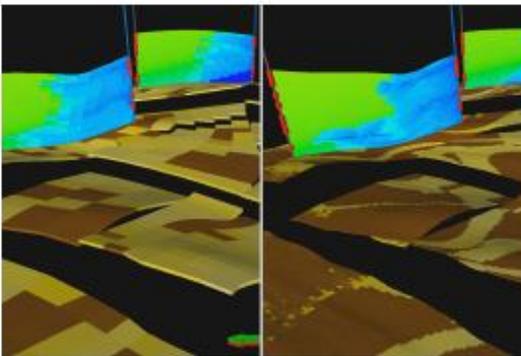
3- Eliminer l'incertitude de trajectoire.



### **Eliminate trajectory uncertainty**

Well trajectory design in context of geological targets with the ellipsoid of uncertainty.

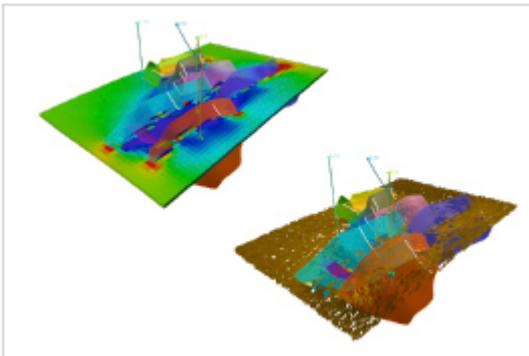
4- Augmentez votre compréhension de l'efficacité de balayage.



### **Increase your understanding of sweep efficiency**

Extensive Petrel platform uncertainty workflows and high-resolution INTERSECT simulation (shown on right) enable better understanding of sweep efficiency.

5- Améliorer la discrétisation et la modélisation implicite de la fracture.



### **Enhance discrete and implicit fracture modeling**

New tectonic modeling capabilities allow you to create tectonic fracture drivers to enhance discrete and implicit fracture modeling.

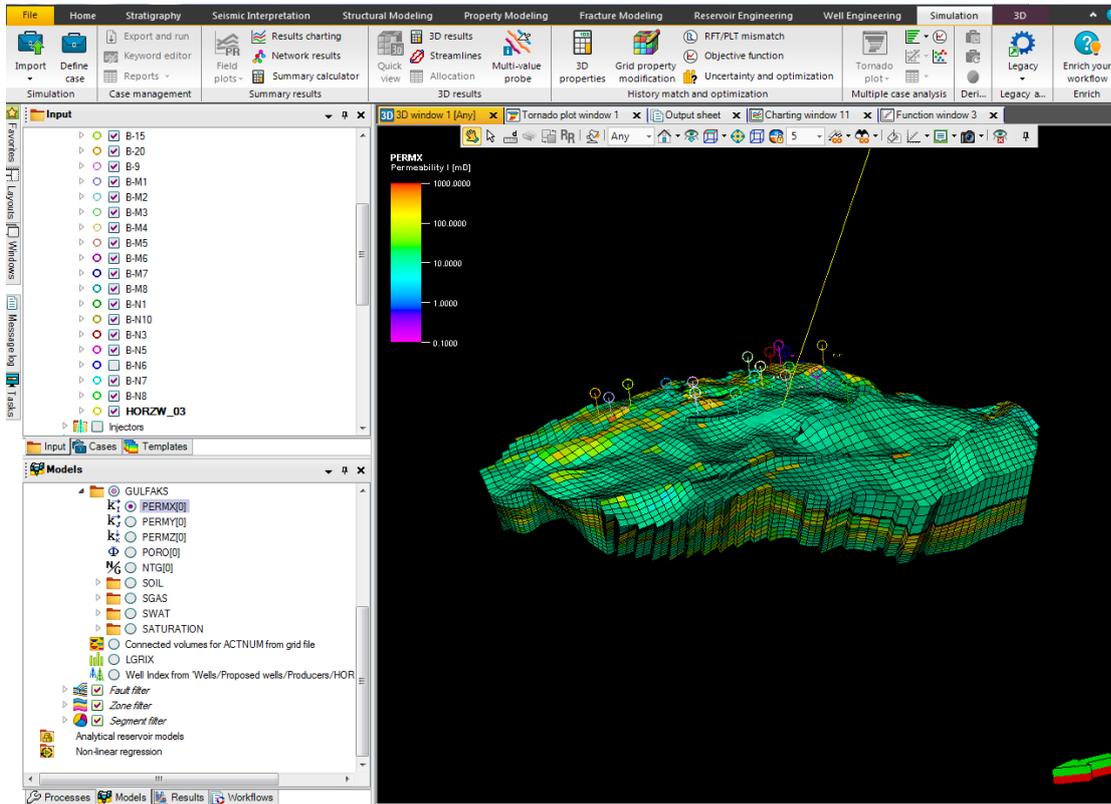
## **Différents domaines d'applications**

Ingénierie de Réservoir, Production, Géophysique, Géologie et Forage.

