

N° Série : ...../2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de  
l'Univers

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Professionnel**

Présenté Par :

**MERAHI Islam, NEDJAI Djalal, BELHADJ Zakaria**

-THÈME-

---

**DETECTION ET MODELISATION DU PHENOMENE DE CROSS  
FLOW PAR L'UTILISATION DE LA TECHNIQUE D'ISC**

---

Soutenue le : 21/06/2021 devant la commission d'examen

**Jury :**

Président :	Mr. DADEN A/ Elghafour	MCA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mme HAFSI Fadila	MAA	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr NECIB Hieham	MCB	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021



## Remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier Dieu, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Nous tenons à remercier **Mme HAFSI Fadila** notre promotrices pour sa grand soutien et ses conseils considérables.

Il est également très agréable de remercier tous les membres de jury Le président **Mr. DADEN A/ Elghafour** et l'examineur **Mr NECIB Hieham** pour leur collaboration, leur regard critique et observations précieuses.

Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à tous les professeurs qui nous ont aidés tout au long de notre cursus universitaire

Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.



## ***Dédicace***

***Pour ma mère, à mon père...  
Pour tous mes frères...  
Pour tous ceux qui étaient prêts à nous  
enseigner...  
Pour tous les amis...  
Je dédie ce travail.***

***Zakaria, Islam, Djalal***

### Résumé :

Le domaine des hydrocarbures est comme les autres domaines, puisqu'il n'est pas sans problèmes qui gênent la progression de la production et qui affectent plusieurs paramètres de ce domaine, et parmi ces problèmes se trouve ce que l'on appelle l'écoulement transversal (cross flow).

Dans notre travail, nous avons étudié ce problème en termes de types et comment il se produit. Nous avons également fait une comparaison entre cross flow naturel et forcée et extrait les paramètres affectées par ce problème.

On a aussi faire Un modèle analytique pour l'évaluation de la production de puits multicouches afin de surmonter le problème de cross flow.

### Mot clé :

cross flow naturel , cross flow forcée, modèle analytique, puits multicouche

### Abstract :

The field of hydrocarbons is like other fields, since it is not without problems which hamper the progress of production and which affect several parameters of this field, and among these problems is what is called flow transverse (cross flow).

In our work, we have studied this problem in terms of types and how it occurs. We also made a comparison between natural and forced cross flow and extracted the parameters affected by this problem.

We also made an analytical model for the evaluation of the production of multilayer wells in order to overcome the problem of cross flow.

### Keyword:

Natural cross flow, forced cross flow, analytical model, multilayer well

### ملخص :

إن مجال البترول مثل المجالات الأخرى ، لأنه لا يخلو من المشاكل التي تعيق تقدم الإنتاج والتي تؤثر على العديد من الخصائص هذا المجال ، ومن بين هذه المشاكل ما يسمى التدفق العرضي (التدفق المتقاطع)

لقد درسنا في عملنا هذا مشكلة التدفق المتقاطع من حيث الأنواع وكيفية حدوثها. قمنا أيضاً بإجراء مقارنة بين التدفق العرضي الطبيعي والقسري واستخرجنا الخصائص المتأثرة بهذه المشكلة.

قمنا أيضاً بعمل نموذج تحليلي لتقييم إنتاج الآبار متعددة الطبقات من أجل التغلب على مشكلة التدفق المتقاطع.

### الكلمات المفتاحية:

التدفق الطبيعي المتقاطع ، التدفق العرضي القسري ، النموذج التحليلي ، البئر متعدد الطبقات

# Sommaire :

<b>Remerciement</b>	<b>I</b>
<b>Dédicace</b>	<b>II</b>
<b>Résumé</b>	<b>III</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>VI</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>XI</b>
<b>Symboles –Notation- Abréviations</b>	<b>XII</b>

## **Chapitre 01 Généralité sur cross flow :**

Introduction général .....	01
Introduction.....	03
I .1 Synthèse bibliographique sur le cross flow.....	03
I .2 Définition.....	04
I .3 Classification de cross flow.....	06
I .3.1 pour un puits producteur.....	06
I .3.2 pour un puits injecteur.....	07
I .3.2.1 cross flow naturel.....	07
I .3.2.2 cross flow force.....	08
I .4 Les causes de cross flow.....	09
I -5 : Les problèmes causés par cross flow dans le puits.....	09
I-6 Détection de cross flow.....	10
Conclusion.....	12

## **Chapitre II : Etude comparative entre cross flow naturel et forcée :**

Introduction.....	13
II.1 cross flow naturel.....	14
II.1.1 Effet du facteur de skin.....	16
II.1.2 Résultats de la simulation cross flow naturel.....	18
II.2 Cross flow forcé.....	21
II.3 Calibration du puits B-3.....	23
II.4 Cross flow et production de sable.....	26
II.5 Cross flow inter puits.....	29
II.6 Résultats de calcul .....	31
Conclusion.....	34

## **Chapitre III Modélisation de phénomène de cross flow .**

Introduction.....	38
III.1 Méthodes.....	39
III.1.1 Modèle de réservoir.....	39
III.1.2 Modèle de In-Situ Choke.....	40
III.2 Résultats et discussion.....	41
III.2.1 Élaboration de la trousse d'outils.....	41
III.2.2 test des algorithmes.....	45
III.2.3 Validation des données hypothétiques.....	48

Conclusion.....	52
Conclusion générale.....	53

## Liste des figures

<b>N<sup>o</sup></b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
<b>Figure I.1</b>	description de phénomène de cross flow	03
<b>Figure I.2</b>	schéma d'un système multicouche avec cross flow de la formation	06
<b>Figure I.3</b>	schéma d'un cross flow de formation et de puits	07
<b>Figure I.4</b>	schéma d'un système multicouche avec formation de cross flow	08
<b>Figure I.5</b>	Représentation schématique de cross flow entre les puits dans un réservoir multicouche	08
<b>Figure I.6</b>	l'effet de le rapporte $k_1/k_2$ on la performance de deux couches réservoir avec cross flow dans le cas de pression constante.	10
<b>Figure I.7</b>	performance de pression de trou de fond à débit constant idéalisée dans un réservoir à deux couches avec cross flow	11
<b>Figure II.1</b>	représentation schématiques des intervalles perforent de chaque puits d'injection dans le champ pétrolière considéré	14
<b>Figure II.2</b>	Évolution de la pression du puits lors de la simulation de cross flow naturel sur le puits B-3	16
<b>Figure II.3</b>	Test de vitesse de pas effectué sur le puits B-3	17



<b>Figure II.4</b>	Pression d'injection calibrée à 25 000 b / j dans le puits B-3	18
<b>Figure II.5</b>	Résultats de cross flow pour le puits B-3 (simulation de cross flow naturel)	19
<b>Figure II.6</b>	Couches avec flux entrant maximum pendant cross flow naturel	20
<b>Figure II.7</b>	Débit maximum pour la couche avec débit maximum pour chaque puits injecteur.	20
<b>Figure II.8</b>	Réponse de cross flow forcé dans le cas du puits B-5	22
<b>Figure II.9</b>	Statistiques indiquant quelle couche a présenté une production maximale pendant le cross flow forcé.	22
<b>Figure II.10</b>	Taux de production maximal pendant cross flow forcé	23
<b>Figure II.11</b>	Vue schématique de cross flow entre puits de faible perméabilité à haute perméabilité	29
<b>Figure II.12</b>	cross flow naturel pour un réservoir de grès à quatre couches avec perméabilités mesurées à partir du test de l'IPC en juillet 2006	32
<b>Figure II.13</b>	cross flow naturel pour un réservoir de grès à quatre couches avec perméabilités mesurées à partir du test PLT en août 2006	32

<b>Figure II.14</b>	cross flow naturel pour un réservoir de grès à quatre couches avec perméabilités mesurées à partir du test PLT en novembre 2009	33
<b>Figure III.1</b>	Toute l'illustration du flux de fluide dans le trou de forage de l'outil	39
<b>Figure III.2</b>	Déroulement du travail à l'aide d'un programme d'évaluation multicouche	41
<b>Figure III.3</b>	L'interface des propriétés de l'outil	42
<b>Figure III.4</b>	L'interface du calcul initial pour déterminer la pression de refoulement	42
<b>Figure III.5</b>	Panneau de la calculatrice	43
<b>Figure III.6</b>	L'interface d'entrée des propriétés de chaque couche	43
<b>Figure III.7</b>	The input interface of entire reservoir	43
<b>Figure III.8</b>	Calcul sur le panneau Flow Bottom Hole Pressure (FBHP)	44
<b>Figure III.9</b>	Résumé de la sortie si le trou de forage n'est pas entièrement rempli de liquide	44
<b>Figure III.10</b>	Résumé de la sortie si le trou de forage est entièrement rempli de liquide	45

<b>FigureIII.11</b>	Illustration du cas n° 2 où l'ISC placé entre le réservoir inférieur se compose de la couche 1 et du réservoir supérieur se compose de couches 2, 3, 4 et 5	45
<b>Figure III.12</b>	Illustration du cas #3 où l'ISC placé entre fond de réservoir couche 1 et 2 et réservoir supérieure se consiste 3, 4 et 5	46
<b>FigureIII.13</b>	Illustration du cas n° 4 où l'ISC placé entre le réservoir inférieur se compose de couches 1, 2 et 3 et du réservoir supérieur se compose des couches 4 et 5	46
<b>FigureIII.14</b>	Illustration du cas no 5 où l'ISC placé entre le réservoir inférieur se compose des couches 1, 2, 3 et 4 et du réservoir supérieur se compose de la couche5	46

## Liste de tableaux

Titre	Page
<b>Tableau II.1</b> Propriétés pétro- physiques des couches de grès autour du puits B3.	15
<b>Tableau II.2</b> Le produit perméabilité $\times$ épaisseur et débit maximal pour les couches autour du puits B-3 pendant cross flow naturel	18
<b>Tableau II.3</b> Pression du réservoir dérivé des mesures MDT et du débit maximal pour les couches autour du puits B-5 pendant le cross flow force	21
<b>Tableau II.4</b> Distribution du débit au cours des deux logs PLT réalisés sur le puits B-3	24
<b>Tableau II.5</b> Cross flow enregistré pendant le passage fermé du deuxième PLT sur le puits B-3	25
<b>Tableau II.6</b> Simulation du cross flow enregistré pendant le PLT effectué trois ans après l'achèvement du puits B-3	26
<b>Tableau II.7</b> Comparaison des cross flow forcés et naturels pour certains des puits du champ étudié	27
<b>Tableau II.8</b> Couches possibles de production de sable pendant cross flow	38
<b>Tableau II.9</b> Débits transversaux naturels pour différents tests après 45 minutes après la fermeture du puits	34

<b>Tableau III.1</b> Résultats de l'utilisation d'un programme d'analyse pour calculer la pression d'écoulement supérieure du puits ou la pression de refoulement	47
<b>Tableau III.2</b> : Résultats de l'utilisation d'un programme pour calculer la taille de l'étranglement d2	47
<b>Tableau III.3</b> : Calcul comparatif entre le programme d'analyse et le logiciel commercial	48
<b>Tableau III.4</b> : Calcul final de l'indice de pression et de productivité.	49
<b>Tableau III.5</b> : Étude comparative entre le modèle de données à différences finies et les logiciels courants sur le marché	49
<b>Tableau III.6</b> : étude d'optimisation de la profondeur de réglage d ISC	49

## Liste des abréviations

PLT	Production logging tool
IPC	computer processed interpretation
MDT	Modular Formation Dynamics Tester
ID	diamètre intérieur
PI	indice de productivité
IPR	indice de productivité + pression de réservoir
ISC	In-Situ Choke
<i>DFL</i>	Depth of Fluid Level
<i>PSN</i>	Pump Setting Depth
<i>SUB</i>	Submergent
FBHP	Flow Bottom Hole Pressure
P1	Pression d'aspiration( psia)
P3	pression d'admission (psia)

## Notations et symboles

$\phi$	Porosité
$k$	Perméabilité (mD)
I	nombre de couche
C	compressibilité (Pa)
D	diffusivité fluide ( $m^2 /s$ )
g	gravité ( $m/s^2$ )
H	épaisseur de formation (m)
P	pression (Pa)
Q	debit ( $m^3 /s$ )
S	skin
z	profondeur verticale (m)
$\mu_w$	viscosité de l'eau (Pa s)
$\rho_w$	Densité de l'eau ( $kg/m^3$ )
$q_i$	débit de liquide de la i- ème couche, stb/d

$J_i$	Indice de productivité de réservoir PI du la i- ème couche, stb/d/psia
$\bar{p}_i$	moyenne de la pression du i-ème réservoir mélangé ou unique, (psia)
$p_{wf}$	pression fluide dans le fond du trou, (psia)
$CD$	constante de starter de type duse
$d_2$	diamètre intérieur du tube, (inch)
$d_1$	diamètre intérieur de Choke, (inch)
$NRe$	nombre de Reynold
$\bar{\rho}$	densité moyenne, (lbm/cuft)
$\bar{\mu}$	viscosité de liquide, (cP)
$p_{IN}$	Pression d'entrée de la couche inférieure, (psia)
$P_{OUT}, P_{disc}$	Pression de sortie ou de refoulement vers la couche supérieure, (psia)



# ***INTRODUCTION GENERALE***

## Introduction générale

Le pétrole et le gaz jouent un rôle fondamental dans l'économie mondiale, ils constituent la source la plus importante d'énergie, c'est une matière inestimable. Avant d'exploiter ces riches souterraines, il faut d'abord estimer leur valeur économique et son rôle stratégique.

Le développement de méthodes améliorées pour prédire les récupérations et interpréter les performances naturelles des réservoirs hétérogènes est un intérêt vital pour les ingénieurs des réservoirs et de la production, et occupe actuellement une place de choix dans la recherche sur la production pétrolière. Au cours des dernières années, avec l'avènement de techniques améliorées de complétion de puits telles que la fracturation hydraulique, la tendance à l'échelle de l'industrie a été à l'exploitation de roches réservoirs de plus en plus serrées et plus hétérogènes. Pour prédire les performances de production de ce type de réservoir, l'ingénieur doit d'abord caractériser la nature et l'étendue des hétérogénéités. Par analyse de réservoir et les données de production et de pression des puits, il est souvent possible d'identifier la nature et l'étendue des hétérogénéités sur le terrain. Ce mémoire s'intéresse aux aspects pratiques de la performance d'un type de base de réservoir hétérogène - les réservoirs multicouches avec cross flow inter couche -.

Dans ce travail les chercheurs visent à trouver des réponses sur les questions suivantes : C'est que le phénomène de cross flow ? Quel est le mécanisme d'entraînement ? Comment ce phénomène affecte-t-il la formation et sur le puits ? Et est-ce que il ya des études ou des solutions utiliser pour éviter ce problème.

Dans ce travail, l'étude concerne le problème de cross flow qui peut trouver principalement dans les réservoirs pétroliers (réservoirs multicouches), la différence de pression et produite à cause de la différence des caractères pétrophysiques (perméabilité, porosité...), ce phénomène est apparaît lorsque l'écoulement de fluide (gaz, huile, eau, ou mélange) se passe à partir de la couche à haute pression vers la couche à basse pression. L'objectif de cette étude est d'identifier les variables qui interfèrent dans la création et la manifestation du problème de cross flow, ainsi que d'étudier ses évolutions avec le temps afin de trouver des solutions adaptées pour réduire ce problème.

Nous avons décomposé le travail en trois chapitres, le premier chapitre présente généralité sur le phénomène de cross flow. Le deuxième chapitre représente une étude comparative entre cross flow naturel et le cross flow forcée et dans le troisième chapitre on présente une nouvelle technologie pour réduire ce problème, cette technologie appelle I ISC (in Situ choke), il assisté par un fluide dans le système de tuyaux de venturi parallèle afin de

créer l'effet Venturi. L'effet Venturi est la réduction de la pression de fluide qui se traduit quand un fluide coule à travers une section resserrée de tuyau .

*Chapitre I*  
*Généralité sur cross flow*

## Introduction

Ce chapitre rassemble des généralités sur le cross flow, définition, ses types et les principales causes de ce problème. Nous avons également cités les avantages et les inconvénients de ce phénomène. On a aussi étudié la méthode de détection de cross flow. La description de phénomène de cross flow est représentée dans la figure I.1

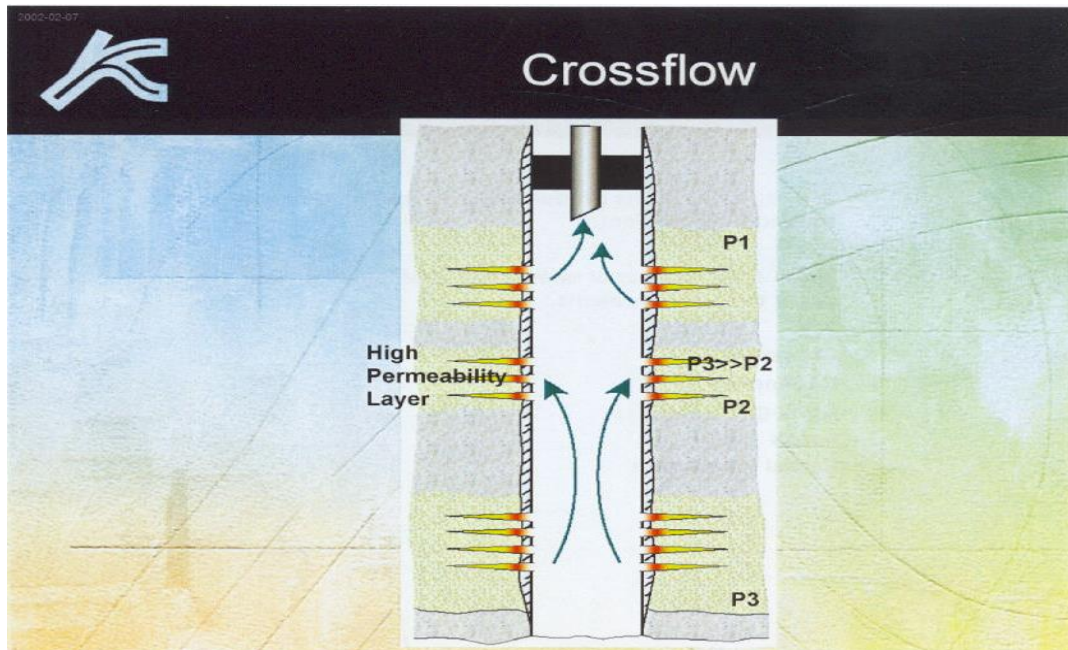


Figure I.1 : description de phénomène de cross flow. [1]

### I.1 Synthèse bibliographique sur le cross flow

La plupart des études de cross flow se concentrent sur le cross flow inter couche pendant la production ou l'injection, et des travaux notables ont été réalisés par **Russell et Parts** (1962) et **Gao et Deans** (1988). Entre puits le cross flow lors de la fermeture a été clairement démontré par **Yusupov et al** (1971), à la fois expérimentalement et théoriquement. **Modine**. (1992) ont mis en œuvre une méthode de superposition pour modéliser le cross flow dans un simulateur numérique, et ils ont trouvé que cette méthode était raisonnablement précise, simple et économique. **Fedorov**. (2001) considéré comme non stationnaire fonctionnement d'un puits dans un réservoir à deux couches de propriétés identiques à l'exception de la perméabilité, et étudié l'effet de la fermeture sur le puits, y compris le comportement de cross flow au début d'injection et également lorsque le taux d'injection a changé.

