

Chercher Recherche Avancée

 Compte du CEPD

[Accueil](#) ▶ [Tous les numéros](#) ▶ [Volume 75 \(2020\)](#) ▶ [Oil Gas Sci. Technol. - Rév. IFP Energies nouvelles, 75 \(2020\) 39](#) ▶ [Full HTML](#)

Modélisation et simulation avancées de l'écoulement dans les réservoirs souterrains avec fractures et puits pour une industrie durable

Accès libre

<b>Problème</b>	Oil Gas Sci. Technol. - Rév. IFP Energies nouvelles <b>Volume 75, 2020</b> Modélisation et simulation avancées de l'écoulement dans les réservoirs souterrains avec fractures et puits pour une industrie durable
<b>Numéro de l'article</b>	39
<b>Nombre de pages)</b>	13
<b>EST CE QUE JE</b>	<a href="https://doi.org/10.2516/ogst/2020034">https://doi.org/10.2516/ogst/2020034</a>
<b>Publié en ligne</b>	16 juin 2020

Haut  
 Abstrait  
 1. Introduction  
 2 Le modèle de puits  
 3 Exemples numériques  
 4. Conclusion  
 Les références  
 Liste des tableaux  
 Liste des figures

 Science et technologie du pétrole et du gaz - Rév. IFP Energies nouvelles **75**, 39 (2020)

Article régulier

## Une approche semi-implicite pour la modélisation de puits avec des complétions de contrôle de l'afflux

Eric Flauraud et Didier Yu Ding \*

IFP Energies nouvelles, 1 et 4 avenue de Bois-Préau, 92852 Rueil-Malmaison Cedex, France

 \* Auteur correspondant: [didier-yu.ding@ifpen.fr](mailto:didier-yu.ding@ifpen.fr)
**Reçu:** 20 janvier 2020

**Accepté:** 29 avril 2020

### Abstrait

Au cours des deux dernières décennies, de nouvelles technologies ont été introduites pour équiper les puits de compléments intelligents tels que le dispositif de contrôle du débit d'entrée (ICD) ou la vanne de contrôle du débit (ICV) afin d'optimiser la récupération du pétrole en réduisant la production indésirable de gaz et d'eau. Pour définir de manière optimale les emplacements des emballeurs et les caractéristiques des vannes, des modèles de simulation de réservoir efficaces sont nécessaires. Cet article vise à présenter les développements spécifiques introduits dans un simulateur de réservoir industriel polyvalent pour simuler de tels puits équipés de complétions intelligentes prenant en compte la perte de charge et l'écoulement multiphasique. Un couplage ou découplage explicite d'un modèle de réservoir et d'un modèle d'écoulement de puits avec complétion intelligente donne généralement des résultats instables et non convergents, et un couplage entièrement implicite prend du temps CPU et est difficile à mettre en œuvre. Cet article présente donc une approche semi-implicite, qui relie d'une part au modèle de simulation de réservoir et d'autre part au modèle d'écoulement de puits, pour intégrer ICD et ICV.

© E. Flauraud &amp; DY Ding, édité par IFP Energies nouvelles, 2020



Il s'agit d'un article en libre accès distribué sous les termes de la licence d'attribution Creative Commons ( <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0> ), qui permet une utilisation, une distribution et une reproduction sans restriction sur tout support, à condition que l'œuvre originale soit correctement citée.

### Nomenclature

 $A_{ICD}$  : Surface de l'ICD

 $A_{ICV}$  : Superficie de ICV

BHP: pression du trou inférieur

 $C_{ic,l}^{\alpha}$  : Fraction molaire du composant  $ic$  dans la phase  $\alpha$  dans le bloc de grille réservoir /

Page d'accueil

Table des matières

◀ Article précédent Article suivant ▶

ARTICLE

- Abstrait
- **HTML complet**
- PDF (3,295 Mo)
- ePUB (5,752 Mo)
- Les références

MÉTRIQUE

Afficher les statistiques de l'article

PRESTATIONS DE SERVICE

Mêmes auteurs

- Google Scholar
- Base de données EDP Sciences

Recommander cet article

Envoyer sur mon Kindle

Télécharger la citation

Alertez-moi si cet article est corrigé

Alertez-moi si cet article est cité

ARTICLES LIÉS

**Etude de la formulation en flux multiphase compositionnel utilisant des conditions de complémentarité**

Science et technologie du pétrole et du gaz - Rev. IFP Energies nouvelles 74, 43 (2019)

**Une étude comparative sur la simulation de la déformation de fracture induite par l'écoulement dans les milieux souterrains au moyen de la**

science et de la technologie étendues FEM et FVM Oil &amp; Gas - Rev. IFP Energies nouvelles 75, 41 (2020)

**Méthodes de modélisation de puits dans la simulation de gisements thermiques**

Sciences et technologies pétrolières et gazières - Rév. IFP Energies nouvelles 75, 63 (2020)

Plus

BOOKMARKING



Services aux lecteurs

Alerte email

$C_{ICD}$  : Facteur de constriction de l'ICD

$C_{ICV}$  : Facteur de constriction constant de l'ICV

$d_k$  : Diamètre du segment  $k$

$f_k$  : facteur de frottement du segment  $k$

$F_{\alpha,k}^{mol}$  : Fraction molaire de la phase  $\alpha$  dans le segment  $k$