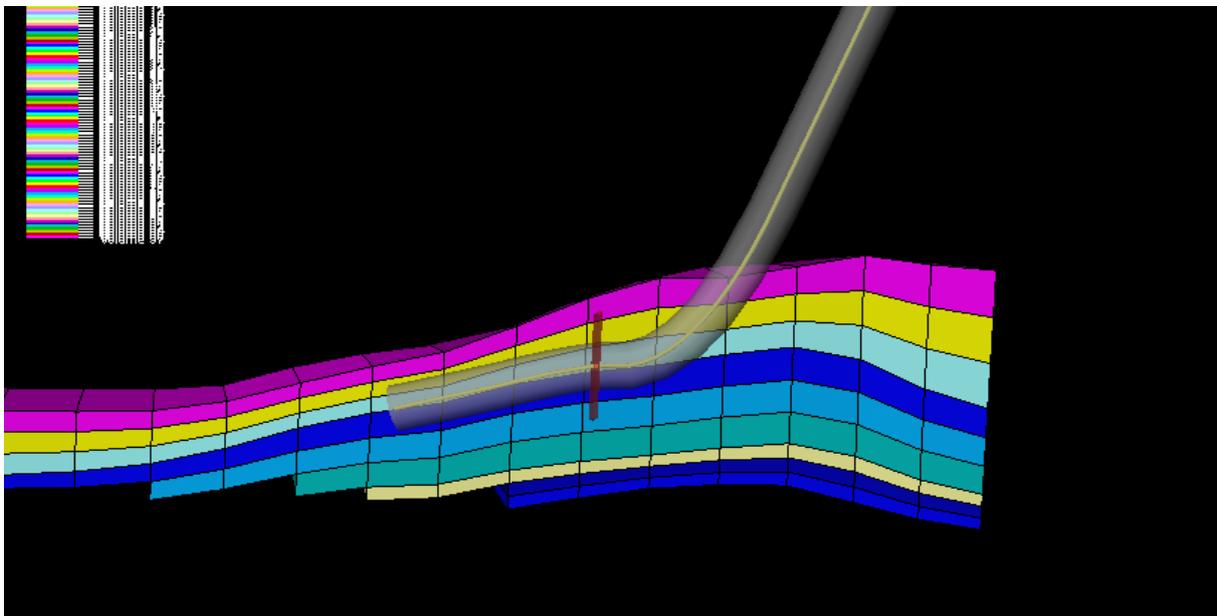
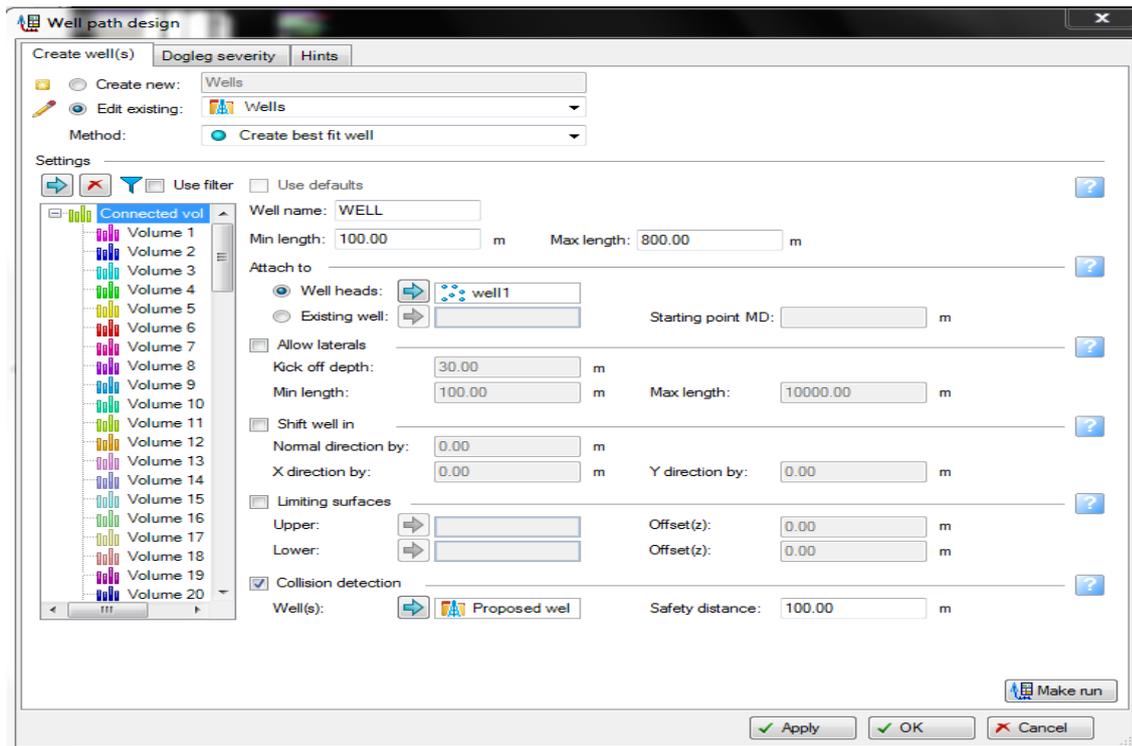
# Annexe A2