Les effets de l'hétérogénéité verticale sur l'écoulement des fluides ont été largement étudiés. **Lefkovits** et al.1 ont considéré un écoulement monophasique légèrement

compressible lorsqu'un mur produit en plusieurs couches avec des schistes non perméables séparant les couches. **Russell** et **Prats** ont résolu ce problème d'écoulement pour deux couches radialement délimitées avec un cross flow sans entrave entre elles. Ce travail étend certains de leurs résultats de base au cas multicouche. Ils ont également résumé les résultats des études sur les cross flow dans les années 1960. **Streltsova-Adams** a passé en revue la littérature sur l'hydrologie des eaux souterraines sur le problème des aquifères qui fuient et a obtenu des solutions pour divers problèmes d'écoulement à deux couches. **Gao** a développé un modèle de paroi semi-perméable pour l'étude du cross flow dans les réservoirs multicouches. Avec ce modèle, **Gao** et **Dean** ont étudié le comportement d'écoulement instable et de cross flow dans des réservoirs à deux couches lorsqu'un puits produit des deux couches à un total constant en retard. Récemment, **Gao** et **Ehlig-Economides** et **Joseph** ont examiné les effets du stockage de skin sur le puits pour le même problème. **Pendergrass** et **Berry** ont étudié l'influence de l'ordre de stratification dans des réservoirs multicouches avec cross flow inter couche et ont conclu que l'influence est négligeable dans les tests de puits.

**Gao** a développé un modèle de paroi semi-perméable pour simplifier mathématiquement le problème d'écoulement dans les systèmes en couches avec cross flow. Le modèle suppose que toute résistance à l'écoulement vertical est concentrée dans les murs entre les couches, de sorte que la pression dans une couche donnée ne dépend que de la position et du temps de la zone. L'écoulement local à travers la barrière entre les couches (le mur semi-perméable) est proportionnel à la différence de pression locale à travers le mur. La résistance à l'écoulement vertical de la paroi semi-perméable est décrite par sa semi-perméabilité. Le modèle convient aux cas où le rapport longueur / épaisseur du réservoir est important ( $> 10$ ) et / ou la résistance verticale des schistes à faible perméabilité entre couches est bien supérieure à celle des couches. En utilisant des parois semi-perméables, le modèle garantit que la pression de chaque couche est en équilibre dans les directions verticales à tout moment et que la capacité de stockage de chaque couche est négligée en ce qui concerne le flux vertical. [2]

## I.2 Définition :

L'écoulement transversal ou qui s'appelle cross flow dans un puits de pétrole se produit lorsque deux zones de production avec des caractéristiques de pression différentes sont autorisées à communiquer pendant la production. Le fluide du réservoir s'écoule de la zone à haute pression vers la zone à basse pression entraînant une égalisation de cette dernière.

Les fluides s'écoulent dans certaines couches du puits au réservoir et dans d'autres de la formation au puits. Ceci est couramment observé dans les réservoirs à forte stratification où la communication entre les différentes couches se fait principalement par des puits.

Lors de l'injection de fluide dans un réservoir complexe, un gradient de pression différent est généré à travers la face de chaque couche perméable en raison de différences couches de propriétés telles que perméabilité, épaisseur et porosité, ainsi que les différences d'état résultant des facteurs tels que l'épuisement, injection et effets thermiques. Les gradients de pression différentielle génèrent des forces motrices dans le puits pendant la fermeture du puits qui provoquent le déplacement du fluide injecté de la couche à haute pression (c.-à-d. perméabilité généralement inférieure) aux couches à basse pression (c.-à-d. perméabilité généralement plus élevée),

Le comportement de cross flow dépend de la pression initiale dans les couches perméables et peut être appelé cross flow naturel (identique ou naturel initial pressions) et à cross flow forcé (pressions initiales différentes en raison de l'exploitation). Cross flow Peut induire la production de sable, la liquéfaction dans les couches à haute pression, endommager la formation et réduction de la perméabilité dans les couches de pression inférieure, donc comprendre le cross flow pendant la fermeture du puits est important du point de vue de la production et de l'ingénierie des réservoirs, en particulier dans les réservoirs de grès non consolidés ou mal consolidés.

Dans les champs de réservoirs multiples - par exemple. Golfe du Mexique, golfe de Guinée, mer du Nord etc. avoir un réservoir sables séparés hydrauliquement par des couches de schiste plus ou moins continues d'épaisseurs de 1 à **100 m**. Les puits d'injection dans de tels cas est généralement forés et complétés dans plusieurs couches réservoir. Pendant l'injection, différents gradients de pression dans différentes couches sont générés, et les facteurs de contrôle sont le taux d'injection ( $Q^i$ ) et les propriétés pétro physiques de chaque couche - c.-à-d. porosité ( $\phi^i$ ), perméabilité ( $k^i$ ), compressibilité totale ( $c_t$ ), où l'exposant ( $i$ ) fait référence au nombre de couches.[3]

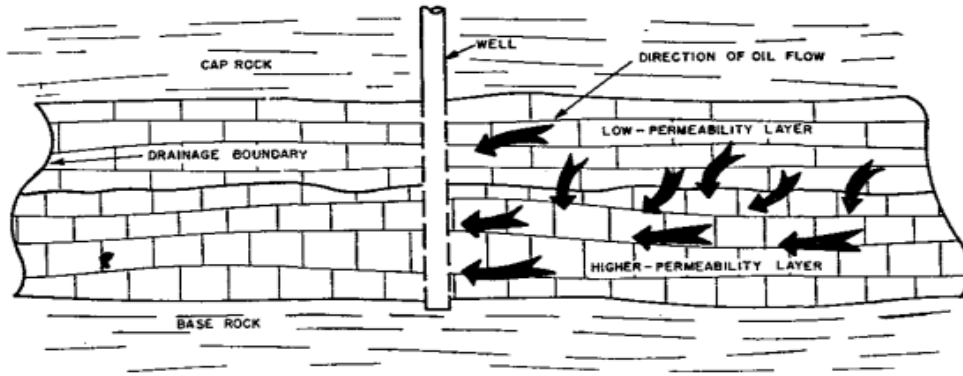


Figure I.2 schéma d'un système multicouche avec cross flow de la formation

### I.3 Classification de cross flow :

#### I.3.1 Pour un puits producteur :

Le cross flow de la formation est considéré comme l'un des paramètres les plus importants de la modélisation et simulation de la production à partir de réservoirs de pétrole et de gaz multicouches. Premièrement, le cross flow du réservoir doit caractériser et définir si une communication existe entre les couches. Si le cross flow se produit entre les couches dans la direction  $z$ , la pression et le comportement de production doivent être prédites en considérant l'effet de cross flow de la formation entre les couches. Ce phénomène est considéré dans cette étude car il existe couramment dans les réservoirs de schiste et le phénomène (cross flow de la formation) est incorporé à l'équation de diffusivité du bilan massique général.

Le terme cross flow de puits (wellbore cross flow) dans un réservoir multicouche est appliqué lorsque le fluide s'écoule d'une couche à une autre à travers le trou du puits. En outre, le cross flow de la formation entre en jeu lorsque le fluide est transporté à travers couches de média dans le réservoir. Ce qui signifie que, les transferts de pétrole ou de gaz d'une couche à une autre couche si la perméabilité verticale entre ces couches permettent au fluide à couler à travers les couches.

Il existe principalement deux types de cross flow responsables de la production à partir du réservoir cross flow de puits et formation cross flow. Le premier est où le flux horizontal passe d'une couche à une autre à travers le trou ouvert ou le puits la ligne de production, alors que le deuxième est l'endroit où l'écoulement vertical se produit entre les couches, comme le montre la **figure I.2**.

Le cross flow de puits peut avoir lieu dans le puits à tout moment de la vie du réservoir lorsque des différences de pression se produisent entre les couches produites indépendamment



de la présence ou de l'absence de cross flow du réservoir. Au contraire, formation cross flow se produit à n'importe quel stade de vie du réservoir dans les circonstances suivantes:

1. La perméabilité verticale entre les couches doit être présente.
2. la différence de pression entre ces couches est également disponible.

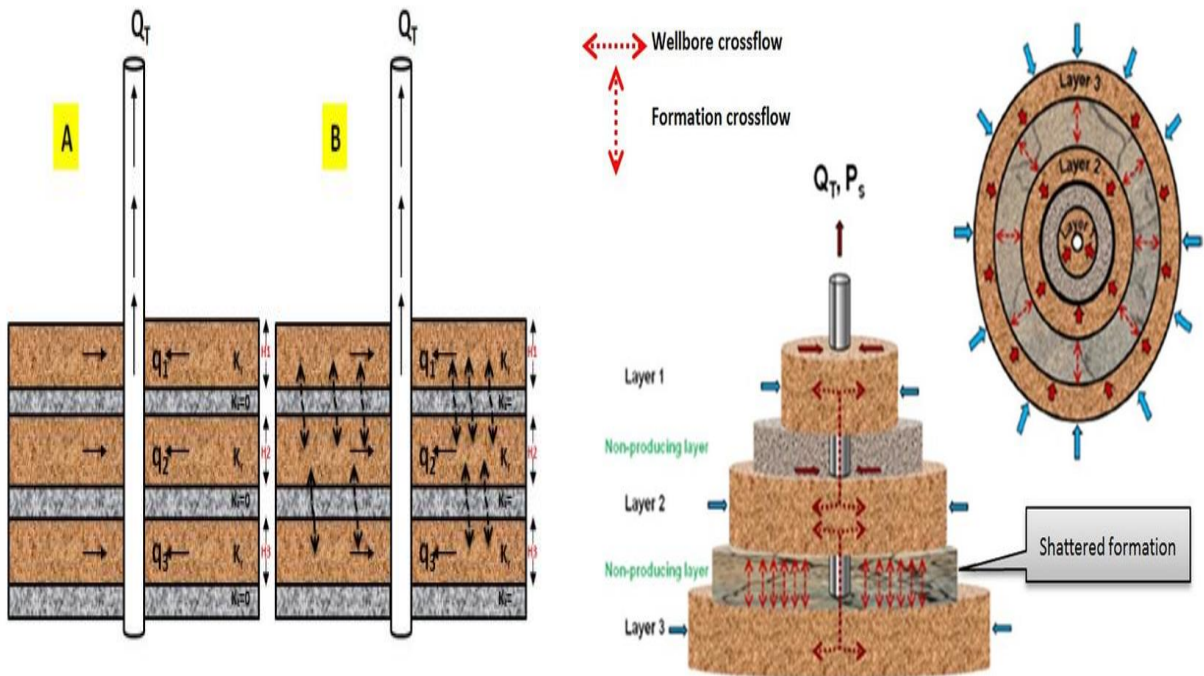


Figure I.3 schéma d'un cross flow de formation et de wellbore.

### I .3.2 Pour un puits injecteur :

La solution utilise une approche par différence implicite finie sur plusieurs couches de grès avec une perméabilité différente séparés par des couches de roche imperméables. Les cross flow normales et forcés pour chaque couche pendant la fermeture sont calculés et comparés à différentes mesures des débits PLT. Le cross flow forcé semble généralement être plus long et a un débit plus élevé que l'écoulement normal.

#### I .3.2.1 Cross flow naturel :

Le mécanisme d'entraînement de cross flow naturel est la différence de diffusivité entre les couches. Cross flow naturel Cela se produit lorsque toutes les couches sont à l'équilibre de pression hydrostatique les uns avec les autres dans la condition sans écoulement. La pression dans chaque couche est :

$$p^{i+1} = p^i + \rho_w g(z^{i+1} - z^i) \dots \dots \dots \text{I.1}$$

Où  $\rho_w$  est la densité de l'eau injectée ;

$g$  est l'accélération gravitationnelle ;

$z_i$  est la profondeur vertical de la couche  $i$ .

Le principal mécanisme d'entraînement pour le cross flow naturel est la différence de

diffusivité :  $(D = \frac{k}{\phi \mu_w c_t})$  .....I.2

entre les couches ( $k$  est la perméabilité,  $\phi$  est la porosité,  $\mu_w$  est la viscosité,  $c$  est la compressibilité) .Notez que ce cas n'exclut pas les cas de surpression ou de sous-pression, car ce sont les différences de pression et de diffusivité entre les couches qui sont importantes, et ne sont pas des valeurs absolues.

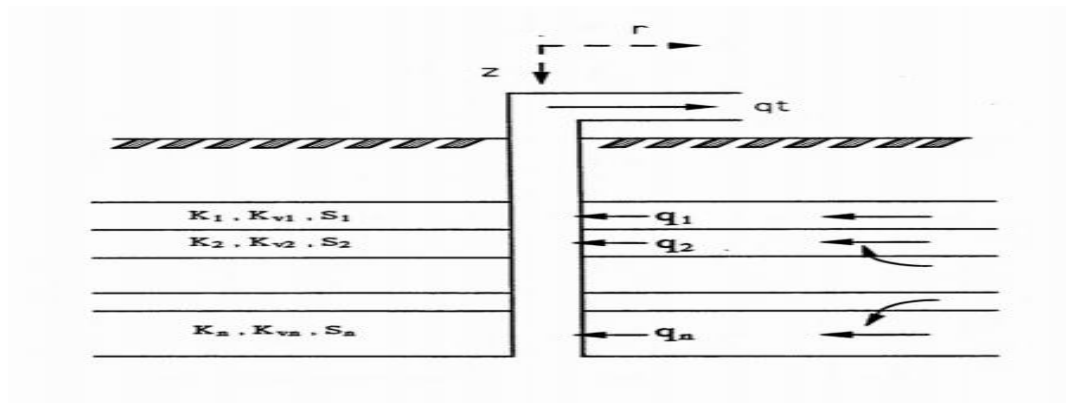


Figure I.4 schéma d'un système multicouche avec formation de cross flow.

### I.3.2.2 Cross flow forcée

Le cross flow forcé se produit lorsque en raison des activités de production, les couches injectées ne sont pas à l'équilibre de pression hydrostatique à cause de l'activité d'injection / production - c.-à-d. cas où il y a épuisement différentiel ou pressurisation des différentes couches. La différence de pression entre les couches est la principale force motrice pour cross flow forcé.

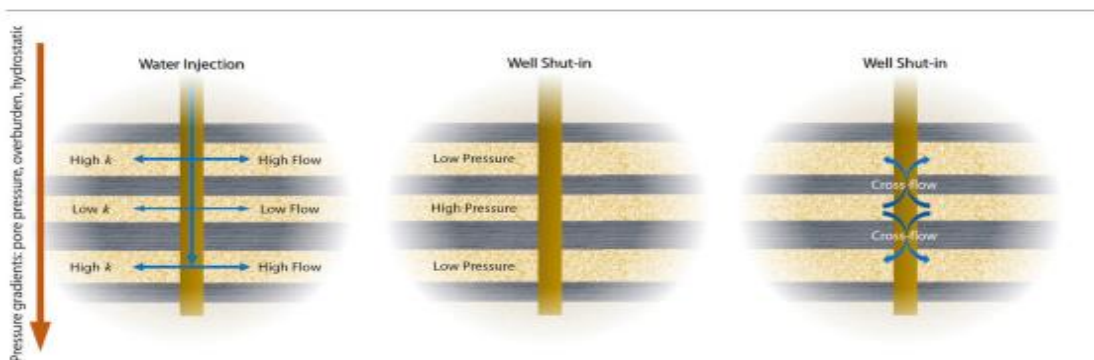


Figure I.5 Représentation schématique de cross flow entre les puits dans un réservoir multicouche[4].

#### **I.4 Les causes de cross flow :**

Chaque fois qu'il y a une différence de pression entre deux couches, le cross flow se produit s'il y a communication entre les couches.

Généralement, les différences dans la perméabilité radiale et le facteur de skin sont les raisons les plus importantes pour causer le cross flow de formation.

Une couche plus perméable produit rapidement, ce qui provoque une plus grande baisse de pression. Ainsi, à la même distance du puits, la pression de formation devient plus élevée dans la couche moins perméable que celle de la couche la plus perméable, et le fluide du réservoir commence s'écoulant du moins à la couche plus perméable.

Ce phénomène croisé a de nombreux effets caractéristiques à la fois sur la réponse de la pression du puits et sur le taux de production de chaque couche. Dans ce chapitre, de nombreuses caractéristiques intéressantes d'un réservoir à plusieurs niveaux avec cross flow de formation sont discutées.

#### **I -5 : Les problèmes causés par cross flow dans le puits :**

Le cross flow peut provoquer la production de sable dans le puits, et ce matériau particulaire peut également être transporté dans la couche basse pression. Cela modifiera la réponse d'injection du puits et peut entraîner au colmatage de perforation (accumulation de sable dans le puits) ou il peut obstruer ou endommager l'équipement de fond du trou qui contrôle l'injection zonale. Exceptionnellement, l'écoulement transversal peut atteindre un taux initial de plusieurs milliers de barils par jour, ce qui peut même affecter le comportement du réservoir au-delà de la région immédiate du puits. Ces problèmes sont les plus importants en cas de faible porosité. Les réservoirs de grès; par exemple, ont présenté un cas de terrain de la mer de Norvège, où le cross flow et la production de sable associée lors de la fermeture ont conduit à des pertes d'injectivité et obturation complète des puits en raison de la liquéfaction de la couche de sable. [9]Santarelli et al. (2000)

Les puits avec plusieurs couches productrices ou même une perméabilité très variable sont le premier signe d'avertissement de problèmes à venir lorsqu'un puits est fermé. Pendant la production, la pression de fond du puits sera généralement suffisamment basse pour maintenir le débit de toutes les zones, mais lorsque le débit est arrêté, un cross flow de haute pression à basse pression peut commencer. Le mélange de gaz, d'huiles et d'eaux provenant de différentes zones peut créer de nombreux problèmes, dont certains sont extrêmement difficiles à éliminer.

Des sources d'entrée multiples avec des pressions différentes entraîneront un cross flow lors de la montée en pression lors d'un arrêt. Les zones à haute pression et à faible perméabilité s'écouleront dans des zones à basse pression et à haute perméabilité. Au minimum, ce cross flow créera des effets de perméabilité relative. Les effets de perméabilité relative peuvent être mineurs dans la zone à haute perméabilité et beaucoup plus graves dans une zone à faible perméabilité où les effets de blocage capillaire dominant l'écoulement.

Les puits d'injection d'eau développent souvent des fuites de tubage qui se traduisent par un cross flow entre deux formations. L'cross flow peut être ascendant ou descendant en fonction de l'emplacement respectif de chaque formation et de la colonne hydrostatique gravitationnelle entre les formations. [5]

### I-6 Détection de cross flow :

Il semble y avoir quatre méthodes générales permettant de déterminer le degré de communication entre les couches contiguës : analyses pétro physiques, essais de débit sur les carottes, essais de formation et analyses des performances de production et de pression. Seuls les deux premiers, et peut-être le troisième, peuvent être utilisés pour déterminer le degré de communication avant que le puits soit terminé, les analyses des performances de production et de pression.