$F_{\alpha,m}^{mol}$  : Fraction molaire de la phase  $\alpha$  dans l'ICD  $m$

$g$  : constante de gravité

$kr_{\alpha,l}$  : Perméabilité relative de la phase  $\alpha$  dans le bloc de grille réservoir  $l$

$l_k$  : longueur du segment  $k$

$P_k^a$  : Pression au nœud  $k$  de l'anneau

$P_k'$  : Pression dans le nœud  $k$  de la tubulure

$P^{lim}$  : Limiter la pression au fond du trou

$P_{r,l}$  : Pression dans le bloc grille réservoir  $l$

$\Delta P_k^a$  : Chute de pression dans le segment  $k$  de l'anneau

$\Delta P_k'$  : Chute de pression dans le segment  $k$  du tube

$\Delta P_k^{hydro}$  : Chute de pression hydrostatique dans le segment  $k$  du tube

$\Delta P_k^{fric}$  : Chute de pression de frottement dans le segment  $k$  du tube

$\Delta P_k^{ICV}$  : Chute de pression en IVC du segment  $k$  de la tubulure

$\Delta P_m^{ICD}$  : Chute de pression dans l'ICD  $m$

$Q_{ic,j}^{mol}$  : Débit molaire du composant  $ic$  entre le réservoir et le puits au niveau de la perforation  $j$

$Q_{\alpha}^{lim}$  : Débit limite de la phase  $\alpha$

$Q_{T,k}$  : Débit volumétrique total dans le segment  $k$

$Q_{T,m}$  : Débit volumétrique total dans l'ICD  $m$

$Q_{w,k}^a, Q_{o,k}^a, Q_{g,k}^a$  : Débits volumétriques de la phase eau, huile et gaz dans le segment annulaire  $k$

$Q_{w,k}', Q_{o,k}', Q_{g,k}'$  : Débits volumétriques de l'eau, de l'huile et de la phase gazeuse dans le segment de tube  $k$

$Q_{w,m}^{ICD}, Q_{o,m}^{ICD}, Q_{g,m}^{ICD}$  : Débits volumétriques de l'eau, de l'huile et de la phase gazeuse dans l'ICD  $m$

$WI_j$  : Bien index à la perforation  $j$

$X_r$  : L'ensemble des inconnues dans les blocs de grille du réservoir

$Z_{ref}$  : Profondeur de référence du fond du puits

$\Delta Z_{k,k+1}$  : Différence de hauteur entre les nœuds  $k$  et  $k + 1$

$\bar{\rho}_k^{mass}$  : Masse volumique du mélange fluide dans le segment  $k$

$\bar{\rho}_m^{mass}$  : Masse volumique du mélange fluide dans l'ICD  $m$

$\rho_{\alpha,k}^{mass}$  : Densité de masse de la phase  $\alpha$  dans le segment  $k$

$\rho_{\alpha,k}^{mol}$  : Densité molaire de la phase  $\alpha$  dans le segment  $k$

$\rho_{\alpha,m}^{mol}$  : Densité molaire de la phase  $\alpha$  dans l'ICD  $m$

$\mu_{\alpha,l}$  : Viscosité de la phase  $\alpha$  dans le bloc de grille réservoir  $l$

### Indices et exposants

$m$  : Indice de compartiment ou ICD

$M$  : nombre total de compartiments ou ICD

$K$  : Nœud ou index de segment

$k_1^m, k_2^m$  : Le premier et le dernier nœud du compartiment  $m$

$N$  : nombre total de nœuds dans l'anneau et dans le tube

$ic$  : Index des composants

$ncons$  : nombre total de composants

$n$  : se réfère au temps discret  $t^n$

$n + 1$  : se réfère au temps discret  $t^{n+1}$

## 1. Introduction

Les complétions intelligentes sont devenues de plus en plus populaires, en particulier pour les puits horizontaux et multilatéraux, car les entreprises s'efforcent de maximiser la production de pétrole et de réduire le nombre de puits. Par la suite, les dispositifs de contrôle du flux entrant (ICD) sont largement équipés dans le puits afin d'égaliser la perte de charge du puits de forage pour obtenir un profil d'écoulement uniformément réparti le long du puits ou pour contrôler la production dans certaines branches particulières. Des dispositifs de contrôle actif tels que l'Autonomous Inflow Control Device (AICD) ou ICV sont également de plus en plus utilisés pour optimiser la récupération d'huile en réduisant la production indésirable de gaz et d'eau.

La technique des dispositifs de contrôle des entrées a été introduite dans les années 90 (Brekke et Lien, 1992) pour ajuster la perte de charge le long du puits et pour équilibrer l'afflux sur la longueur de l'achèvement. Cette technique a également la capacité d'améliorer l'efficacité du balayage, de retarder la percée de l'eau ou du gaz en réduisant le rabattement localisé et en redistribuant l'afflux sur une longue longueur de puits de forage, en tenant compte des hétérogénéités du réservoir et des chutes de pression tout au long de l'achèvement. Plus tard, des dispositifs de contrôle actifs tels que l'AICD ont été développés pour étouffer de manière optimale les fluides indésirables. Les ICV, qui peuvent être contrôlés depuis la surface afin de réduire la production de fluide indésirable, sont également largement utilisés. Ces dernières années, les ICD et les ICV ont gagné en popularité et sont appliqués à un large éventail de domaines. Leur efficacité a été étudiée à travers une variété de cas de terrain (voir, par exemple, Al-Enezi et coll., 2012 ; Al-Khelaiwi et Davies 2007 ; Al-Thuwaini et coll., 2009 ; Broni-Bediako et coll., 2019 ; Das et Al-Enezi, 2014 ; Dimitios et coll., 2009 ; Gurses et coll., 2019 ; Javid et coll., 2018 ; Raffin et coll., 2007).