## Les étapes de notre travail :

### 1. Ouvrir le dossier de projet



## 2. Créer un nouveau puits avec une fracture hydraulique initiale



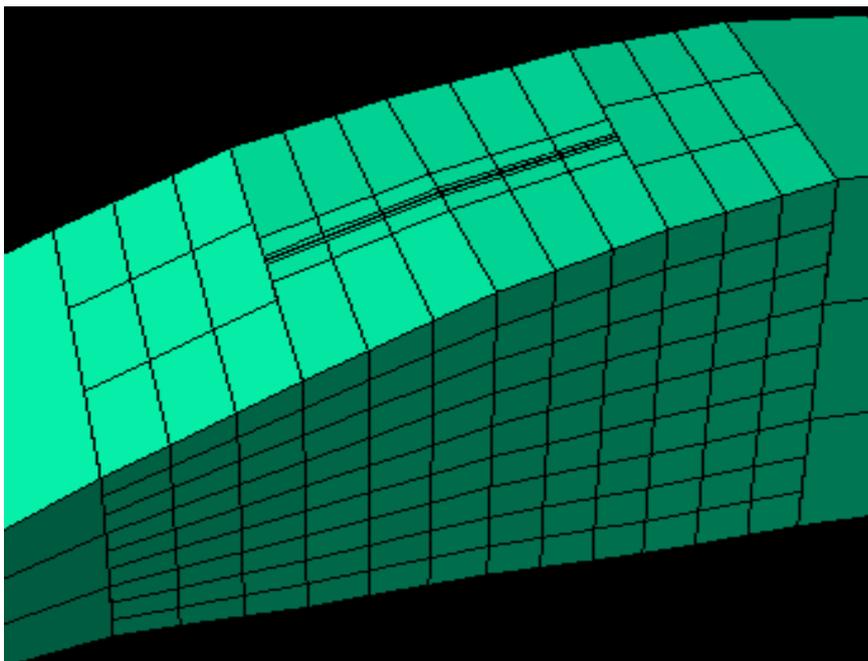
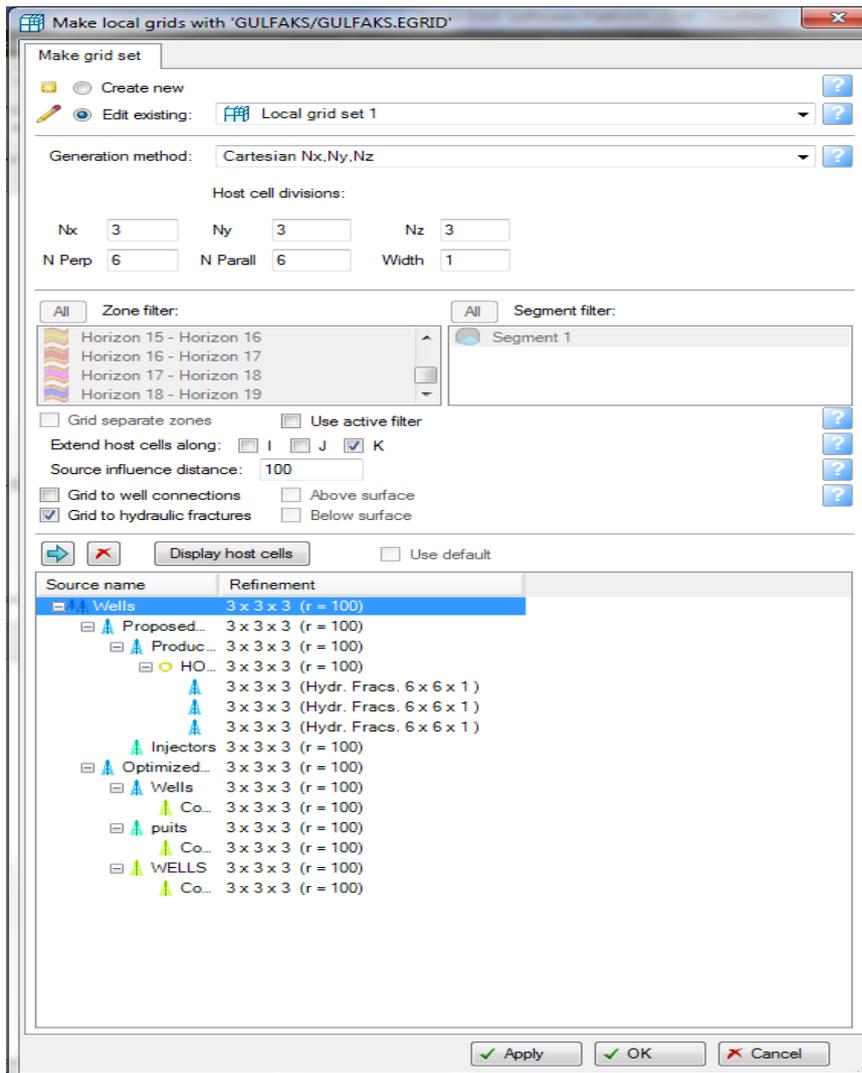
### 3. Développer une nouvelle stratégie avec le nouveau puits

The screenshot shows the 'Development strategy' application window. On the left is a tree view of the strategy structure. The 'Rules folder' is expanded, showing several rules, with 'Group rate production control (PLAT-B)' selected. The right pane displays the configuration for this rule in a table format.

Parameter name	Parameter value
Groups	PLAT-B
Oil rate [sm <sup>3</sup> /d]	80000
Oil action	Target
Water rate [sm <sup>3</sup> /d]	
Water action	Limit
Gas rate [sm <sup>3</sup> /d]	
Gas action	Limit
Liquid rate [sm <sup>3</sup> /d]	
Liquid action	Limit
Reservoir volume rate [m <sup>3</sup> /d]	
Reservoir volume action	Limit
Linearly combined value	
Linearly combined action	Limit