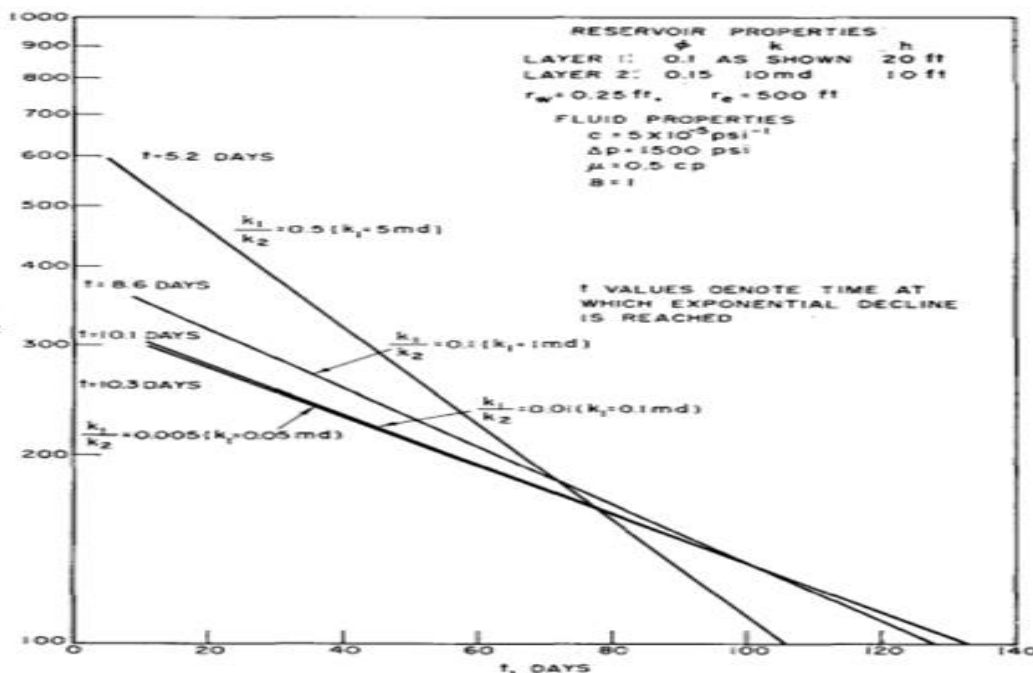


Figure I.6 l'effet de le rapporte  $k_1/k_2$  on la performance de deux couches réservoir avec cross flow dans le cas de pression constante

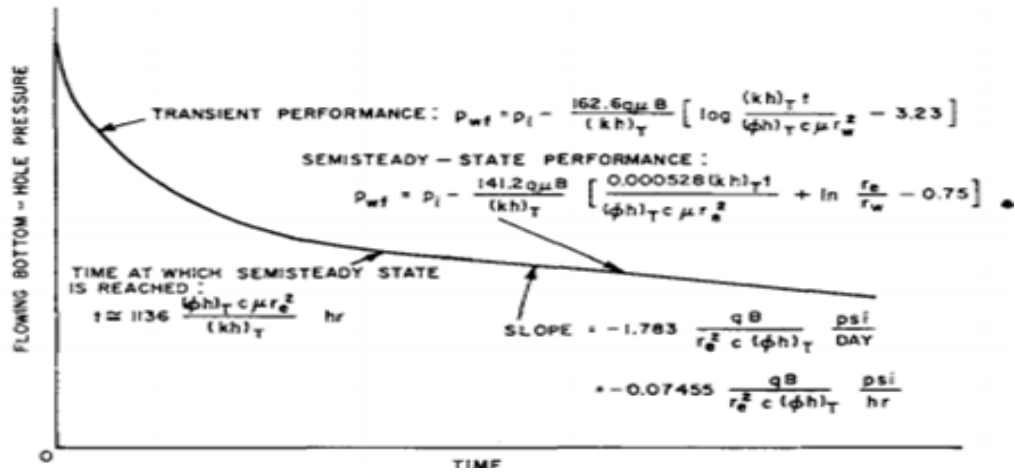


Figure I.7 performance de pression de trou de fond à débit constant idéalisée dans un réservoir à deux couches avec cross flow

Tangente =  $-1.783 \frac{qB}{(\phi h)_T c r_e^2} \text{psi/day} \dots\dots\dots I-3$

=  $-0.07455 \frac{qB}{(\phi h)_T c r_e^2} \text{psi/hours} \dots\dots\dots I-4$

Des moyens pour détecter le cross flow dans la vie d'un puits. - Dans la discussion qui suit, on suppose que les données sur les distributions de porosité et de perméabilité sont disponibles à partir d'informations pétro physiques, mais que des données suffisantes pour confirmer ou infirmer la présence de cross flow entre les couches ne sont pas disponibles. Si le puits est un puits injecteur, on devrait être en mesure de détection de cross flow, s'il se produit, en observant le rendement de la production, car le puits est produit à contre-pression constante (niveau de fluide stationnaire ou pompé). En cas de cross flow, le débit diminuera de façon exponentielle après une courte période de temps avec des caractéristiques de performance générales, comme indiqué dans la section précédente. Si le cross flow ne se produit pas, un déclin exponentiel ne sera atteint qu'après tout, mais une des couches du réservoir cesse de produire. D'ici là, le taux de déclin diminuera progressivement, donnant l'apparence générale d'un déclin hyperbolique. Le comportement pour un cas à deux couches sans cross flow peut être calculé par une formule simplifiée présentée dans l'équation I.3. La comparaison du rendement observé et du rendement théorique avec et sans cross flow indique si un cross flow se produit. Les cas retenus sont illustrés sur la figure I.7.

S'il y a un écoulement dans le puits, on devrait être en mesure de détecter le cross flow soit à partir de l'abaissement de pression, soit à partir d'essais d'accumulation de pression. Dans le cas d'un essai de tirage avec le bien ajusté pour produire à un débit constant, le tracé coordonné de la pression du puits inférieur qui s'écoule par rapport au temps devrait

être linéaire une fois l'état semi-stationnaire atteint. La pente théorique et le temps d'apparition de la linéarité ont été discutés précédemment. Si le cross flow ne se produit pas, la courbe de descente à l'état semi-stationnaire aura la même pente que dans le cas du cross flow; cependant, le temps jusqu'à l'apparition de la linéarité sans cross flow sera de l'ordre de 20 à 30 fois celui requis avec le cross flow. Pour le cas où il n'y a pas de cross flow, le travail de **Le fkovits**, peut être utilisé pour prédire la courbe de drawdown. La comparaison de la courbe de prélèvement avec la performance théorique devrait révéler la présence ou l'absence de cross flow. Le comportement théorique dans ces cas est décrit dans la **figure I.7**.

Les caractéristiques d'accumulation de pression d'un puits dans un réservoir en couches avec cross flow sont similaires à celles d'un réservoir homogène. **Le fkovits**, ont étudié le comportement d'accumulation dans les réservoirs stratifiés sans cross flow qui ont montré que des "effets de couche" prononcés détruisent ces accumulations de ceux dans les réservoirs à cross flow. Ainsi, dans un réservoir stratifié, l'absence d'effets de couche sur une courbe d'accumulation de pression est une preuve de cross flow entre les couches. Une comparaison du comportement d'accumulation de pression avec et sans cross flow pour un cas présumé est présentée sur la **figure I.7**.

## Conclusion

Après une recherche approfondie d'informations sur le phénomène de cross flow, nous avons constaté qu'il y avait deux aspects différents, l'un positif et l'autre négatif.

Le côté positif est l'importance de ce phénomène et l'étendue de son impact sur l'économie, la productivité et la rentabilité. À partir de là, nous pouvons mentionner les points positifs les plus importants du cross flow :

Premièrement, une période de temps beaucoup plus courte est nécessaire pour atteindre un taux économique donné. Deuxièmement, la récupération du pétrole est significativement plus élevée en raison du fait que les couches serrées sont effectivement épuisées. Troisièmement, facilité d'interprétation des tests périodique.

Alors que le côté négatif est l'endommagement causé par le sable qui produit en raison de cross flow, qui à son tour entraîne une diminution de la perméabilité et donc de la productivité après une période de temps, aussi l'endommagement des équipements.

## **Chapitre II**

### **Etude comparative entre cross flow naturel et cross flow forcée**

## II. Introduction

La plupart des études de cross flow se concentrent sur le cross flow inter couche pendant la production ou l'injection. De nombreux scientifiques ont expliqué à travers leurs recherches théoriques et expérimentales le phénomène de cross flow. Par exemple, le scientifique **Partis** et **Russell** 1962, ainsi que **Gao** et **Deans** 1988, le phénomène de cross flow entre les couches lors de la fermeture du puits. Le chercheur **Yusupov** 1971 a également expliqué le phénomène de cross flow entre les puits.

**Modine** et **Coll** (1992) ont mis en œuvre une méthode de superposition pour modéliser le cross flow dans un simulateur numérique, ils ont trouvé que cette méthode était raisonnablement précise, simple et économique. **Fedorov et coll** (2001) considéré que le fonctionnement d'un puits dans un réservoir à des plusieurs couches est non stationnaire dont les propriétés sont identiques à l'exception de la perméabilité, il est étudié l'effet de la fermeture sur le puits, y compris le comportement de cross flow au début d'injection et également lorsque le taux d'injection a changé.

Cette étude tente de répondre aux questions suivantes:

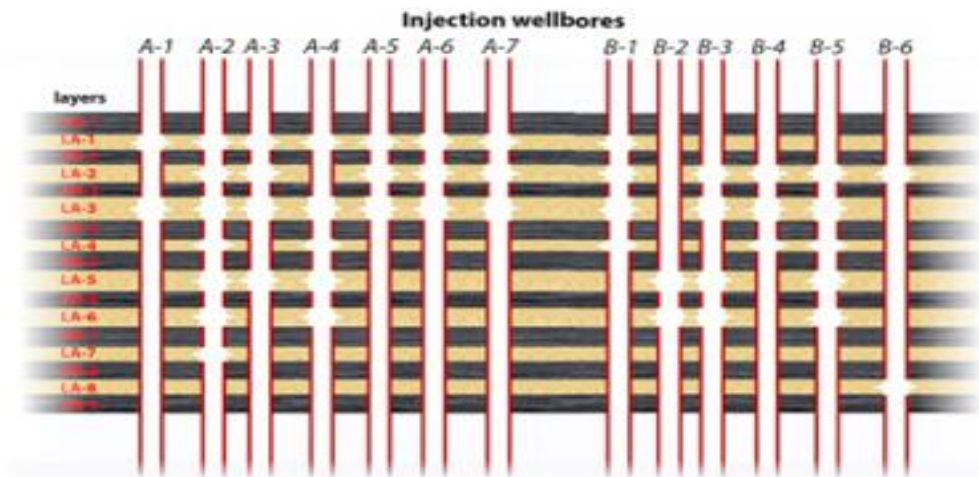
- Pourquoi voulons-nous modéliser cross flow des puits d'injection?
- Comment modéliser le cross flow après la fermeture?
- Quelles données de terrain sont nécessaires pour modéliser les cross flow?
- La modélisation des cross flow peut-elle être quantitative?
- Comment pouvons-nous utiliser les résultats de la modélisation des cross flow?

Pour répondre à ces questions, les effets du cross flow naturel et forcé sur le potentiel de ponçage des 13 injecteurs d'eau (nommées A-1 à A-7 et B-1 à B-6) d'un champ pétrolière de la mer du Nord sont passés en revue et comparés. L'effet de skin le facteur de cross flow naturel et forcé est étudié. En outre, l'effet de cross flow sur la production de sable est décrite qualitativement et un modèle est suggéré pour comprendre le ponçage du puits d'injection pendant les périodes d'arrêt.

Il existe huit couches de sable dans le réservoir considéré (nommées LA-1 à LA-8) qui sont séparées hydrauliquement par neuf couches de schiste plus ou moins continues (nommées SH-1 à SH-9). La **figure II.1** représente schématiquement les couches de sable qui ont été perforées dans chaque puits d'injection. Tout au long de ce chapitre, un débit positif



correspond à l'injection (sortie du puits) et un débit négatif correspond à la production (entrée au puits).



**Figure II.1 Représentation schématique des intervalles perforés dans chaque puits d'injection dans le champ pétrolière considéré.**

### II.1 Cross flow naturel

Cross flow naturel dans un puits injecteur dans une série de couches de sable séparées par des intervalles de schiste (c.-à-d. cross flow inter couche est négligeable) l'équilibre de pression est contrôlé par la différence de la diffusivité entre les couches, la quantité de fluide injecté et la durée de la période d'injection.

La distance approximative entre les lignes d'injection et de production dans le cas de terrain étudié est environ **1700 mètres**, ce qui était supposé être la limite extérieure du modèle. Le champ Expérimenté différentes séquences d'injection et de fermeture au cours de sa vie, mais une seule injection a été simulé dans cette étude - une période d'injection de **48 heures** à un taux de **35000 b/j** a suivi par un arrêt de **48 heures** supplémentaires.

Considérons un puits d'injection axisymétrique avec un débit total constant (**Qt**) et une pression (**P**) à la limite extérieure pour simuler la présence de producteurs environnants. Taux de fluide dans chaque couche lors de l'injection est proportionnel au produit perméabilité-épaisseur (**k\*h**) c.-à-d.  $Q = \left(\frac{kh}{\sum kh}\right)Q_t$  .....II.1

-Où l'effet de skin autour du puits est négligé.

-Le choix de la durée d'injection et de fermeture est basé sur les critères suivants:

- l'injection est suffisante pour atteindre un état d'équilibre à la fin de la période d'injection pour la plupart des couches.
- La période d'arrêt est suffisamment longue pour permettre à cross flow naturel de se dissiper essentiellement.

La compressibilité totale du réservoir est pris égale  $c_t = 3.1 \cdot 10^{-6} \text{psi}^{-1}$ , la compressibilité de l'eau (c'est-à-dire que l'effet de la compressibilité des pores a été négligé). Une valeur de **0.315cp** a été choisi pour la viscosité de l'eau du réservoir, une hypothèse raisonnable pour les premières périodes d'injection lorsque la zone refroidie autour de l'injecteur est petite par rapport à la dimension totale du modèle. Notez que la viscosité de l'eau dans la zone refroidie est typiquement de **1 Cp**.

Les autres paramètres pétro-physiques d'un des puits d'injection (**puits B-3**), estimés à partir de log de l'IPC et la géométrie du puits, sont énumérés dans le **tableau II.1**. Une moyenne arithmétique a été utilisée pour les estimations de la porosité, de la perméabilité, et une seule valeur isotrope pour la perméabilité a été utilisée pour chaque couche de cette étude (c.-à-d.  $k_v = k_h$ ).

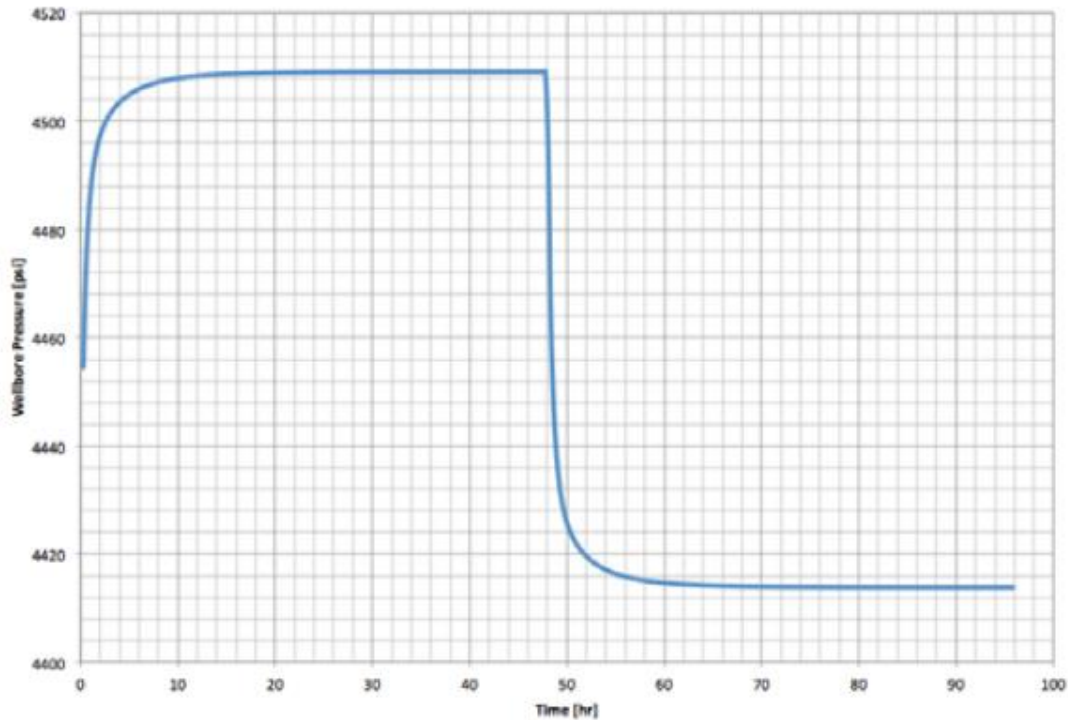
**Tableau II.1 Propriétés pétro-physiques des couches de grès autour du puits B3.**

Propriétés	LA -2	LA-3	LA-5	LA-6
Porosité effective[-]	0.11	0.30	0.11	0.18
Perméabilité [mD]	182	2626	337	1010
Hauteur [ft]	18	37	77	31

Il convient de souligner qu'aucun facteur de skin n'a été utilisé dans le modèle car il est très difficile, en effet presque impossible de quantifier le coefficient de skin des intervalles perforés individuels dans un achèvement de plusieurs zones.

Le modèle a été exécuté avec ces paramètres pour simuler le cross flow naturel dans le champ pétrolière.

La pression du puits pendant **48 heures** d'injection dans le puits **B-3** avec un débit de **35000 b/j** suivi par un puits de forage de 48 heures fermé est illustrée dans **figure II.2**.



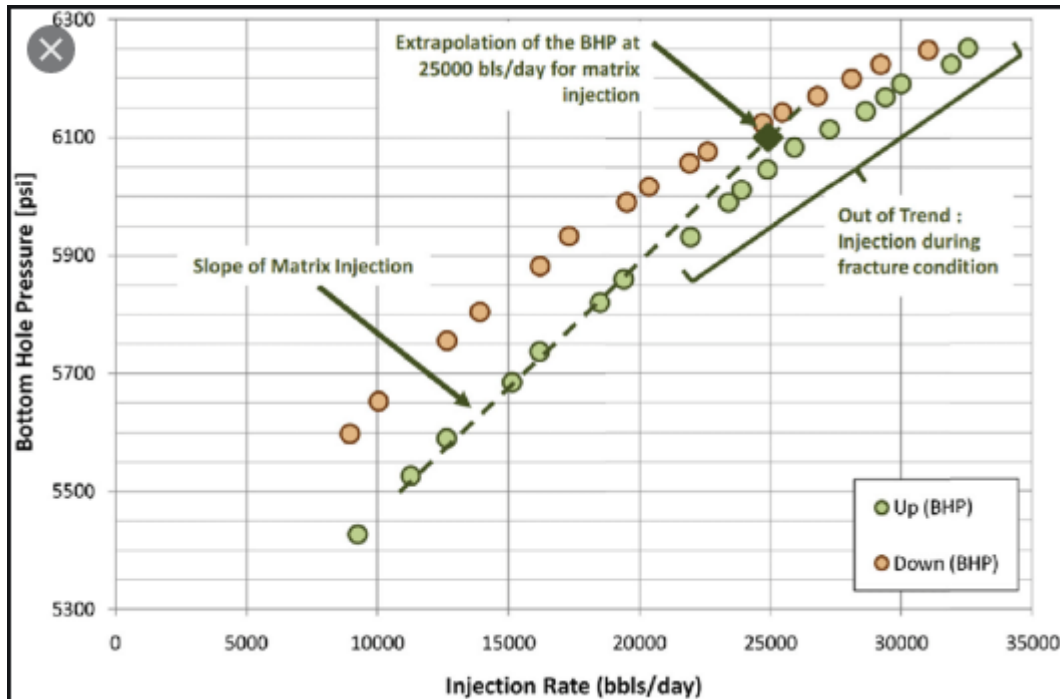
**Figure II.2 : Évolution de la pression du puits lors de la simulation de cross flow naturel sur le puits B-3.**

Sur la base de la **figure II.2**, la pression augmente soudainement après le début de l'injection et la condition de l'état d'équilibre est atteinte après environ **16 heures**. Lorsque le puits est fermé, la pression chute pendant un temps similaire jusqu'à ce qu'une condition de  $P_0 = 4415$  psi soit atteinte. Ce profil de pression n'est pas une bonne représentation des conditions de terrain comme nous avons supposé un facteur de skin nul pour le puits; en fait, on s'attend à ce que la pression calculée soit inférieure à la pression de champ en raison d'un facteur de skin positif autour du puits de forage. Dans la **figure II.2**, par exemple, la différence de pression nécessaire pour injecter **35000 b/j** dans le puits **B-3** ne représentent qu'environ **100 psi**, nettement moins que la réalité, qui est de l'ordre de **1600 à 1800 psi**.