Différents types de complétions de puits intelligents ont été proposés pour améliorer les performances des puits et les récupérations ultimes (voir, par exemple, Al-Khelaiwi, 2013). Ces complétions sont capables de gérer l'écoulement du fluide dans ou hors de la longueur du puits de forage afin d'optimiser la production du puits. Parmi les complétions avancées, un ICD est une technologie de complétion de surface de sable spécialement développée pour aider à équilibrer la contribution de l'écoulement le long du puits de forage. C'est un dispositif qui limite ou étouffe l'afflux de fluides de la section de l'écran. Le type de buse de l'ICD est le plus couramment utilisé. La taille et le nombre de buses sont conçus pour équilibrer le profil d'entrée le long du puits de forage. Le concept ICD original avait un certain nombre de canaux labyrinthes installés dans un écran pré-emballé monté sur un tuyau de base solide. D'autres types d'ICD tels que des canaux hélicoïdaux, des fentes, des tubes, des buses et des orifices, etc. ont également été développés par divers fournisseurs.

Une conception appropriée de complétion ICD / ICV est le principal facteur de performance de complétion réussie sur toute la durée de vie de production des puits. Dans de nombreux cas, une approche de type semi-analytique simplifiée est utilisée pour décrire la perte de charge à travers les DCI pour diverses configurations de conception (voir, par exemple, Das et Al-Enezi, 2014 ; Lauritzen et Martiniussen, 2011). Lors de la phase de conception, l'écoulement du fluide le long du puits est pris en compte dans la modélisation, et parfois, l'écoulement annulaire est également pris en compte. Cependant, le calcul de l'afflux du réservoir est généralement simplifié, en utilisant une approche analytique ou semi-analytique (Das et Al-Enezi, 2014 ; Das et coll., 2012). Ce type d'approches peut être considéré comme approprié pour une conception rapide, qui se concentre uniquement sur la région proche du puits immédiat et nécessite une réponse rapide. Cependant, pour évaluer la production à long terme, le modèle doit être couplé à un simulateur numérique de réservoir, qui prend en compte les hétérogénéités des réservoirs, les aquifères et le bouchon de gaz, ainsi que la présence d'autres puits d'injection / production.

Du point de vue de l'étude des réservoirs, il est également nécessaire de modéliser les DCI avec un simulateur de réservoir pour prédire les productions de puits à long terme. L'intégration du simulateur de réservoir avec un modèle de puits de forage et des complétions intelligentes constitue une partie essentielle d'une gestion optimale des réservoirs. Dans la plupart des simulateurs de réservoir, ce type de puits intelligents est modélisé à l'aide de puits multi-segments (voir, par exemple, HoJeen et Dogru, 2007 ; Holmes et coll., 1998 ; Holmes et coll., 2010 ; Stone et coll., 2015 ; Wan et coll., 2008 ; Youngs et coll., 2009). Dans le modèle de puits multi-segments, le puits de forage est discrétisé par plusieurs segments qui ont leurs propres caractéristiques (longueur, diamètre, inclinaison, rugosité, etc.) et peuvent être connectés ou non à un ou plusieurs blocs de grille de réservoir. En outre, des segments supplémentaires peuvent facilement être réglés pour représenter des dispositifs spéciaux tels que les ICD. Par rapport au modèle de puits standard, l'approche multi-segments permet de représenter plus précisément la géométrie du puits et de mieux décrire les écoulements de fluide dans le puits de forage. Cependant, résoudre implicitement un modèle de puits multi-segments couplé au modèle de réservoir est souvent complexe et pénalise le temps de simulation, et une modélisation découplée explicite n'est généralement pas stable ou convergente.

Dans cet article, nous présentons une approche semi-implicite pour intégrer le modèle ICD / ICV dans un simulateur de réservoir avec un concept multi-segment simplifié. L'anneau est discrétisé avec un nœud dans chaque cellule de grille perforée. Un indice de puits (WI) est utilisé pour relier le réservoir et l'anneau. Un modèle d'écoulement de puits de forage est utilisé pour simuler diverses pertes de charge, y compris le frottement, l'accélération et les chutes de pression hydrostatiques, à l'intérieur du tube le long du puits. Les DCI sont utilisés pour relier l'anneau et le tube, et les ICV sont généralement placés à l'intérieur du tube. Le modèle de réservoir et le modèle d'écoulement de puits peuvent être deux modules autonomes. L'approche proposée est basée sur un schéma localement implicite pour faire le lien entre ces deux modèles. Dans la plupart des cas, la chute de pression à travers un ICD / ICV est généralement beaucoup plus élevée que celle dans l'anneau ou la tubulure. Ainsi, la modélisation dans l'anneau peut être simplifiée. Nous présenterons d'abord l'approche numérique de ce schéma semi-implicite, puis présenterons les exemples numériques, qui illustrent l'efficacité de cette stratégie de couplage en termes d'efficacité de production et de performances de calcul.