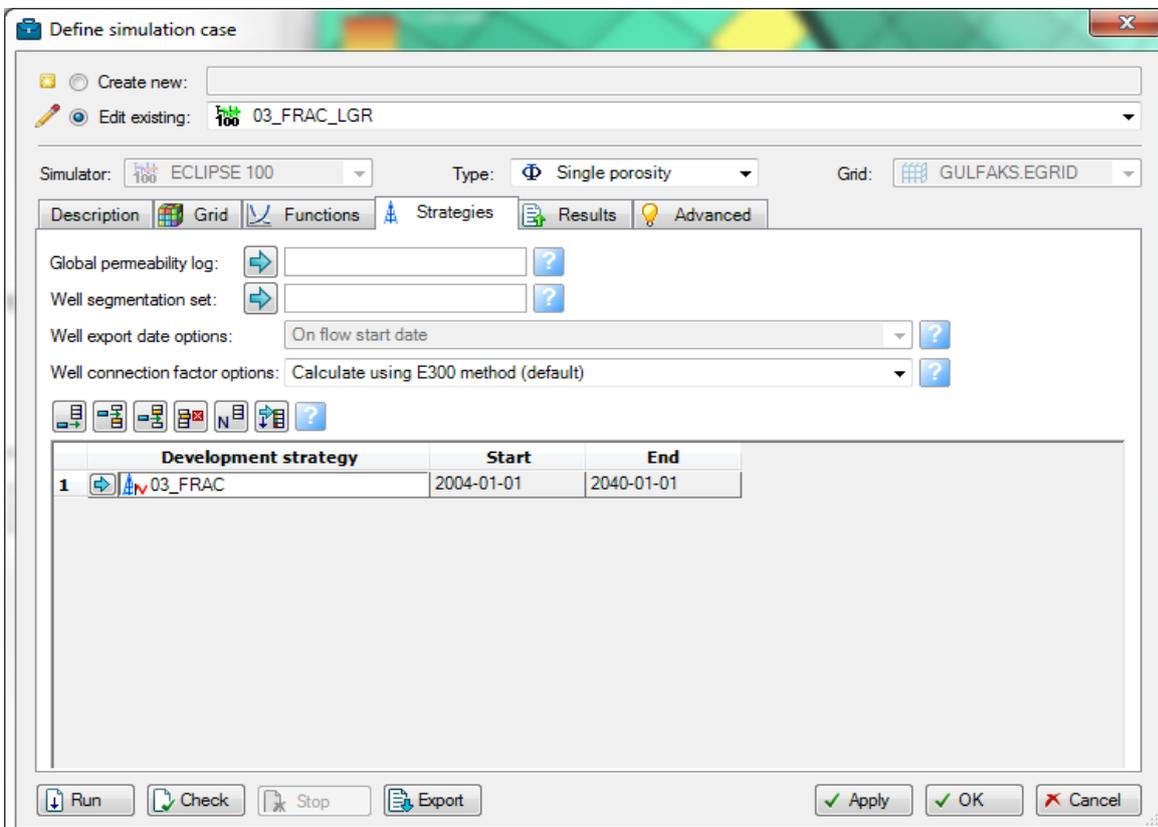
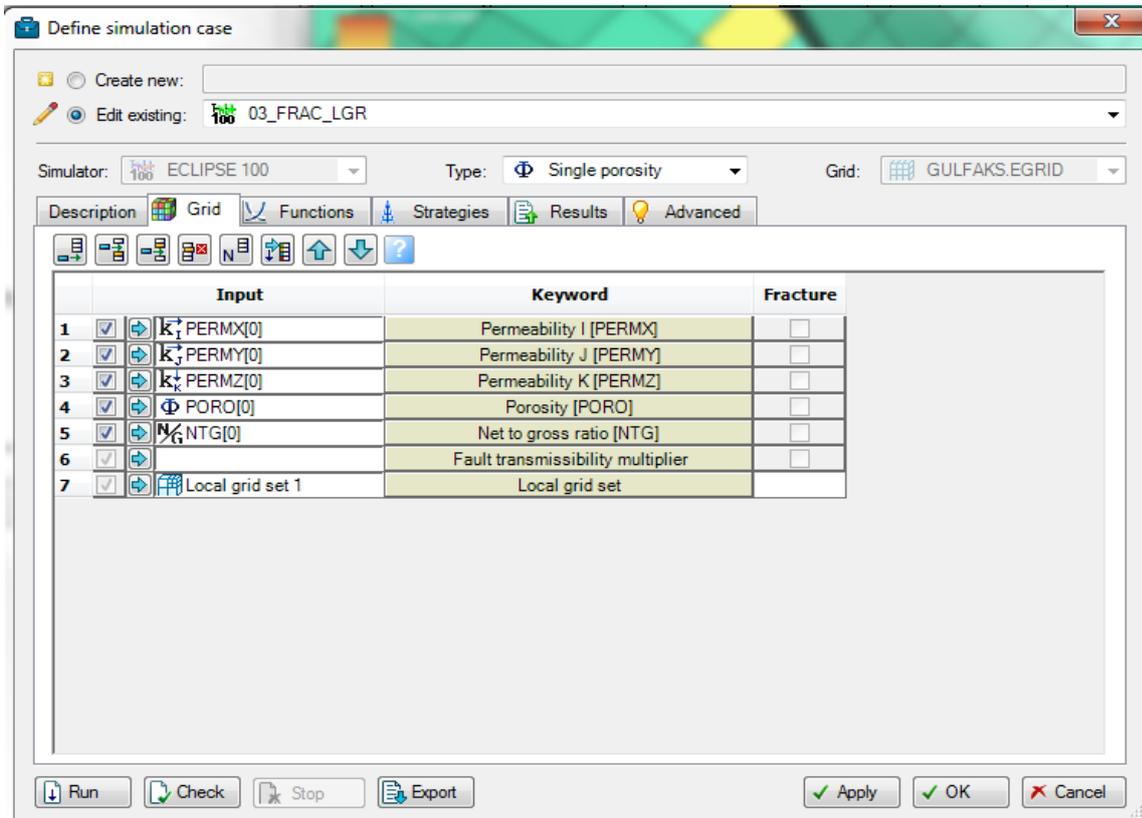
At the bottom of the window, there are buttons for 'Apply', 'OK', and 'Cancel'. A status bar at the very bottom reads: 'Strategy tree: Select rules in the 'Add rules' dialog and press 'Add Rule' to insert in strategy tree'.

#### 4. Raffiner le maillage au tour de la fracture hydraulique.



## 5. Définir un cas de simulation

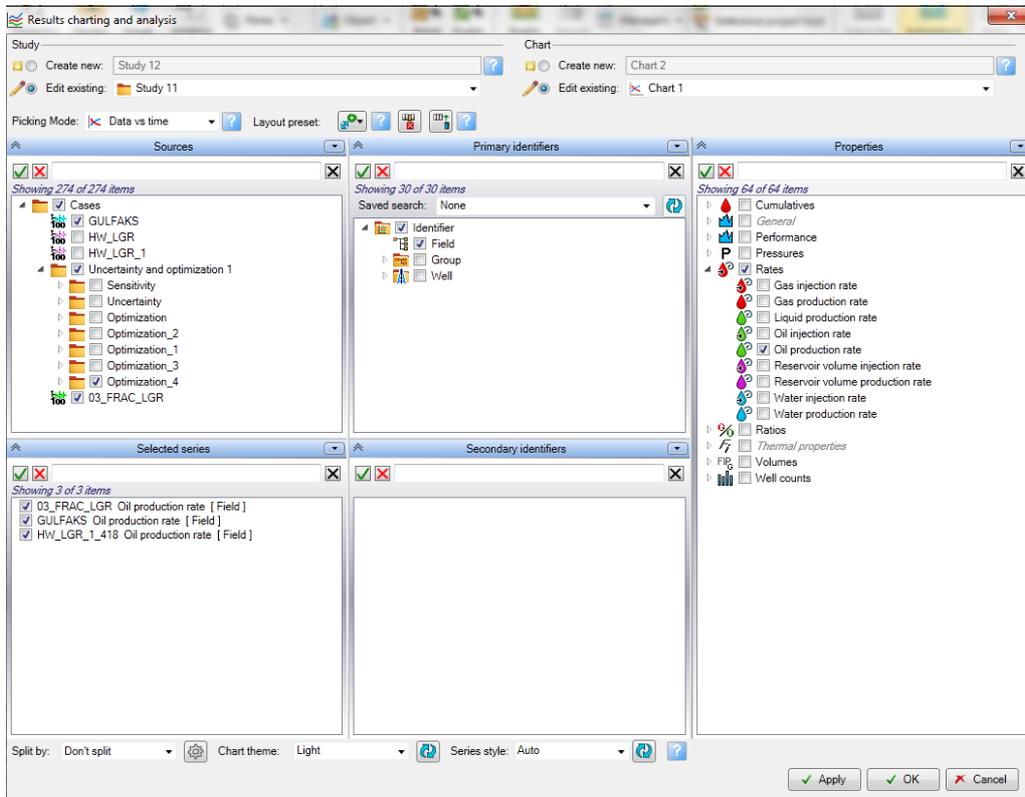
### 5.1. Entrer les données de LGR et la stratégie précédente