### II.2.1 Effet du facteur de skin

L'effet d'un facteur de skin est pris en compte dans le modèle en divisant la perméabilité de la cellule le plus proche du puits par un coefficient, qui sera le modificateur de perméabilité ( $S_i$ ), et ce coefficient est à peu près équivalent à l'épaisseur nulle de coefficient de skin

conventionnel (c'est-à-dire un terme d'impédance d'épaisseur nulle). Pour un puits identique un modificateur de perméabilité a été utilisé pour chaque couche dans la simulation  $S = S^i = S^{i+1}$  à cause d'absence des données de terrain appropriées pour contraindre d'avantage les données d'entrée. Des données de test de taux de pas ont été utilisées pour estimer la valeur du modificateur de perméabilité près du puits dans le puits **B-3** (**figure II-3**).



**Figure II.3** Test de débit effectué sur le puits B-3

La pression d'injection de matrice à un débit de **25 000 b / j** a été estimée soit directement, soit par un processus d'extrapolation similaire à celui illustré à la **figure (II.3)**. Le taux de **25 000 b / j** a été sélectionné pour être nettement au-dessus de la plage de précision minimale des débitmètres. Le modèle a été exécuté à simuler une séquence d'injection à **25 000 b/j** pendant une période de **10 heures** puis près du puits de forage la perméabilité a été ajustée par manipulation (étalonnage) de sorte que la pression après **10 heures** était égale à la pression déterminée à partir du test des débit. La **figure (II.4)** ci-dessous montre le modèle calibré pour puits **B-3**.

En utilisant cette procédure, le modificateur de perméabilité près du puits (**S**) pour le puits **B-3** a été estimé à être **20**. La pression d'injection de la matrice à un débit de **25 000 b/j** était d'environ **6 000 psi** et la pression de réservoir était d'environ **4 760 psi**, déterminée à partir de l'analyse **Horner** des données d'essai de pas de débit.

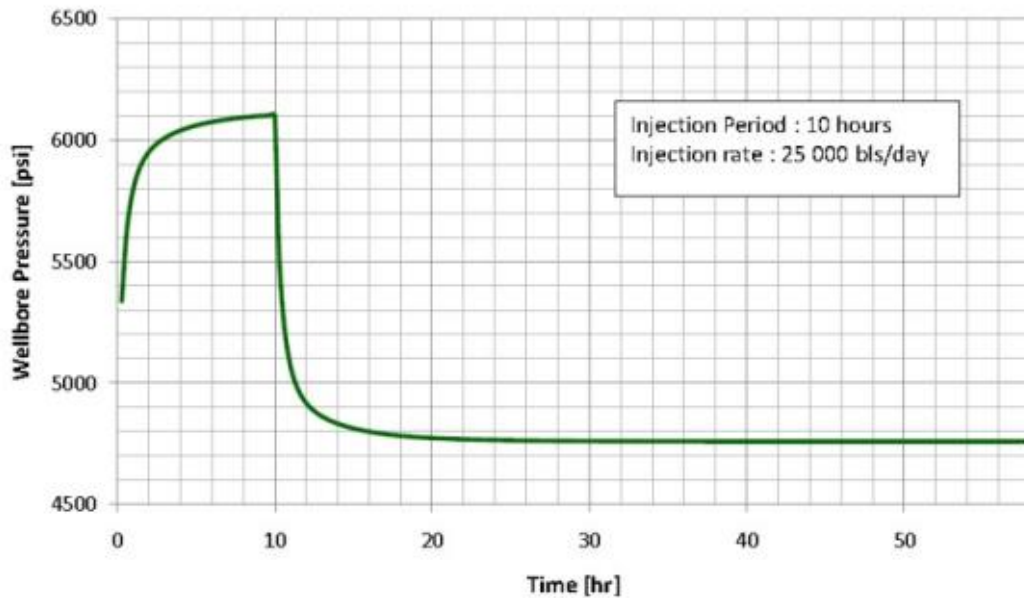


Figure II.4 Pression d'injection calibrée à 25 000 b / j dans le puits B-3.

## II.2.2 Résultats de la simulation cross flow naturel

Le modèle étalonné utilisant le modificateur de perméabilité près du puits ( $S = 20$ ) a été exécuté pour puits **B-3** pour une période d'injection de **48 heures** à **35 000 b / j**, suivie d'une fermeture de **48 heures**. Le flux de débit dans chaque couche ( $Q > 0$ ) et à partir de chaque couche ( $Q < 0$ ) après la fermeture sont représentés dans la figure (II-5).

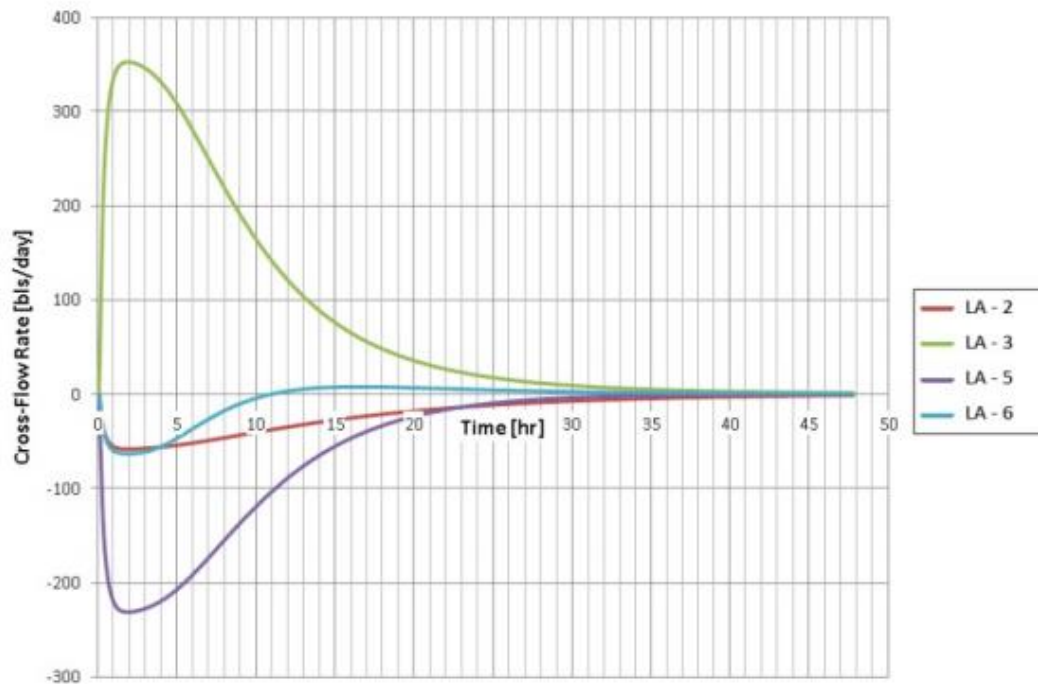
Cette figure démontre que le produit **perméabilité × épaisseur** ( $k \cdot h$  dans le tableau II-2) est le paramètre clé de quantification de cross flow naturel.

Tableau II-2 Le produit perméabilité × épaisseur et débit maximal pour les couches autour du puits B-3 pendant cross flow naturel

	LA-2	LA-3	LA-5	LA-6
$K \cdot h [mDft]$	3.276	97.169	25.945	31.323
$Q_{max} [b/j]$	-57.97	352.78	-231.72	-63.10

La couche **LA-3** a le  $k \cdot h$  le plus élevé qui correspond à la couche dominante pour l'injection, et pendant le cross flow, Le puits **B-3** produit à partir des couches **LA-2**, **LA-5** et **LA-6**, toutes avec des valeurs de  $k \cdot h$  sensiblement moins que la couche **LA-3**. Ce comportement veut-dire que la production à partir des couches à faible  $k \cdot h$  avec écoulement

dans celui avec le  $k \cdot h$  le plus élevé - est assez fréquente en cas de cross flow naturel, mais est loin de systématique.

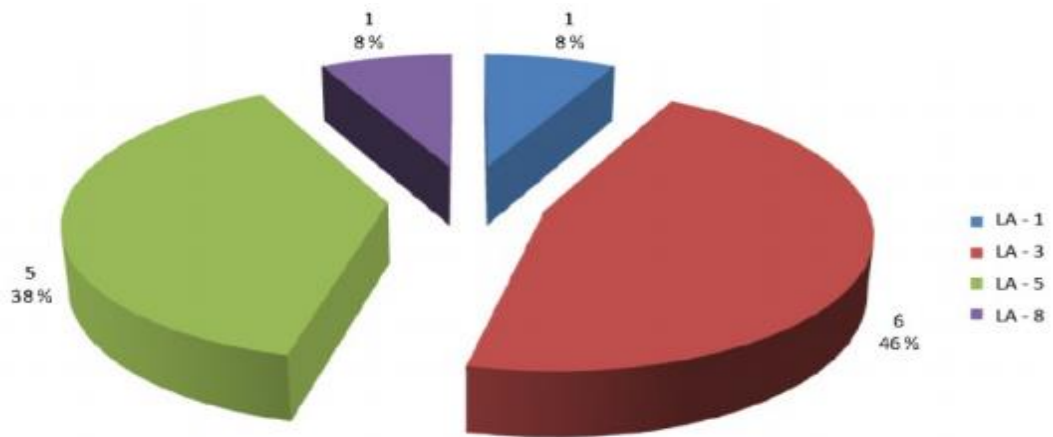


**Figure II.5 : Résultats de cross flow pour le puits B-3 (simulation de cross flow naturel).**

Le débit maximum pour chaque couche est atteint environ **deux heures** après la fermeture du puits. Le temps est identique pour toutes les couches et il est essentiellement contrôlé par la distance entre le puits et la limite externe du modèle et par le contraste de perméabilité entre les couches par le temps nécessaire pour diffuser la pression dans la couche à haute perméabilité vers l'extérieur limite du modèle. Le comportement de la couche **LA-6** est différent de celui des trois autres couches, c'est-à-dire qu'il subit un flux entrant pendant environ **11 heures**, puis subit un débit sortant mineur pendant le reste du temps simulé.

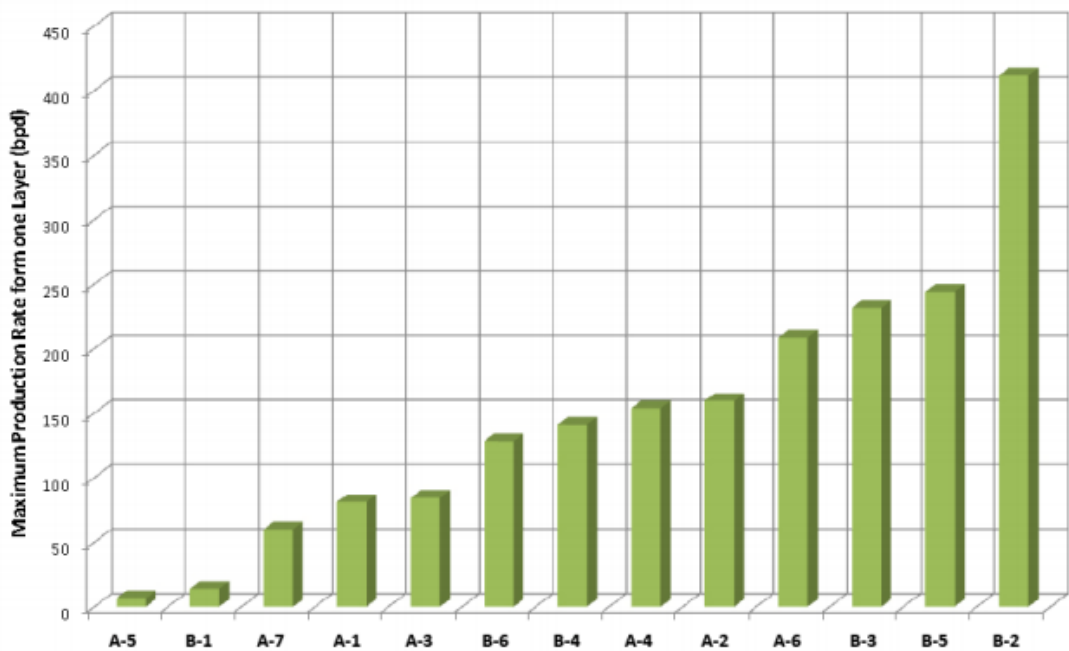
Cette simulation a été répétée pour les **13 puits** du champ. Les débits maximaux simulés pendant le cross flow naturel étaient relativement modestes, un maximum de **412 b / j** dans le puits **B-2**. Notez que les débits maximaux étaient presque identiques à ceux obtenus avec un modificateur de perméabilité de 1 (bien sans skin), ce qui signifie que la présence d'un facteur de skin réaliste ne semble pas affecter de manière significative le comportement de cross flow naturel d'un puits.

La **figure (II.6)** représente la fréquence à laquelle les différentes couches ont le débit d'entrée maximal pendant le cross flow naturel; les couches **LA-3** et **LA-5** fournissent le débit maximal pendant le cross flow dans **46%** et **38%** des cas respectivement.



**Figure II.6 Couches avec flux entrant maximum pendant cross flow naturel.**

La **figure II.7** représente le débit maximal de la couche avec un débit entrant pendant un cross flow naturel pour chaque injecteur du champ; la valeur médiane de ce débit de production maximal est de **141 b / j** et la moyenne arithmétique est de **148 b/j**.



**Figure II.7 Débit maximum pour la couche avec débit maximum pour chaque puits injecteur.**

## II.2 Cross flow forcée

Le cross flow forcé fait référence aux cas dans lesquels les différentes couches perforées sur un injecteur ne sont pas à l'équilibre de pression, de sorte que la différence de pression entre les couches devient maintenant la principale force motrice derrière le cross flow. La pression initiale de chaque couche, est une donnée vitale pour simulation, elle a été estimée via la **MDT** logging (Modular Formation Dynamics Tester). Le **MDT** est fréquemment utilisé dans ce domaine et fournit une mesure directe, mais malheureusement pour une période de temps seulement. Les autres paramètres du modèle étaient les mêmes que pour le cas de cross flow naturel simulations, y compris la valeur du modificateur de perméabilité à proximité du puits. **Tableau II.3** résume la pression mesurée via l'enregistrement MDT qui a été utilisé pour la modélisation de cross flow dans le puits B-5.

**Tableau II.3 Pression du réservoir dérivé des mesures MDT et du débit maximal pour les couches autour du puits B-5 pendant le cross flow forcé.**

	LA-2	LA-3	LA-4	LA-5	LA-6
$P_l [psi]$	4880.59	4880.59	4880.59	4870.52	4870.52
$Q_{max} [b/j]$	-23.85	-44.53	-5.43	30.04	43.63

Le comportement de l'écoulement lors d'un cross flow forcé est assez complexe **figure (II.8)** car la direction de cross flow change avec le temps. La couche **LA-5**, par exemple, montre un débit entrant pendant une courte période directement après arrêt (c'est-à-dire débit **négalif** sur la **figure II.8**) mais se retrouve dans une condition de sortie après environ **14 heures** (débit **positif**); en revanche, les couches **LA-2** (rouge) et **LA-3** (verte) commencent par un débit sortant, mais finit par mettre en évidence un débit entrant après environ **8 heures**.

Ce comportement complexe pour le cross flow forcé peut être interprété. Au début, le puits est dominés par le cross flow naturel mais après un certain temps les gradients de pression de l'injection périodique sont dissipés et remplacés par les différences de pression entre les couches. Les deux conduisent mécanismes - c'est-à-dire gradients de pression dus à l'injection pour cross flow naturel et les différences de pression pour cross flow forcé - sont indépendantes les unes des autres, ce qui explique le comportement illustré dans **figure II.8**.



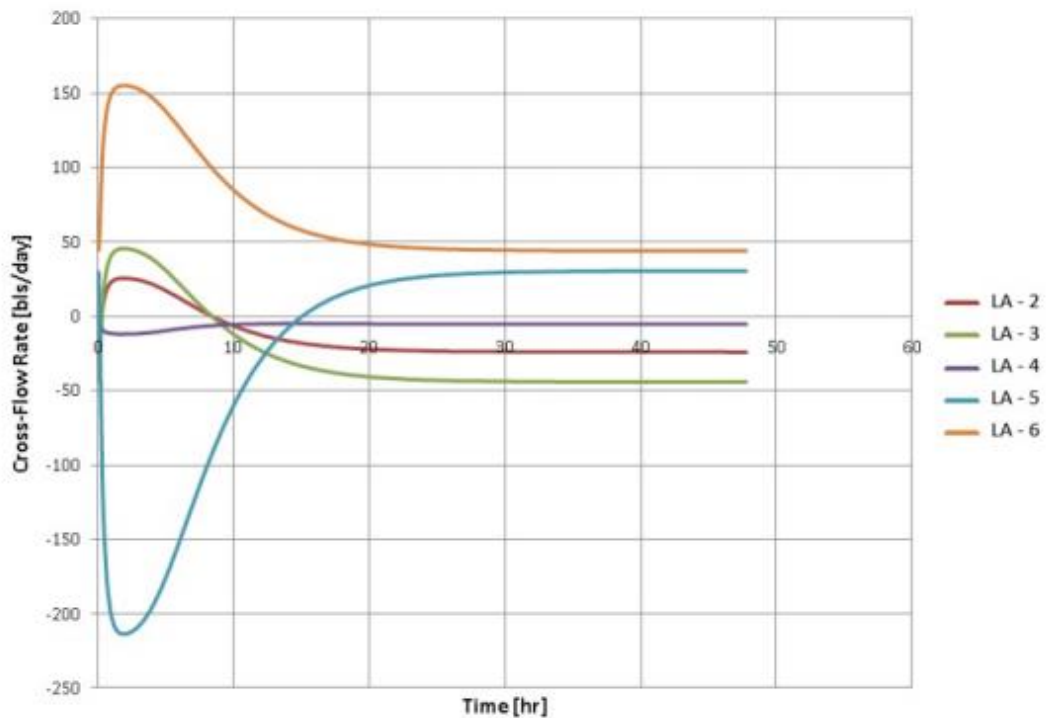


Figure II.8 Réponse de cross flow forcé dans le cas du puits B-5

Les couches avec une cadence de production maximale en cas de cross flow forcé sont différentes de ceux en cas de cross flow naturel. La **figure II.9** montre que la couche **LA-3** avait **43%** de la totale production lors de le cross flow forcé dans trois puits (**A-5**, **A-6** et **B-5**). Couches **LA-2** et **LA-1** a fourni **29%** dans deux puits et **28%** dans un puits de la production totale.