## 2 Le modèle de puits

### 2.1 La discrétisation du puits

La configuration du puits multilatéral avec les ICD considérée dans cet article est illustrée par la figure 1. La partie annulaire des branches de puits est subdivisée en compartiments isolés avec des emballeurs. Chaque compartiment est équipé d'ICD. Nous considérons que dans un anneau, il n'y a qu'un seul trajet d'écoulement pour que le fluide entre dans la tubulure à travers les DCI. En outre, pour les puits multilatéraux, il est pratique d'ajouter dans la tubulure des vannes de contrôle du débit d'entrée (ICV) pour équilibrer les débits des latéraux et optimiser la production (Das et Al-Enezi, 2014).

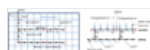


Fig. 1

Au niveau discret, l'anneau et la tubulure sont discrétisés en plusieurs segments. Chaque segment est délimité par deux nœuds voisins qui sont symboliquement représentés par le centre des blocs de grille perforés. Dans ce qui suit, on note  $N$  le nombre de perforations de puits et  $M$  le nombre de compartiments. Les nœuds de chaque compartiment sont numérotés de  $k_1^m$  à  $k_2^m$  (de la pointe au talon) où  $k_1^m$  et  $k_2^m$  sont respectivement l'indice du premier et du dernier nœud du compartiment  $m$ . On note encore  $k$ , pour  $k = 1, N - 1$ , le segment délimité par les nœuds  $k$  et  $k + 1$ .

Un ICD est représenté par une connexion entre un nœud de chaque compartiment et son voisin immédiat dans le tube. Concernant les ICV, ils sont associés à un segment de tube existant et ajoutent une perte de charge supplémentaire dans le segment. Enfin, un segment supérieur supplémentaire relie le dernier nœud du tube à la profondeur de référence du trou inférieur du puits  $Z_{\text{ref}}$  où nous définissons la pression du trou inférieur (BHP). Dans ce qui suit, nous prenons l'exemple du type de buse ICD dans la modélisation, et seules les conditions sous-critiques sont prises en compte pour l'ICV.

## 2.2 Le calcul de la perte de charge

A l'échelle de temps du réservoir, on suppose que l'écoulement est stationnaire dans les puits. Ensuite, les pertes de charge dans chaque segment du puits sont données par les équations d'impulsion en régime permanent suivantes:

- Dans l'anneau, on considère uniquement la perte de charge hydrostatique:

$$\begin{aligned} P_{k+1}^a - P_k^a &= -\Delta P_k^a(Q_{w,k}^a, Q_{o,k}^a, Q_{g,k}^a) = -\Delta P_k^{a,\text{hydro}}, \\ k &= k_1^m, \dots, k_2^m \quad \text{and} \quad m = 1, \dots, M, \end{aligned} \quad (1)$$

où  $P_k^a$  et  $P_{k+1}^a$  sont les pressions aux perforations  $k$  et  $k + 1$  de l'anneau,  $\Delta P_k^{a,\text{hydro}}$  la différence de pression hydrostatique sur le segment  $k$  et  $Q_{w,k}^a, Q_{o,k}^a, Q_{g,k}^a$  sont les débits volumétriques dans le segment  $k$ .

Dans la tubulure, on prend en compte la perte de charge hydrostatique, la perte de charge par frottement et éventuellement la perte de charge ICV:

$$\begin{aligned} P_{k+1}^f - P_k^f &= -\Delta P_k^f(Q_{w,k}^f, Q_{o,k}^f, Q_{g,k}^f) \\ &= -(\Delta P_k^{f,\text{hydro}} + \Delta P_k^{f,\text{fric}} + \Delta P_k^{f,\text{ICV}}), \\ k &= 1, \dots, N, \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \text{BHP} - P_N^f &= -\Delta P_N^f(Q_{w,N}^f, Q_{o,N}^f, Q_{g,N}^f) \\ &= -(\Delta P_N^{f,\text{hydro}} + \Delta P_N^{f,\text{fric}} + \Delta P_N^{f,\text{ICV}}), \end{aligned} \quad (3)$$

où  $P_k^f$  et  $P_{k+1}^f$  sont les pressions aux nœuds  $k$  et  $k + 1$  du tube.  $\Delta P_k^{f,\text{ICV}}$  est la perte de charge à travers l'ICV placé dans le segment  $k$  du tube.

- Dans la CIM, l'équation de la dynamique est donnée par:

$$\begin{aligned} P_k^c - P_k^a &= -\Delta P_m^{\text{ICD}}(Q_{w,m}^{\text{ICD}}, Q_{o,m}^{\text{ICD}}, Q_{g,m}^{\text{ICD}}), \quad k = k_2^m \quad \text{and} \\ m &= 1, \dots, M. \end{aligned} \quad (4)$$

Les différentes pertes de charge sont définies comme suit:

- $$\Delta P_k^{\text{hydro}} = \bar{\rho}_k^{\text{mass}} g \Delta Z_{k,k+1}, \quad (5)$$

où  $g$  est la constante de gravité,  $\Delta Z_{k,k+1}$  est la différence de hauteur entre les nœuds  $k$  et  $k + 1$ , et  $\bar{\rho}_k^{\text{mass}}$  désigne la masse volumique du mélange fluide dans le segment  $k$  défini par,

$$\bar{\rho}_k^{\text{mass}} = \sum_{a \in \{w, o, g\}} \beta_{a,k} \rho_{a,k}^{\text{mass}}, \quad (6)$$

avec  $\rho_{a,k}^{\text{mass}}$  la densité massique de la phase  $a$  dans le segment  $k$  et  $\beta_{a,k}$  la fraction volumique de la phase  $a$ :  $\beta_{a,k} = \frac{Q_{a,k}}{Q_{T,k}}$  et  $Q_{T,k} = Q_{w,k} + Q_{o,k} + Q_{g,k}$ .