## 5.2.Lancer les calculs automatiquement vers le simulateur ECLIPSE

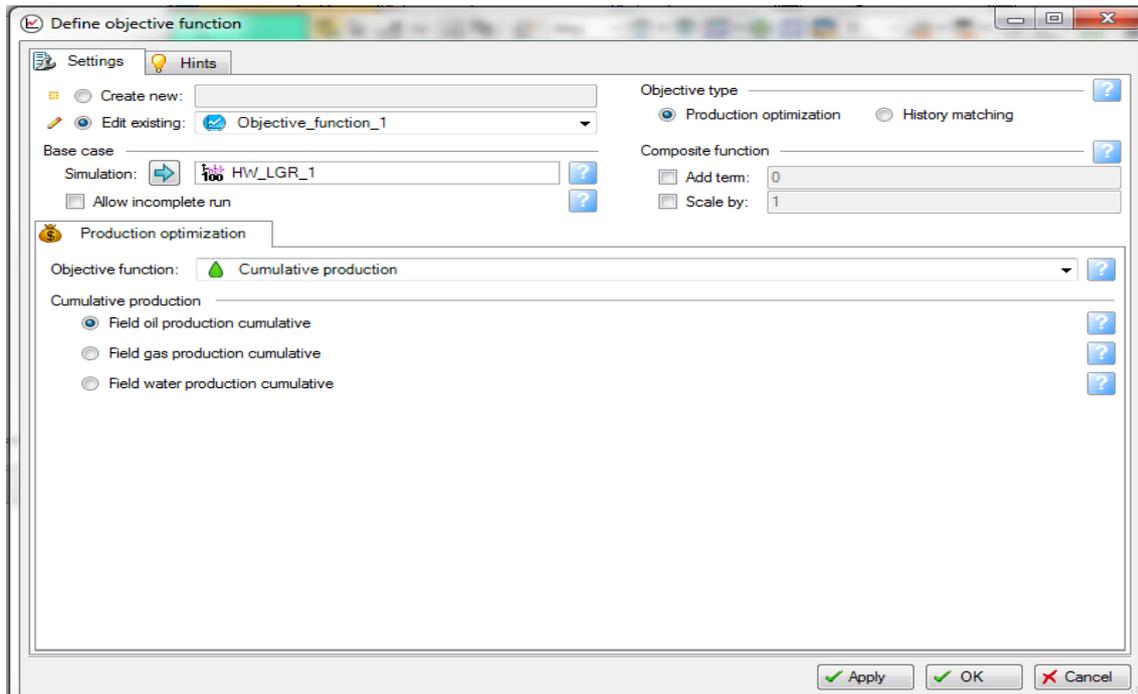
```
C:\Windows\System32\cmd.exe
@
RESTART FILE WRITTEN REPORT 25
RESTART INCLUDES INTERBLOCK FLOWS
FLUIDS IN PLACE
@
359 READING DATES
STEP 31 TIME= 4749.00 DAYS < +184.0 DAYS REPT 1 ITS> <1-JAN-2017>
PAU= 195.4 BARSA WCT=0.032 GOR= 89.00 SM3/SM3 WGR= 0.0004 SM3/SM3
@--MESSAGE AT TIME 4749.0 DAYS < 1-JAN-2017>:
@
RESTART FILE WRITTEN REPORT 26
RESTART INCLUDES INTERBLOCK FLOWS
FLUIDS IN PLACE
@
360 READING DATES
STEP 32 TIME= 4930.00 DAYS < +181.0 DAYS REPT 1 ITS> <1-JLY-2017>
PAU= 195.4 BARSA WCT=0.032 GOR= 89.00 SM3/SM3 WGR= 0.0004 SM3/SM3
@--MESSAGE AT TIME 4930.0 DAYS < 1-JLY-2017>:
@
RESTART FILE WRITTEN REPORT 27
RESTART INCLUDES INTERBLOCK FLOWS
FLUIDS IN PLACE
@
361 READING DATES
STEP 33 TIME= 5114.00 DAYS < +184.0 DAYS REPT 1 ITS> <1-JAN-2018>
PAU= 195.4 BARSA WCT=0.032 GOR= 89.00 SM3/SM3 WGR= 0.0004 SM3/SM3
@--MESSAGE AT TIME 5114.0 DAYS < 1-JAN-2018>:
@
RESTART FILE WRITTEN REPORT 28
RESTART INCLUDES INTERBLOCK FLOWS
FLUIDS IN PLACE
@
362 READING DATES
STEP 34 TIME= 5295.00 DAYS < +181.0 DAYS REPT 1 ITS> <1-JLY-2018>
PAU= 195.4 BARSA WCT=0.032 GOR= 89.00 SM3/SM3 WGR= 0.0004 SM3/SM3
@--MESSAGE AT TIME 5295.0 DAYS < 1-JLY-2018>:
@
RESTART FILE WRITTEN REPORT 29
RESTART INCLUDES INTERBLOCK FLOWS
FLUIDS IN PLACE
@
363 READING DATES
STEP 35 TIME= 5479.00 DAYS < +184.0 DAYS REPT 1 ITS> <1-JAN-2019>
PAU= 195.3 BARSA WCT=0.032 GOR= 89.00 SM3/SM3 WGR= 0.0004 SM3/SM3
@--MESSAGE AT TIME 5479.0 DAYS < 1-JAN-2019>:
@
RESTART FILE WRITTEN REPORT 30
RESTART INCLUDES INTERBLOCK FLOWS
FLUIDS IN PLACE
@
364 READING DATES
STEP 36 TIME= 5660.00 DAYS < +181.0 DAYS REPT 1 ITS> <1-JLY-2019>
PAU= 195.3 BARSA WCT=0.031 GOR= 89.00 SM3/SM3 WGR= 0.0004 SM3/SM3
```