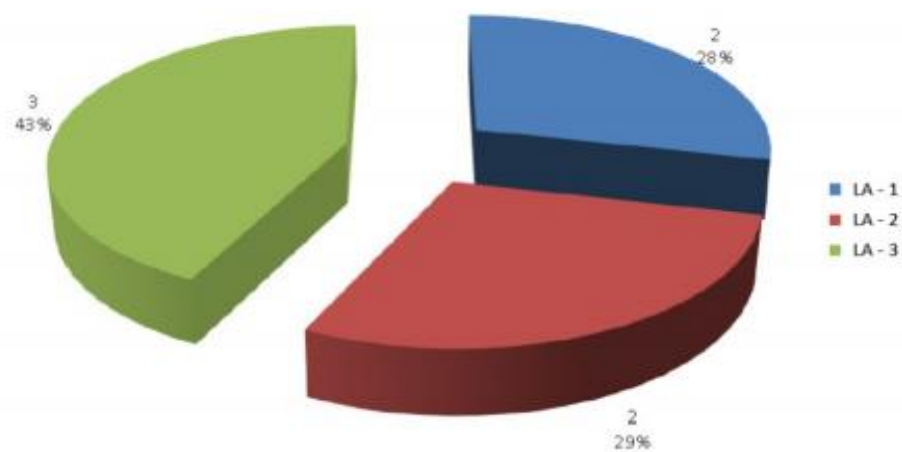
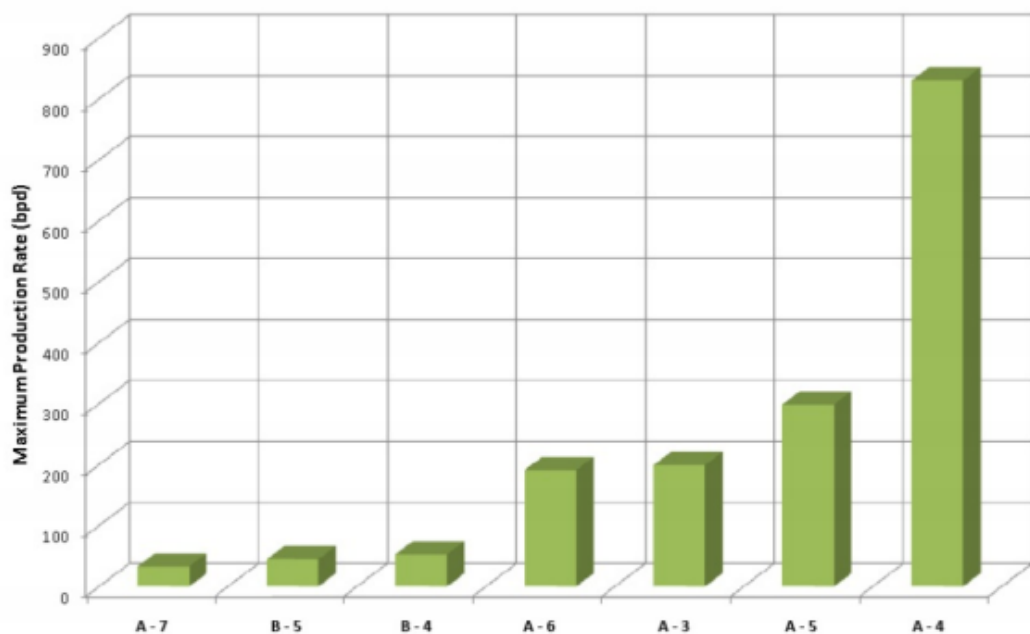


Figure II.9 Statistiques indiquant quelle couche a présenté une production maximale pendant le cross flow forcé.

Le taux de production maximum de chaque puits dans le champ pendant le cross flow forcé est indiqué dans **Figure II.10**. Par rapport au cross flow naturel (**Figure II.7**), le taux de production est plus élevé pendant cross flow forcé pour certains puits (**A-3, A-4, A-5**).

Le cross flow forcé est fortement affecté par le modificateur de perméabilité près du puits de forage et ont été beaucoup plus grandes si une valeur de  $S = 1$  avait été utilisée. Par exemple, dans le cas du puits **A-4**, la cadence de production maximale aurait approché les **40 000 b / j**. C'est en fort contraste avec un cross flow naturel où la perméabilité à proximité du puits a peu d'effet sur les débits.



**Figure II.10** Taux de production maximal pendant cross flow forcé.

### II.3 Calibration du puits B-3

Les résultats de la modélisation de cross flow obtenus au cours de cette étude sont essentiellement semi-quantitatifs pour une variété de raisons:

- Les perméabilités dérivées des logs ont été utilisées; ceux-ci n'ont pas pu être confirmés par un well test DATA.
- Les pressions **MDT** ont été utilisées pour le cross flow forcé lorsqu'elles étaient disponibles; ceux-ci sont valables uniquement pendant une période limitée après le début de

l'injection dans le puits, ou supposé que toutes les couches étaient à l'équilibre de pression (cross flow naturel).

En conséquence, le modèle de cross flow doit être calibré avec des données de terrain pour donner des résultats quantitatifs. L'étalonnage a été effectué pour le puits **B.3** pour lequel **PLT** (Production Logging Tool) étaient disponibles pour les données de complétion du puits ainsi que trois ans plus tard dans la vie de puits. Le **tableau II.4** montre la distribution de flux enregistrée au cours des deux logs **PLT** effectués sur le puits **B.3**.

**Tableau II.4 Distribution du débit au cours des deux logs PLT réalisés sur le puits B-3**

Couche	PLT après la complétion		PLT trois ans après complétion	
	Débit [b/j]	Pourcentage [%]	Débit [b/j]	Pourcentage [%]
LA-2	23.1	0.9	1489.3	5.2
SH-3, LA-3	1912.7	74.6	12344.3	43.1
SH-4, SH 5, LA-5, LA-6	625.6	24.4	14807.4	51.7
SH-7	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>TOTAL</b>	<b>125.75</b>	<b>99.9</b>	<b>28641</b>	<b>100.0</b>

Le **tableau (II.4)** montre clairement de grandes différences d'allocation de flux au cours des deux mesures **PLT** pour les raisons suivantes:

- Le premier **PLT** a été réalisé dans des conditions d'injection matricielle tandis que le second était réalisé dans des conditions d'injection de fracture (fractures induites par contraction thermo élastique) .Cette différence est illustrée à la **figure II.3** par les changements de pente dans la relation entre débit d'injection et pression au fond du trou.
- Le premier **PLT** a été réalisé juste après l'achèvement du puits (c'est-à-dire avant tout ponçage), alors que le second a été réalisé beaucoup plus tard lorsque le comportement du puits aurait pu être affecté par le remplissage partiel de certains tunnels de perforation.
- La condition d'écoulement pour le premier **PLT** a été modélisée, puis la pression de fond calculée a été mis en correspondance avec la pression **PLT** en utilisant un modificateur

de perméabilité de  $S = 12,7$  au lieu de la valeur de  $S = 20$  utilisé pour correspondre au débit pendant le test de pas de débit (Figure II.4). Cela indique une dégradation de la perméabilité à proximité du puits au cours des trois années séparant les deux estimations pour  $S$ , qui est un résultat compatible avec les conséquences du ponçage du puits.

- Dans le cas du deuxième **PLT**, un passage a été effectué avec le puits fermé et le cross flow a été détecté des formations inférieures vers les formations supérieures (tableau II.5). Le cross flow a été mesuré environ **deux heures** après l'enclenchement suite au passe-bas du PLT - soit environ **6,5 heures** d'injection à **15000 bpj** - et le passe-haut du PLT - soit **10 heures** d'injection à **28000bpj**.

**Tableau II.5 Cross flow enregistré pendant le passage fermé du deuxième PLT sur le puits B-3**

Zone	Couches	débit (b/j)
Zone 1	LA-2	90.00
Zone 2	SH-3	277.70
Zone 3	LA-3	29.90
Zone 4	SH-5, LA-5	-69.40
Zone 5	SH-6, LA-6	-324.30
Zone 6	SH-7	0.00

Les résultats du PLT ont été reproduits avec le modèle de cross flow en réorganisant les couches. C'était fait en regroupant les zones 2 et 3 et les zones 4 et 5 en zones uniques (zones 23 et 45 respectivement). Trois simulations différentes (Run 1, 2 et 3) ont ensuite été réalisées:

- L'exécution 1 a été effectuée en utilisant les valeurs de perméabilité du journal CPI uniquement. Comme représenté sur le **Tableau II.6**, les résultats du modèle ne correspondent pas aux valeurs mesurées, en particulier pour la **zone 45** qui avait des taux de production rétrospectifs de **294 b / j** et **394 b / j** mesurés pendant le PLT. L'explication possible de cette correspondance est relativement médiocre, la perméabilité de l'**IPC** est le résultat d'une interprétation et non d'une mesure directe.
- **RUN 2** a été simulé en utilisant le premier **PLT** réalisé sur le puits **B-3** après l'achèvement de modifier le partitionnement kh entre les couches selon le partitionnement de flux du **tableau 3-6**, tout en maintenant le  $k \cdot h$  total du puits à sa valeur **IPC**. L'idée ici était que l'initiale Le **PLT** sur le puits **B-3** a été réalisée sous injection de matrice et était

représentatif du réel  $k^*h$  des formations. Les résultats de cette simulation sont présentés dans le **tableau II-6**, qui sont assez proche des mesures, en particulier pour la **zone 45**.

- RUN 3 dans le **tableau II.6** correspond à une deuxième modification du partitionnement  $k^*h$  mais cette fois en utilisant le profil de débit du deuxième PLT qui a été effectué **trois ans** après achèvement à un rythme de **28 000 b / j**. Les résultats de la troisième manche ne correspondent pas au cross flow mesuré pendant le passage fermé du PLT.

**Tableau II.6 Simulation du cross flow enregistré pendant le PLT effectué trois ans après l'achèvement du puits B-3**

Zone	couche	Débit PLT (b/j)	RUN 1	RUN 1	RUN 3
			K*h à partir de CPI	K*h à partir de CPI et PLT après la complétion	K*h à partir de CPI et PLT 3 ans après la complétion
			Débit(b/j)	Débit(b/j)	Débit(b/j)
Zone 1	LA-2	90	-23.9	-21.1	-49.7
Zone 23	LA-9, SH-3	307.6	345.7	385.7	96.9
Zone 45	LA-5, SH-5 LA-6	-393.7	-293.8	-364.6	-47.2
Zone 6	SH-7	0.0	-28.1	0.0	0.0

Le cross flow mesuré lors de la passe de fermeture du test **PLT** sur le puits **B-3** après achèvement peut être simulé raisonnablement bien avec le modèle de cross flow (c'est-à-dire RUN 2), et il est à noter que la correspondance a été obtenue sans l'utilisation de tout facteur d'étalonnage mathématique. Il fallait simplement un ajustement du partitionnement  $k^*h$  basé sur le débit matriciel réel - c'est-à-dire obtenu à partir des données du premier PLT sur le puits après l'achèvement et un ajustement du nombre de couches dans le modèle - c'est-à-dire obtenu à partir de la mesure à l'arrêt au cours du deuxième PLT **trois ans** après la bien achèvement.

#### **II.4 Cross flow et production de sable**

Pour le champ étudié, des simulations de cross flow naturel pour tous les puits et de cross flow forcé pour les puits où les diagraphies **MDT** étaient disponibles qui ont montré des différences d'épuisement considérables qui ont été réalisés (**tableau II.7**).

**Tableau II.7 Comparaison des cross flow forcés et naturels pour certains des puits du champ étudié.**

Noms de Puits (type de cross flow)	Le débit maximum (bbl/j)							
	LA-1	LA-2	LA-3	LA-4	LA-5	LA-6	LA-7	LA-8
A-3 naturel	-55.10	-8.91	-84.38	...	148.54	...	...	...
A-3 forcée	-139.18	-145.67	-199.26	...	484.11	...	...	...
A-4 naturel	102.95	...	151.56	-66.72	-153.98	-33.96	...	...
A-4 forcée	830.10	...	521.70	8.60	20.53	279.27	...	...
A-5 naturel	3.02	3.47	-6.49	...	...	...	...	...
A-5 forcée	125.75	172.99	-298.74	...	...	...	...	...
A-6 naturel	-15.25	208.36	-193.22	...	...	...	...	...
A-6 forcée	-15.40	206.36	-190.96	...	...	...	...	...
A-7 naturel	-4.08	60.08	-56.00	...	...	...	...	...
A-7 forcée	-32.91	-13.59	46.34	...	...	...	...	...
B-4 naturel	...	101.74	-141.14	39.40	...	...	...	...
B-4 forcée	...	-53.14	41.06	11.93	...	...	...	...
B-5 naturel	...	49.36	90.12	-6.94	-244.09	111.41		
B-5 forcée	...	-23.85	-44.53	-5.43	30.04	43.63		

injection	<100bbl/j	<500bbl/j	>500bbl/j	production	<100bbl/j	<500bbl/j	>500bbl/j

D'après le **tableau II.7**, les cross flow forcés sont souvent beaucoup plus élevés que les cross flow naturels – au-delà d'un ordre de grandeur plus grand pour le puits **A-5** par exemple. Le sens d'écoulement pendant cross flow naturel et forcé ne coïncide que dans trois cas sur sept (puits **A-3**, **A-5** et **A6**); les différents mécanismes de cross flow naturel et forcé expliquent cette différence de direction d'écoulement.

Le **tableau II.8** montre les débits croisés forcés pour les puits où les **MDT** étaient disponibles et les cross flow pour d'autres puits. Cette combinaison a été réalisée pour analyser l'effet des cross flow sur le ponçage des injecteurs. D'après le **tableau II.8**,

seulement 8 couches sur **47 (17% des cas)** sont à la fois faibles (c.-à-d. potentiel de ponçage élevé) et en conditions de production (en flux) pendant le cross flow. Ces couches sont représentées en rose; le rose foncé correspond aux couches avec un échec complet prédiction des conditions, le rose clair correspond aux couches où seule une partie limitée pourrait être interprété comme étant entré dans une condition d'échec.

Trois puits (**A-4, B-1 et B-3**) du **tableau II.8** ont connu une forte diminution de l'indice d'injectivité pendant leur durée d'injection, ceux-ci sont représentés **en rouge** et contiennent tous des couches faibles subissant un afflux lors de la fermeture. Bien que le puits **A-1** montre une forte diminution de l'injectivité, il ne contient pas de couche faible combinée à un débit entrant lors de la fermeture. L'injectivité a été augmentée dans deux puits, montré de couleur **verte** dans le **tableau II.8**. Le puits **A-3** n'a pas des couches productrices faibles pendant cross flow, tandis que le puits **A-2** a une couche faible (**LA-6**) avec un potentiel de ponçage élevé.

**Tableau II.8 Couches possibles de production de sable pendant cross flow.**

Noms de Puits (type de cross flow)	Le débit maximum (bbl/j)							
	LA-1	LA-2	LA-3	LA-4	LA-5	LA-6	LA-7	LA-8
<b>A-1 naturel</b>	-81.21	...	81.21	...	...	...	...	...
<b>A-2 naturel</b>	-40.76	-37.44	99.48	159.65	-158.81	-14.94	-7.25	...
<b>A-3 forcée</b>	-139.18	-145.67	-199.26	...	484.11	...	...	...
<b>A-4 forcée</b>	-830.10	...	521.70	8.60	20.53	279.27	...	...
A-5 forcée	125.75	172.99	-298.74	...	...	...	...	...
A-6 forcée	-15.40	206.36	-190.96	...	...	...	...	...
A-7 forcée	-32.91	-13.59	46.34	...	...	...	...	...
<b>B-1 naturel</b>	9.51	12.68	-13.74	-8.45	...	...	...	...
B-2 naturel	...	...	...	...	-411.81	411.81	...	...
<b>B-3 naturel</b>	...	-57.97	352.78	...	-231.72	-63.10	...	...
B-4 forcée	...	48.61	-100.08	51.32	...	...	...	...
B-5 forcée	...	25.51	45.59	-12.23	-213.90	155.03	...	...
B-6 naturel	...	128.31	...	...	...	...	...	-128.31

La index injectivité	augmentation	diminution
----------------------	--------------	------------

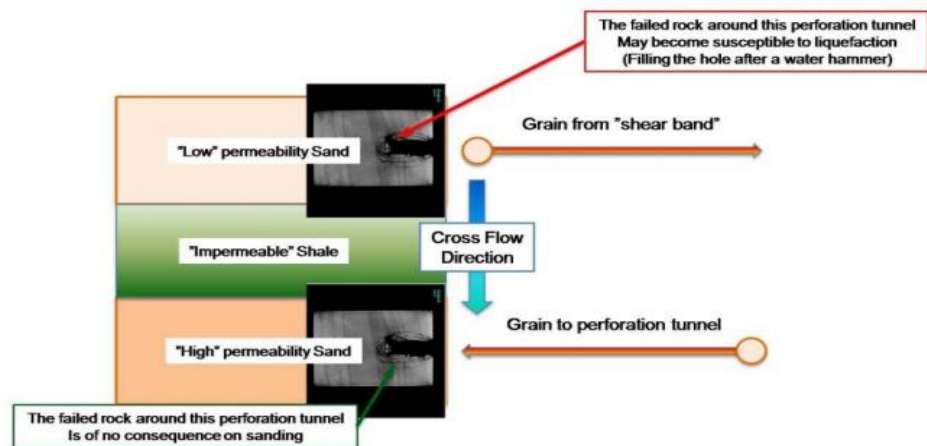
Condition de	Limite	complete
--------------	--------	----------



Sur la base des informations observées, il existe une relation significative entre la survenue du ponçage lors de cross flow (la présence de couches productrices faibles) et une réduction d'injectivité des puits, sauf pour les puits A-1 et A-2. Cela suggère qu'il peut y avoir d'autres mécanismes en dehors du cross flow pour expliquer le comportement de ponçage des injecteurs d'eau, malgré le fait que le cross flow explique la majorité des changements d'injectivité observés et analysé jusqu'à présent.

## II.5 Cross flow inter puits:

Pendant la phase d'injection dans les couches de sable, le sable est poussé loin du puits, tandis que pendant la phase de fermeture du puits, un cross flow se produit en raison de la différence de pression entre les couches de sable. Dans le cas de deux couches de sable, le fluide d'injection de la couche à faible perméabilité se déplace vers la haute couche de perméabilité à travers le puits avec quelques grains de sable provenant de la bande de cisaillement (**figure II.11**). La couche à faible perméabilité est sensible au processus de liquéfaction chaque fois qu'elle a une porosité suffisante. Quand cela se produit, le sable produit recouvre la totalité ou une partie des perforations du puits qui est associée à une perte d'injectivité. La liquéfaction est accélérée par une fermeture soudaine du puits de forage, qui pourrait générer des ondes de pression atteignant une centaine de bars et atteignent des formations identiques aux ondes sismiques. Cette effet est appelé effet de coup de bélier.[6]



**Figure II.11 : Vue schématique de cross flow entre puits de faible perméabilité à haute perméabilité.**



Ce problème peut être divisé en deux phases différentes, qui sont l'injection et cross flow. Pour partie d'injection, un débit d'injection constant dans le puits est supposé. Pendant la période d'injection, distribution de pression, 1D le modèle pour chaque couche horizontale est considéré. Équation de conservation du débit massique pour chaque couche dans une radiale les coordonnées doivent être satisfaites comme ci-dessous [Aziz & Settari, 1979]:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \phi c \frac{\partial p}{\partial t} q_{inj} \dots\dots\dots \text{II.2}$$

Où r est le rayon ; k est la perméabilité ; μ est viscosité dynamique ; φ est la porosité effective ; t est le temps ; q<sub>inj</sub> est le débit d'injection et c est la compressibilité du réservoir .

La compressibilité du réservoir est définie comme la somme de compressibilité des pores et des fluides. On suppose que la compressibilité des pores est beaucoup plus petite que celle de la fluide compressibilité, qui est une hypothèse raisonnable dans les roches de grès. Il est également important de considérer les propriétés constantes de la roche, gradient de pression petits et compressibilité des fluides petite et constante à utiliser l'équation II-2 pour la simulation d'écoulement radial.

Une approche explicite des différences finies est mise en œuvre pour résoudre l'équation II.2. À cette fin, chaque couche est discrétisé via une cellule irrégulière distribuée en points, de sorte que le premier point de cellule de chaque couche représente le puits de forage. Une pression de puits constante pour chaque pas de temps est supposée pour ce problème, ce qui signifie que la pression est le premier point de cellule de chaque couche sont identiques.