- $$\Delta P_k^{\text{fric}} = \frac{8 l_k f_k \bar{\rho}_k^{\text{mass}} Q_{T,k}^2}{\pi^2 d_k^5}, \quad (7)$$

où  $l_k, d_k$  et  $f_k$  sont respectivement la longueur, le diamètre et le facteur de frottement du segment  $k$ .

- $$\Delta P_k^{\text{ICV}} = \frac{\bar{\rho}_k^{\text{mass}} Q_{T,k}^2}{2 A_{\text{ICV}}^2 C_{\text{ICV}}^2}, \quad (8)$$

où  $A_{ICV}$  est la surface de l'ICV et  $C_{ICV}$  est le facteur de constriction constant de la vanne.

$$\Delta P_m^{ICD} = \frac{\bar{\rho}_m^{mass} Q_{T,m}^2}{2A_{ICV}^2 C_{ICV}^2 (Re)}, \quad (9)$$

où  $A_{ICD}$  est la surface du CIM et  $C_{ICD}$  est le facteur de constriction du dispositif qui dépend du nombre de Reynolds (Re) (Lauritzen et Martiniussen, 2011).

Toutes les pertes de charge définies ci-dessus sont fonction des débits volumiques dans les segments ou dans les appareils. En considérant un modèle d'écoulement de fluide compositionnel et selon le principe que le débit molaire total de chaque composant est conservateur, les débits volumiques de phase sont calculés comme suit:

- Dans les segments d'anneau:

$$Q_{\alpha,k}^{a,m} = \frac{F_{\alpha,k}^{mol}}{\rho_{\alpha,k}^{mol}} \sum_{j=k_1^m}^k \sum_{ic=1}^{ncons} q_{ic,j}^{mol}, \quad k = k_1^m, \dots, k_2^m - 1 \quad \text{and} \\ m = 1, \dots, M. \quad (dix)$$

- Dans les ICD:

$$Q_{\alpha,m}^{ICD} = \frac{F_{\alpha,m}^{mol}}{\rho_{\alpha,m}^{mol}} \sum_{j=k_1^m}^{k_2^m} \sum_{ic=1}^{ncons} q_{ic,j}^{mol}, \quad m = 1, \dots, M. \quad (11)$$

- Dans les segments du tube:

$$Q_{\alpha,k} = \frac{F_{\alpha,k}^{mol}}{\rho_{\alpha,k}^{mol}} \sum_{m' \leq m-1} \sum_{j=k_1^{m'}}^{k_2^{m'}} \sum_{ic=1}^{ncons} q_{ic,j}^{mol}, \quad (12)$$

où  $F_{\alpha,k}^{mol}$  et  $\rho_{\alpha,k}^{mol}$  (resp.  $F_{\alpha,m}^{mol}$  et  $\rho_{\alpha,m}^{mol}$ ) sont respectivement la fraction molaire et la densité molaire de la phase  $\alpha$  dans le segment  $k$  (resp. des DAI) et  $q_{ic,j}^{mol}$  est le débit molaire total du  $\alpha$  composant  $IC$  entre le réservoir et le puits au perforation  $j$ ,

$$q_{ic,j}^{mol} = \sum_{\alpha \in \{w,\rho,g\}} Wl_j \left( \frac{kr_{\alpha,l} \rho_{\alpha,l}^{mol}}{\mu_{\alpha,l}} \right) C_{ic,l}^{\alpha} (P_{r,l} - P_j^{\alpha}), \quad (13)$$

où  $Wl_j$  est l'indice du puits,  $kr_{\alpha,l}$  et  $\mu_{\alpha,l}$  sont la perméabilité et la viscosité relatives de la phase  $\alpha$  et  $C_{ic,l}^{\alpha}$  est la fraction molaire du composant  $ic$  dans la phase  $\alpha$ . Toutes ces quantités sont définies dans le bloc de grille réservoir  $l$ .  $P_{r,l}$  est la pression du réservoir dans la cellule  $l$ . Dans ce qui suit, nous désignons par  $X_r$  l'ensemble des inconnues dans le bloc de grille du réservoir. Les fractions molaires de phase sont obtenues à partir d'un calcul flash thermodynamique dans chaque segment ou dispositif.  $F_{\alpha,k}^{mol}$