## 5.3.Afficher les résultats sur des graphes

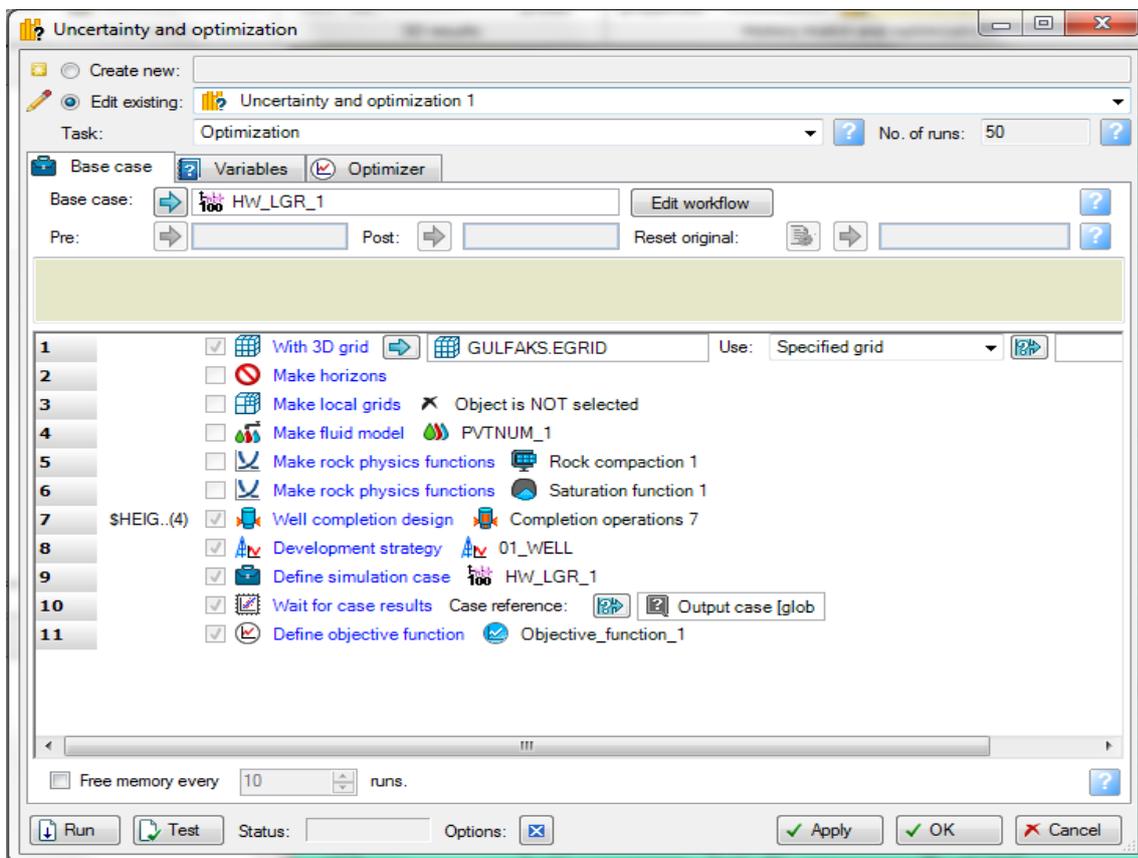


## 6. Optimisation de débit cumulé du champ

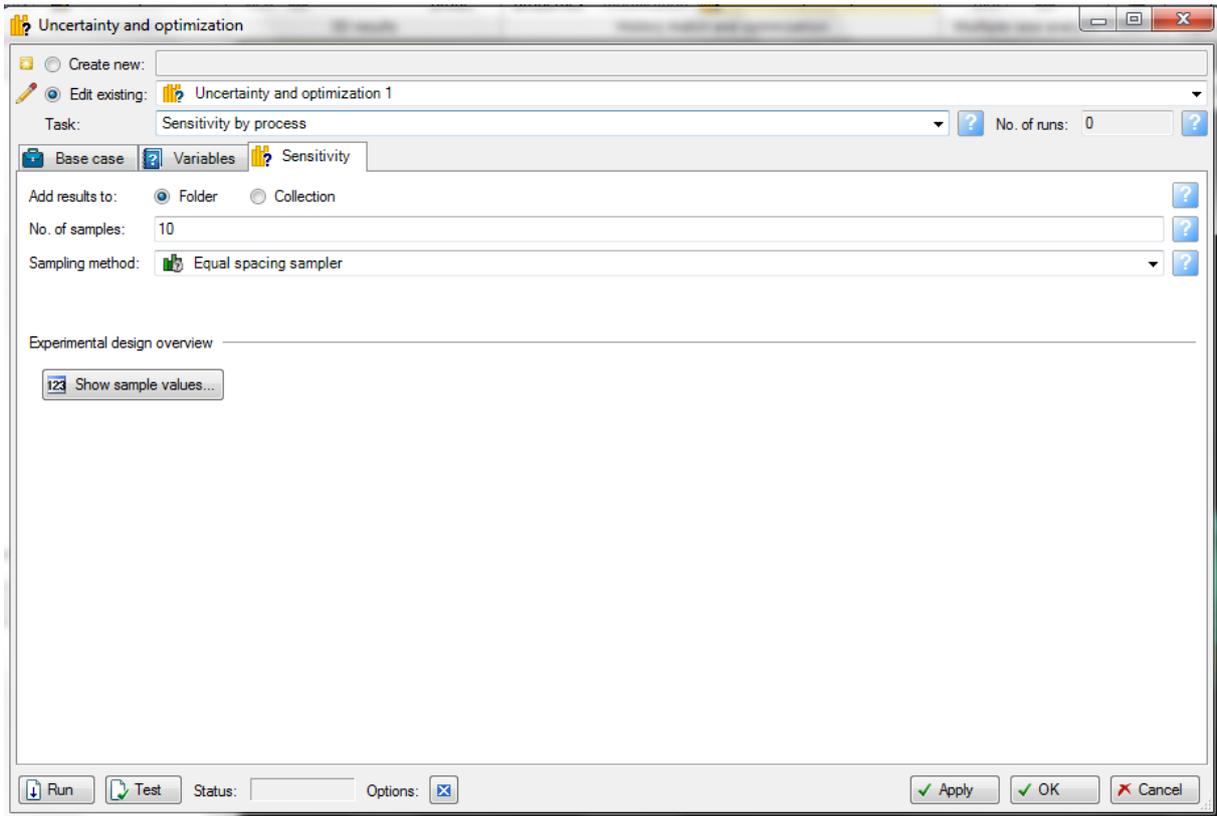