De plus, le taux d'injection doit être divisé dans chaque couche en fonction de la transmissibilité de chaque couche pendant le processus d'injection. Selon cette hypothèse, la pression du puits de forage et le taux d'injection pour chaque couche dans chaque pas de temps est calculé sur la base de la loi de Darcy pour une coordonnée radiale comme ci-dessous:

$$p^* = \frac{q_{inj} + \sum_{i=1}^n T r_i p_i(2)}{\sum_{i=1}^n T r_i} \text{ou, } T r_i = \frac{2\pi r_{1+1/2} h_i k_i}{\mu(r_2 - r_1)} \quad i=1,2, \dots, n \dots\dots\dots \text{II.3}$$

$$q_i = \frac{2\pi r_{1+1/2} h_i k_i}{\mu} \frac{p_i(1) - p_i(2)}{r_2 - r_1} \dots\dots\dots \text{II.4}$$

Où p\* est pression de puits ; T<sub>r<sub>i</sub></sub> est la transmissibilité de la couche i ; p<sub>i</sub>(2) est la pression dans la deuxième cellule point de la couche i, q<sub>i</sub> est le taux d'injection dans la couche i ; n est le nombre de la couche i ; h<sub>i</sub> est l'épaisseur de la couche i ; r<sub>1</sub> et r<sub>2</sub> sont des rayons du point de cellule 1 et 2 respectivement (rayon de puits).

Pendant la fermeture du puits,  $q_{inj}$  est égal à zéro dans **l'équation II.3**, donc cette équation peut être simplifiée et écrit comme ci-dessous:

$$p^* = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i p_i(2)}{\sum_{i=1}^n k_i h_i} \dots\dots\dots \text{II-5}$$

Le cross flow est calculé via **l'équation II-4**. Il convient de noter que le débit d'injection (du puits à couche) est positif dans cette équation où la production est négative.

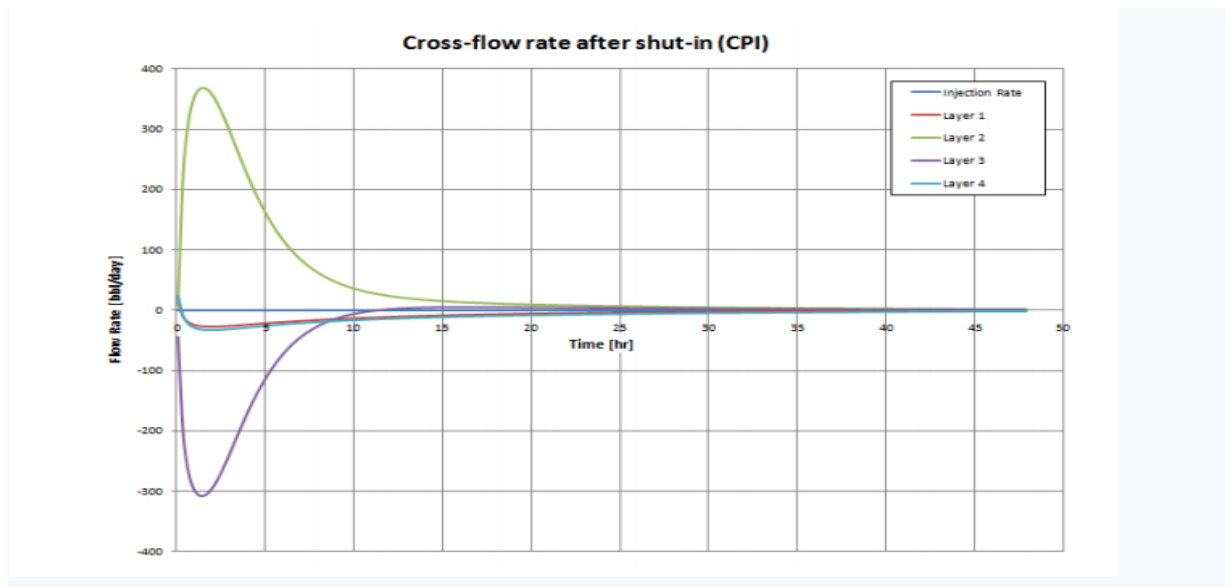
Une pression constante est supposée au rayon du puits de forage ( $r_w$ ) et à la limite extérieure ( $r_e$ ) égale à  $p^*$  et initiale pression interstitielle dans la couche ( $p_0$ ), respectivement. Pour la condition aux limites temporelles de **l'équation II-2**, pore initial la pression au temps zéro pour la phase d'injection et la pression interstitielle au temps d'arrêt pour la phase de cross flow est appliqué à chaque point de la cellule.

## II.6 Résultats de calcul

Une méthode de différence finie explicite est appliquée à **l'équation II-2** pour calculer le cross flow naturel dans chaque couche. À cette fin, chaque couche est discrétisée en cellule avec un espacement logarithmique pour capturer le comportement de près du puits. Le modèle est mis en œuvre pour calculer le cross flow pour un grès à quatre couches réservoir avec équilibre de pression dans chaque couche (**331,6 bars**). L'exécution de trois modèles est effectuée pour trois données de perméabilités recueillies à partir d'un test de **I'IPC**, qui a été effectué en juillet 2006 après forage de puits dans le terrain, et deux tests PLT, un en août 2006 (**PLT 1**) et un autre en novembre 2009 (**PLT 2**). Une constante le débit d'injection et le temps d'injection sont utilisés pour tous les tests et résultats des cross flow naturels pour chaque test sont représentés dans **les figures II-12**, II-13 et II-14. Sur ces figures, le temps zéro correspond au temps de fermeture du puits.

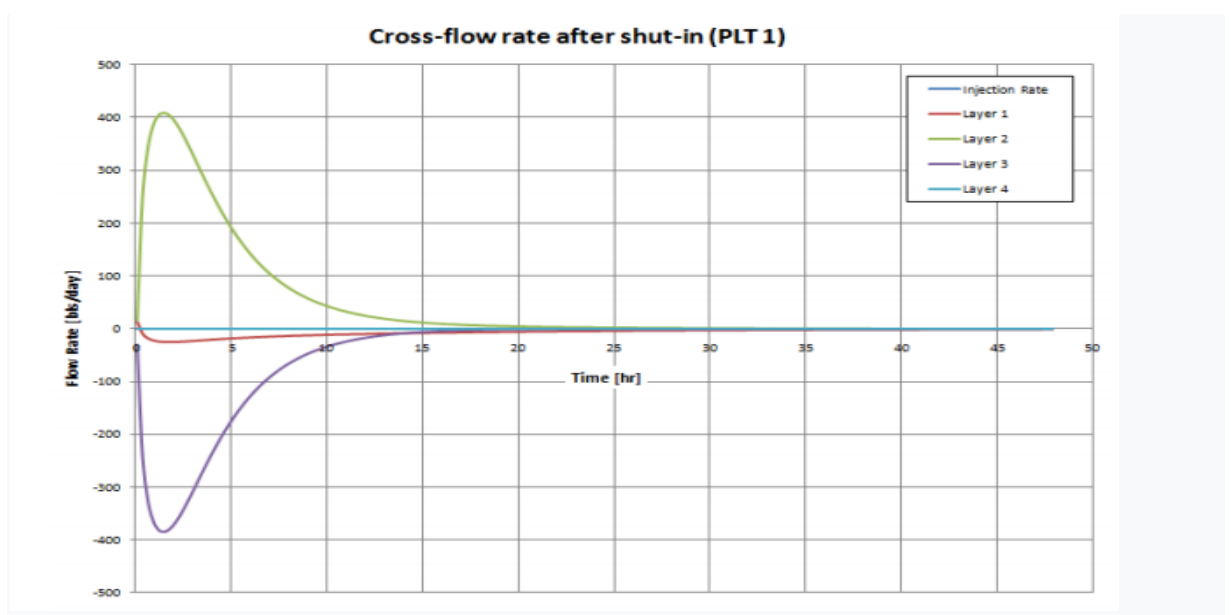
Le débit positif dans cette étude signifie que le débit des couches vers le puits (production) et le débit négatif est un écoulement du puits dans les couches.

Selon la **figure II-12**, il y a un cross flow naturel des couches 1, 3 et 4 (perméabilité inférieure) vers couche 2, qui a la perméabilité la plus élevée dans le test **CPI**. La plus grande quantité de cross flow est fournie par la couche 3, qui a la valeur  $k^*h$  la plus élevée par rapport aux couches 1 et 4. De plus, le cross flow devient nul après **30 heures**.



**Figure II.12 cross flow naturel pour un réservoir de grès à quatre couches avec perméabilités mesurées à partir du test de l'IPC en juillet 2006.**

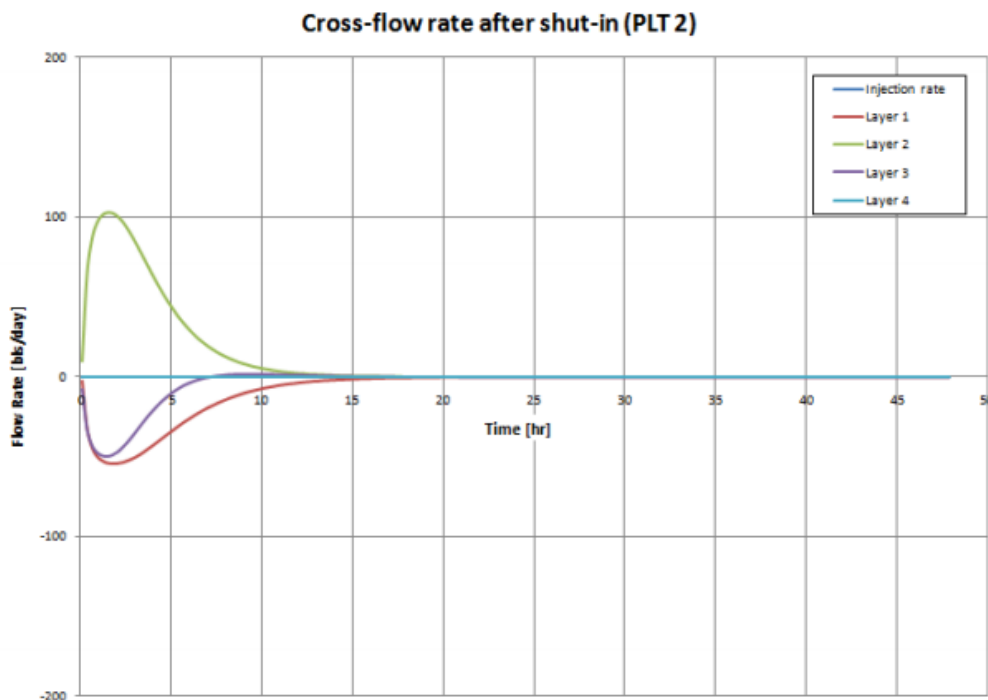
Bien que la perméabilité de la couche 4 dans les mesures PLT soit nulle, le même comportement de cross flow naturel peut être reconnu dans les résultats PLT (**figures II.13 et II.14**). Sur la **figure II.13**, cross flow maximal, qui est survenu après 90 minutes de fermeture du puits de forage, est plus que les résultats de l'IPC qui pourraient être liés au processus d'achèvement du puits de forage qui est généralement effectué après le forage du puits de forage.



**Figure II.13 cross flow naturel pour un réservoir de grès à quatre couches avec perméabilités mesurées à partir du test PLT en août 2006**

Dans le cas d'un test **PLT** récent (**PLT 2**), une quantité moindre de cross flow est obtenue à partir de chaque couche, en raison de au fait qu'il y a eu beaucoup de processus d'injection et de fermeture dans le puits qui pourraient être associés avec production de sable et blocage dans la perforation du puits. La contribution de la couche 1 a également augmenté presque deux fois par rapport aux résultats du **PLT 1**.

Par souci de simplicité en comparaison, les cross flow naturels des mesures de l'**IPC** et du **PLT** et une mesure du débit **PLT** après **45 minutes** après la fermeture du puits est indiquée dans le **tableau II.9**. Selon ce tableau, la différence des résultats de **PLT 1** et **PLT2** et l'effet de la production de sable sont évidents. La perméabilité des couches 1 et 3 (produisant des couches dans cross flow naturel) est augmentée dans les résultats de **PLT 2** en raison de la production de sable et la possibilité de liquéfaction alors que la perméabilité de la **couche 2** a diminué en raison d'obstruction par le sable de la perforation dans le puits et la couche 2.



**Figure II.14 cross flow naturel pour un réservoir de grès à quatre couches avec perméabilités mesurées à partir du test PLT en novembre 2009.**

**Tableau II.9 Débits transversaux naturels pour différents tests après 45 minutes après la fermeture du puits.**

Properties			Recorded data	Donné estimer					
couche	h(feet)	$\Phi$ [-]	PLT2 45 MIN apres shut- in	CPI (45 min après shut- in)		PLT 1 (45min après shut-in)		PLT2 (45 min après shut- in)	
			Débit (bbl/j)	K(mD)	Débit (bbl/j)	K(mD)	Débit (bbl/j)	K(mD)	Débit (bbl/j)
Couche 1	19.539	0.2 16	-90	1859.709	23.851	73.204	21.134	422.95 7	49.664
Couche 1	54.719	0.2 6	-307.6	101900.45	-345.688	2169.61 5	-385.691	1251.8 13	-96.913
Couche 1	97.912	0.2 21	393.7	53090.41	293.759	396.051	364.557	839.17 4	47.249
Couche 1	41.124	0.1 93	0	2076.507	28.078	0	0	0 0	0

## Conclusion

Lorsqu'un puits injecteur est fermé, un cross flow entre les intervalles perforés peut se produire, ce qui peut induire la production et la liquéfaction de sable dans les couches à haute pression, les dommages à la formation et réduction de la perméabilité dans les couches de pression inférieure, par conséquent, la compréhension et la modélisation des cross flow pendant la fermeture du puits sont importantes du point de vue de la production et de l'ingénierie des réservoirs, en particulier dans les réservoirs de grès non consolidés ou mal consolidés. Cette modélisation peut être faite en considérant les deux différents types de cross flow, cross flow naturel et de cross flow forcé:

Pendant le cross flow naturel, tous les intervalles perforés sont à l'équilibre de pression et le cross flow se produit parce que les différentes couches s'écoulent à des vitesses différentes en raison de différences de diffusivité (l'effet de la différence de perméabilité est dominant). Cela mène aux différences de pression à proximité du puits qui entraînent le cross flow. Pendant le cross flow forcé, les intervalles perforés ne sont pas à l'équilibre de pression et le cross flow se produit en raison des différences de pression entre les couches. Il est à noter que

le cross flow naturel s'éteint quelques heures après la mise en bien, alors que le cross flow forcé peut durer des jours, ou aussi longtemps que le déséquilibre de pression subsiste.

Dans cette étude, le cross flow dans les puits injecteurs d'un champ pétrolier de la mer du Nord a été étudié. Combinaisons des données de terrain ont été utilisées pour estimer les paramètres d'entrée de cross flow ainsi que pour le modèle étalonnage et quantification. Par exemple, les résultats du log MDT ont été utilisés pour évaluer les différentiels appauvrissements afin d'établir l'existence d'un déséquilibre de pression et d'une hauteur de pression différences conduisant à un cross flow forcé.

Le cross flow a ensuite été modélisé pour 13 puits - c'est-à-dire le cross flow naturel pour chaque puits et cross flow forcé lorsque les diagraphies MDT ont montré un déséquilibre de la tête de pression (7 puits sur 13). La séquence d'injection générique de **48 heures à 35000 bpj** suivie de **48 heures** de fermeture a été modélisée pour chaque puits. La limite extérieure du modèle était située à **1,7 km** - c'est-à-dire la distance au puits de production - et soumis à une pression constante au fil du temps.

On a constaté que les débits de production maximaux pendant le cross flow naturel variaient entre **10 b/j** pour le **puits A-5** et **400 b/j** pour le puits **B-2**. La production maximale pendant le cross flow naturel provenait essentiellement de deux couches, **LA-3** et **LA-5**. les taux des cross flow maximal se sont produits systématiquement après **deux heures** pour tous les puits, ce qui est logique compte tenu que le cross flow naturel se produit pendant le drainage des gradients de pression autour du bien créé par la période d'injection. Le Cross flow naturel a généralement disparu après environ **18 heures** après une bonne fermeture. Le cross flow forcé a été modélisé pour sept puits qui avaient des données de déséquilibre de pression à partir du journal MDT. Les cadences de production maximales pendant le cross flow forcé variaient entre **30 bpj** pour le puits **A-7** et **800 bpj** pour le puits **A-4**. Les cadences de production maximales pendant le cross flow forcé provenait essentiellement de trois zones, **LA-3**, **LA-2** et **LA-1**. Le taux de production pendant le cross flow forcé ont été considérés comme ceux existant 48 heures après shut-in - c.-à-d. valeurs à long terme.

Le modèle d'écoulement pendant le cross flow forcé peut être complexe au début de l'écoulement est régi par le cross flow naturel, puis suivi par cross flow forcé. Comme les deux les mécanismes de cross flow sont indépendants, cela pourrait conduire à des situations où une couche montre bien un écoulement à partir d'un cross flow naturel avant de passer à un écoulement de puits en raison de cross flow forcé. La séquence opposée peut également se produire.

Une modélisation appropriée de cross flow forcé est requise en tenant compte d'un facteur de skin de puits. Pour ce but, un modificateur de perméabilité proche du puits ( $S$ ) a été introduit dans le cross flow modèle, correspondant au facteur dont la perméabilité de la cellule la plus proche du puits doit être divisée afin de correspondre à la pression d'injection mesurée du puits. Ce paramètre a été déterminé par étalonnage du modèle sur les données de test de vitesse de pas. La pression correspondant à une injection de matrice de **25 000 b / j** a été utilisé pour l'étalonnage en ajustant  $S$ . L'importance de cet étalonnage a été observée dans le cas du puits **A-4** où la modélisation de l'écoulement transversal a conduit à un taux de production maximal de **39000 b/j** sans le modificateur de perméabilité du puits proche ( $S = 1$ ) et de seulement **830 b/j** avec la valeur calibrée pour  $S$  (dans ce cas  $S = 42$ ).

Le modificateur de perméabilité à proximité du puits de forage semble augmenter avec le temps en raison de ponçage des puits et le remplissage des tunnels de perforation avec du sable retraduit puis réinjecté dans les tunnels. À leur tour, les résultats de la simulation d'écoulement transversal de la production de retour à partir d'intervalles perforés ratés a été comparée à l'évolution globale de l'indice d'injectivité des puits.

Les puits **A-4**, **B-1** et **B-3** ont des couches faibles avec une production en retour pendant le cross flow et montrent une forte diminution de l'indice d'injectivité au fil du temps (modificateur de perméabilité). On peut conclure que la production de sable pendant le cross flow explique la majorité des cas montrant une diminution de l'indice d'injectivité, mais le comportement de certains puits ne peut pas être expliqué de cette manière. Le puits **A-1** montre une forte diminution d'indice d'injectivité sans aucune production de retour des couches faibles lors de l'enfoncement; autre des mécanismes de ponçage doivent être recherchés pour expliquer le comportement.

Deux essais **PLT** effectués sur le puits **B-3** après l'achèvement et trois ans plus tard ont été utilisés pour évaluer la qualité du modèle de cross flow. Une bonne correspondance du cross flow mesuré pendant la fermeture du **PLT** trois ans après l'achèvement a été réalisée en modifiant la superposition du modèle de flux et ajustement du partitionnement  $k^*h$  en fonction des données réelles en flux (Résultats **PLT** de la mesure après achèvement du forage). La corrélation entre le modèle de cross flow et les résultats du **PLT** pourrait être améliorée si l'autre producteur de sable efficace les mécanismes sont envisagés.

Bien qu'une combinaison précieuse de données telles que les résultats **PLT**, le comportement global du puits, des données de puits effondrés et des données d'enquête par caméra ont été utilisées pour calibrer le modèle, l'étude des cross flow n'est pas encore entièrement quantitative car diverses incertitudes sont associées. Certaines des questions

auxquelles il faut répondre pour quantifier d'avantage ces études sont de savoir comment le facteur de skin de chaque couche varie avec le temps pendant l'écoulement transversal et le comportement de la pression après les mesures **MDT**. Pourtant, il y aura des limites dans la collecte de données, même dans un cas de terrain de première classe comme celui analysé ici. Cela signifie que malgré tout raisonnable tentative, les études de potentiel de ponçage transversal resteront comme un processus semi-quantitatif nécessitant une interprétation expérimentée. Néanmoins, comme nous l'avons montré, une analyse minutieuse contraint considérablement les interprétations possibles, permettant de prendre de bonnes décisions d'ingénierie fabriquée.