Pour fermer le système (1) - (4), nous ajoutons une équation qui définit le mode de contrôle du puits. Un puits peut fonctionner soit dans un débit de phase imposé  $Q_{\alpha}^{lim}$  (ou la somme des débits en plusieurs phases) aux conditions de surface ou de fond ou dans une pression de fond imposée  $P^{lim}$ . Enfin, nous obtenons le système suivant dans le puits:

$$\begin{cases} P_{k+1}^a - P_k^a = -\Delta P_k^a(Q_{w,k}^a, Q_{o,k}^a, Q_{g,k}^a) & k = k_1^m, k_2^m - 1 \quad \text{and} \quad m = 1, \dots, M \\ P_k^t - P_k^a = -\Delta P_m^{ICD}(Q_{w,m}^{ICD}, Q_{o,m}^{ICD}, Q_{g,m}^{ICD}) & k = k_2^m \quad \text{and} \quad m = 1, \dots, M \\ P_{k+1}^t - P_k^t = -\Delta P_k^t(Q_{w,k}^t, Q_{o,k}^t, Q_{g,k}^t) & k = 1, \dots, N-1 \\ BHP - P_N^t = -\Delta P_N^t(Q_{w,N}^t, Q_{o,N}^t, Q_{g,N}^t) \\ \left\{ \begin{array}{l} Q_{\alpha}(X_r, BHP, \Delta P_{bh,k}^a) - Q_{\alpha}^{lim} = 0 \\ \text{or} \\ BHP - P^{lim} = 0, \end{array} \right. \end{cases} \quad (14)$$

où  $Q_{\alpha}(X_r, BHP, \Delta P_{bh,k}^a)$  est le débit volumique de phase  $\alpha$  qui est calculé à partir de la somme du débit d'entrée molaire au niveau des perforations  $q_{ic,j}^{mol}$ .

Le système (14) est formé de  $2N + 1$  équations non linéaires qui sont réécrites sous la forme condensée suivante:

$$G_w(P^a, P^t, BHP, X_r) = 0. \quad (15)$$

Si nous supposons que les inconnues  $X_r$  du réservoir sont fixées comme conditions aux limites du système (15), alors ce système non linéaire peut être résolu en utilisant la méthode de Newton pour trouver les  $2N + 1$  inconnues  $P_{k\alpha} = 1N$ ,  $P_{kt} = 1N$  et BHP.

- Estimation initiale:  $P^{\alpha,0}$ ,  $P^{t,0}$  et BHP<sup>0</sup>.

- Alors  $\|G_w^\lambda\| > \varepsilon$  faites.

- Résolvez le système linéaire:

$$\begin{pmatrix} \left(\frac{\partial G_w}{\partial P^a}\right)^\lambda & \left(\frac{\partial G_w}{\partial P^j}\right)^\lambda & \left(\frac{\partial G_w}{\partial \text{BHP}}\right)^\lambda \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \delta P^a \\ \delta P^j \\ \delta \text{BHP} \end{pmatrix} = -G_w(P^{a,\lambda}, P^{j,\lambda}, \text{BHP}^\lambda, X_r),$$

- Mettre à jour les itère:  $P^{a,\lambda+1} = P^{a,\lambda} + \delta P^a$ ,  $P^{j,\lambda+1} = P^{j,\lambda} + \delta P^j$  et  $\text{BHP}^{\lambda+1} = \text{BHP}^\lambda + \delta \text{BHP}$ .
- A la convergence, ensemble  $P^a = P^{a,\lambda+1}$ ,  $P^j = P^{j,\lambda+1}$  et  $\text{BHP} = \text{BHP}^{\lambda+1}$ .

Une fois les pressions dans la tubulure et l'anneau calculées, on peut déduire  $\Delta P_{bh,k}^a$  (reps.  $\Delta P_{bh,k}^j$ ) La perte de charge entre  $P_r^a$  (resp.  $P_r^j$ ) Et BHP:

$$\begin{aligned} \Delta P_{bh,k}^a &= \text{BHP} - P_k^a \quad \text{and} \quad \Delta P_{bh,k}^j = \text{BHP} - P_k^j \\ k &= 1, \dots, N. \end{aligned} \tag{16}$$

### 2.3 Stratégie de couplage des puits et réservoirs

Le couplage entre les inconnues du réservoir et les inconnues du puits provient du débit molaire de chaque composant au niveau des perforations:

$$q_{ic,k}^{\text{mol}} = \sum_{\alpha \in \{w,o,g\}} \text{WI}_k \left( \frac{kr_{\alpha,l} \rho_{\alpha,l}^{\text{mol}}}{\mu_{\alpha,l}} \right) C_{ic,l}^\alpha (P_{r,l} - P_k^a). \tag{17}$$

En utilisant la définition de (16), nous pouvons réécrire ces flux comme:  $\Delta P_{bh,k}^a$

$$q_{ic,k}^{\text{mol}} = \sum_{\alpha \in \{w,o,g\}} \text{WI}_k \left( \frac{kr_{\alpha,l} \rho_{\alpha,l}^{\text{mol}}}{\mu_{\alpha,l}} \right) C_{ic,l}^\alpha (P_{r,l} - \text{BHP} - \Delta P_{bh,k}^a). \tag{18}$$

#### 2.3.1 Méthode de couplage explicite

Comme dans le modèle de puits standard, les différences de pression  $\Delta P_{bh,k}^a$  sont calculées au début de chaque pas de temps et maintenues constantes pendant le pas de temps:

$$q_{ic,k}^{\text{mol},n+1} = \sum_{\alpha \in \{w,o,g\}} \text{WI}_k \left( \frac{kr_{\alpha,l} \rho_{\alpha,l}^{\text{mol}}}{\mu_{\alpha,l}} \right)^{n+1} C_{ic,l}^{\alpha,n+1} (P_{r,l}^{n+1} - \text{BHP}^{n+1} - \Delta P_{bh,k}^{a,n}), \tag{19}$$

où  $n$  désigne le pas de temps précédent et  $n+1$  le pas de temps actuel.