### 6.1. Créer une fonction objective



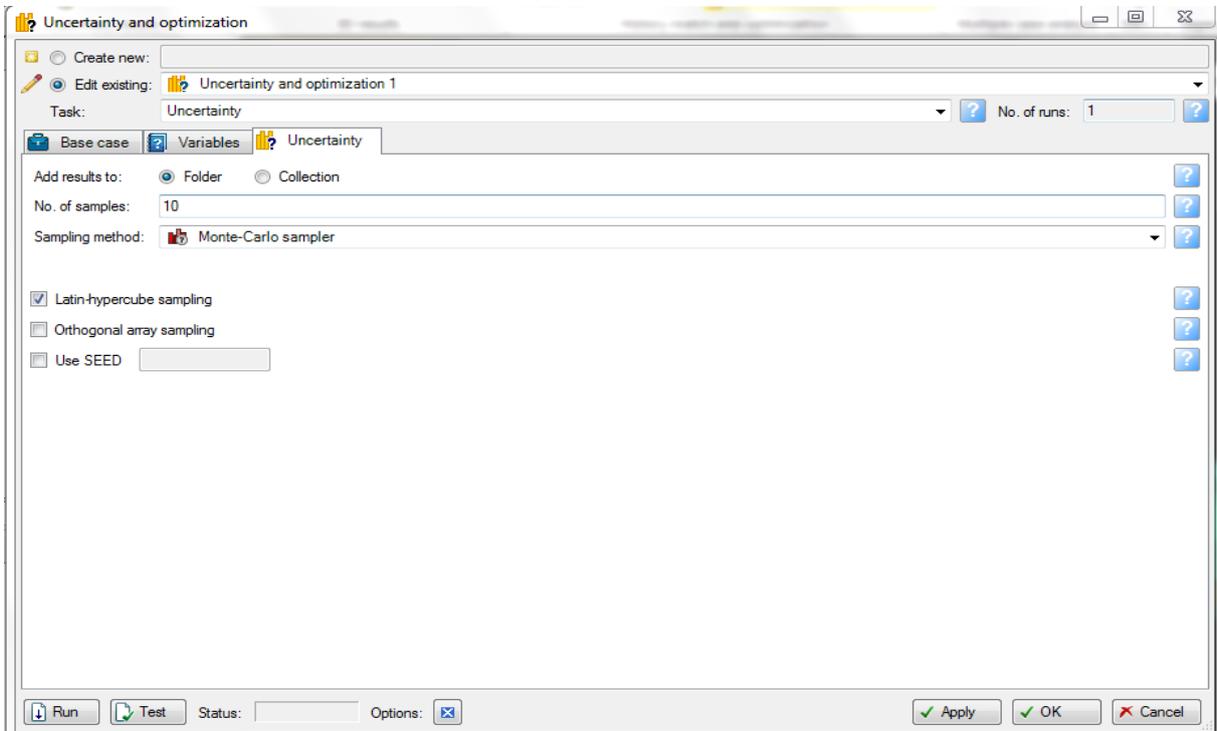
### 6.2. Choisir les variables



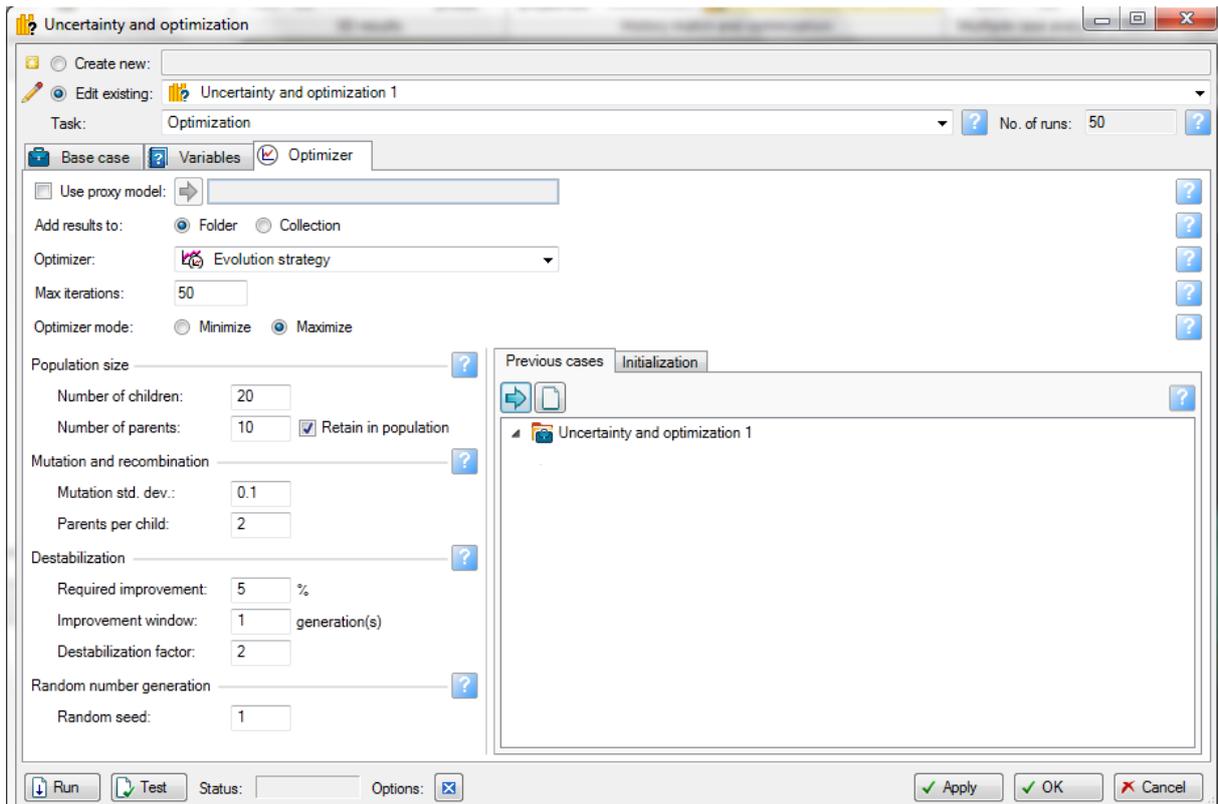
### 6.3. Etude de sensibilité:



### 6.4. Etude d'incertitude



## 6.5. Optimisation



## 6.6. Affichage des résultats

Item	\$WIDTH	\$PERMEABILITY	\$LENGHT	\$HEIGHT	\$Objective_function_1
HW_LGR_1_378	0.271515494655592	98346.0668869385	204.327526804338	118.500845817084	63012576
HW_LGR_1_379	0.263196929052098	98947.9282459953	299.366911310367	112.282493405337	63012576
HW_LGR_1_383	0.269283104440795	99910.2760483298	206.627376440696	119.467617867867	63012576
HW_LGR_1_386	0.25321355394703	99305.6849763091	287.327461324939	119.977617726684	63012576
HW_LGR_1_389	0.268172659179276	96807.6691389851	230.698078244204	114.60950319318	63012576
HW_LGR_1_394	0.262121834131946	98211.8393999178	235.79828153567	110.731372236368	63012576
HW_LGR_1_398	0.281956692636924	99504.7120494756	264.413747439335	119.831741803121	63012576
HW_LGR_1_399	0.282057838543514	99561.3536717584	240.255332387197	117.27648553338	63012576
HW_LGR_1_400	0.283564805542203	98952.4886830722	220.452352019293	117.766845269632	63012576
HW_LGR_1_401	0.287232292805113	98203.98898564	256.611191418742	113.259570724422	63012576
HW_LGR_1_402	0.276651889272595	99527.2272302029	258.200177539385	116.235379873322	63012576
HW_LGR_1_403	0.270781186764702	99005.4890576436	197.949	119.687450285185	63012576
HW_LGR_1_404	0.27890601222471	98961.9354960282	295.280581310796	114.887256203897	63012576
HW_LGR_1_405	0.286213139803245	97775.4352479179	220.25183816275	117.192053152032	63012576
HW_LGR_1_408	0.287278980323405	98786.3368892581	263.227655405525	114.543337053666	63012576
HW_LGR_1_409	0.275998804931921	98987.031427175	213.262786752938	115.2267345905	63012576
HW_LGR_1_410	0.26560814300938	98488.1967808143	210.199738009562	118.900130886659	63012576
HW_LGR_1_411	0.27776318943927	99553.0020246147	242.088557662061	115.853183300538	63012576
HW_LGR_1_413	0.279978198538732	100000	206.444443245789	118.732032313417	63012576
HW_LGR_1_414	0.286798765129738	98223.7444636242	255.39664243063	114.595697178922	63012576
HW_LGR_1_416	0.28528560331842	99204.6727323945	199.545861219839	115.733270609518	63012576
HW_LGR_1_417	0.274325961480668	99654.9718815433	197.949	116.876423125689	63012576
HW_LGR_1_387	0.297358925816304	98055.1260956905	216.215444370957	110.458410523889	63012580
HW_LGR_1_406	0.28882157915178	98917.7699988378	232.856953739853	111.712572400801	63012580
HW_LGR_1_407	0.295461926039304	99089.7347127513	212.289501107617	112.415469600283	63012580
HW_LGR_1_415	0.290326193596235	98724.1524244619	223.189066331483	114.054738649892	63012580
HW_LGR_1_418	0.291278752872093	99798.5147440752	221.689310637585	114.855449463027	63012580

### Annexe A3

Résultats des simulations du débit cumulé par année au niveau du puits

Année	Scénario 1 (STB)	Scénario 2 (STB)
2015	2276821,6	1993368,928
2016	2485351,817	2181965,949
2017	4622736,376	4144317,659
2018	6794078,049	6174372,497
2019	8860682,583	8127718,378
2020	10850288,04	10022193,6
2021	12783597,34	11872886,23
2022	14660454,01	13675876,94
2023	16493172,73	15440499,02
2024	18286573,83	17170310,14
2025	20049158,01	18872491,7
2026	21774673,2	20539543,1
2027	23470498,9	22178606,4
2028	25138759,51	23790648,69
2029	26785714,96	25381228,56
2030	28403407,06	26942994,82
2031	29997524,96	28481331,53
2032	31569288,87	29996864,53
2033	33123809,26	31494308,04
2034	34653466,03	32966230,64
2035	36163187,25	34418239,7
2036	37653721,4	35851347,87
2037	39129697,78	37270105,85
2038	40583631,52	38667406,14
2039	42020186,52	40047444,04
2040	43439796,76	41410703,87

# Bibliographie

[1] SANCHEZ luis, December 2010. Integrated Approach towards Tight Gas Wells Hydraulic Fracturing Simulation, Schlumberger Venezuela INC. INTERSHIP PROJECT.

[2] Rechenberg, 1973. “Evolution Strategies: Optimierung technischer systeme nach prinzipien deer biologischen evolution”, Fromman Holzboog, verlag Stuttgart.

[3] H.P.Schewefel, 1981. “Numerical optimization of computer models”, wiley, New York.

\* M.Noureddine OUABED, 17-18 Septembre 2013. Fracturation hydraulique dans un réservoir compact a gaz (etude de cas), Sheraton, Alger. Journée d'étude.

\* Øystein pettersen, 2006. Basics of Reservoir simulation with the ECLIPSE Reservoir simulator, Univ.of Bergen.

\* Lauréline BARBIE, 03 Octobre 2013 .Raffinement de maillage multi-grille local en vue de la simulation 03D du combustible nucleaire des reacteurs a eau sous pression.

\* Schlumberger, 2013. ECLIPSE Reservoir Simulation « Blackoil ».

\* Schlumberger, 2014. Petrel RE.

\* Nikolaus Hansen, Dirk V. Arnold and Anne Auger, April 05,2013. Evolution Strategies.

\* Stéphane Doncieux , Algorithmes évolutionnistes, ISIR, UPMC.doncieux@isir.upmc.fr

\* S.S.abdelmoneim, 20-22 February 2012. Modeling hydraulic fractures in finite difference

\* Arild Hesjedal and Petter Eltvik , 2006. Introduction to the Gullfaks Area. Statoil. Article

\* GUERMIT Mohamed Naoufel, AZIZI Seifeddine, 28/05/2014. Amélioration de l'indice de productivité par fracturation hydraulique Application: champs de Tigentourine cas puits TG 358, Université de Ouargla, Mémoire de fin d'études de Master.

<http://petroleumsupport.com/drilling-cost-estimates/> [Date de consultation](#) (Le 25-05-2015)

[http://fr.wikipedia.org/wiki/Optimisation\\_\(math%C3%A9matiques\)](http://fr.wikipedia.org/wiki/Optimisation_(math%C3%A9matiques)) (Le 10-05-2015)

<http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/gaz-et-huile-de-reservoir-compact-tight-gas-and-tight-oil> (Le 10-04-2015)