## **Chapitre III**

### **Modélisation de phénomène de cross flow**

**Introduction :**

Le problème fréquemment rencontré dans le réservoir multicouche est le cross flow. Le terme de cross flow peut se référer à deux, Il s'agit des cas suivants : cross flow en formation de réservoir (Park, 1989) et cross flow dans le puits de forage (Jalalai et al., 2016)

Le cross flow en formation se produit parce que chaque couche de formation de l'interface est perméable il existe des propriétés distinctes sur chaque couche : porosité, perméabilité verticale et horizontale, saturation, compressibilité des roches, skin, indice de productivité (PI) et pression du réservoir (Happy et coll., 2014). Les propriétés permettent au fluide de traverser chaque couche du réservoir . L'étude du cross flow de formation pourrait être évaluée à l'aide de l'interprétation des essais de puits (Park, 1989; Happy et coll., 2014) et de l'analyse de la température du puits (Mao et Zeidouni, 2017). Le cross flow du puits de forage pourrait se produire lorsque la chaîne de production se mélange et que la couche imperméable apparaît entre les couches productrices. Ce cas peut être appelé puits multilatéral (Permadi et coll., 1998; Guo et coll., 2008). On pourrait également tenir compte de cross flow entre puits une fois que les puits multiples pénètrent un réservoir multicouche (Jalali et al., 2016).

Une étude d'évaluation de la production de puits multicouches ou multilatéraux sera menée au moyen de données hypothétiques sur le terrain. La situation de cross flow devrait se produire pendant la production. Cette étude permettra d'élaborer un modèle de puits multicouche et d'effectuer des calculs analytiques pour déterminer la situation de cross flow. Le modèle comprendra l'IPR composite du réservoir, le modèle d'étranglement et l'analyse nodale. La présence d'ISC pour gérer le problème de cross flow est étudiée sur plusieurs profondeurs de réglage. Il est important de voir le comportement des couches mélangées sous l'installation d'ISC. L'évaluation précise devrait permettre de mieux comprendre les performances de production multicouches, les conditions de cross flow et l'augmentation du taux de production actuel. Les objectifs de cette étude :

1. Développer une solution mathématique pour déterminer le taux de production de chaque couche.
2. Évaluer les différents scénarios pour optimiser le taux de production nécessaire à la conception du placement de l'ISC.[7]

III.1 Méthodes:

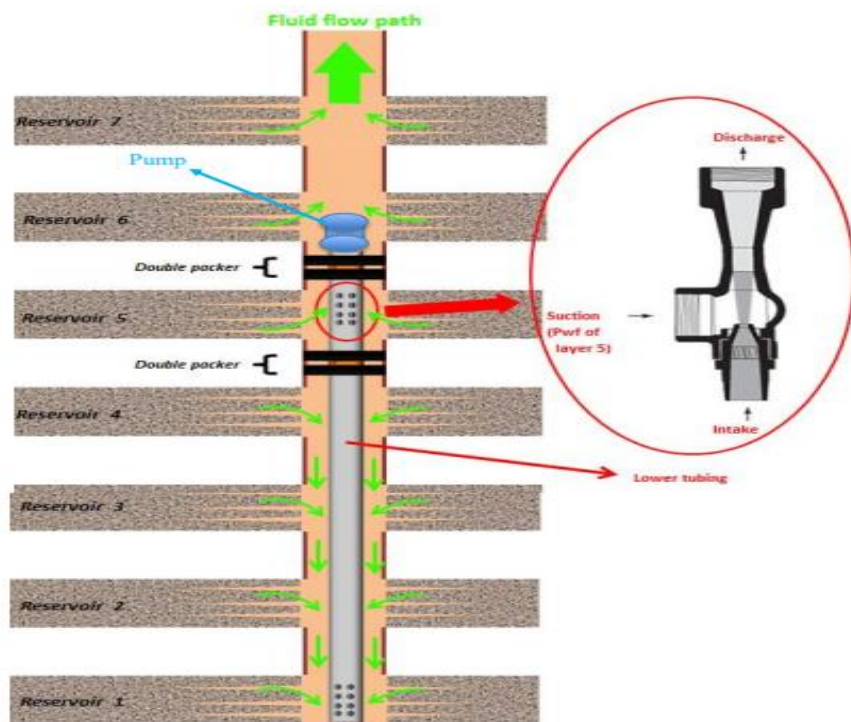
III.1.1 Modèle de réservoir :

On a supposé dans cette étude qu'un réservoir se compose de sept couches. Ceux-ci sont nommés à partir du plus bas comme suit 1, 2, 3, 4, 5, 6, et 7. Les caractères du réservoir qui doivent être entrés : pression moyenne du réservoir, puits PI, coupe d'eau, et la profondeur de la couche. Les propriétés de fluide considérées sont l'API d'huile, la viscosité d'huile, la densité de saumure, et la viscosité de saumure ont été obtenues à partir de la moyenne arithmétique de toutes les couches. L'élaboration d'un modèle pour ce réservoir est présumée pour la phase liquide avec l'indice de productivité (IP) connu du puits. Le modèle de l'IP des puits est présenté comme suit (Brown, 1984; Guo et coll., 2007).

$$J_i = \frac{q_i}{p_{resj} - p_{wfi}} \dots \dots \dots \text{III.1}$$

La **figure(III.1)** illustre le compartiment d'écoulement composé de trois zones :

1. La ou Les couches inférieures se trouvent sous l'emballeur le plus bas.
2. les couche étant aspiré où la pression d'aspiration fonctionne et se trouve entre deux emballeurs;
3. La couche supérieure se trouve au-dessus de l'emballeur le plus haut.



**Figure III.1** illustration entière de l'écoulement du fluide dans la complétion

Puisque le débit de fluide descend verticalement, ce travail tente de considérer l'effet de l'addition de masse dans chaque face de sable de la couche d'où le taux serait augmenté et,

bien sûr, il est suivi par l'existence de la vitesse (masse) terme cumulatif dans l'équation de Bernoulli. L'algorithme est simplifié pour aller directement vers le haut et ne pas être accumulé à travers la tubulure. Le concept est toujours le même en utilisant Bernoulli parce que cette loi ne couvre pas le chemin, seulement la position (profondeur). En outre, nous n'incluons pas l'effet de frottement. Le terme  $p_n$  est défini comme la pression du trou inférieur qui s'écoule  $p_{wfi}=p_i$  à chaque couche de sable (i-couche).

$$p_n - \left(\frac{dp}{dz}\right) D_n + \frac{1}{2} \frac{\beta}{gc} \frac{1}{144} (\sum_{i=1}^n v_i)^2 = p_{n+1} - \left(\frac{dp}{dz}\right) D_{n+1} + \frac{1}{2} \frac{\beta}{gc} \frac{1}{144} (\sum_{i=1}^n v_i)^2 \dots \text{III.2}$$

La vitesse est fonction en de débit et le débit elle-même dépend de la pression du puits. Plus tard, il nécessite de résoudre simultanément les équations pour obtenir la pression d'écoulement du puits  $p_i$

$$v_i = \frac{q_i}{\frac{\pi}{4}(ID_{cas}^2 - OD_{tub}^2)} = \frac{J_i(\overline{pres}_j - p_i)}{\frac{\pi}{4}(ID_{cas}^2 - OD_{tub}^2)} \quad i=1 \dots n \dots \text{III.3}$$

La ou les couche(s) inférieure(s) qui ont une pression plus élevée agirait comme une zone de déclenchement comme si elle fournissait de la potentielle hydraulique pour le système d'outils modélisé par étranglement. La pression d'aspiration est définie comme étant la pression la plus faible due à l'écoulement à travers l'orifice de la Duse. Elle agirait comme une pression d'écoulement de trou inférieur pour la couche où l'outil est adressé. Le fluide d'admission dans la tubulure se trouve dans la position la plus basse de la couche. Il a la même position avec la position de l'outil. Le débit de fluide sur la couche au-dessus de l'outil, appelée couche supérieure, tient également compte de l'effet de masse ou d'addition de vitesse pour chaque passage à travers la face de sable de la couche. [7]

**III.1.2 Modèle de In-Situ Choke :**

In-Situ Choke (ISC) fonctionne mécaniquement, il assisté par un fluide dans le système de tuyaux de venturi parallèle afin de créer l'effet Venturi. L'effet Venturi est la réduction de la pression de fluide qui se traduit quand un fluide coule à travers une section resserrée de tuyau. Il est installé dans le puits pour optimiser la production de fluides à partir de deux réservoirs dont la pression du réservoir est inégale. Étant donné qu'il y a une section serrée dans le tuyau, il pourrait être modélisé comme un étranglement de type Duse combiné avec la pompe à jet. Les modèles mathématiques d'étranglement de type buse combinés à une pompe à jet sont dérivés comme suit (Guo et coll., 2007).

$$q = 8074 c_d d_2^2 \sqrt{\frac{\Delta p - \left(\frac{dp}{dz}\right)L}{\rho}} \dots \text{III.4}$$

Ou équivalent avec :

$$\Delta p = P_{intake} - P_{suction} = \frac{q^2 \bar{\rho}}{(8074 C_D d_2^2)^2} \dots \text{III.5}$$

Ou :

$$C_D = \frac{d_2}{d_1} + \frac{0.3167}{\left(\frac{d_2}{d_1}\right)^{0.6}} + 0.025[\log N_{RE} - 4] \dots\dots\dots \text{III.6}$$

$$N_{RE} = \frac{1.48q\bar{p}}{d_2\mu} \dots\dots\dots \text{III.7}$$

La pression d'entrée est une pression de fond du trou existant groupée dans la couche inférieure et la pression de sortie existe dans la couche supérieure. La substitution et la combinaison des équations ci-dessus sont présentées ci-dessous pour faire un travail d'itération.

$$q=8074 \left\{ \frac{d_2}{d_1} + \frac{0.3167}{\left(\frac{d_2}{d_1}\right)^{0.6}} + 0.025[\log N_{RE} - 4] \right\} d_2^2 \sqrt{\frac{p_{in}-p_{out}}{\bar{p}}} \dots\dots\dots \text{III.8}$$

Les résultats de la méthode combinatoire ont par la suite été utilisés pour savoir où l'ISC devrait être placé. Toutes ces équations et ces tâches d'itération ont été calculées dans un programme macro-excel. Il doit être soigneusement fait pour saisir la valeur dans le calcul de l'itération que le débit à travers l'étranglement de type buse ne provient que de la couche inférieure. L'explication de l'« ÉTAPE 0 », de l'« ÉTAPE 1 », de l'« ÉTAPE 2 » et des termes connexes dans le flux de travail sont détaillés dans la section Résultats et discussion (voir aussi la figure III. 2).

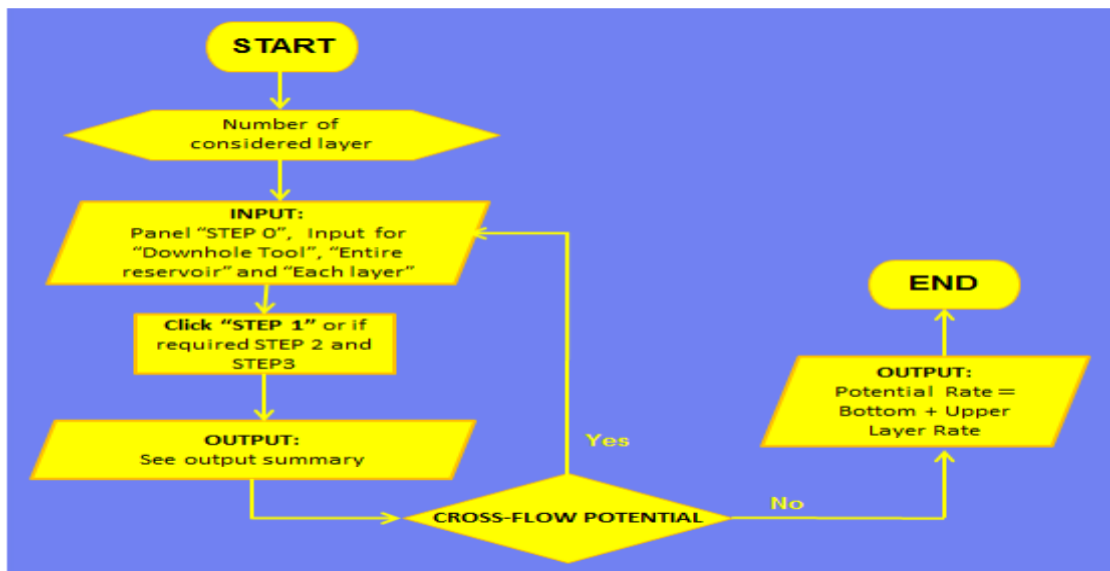


Figure III.2 Déroulement du travail à l'aide d'un programme d'évaluation multicouche.

### III.2 Résultats et discussion

#### III.2.1 Élaboration de la trousse d'outils

Le travail de calcul et d'itération décrit dans la méthodologie a été codé en programme macro-excel. L'apparence du guide de l'utilisateur peut être vue et revue dans les chiffres

consécutifs ci-dessous (**Figure III.3** à **Figure III.10**). Les données typiques que nous obtenons au sujet du puits sont : Pump Setting Depth PSN, Submergent SUB, et Depth of Fluid Level DFL ou certains cas, nous avons besoin de calculer l'un d'eux comme présenté par **équation III.8**. L'effort est d'obtenir la pression de refoulement  $P_{disc}$  qui a exigé de régler la pression d'admission  $P_{intake}$  en utilisant la différence de pression de 5-100 psi( $\delta P$ ). Nous avons réglé l'admission ou la décharge à la pression particulière parce que nous avons installé une pompe afin qu'elle puisse fonctionner comme requis par ISC.

$$DFL = PSN - SUB \dots\dots\dots \text{III.9}$$

$$P_{disc} = \left(\frac{dp}{dz}\right) (D_n - L_{tool} - DFL) \dots\dots\dots \text{III.10}$$

$$P_{intake} = P_{disc} + \delta P \dots\dots\dots \text{III.11}$$

Entre :

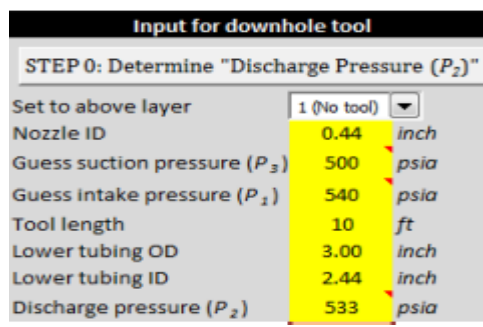


Figure III.3 L'interface des propriétés de l'outil.

Pour régler la pression de refoulement, cliquez sur le bouton « STEP 0 ».

Initial Calculation			<a href="#">Back to main</a>
<b>Input</b>			
	Field Unit		SI Unit
Pump setting depth (PSN)	3031 ft		924 m
Measured DFL	2319 ft		707 m
<b>Output</b>			
	Field Unit		SI Unit
Calculated submergent	712 ft		217 m
Discharge pressure ( $P_2$ )	533 psia		36 atm
<i>Note: Make sure that "Input for entire reservoir" and "Input for each layer" already fulfilled.</i>			

Figure III.4 L'interface du calcul initial pour déterminer la pression de refoulement.

Pour connaître la « pression d'aspiration », la « pression d'admission » et la « pression de refoulement », cliquez sur « Illustration et tutoriel » dans le panneau de la calculatrice. Si le réservoir est constitué d'une seule couche, la pression de refoulement, l'admission et la pression d'aspiration sont équivalentes.

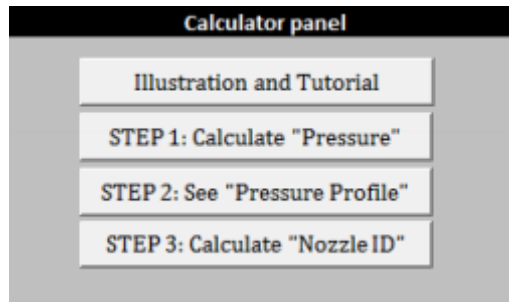


Figure III.5 Panneau de la calculatrice

Reservoir 3		
P-res		psia
PI		stb/psi/day
Water cut		%
Depth		ft
Reservoir 2		
P-res		psia
PI		stb/psi/day
Water cut		%
Depth		ft
Reservoir 1		
P-res	559.64	psia
PI	1.01	stb/psi/day
Water cut	96.76	%
Depth	3543.31	ft

Figure III.6 L'interface d'entrée des propriétés de chaque couche.

Input for entire reservoir		
Oil density	40.15	API
Oil viscosity	1.25	cP
Brine density	1.02	kg/L
Brine viscosity	1.10	cP
Casing ID	7.00	inch

Figure III.7 L'interface d'entrée de tout réservoir

Processus : Cliquez sur le panneau du calculateur et assurez-vous que la colonne « LHS-RHS » est à zéro après avoir cliqué sur « Calculate FBHP ». Si la valeur n'est pas nulle, l'utilisateur doit modifier la position de profondeur de l'outil.

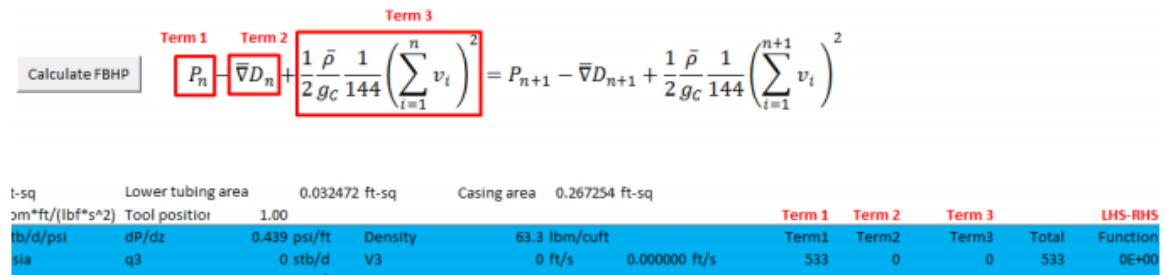


Figure III.8 Calcul sur le panneau Flow Bottom Hole Pressure (FBHP).

En cliquant sur « ÉTAPE 2 », l'utilisateur pourrait voir le profil de pression si le réservoir se compose de certaines couches. Par conséquent, l'utilisateur pourrait évaluer la position de la pompe qui devrait être abordée approximativement. Le terme 1 signifie la contribution de pression absolue. Les termes 2 et 3 sont la pression cinétique et potentielle consécutivement. Le calcul révèle que l'effet de la clause 3 est minime dans presque tous les cas où il pourrait diminuer ce terme.

En cliquant sur « ÉTAPE 3 », l'utilisateur déterminera la valeur « ID Duse » dans le panneau « Input for down hole tool ». Ce n'est pas vraiment important puisqu'il s'agit simplement d'un calcul technique pour s'assurer que la pression d'aspiration et la pression d'admissions entrées sont théoriquement correctes. Cette valeur pourrait être totalement incorrecte en fonction de la disponibilité de la fabrication qui conduit à ignorer l'entrée ID de la Duse. La pression d'aspiration  $P_3$  et la pression d'admission  $P_1$  ne doivent pas être trop différentes.

**Sortie :**

La sortie est donnée directement sur le panneau de résumé de sortie.