$\Delta P_{bh,k}^{a,n}$  sont calculés en résolvant le système non linéaire (15) avec l' [algorithme 1](#) dans lequel les inconnues de réservoir sont fixées au pas de temps précédent  $X_r = X_r^n$  et l'estimation initiale de l'algorithme de Newton est donnée par,

$$\begin{aligned} P^{a,0} &= \text{BHP}^n + \Delta P_{bh}^{a,n-1} \\ P^{j,0} &= \text{BHP}^n + \Delta P_{bh}^{j,n-1} \\ \text{BHP}^0 &= \text{BHP}^n. \end{aligned} \tag{20}$$

Ainsi, la seule variable de puits couplée au réservoir est la pression de fond du trou (BHP) et le système global à résoudre à chaque pas de temps s'écrit comme suit:

$$\begin{cases} F_r(X_r^{n+1}, \text{BHP}^{n+1}) = 0 \\ F_w(X_r^{n+1}, \text{BHP}^{n+1}) = 0, \end{cases} \tag{21}$$

$F_r$  représente l'ensemble des équations de conservation pour le nombre de moles des composants dans les blocs de grille du réservoir et  $F_w$  définit l'équation de contrainte de puits.

Si le puits est sous contrôle de débit volumique ( $Q_\alpha^{\text{lim}}$  avec  $\alpha \in \{w, o, g, wo\}$ ),  $F_w$  est,

$$F_w(X_r^{n+1}, \text{BHP}^{n+1}) = Q_\alpha(X_r^{n+1}, \text{BHP}^{n+1}, \Delta P_{bh}^{a,n}) - Q_\alpha^{\text{lim}}. \tag{22}$$

Si le puits est sous contrôle de pression de fond de trou  $F_w$ ,

$$F_w(X_r^{n+1}, \text{BHP}^{n+1}) = \text{BHP}^{n+1} - P^{\text{lim}}. \tag{23}$$

Le système non linéaire est résolu en utilisant la méthode de Newton:

#### Méthode de couplage explicite

### Méthode de couplage explicite

- Calculer  $\Delta P_{bh,k}^{a,n}$  en résolvant  $G_w(P^{a,n}, P^{l,n}, \text{BHP}^n, X_r^n) = 0$

- Définir  $q_{ic,k}^{\text{mol},n+1} = \sum_{\alpha \in \{w,o,g\}} Wl_k \left( \frac{kr_{\alpha,l} \rho_{\alpha,l}^{\text{mol}}}{\mu_{\alpha,l}} \right)^{n+1} C_{ic,l}^{\alpha,n+1} (P_{r,l}^{n+1} - \text{BHP}^{n+1} - \Delta P_{bh,k}^{a,n})$

- Initialisation:  $(X_r^0, \text{BHP}^0) = (X_r^n, \text{BHP}^n)$

- Pendant  $\|F_r^\lambda\| > \varepsilon_r$  et  $\|F_w^\lambda\| > \varepsilon_w$  faire

- Résolvez le système linéaire:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial F_r^\lambda}{\partial X_r} & \frac{\partial F_r^\lambda}{\partial \text{BHP}} \\ \frac{\partial F_w^\lambda}{\partial X_r} & \frac{\partial F_w^\lambda}{\partial \text{BHP}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \delta X_r \\ \delta \text{BHP} \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} F_r(X_r^\lambda, \text{BHP}^\lambda) \\ F_w(X_r^\lambda, \text{BHP}^\lambda) \end{pmatrix} \quad (24)$$

- Mettez à jour les itérations:  $X_r^{\lambda+1} = X_r^\lambda + \delta X_r$  et  $\text{BHP}^{\lambda+1} = \text{BHP}^\lambda + \delta \text{BHP}$ .

- À la convergence, définissez  $X_r^{n+1} = X_r^{\lambda+1}$  et  $\text{BHP}^{n+1} = \text{BHP}^{\lambda+1}$ .

Cette méthode est efficace et fonctionne bien tant que le puits fonctionne à un débit prescrit. Cependant, dès que le puits passe en contrainte de pression de fond fixe, on observe des oscillations numériques dans les courbes de production dues aux phénomènes d'écoulement transversal.

Pour faire face à ces instabilités, la perte de charge dans l'équation (19) doit être traitée implicitement

$$q_{ic,k}^{\text{mol},n+1} = \sum_{\alpha \in \{w,o,g\}} Wl_k \left( \frac{kr_{\alpha,l} \rho_{\alpha,l}^{\text{mol}}}{\mu_{\alpha,l}} \right)^{n+1} C_{ic,l}^{\alpha,n+1} (P_{r,l}^{n+1} - \text{BHP}^{n+1} - \Delta P_{bh,k}^{a,n+1}). \quad (25)$$

Le principal inconvénient de cette approche est que toutes les inconnues du puits et les inconnues du bloc de grille perforée sont couplées et que les équations du système (15) et du système (21) doivent être résolues simultanément.

### 2.3.2 Méthode de couplage semi-implicite

Afin de conserver l'efficacité de la méthode précédente, nous proposons la méthode de couplage semi-implicite qui consiste à calculer les pertes  $\Delta P_{bh,k}^{a,n+1}$  de charge au début de chaque itération globale de Newton et à les maintenir constantes pendant l'itération. Ces chutes de pression dans le puits sont ensuite calculées en résolvant le système non linéaire (15) en utilisant la dernière solution itérative dans le bloc de grille du réservoir comme conditions aux limites.