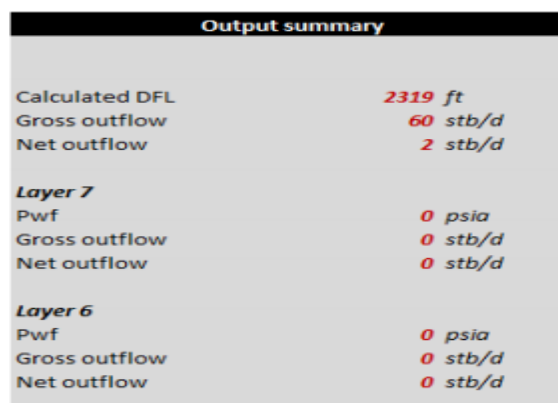


Figure III.9 Résumé de la sortie si le trou de forage n'est pas entièrement rempli de liquide.

La cellule « DFL calculé » apparaît si le liquide ne peut pas circuler sans l'aide d'une pompe ou. Si ce n'est pas le cas, cette cellule apparaît comme étant une « pression de la tête de puits ».

Exemple présenté à la figure II.10



Output summary	
Wellhead pressure	449 psia
Gross outflow	60 stb/d
Net outflow	2 stb/d
<b>Layer 7</b>	
Pwf	0 psia
Gross outflow	0 stb/d
Net outflow	0 stb/d
<b>Layer 6</b>	
Pwf	0 psia
Gross outflow	0 stb/d
Net outflow	0 stb/d

Figure III.10 Résumé de la sortie si le trou de forage est entièrement rempli de liquide.

### III.2.2 Test des algorithmes

Ce test consiste à évaluer l’algorithme d’ISC pour calculer la contribution de la couche inférieure à la couche supérieure, Supposons qu’il y a cinq couches de réservoir et que l’utilisateur ferait une variation de la position de l’outil décrite dans la figure III 11 à la figure III 14. Ces figures illustrent les cas 2 à 5 où la variation de la position de l’outil a été effectuée. Le cas no 1 est une condition de base déterminer le diamètre de la bouche d’étranglement et voir la possibilité d’écoulement croisé. L’essai n’est pas compris dans les trois zones des compartiments d’écoulement; seuls le bas et le haut où la pression d’admission et de décharge fonctionne comme portrais dans la **figure III.1**.

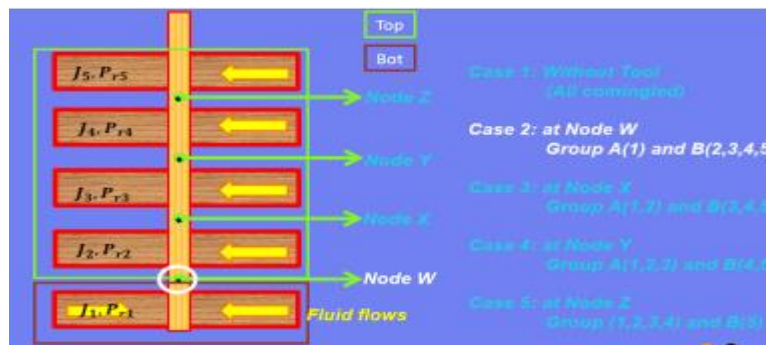


Figure III.11 Illustration du cas n° 2 où l’ISC placé entre le réservoir inférieur qui se compose de la couche 1 et du réservoir supérieur qui se compose de couches 2, 3, 4 et 5

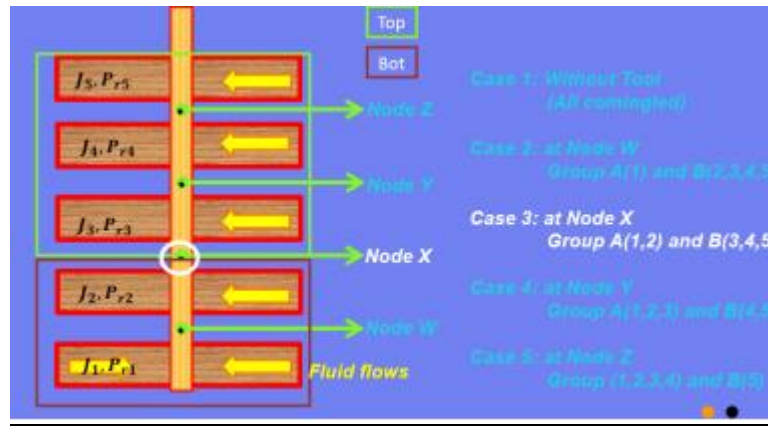


Figure III.12 Illustration du cas #3 où l'ISC place entre le fond de réservoir couche 1 et 2 et réservoir supérieure se consiste 3, 4 et 5

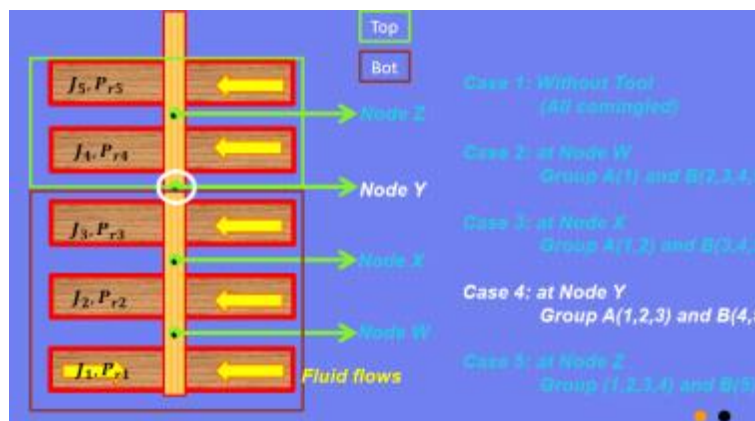


Figure III.13 . Illustration du cas n° 4 où l'ISC placé entre le réservoir inférieur qui se compose de couches 1, 2 et 3 et du réservoir supérieur qui se compose des couches 4 et 5.

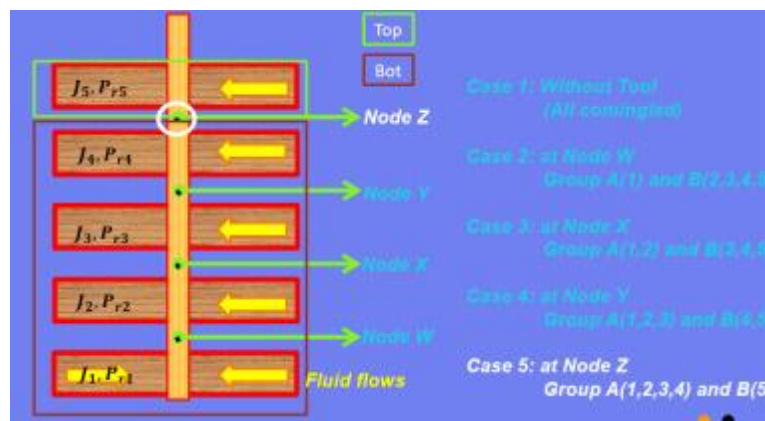


Figure III.14 . Illustration du cas no 5 où l'ISC placé entre le réservoir inférieur qui se compose de couche 1, 2, 3 et 4 et du réservoir supérieur qui se compose de la couche 5

Le **tableau III.1** indique le calcul de la pression de refoulement qui correspondrait à la position la plus profonde des couches supérieures. Le cas 5 montre que le cross flow peut se

produire à la couche la plus basse (couche 4) du groupe de couches supérieures. Il est montré par le flux négatif. Le cas normal sans ISC a montré des résultats évidents que les couches 4 et 5 peuvent rencontrer un cross flow. La considération du meilleur peut examiner le taux total le plus élevé ou la capacité de la pompe de profondeur qu'il pourrait être réglé. À les conditions suivantes ID de la tubulure : 3 pouces, densité de l'API : 45, viscosité de l'huile : 1,25 cP. Les cellules jaunes indiquent les valeurs calculées, le rouge représente la ou les couches inférieures et le vert représente la ou les couches supérieures.

**Tableau III.1 Résultats de l'utilisation d'un programme d'analyse pour calculer la pression d'écoulement supérieure du puits.**

Cas	$P_{wf}$ [psia]		Diamètre de choke [inch]	$q_1$ [stb/j]	$q_2$ [stb/j]	$q_3$ [stb/j]	$q_4$ [stb/j]	$q_5$ [stb/j]	Debit totale [stb/j]
	Admission (fond)	Décharge (surface)							
1	2605	2605	N/A	14450	3672	100	-696	-3757	13769
2	2605	2127	0.75	14450	44533	48043	1761	2176	110918
3	2605	1856	0.75	14450	3672	75147	3079	5530	101878
4	2605	1848	0.75	14450	3672	100	3121	5632	26975
5	2605	1904	0.75	14450	3672	100	-696	4963	22462

Le cas de la manipulation pour la pression de décharge constante et pour calculer la taille de l'ISC se pose dans le **tableau III.2**. Le but d'ingénierie est d'utiliser la différence de pression de 100 psi entre l'admission et la pression de décharge. Une pression d'admission et de refoulement constante doit être exercée à cet état sans qu'il puisse y avoir de cross flow. La taille de l'ISC, qui pourrait aussi être la taille de l'ICV ou de l'ICD, dépend de la taille du puits, de la taille de la tubulure ou de la compatibilité de l'architecture du puits.

**Tableau III.2 : Résultats de l'utilisation d'un programme pour calculer la taille de l'étranglement d2. Numéro de la tubulure**

Cas	$P_{wf}$ [psia]		Diamètre de choke [inch]	$q_1$ [stb/j]	$q_2$ [stb/j]	$q_3$ [stb/j]	$q_4$ [stb/j]	$q_5$ [stb/j]	Debit totale [stb/j]
	Admission (fond)	Décharge (surface)							
1	2301	2301	N/A	24786	29634	30561	837	12	85830
2	2301	2200	1.45	24786	38259	40681	1346	1265	106337
3	2301	2200	2.05	24786	29634	40681	1346	1265	97711
4	2301	2200	2.45	24786	29634	30561	1346	1265	87592
5	2301	2200	2.46	24786	29634	30561	837	1265	87083

Le résumé final de la simulation est comparé aux résultats du logiciel commercial comme indiqué dans le **tableau III.3**. L'erreur relative émergente que la formule analytique s'exécute avec une bonne affaire. Les connaissances retirées sont que la pression la plus influente dans le flux de fluide à travers la conduite est la pression absolue qui confirme la pression d'écoulement du puits

et la pression potentielle due à la profondeur ou à la position de la couche. La contribution de la pression cinétique est négligeable. (ID du tube : 3 pouces, taille de la buse : 0,75 pouce,

Densité API : 45, viscosité de l’huile : 1,25 cP, pression d’admission de l’outil : 2605 psia et la pression d’aspiration est calculée.)

**Tableau III.3: Calcule comparatif entre le programme d’analyse et le logiciel commercial.**

Cas	Le net débit a partir tout layer [stb/j]		Erreur relative $\frac{ x-y }{y} * 100\%$
	Analytique programme ,X	Commercial Software ,Y	
1	13769	12366	11.34
2	110918	112546	1.45
3	101878	101053	0.82
4	26975	25873	4.23
5	22462	21341	5.25

**III.2.3 Validation des données hypothétiques**

Les données hypothétiques dérivées du simulateur de réservoir basé sur la différence finie ont été extraites pour tester le programme. L’étude de comparaison a également été réalisée pour connaître la différence entre les résultats du programme et les logiciels courants. Le modèle sur le logiciel a été construit avec 5 couches de réservoir et avec les mêmes propriétés ainsi que les données utilisées dans la boîte à outils développée.

Les données de pression obtenues du simulateur sont initialement de 1779 psia à 3609 ft, de 1725 psia à 3281 ft et de 2122 psia à 2625 ft pour les couches 1, 2 et 3 respectivement. Ils doivent encore s’ajuster à l’état actuel et à la profondeur de référence qui correspond à la position de la couche 1. Après l’ajustement de l’« âge » et de la profondeur, on a établi une moyenne arithmétique et obtenu 1745 psia à 3609 ft (1100 m). Il s’agit d’une pression mélangée initiale. La prévision des données actuelles a été calculée à l’aide de l’approximation de la règle de rapport exprimée en **équation. III -12 et III-13.**

$$\left(\frac{\bar{P}_{init}}{\bar{P}_{current}}\right)_{tout} = \left(\frac{\bar{P}_{init}}{\bar{P}_{current}}\right)_{chaquecouche} \dots\dots\dots \text{III.12}$$

$$\left(\frac{j_{init}}{j_{current}}\right)_{tout} = \left(\frac{j_{init}}{j_{current}}\right)_{chaquecouche} \dots\dots\dots \text{III.13}$$

La pression de la couche de courant calculée est de 1655 psia, 1605 psia et 1975 psia pour les couches 1, 2 et 3 respectivement. L’indice de productivité de chaque couche a lui-même été calculé arithmétiquement à l’aide de l’équation III.13 de toutes les données relatives à la couche calculée (voir le tableau 4). Le réservoir est réglé à 0,85 g/cc de densité d’huile, 1,13 g/cc de saumure dans 0,98 coupe d’eau.

Tableau III.4 Calcul final de l'indice de pression et de productivité.

Couche	Pression de réservoir (psi) à 3609 ft (1100m)		PI (stb/j/psi)	
	Initiale	Curent	Initiale	Curent
1	1779	1655	1.098	1.039
2	1725	1605	3.340	3.246
3	2122	1975	0.433	0.409
<b>Totale</b>	<b>1875</b>	<b>1745</b>	<b>1.654</b>	<b>1.565</b>

Les données du réservoir dérivé du modèle basé sur la différence finie confirment que l'algorithme fonctionne également bien par rapport à l'outil commun dans l'industrie par rapport au **tableau III-5**. Il montre que le calcul est facile à exécuter

Tableau III.5: Étude comparative entre le modèle de données à différences finies et les logiciels courants sur le marché

Couche	$P_{wf}$ [psia]	$P_{res}$ [psia]	Débit de toutes les couches		Erreur relative $\frac{ x-y }{y} * 100\%$
			Analytique programme, X	Commercial Software, Y	
1	1572	1655	0	0	-
2	1412	1605	973	954	2.02
3	1092	1975	129	130	0.98
		<b>Totale</b>	<b>1102</b>	<b>1084</b>	<b>1.66</b>

Par conséquent, il est essentiel de définir le ISC où le gain le plus élevé est visé. Le tableau 6 indique que le groupe inférieur est constitué des couches 1 et 2 et que le groupe supérieur est constitué uniquement de la couche 3. Ce groupe sert le taux de liquide le plus élevé à 1677 stb/j. Le facteur le plus déterminant se situe à la couche 2, où la pression du réservoir est la plus faible à 1605 psia. Il peut être rencontré par le flux transversal s'il n'est pas bien aidé par l'alimentation de la pression d'écoulement dans le trou inférieur.

Tableau III.6 Étude d'optimisation de la profondeur de réglage de l'ISC à l'aide d'un ID de douille de 3 pouces et d'un étranglement de 0,25 pouce (ID).

Position de ISC a (au- dessus m2 légèrement)	$P_{wf}$ [psia]	Débits de liquide [stb/j]			Totale liquide [stb/j]
		1	2	3	
1	1429	31	1450	186	1667
2	1429	31	1459	187	1677

### III.3 Conclusion:

Une solution mathématique a été mise au point pour réaliser des performances de production sur puits multicouches. Le modèle a été codé en programme macro-excel. Les données d'entrée vitales dans le programme sont les paramètres IPR (réservoir de pression et PI) qui pourraient être obtenus en utilisant les données d'essai par production de couche. La sortie est claire couvrant le débit de chaque couche et la pression d'écoulement du puits qui sont utiles pour déterminer quelle couche qui coule ou qui a un problème (cross flow). L'analyse pour augmenter la production à partir de multicouches en mettant en œuvre un outil qui a un but comme un vide est modélisée par une équation d'étranglement de type Duse. En saisissant le débit et la chute de pression à travers le choke, la taille du diamètre (taille de l'ISC) pourrait être calculée et vice versa. Une donnée limitée a été surmontée par la mise en œuvre d'une approximation de la règle des ratios par rapport à la dimension temporelle : actuelle et initiale, et dimension des données : chaque couche ou réservoir entier. La validation au moyen de données hypothétiques a été effectuée et montre un bon accord avec le modèle. Il est essentiel de tester la productivité d'un puits en mode réservoir à une seule couche, de sorte qu'il y aura des données précises comprenant l'IP, la pression du réservoir et le taux de prévision et d'évaluation des performances de production de puits multicouches.

## *Conclusion générale*

### Conclusion :

Notre projet de mémoire s'est effectué sur le problème de cross flow il se base sur une étude comparative entre le cross flow naturel et forcé, c'est ce qui nous a permis de mieux comprendre le problème grâce à une étude théorique du champ pétrolier de la mer du Nord, qui contient 13 puits d'injection d'eau. Les mesures de PLT et de MDT ont également été utilisées pour surveiller le débit et la pression. La différence a été présente comme suit :

- Pendant le cross flow naturel, tous les intervalles perforés sont à l'équilibre de pression et le cross flow se produit parce que les différentes couches s'écoulent à des vitesses différentes en raison de différences de diffusivité (l'effet de la différence de perméabilité est dominant).

- Pendant le cross flow forcé, les intervalles perforés ne sont pas à l'équilibre de pression et le cross flow se produit en raison des différences de pression entre les couches. Il est à noter que le cross flow naturel s'éteint quelques heures après la mise en bien, alors que le cross flow forcé peut durer des jours, ou aussi longtemps que le déséquilibre de pression subsiste.

Tant que nous sommes des ingénieurs de production lorsqu'on a visé ou indique ce problème il ne faut pas prendre un seul avis que ce phénomène présente un problème puisque il y a des cas ce problème devient un avantage économique (parce que il devient être amélioré la productivité). D'autre part, le cross flow devient un problème lorsque' il est accompagné de production de sable qui affecte l'endommagement de formation qui influe à la productivité de puits et provoque une dégradation des équipements de production, enfin il produit une production polluante.

Enfin pour résoudre ce problème les chercheurs ont proposé une nouvelle technologie (technique ou un outil) c'est ISC, est un outil fonctionne mécaniquement leur but est de réguler et diminuer le problème de cross flow, il pourrait être modélisé comme un étranglement de type Duse combiné avec la pompe à jet le but de cette technique est de égaliser la pression en face des réservoirs

- Le bon fonctionnement de l'ISC est lié directement à une bonne sélection de la position, (le positionnement ou la profondeur d'installation). Elle est liée par la pression des couches et IP et plusieurs paramètres comme le DFL, SUB, PSN qui peuvent être calculés et estimés à partir de l'algorithme.



***Références bibliographiques***

- [1] Après de site web éxpro (www,expro,com).
- [2] Cheng-Tai Geo, H.A Deans; June 1988; “pressure transients and cross flow caused by diffusivity in multilayer reservoir” .
- [3] Wikipedia (le phénoméné de cross flow)
- [4] M.R.JALALI et J. M.Embry; September 2016; University of Waterloo; “cross flow analyses of injection wells in a multilayered reservoir”.
- [5] MohammadrezaJalali, Jean-Michel Embry, Francesco Sanfilippo, Frederic. Santarelli, Maurice B. Dusseault; 2016; Southwest Petroleum University ; “Cross-flow analysis of injection wells in a multilayered reservoir “.
- [6] M. R..JALALI et J. M.Embry; September 2016; University of Waterloo; “cross flow analyses of injection wells in a multilayered reservoir”
- [7] FarizalHakiki, King Abdullah Univesity of Science and Technology; Aris T. Wibowo, Pertamina EP; Silvy D. Rahmawati, Amega Yasutra, Pudjo Sukarno, InstitutTeknologi Bandung; Society of Petroleum Engineers; Copyright 2017; “An Analytical Model for Multilayer Well Production Evaluation to Overcome CrossFlow Problem”.
- [8]Jalali Mohammadreza, MauriceB.Dusseault, june 2010, Petroleum reservoir simulation London,“ Natural cross flow rate modeling complex reservoirs”.
- [9] Santarelli et al. (2000), articles universitaires