L'algorithme semi-implicite peut s'écrire comme suit:

### Méthode de couplage semi-implicite

- Calculer  $\Delta P_{bh,k}^{a,n}$  en résolvant  $G_w(P^{a,n}, P^{l,n}, \text{BHP}^n, X_r^n) = 0$

- Ensemble  $q_{ic,k}^{\text{mol},n+1} = \sum_{\alpha \in \{w,o,g\}} Wl_k \left( \frac{kr_{\alpha,l} \rho_{\alpha,l}^{\text{mol}}}{\mu_{\alpha,l}} \right)^{n+1} C_{ic,l}^{\alpha,n+1} (P_{r,l}^{n+1} - \text{BHP}^{n+1} - \Delta P_{bh,k}^{a,n})$

- Initialisation:  $(X_r^0, \text{BHP}^0) = (X_r^n, \text{BHP}^n)$

- Pendant  $\|F_r^\lambda\| > \varepsilon_r$  et  $\|F_w^\lambda\| > \varepsilon_w$  faire

- Si  $\text{BHP}^n = P^{\text{lim}}$  alors

Calculer  $\Delta P_{bh,k}^{a,\lambda}$  en résolvant  $G_w(P^{a,\lambda}, P^{l,\lambda}, \text{BHP}^\lambda, X_r^\lambda) = 0$

Ensemble  $q_{ic,k}^{\text{mol},\lambda+1} = \sum_{\alpha \in \{w,o,g\}} Wl_k \left( \frac{kr_{\alpha,l} \rho_{\alpha,l}^{\text{mol}}}{\mu_{\alpha,l}} \right)^{\lambda+1} C_{ic,l}^{\alpha,\lambda+1} (P_{r,l}^{\lambda+1} - \text{BHP}^{\lambda+1} - \Delta P_{bh,k}^{a,\lambda})$

Résolvez le système linéaire:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial F_r^\lambda}{\partial X_r} & \frac{\partial F_r^\lambda}{\partial \text{BHP}} \\ \frac{\partial F_w^\lambda}{\partial X_r} & \frac{\partial F_w^\lambda}{\partial \text{BHP}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \delta X_r \\ \delta \text{BHP} \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} F_r(X_r^\lambda, \text{BHP}^\lambda) \\ F_w(X_r^\lambda, \text{BHP}^\lambda) \end{pmatrix}. \quad (26)$$

- Mettez à jour les itérations:  $X_r^{\lambda+1} = X_r^\lambda + \delta X_r$  et  $\text{BHP}^{\lambda+1} = \text{BHP}^\lambda + \delta \text{BHP}$ .

- À la convergence, définissez  $X_r^{n+1} = X_r^{\lambda+1}$  et  $\text{BHP}^{n+1} = \text{BHP}^{\lambda+1}$ .

L'avantage de cette méthode, en plus d'être plus stable, est que l'on n'a pas à changer de solveur linéaire global car les systèmes (24) et (26) ont exactement la même structure. Cette méthode n'est pas intrusive et donc facile à mettre en œuvre.

### 3 Exemples numériques

#### 3.1 Exemple 1 - un boîtier synthétique.

Considérons un réservoir de boîte à sucre de taille  $4100 \times 4100 \times 700$  pi avec trois régions de perméabilité différentes: 50 mD, 20 mD et 800 mD, comme le montre la [figure 2](#) . Un puits horizontal d'une longueur de 2000 pieds traverse ces trois zones, et le drain perforé est subdivisé en quatre compartiments équipés d'ICD de type buse. Chaque compartiment a une longueur de 500 pieds. Le premier compartiment est dans la zone de perméabilité 50 mD, le deuxième et le troisième compartiments sont dans la zone de perméabilité 20 mD et le quatrième compartiment est dans la zone de perméabilité 800 mD. Le haut du réservoir est de 9 000 pieds et le drain horizontal est situé à une profondeur de 9315 pieds. Un aquifère se trouve sous le puits horizontal, à une profondeur de 9350 pieds.

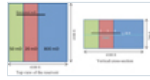


Fig. 2

Boîtier synthétique avec trois zones de perméabilité.

Dans la simulation, ce réservoir est uniformément discrétisé par 41 cellules de grille dans la direction  $x$  , 41 cellules de grille dans la direction  $y$  et 10 cellules dans la direction  $z$  . Les dimensions des cellules sont de  $100 \times 100 \times 70$  pieds. Le drain horizontal contient 20 cellules de puits actives, et chaque compartiment se connecte à cinq cellules de puits. La pression initiale du réservoir est de 3700 psi. Le mode de contrôle adopté dans cette étude est un débit de liquide total maximum de 2 000 barils / jour et une pression de fond de trou minimum de 2 900 psi.

Dans ce cas synthétique, le nombre et la taille des buses sont conçus à partir d'un problème d'écoulement monophasé. La [figure 3](#) montre le débit de ces quatre compartiments avec des ICD optimisés dans une simulation d'écoulement monophasé. Au départ, le compartiment 4 a un débit très élevé en raison de la perforation dans la zone de perméabilité élevée, et les autres compartiments présentent de faibles débits. En raison des contrôles ICD, le débit dans le compartiment 4 chute rapidement à 500 bbl / jour, et les débits dans les autres compartiments augmentent à environ 500 bbl / jour. Les productions dans les quatre compartiments sont assez proches. Ces ICD sont ensuite utilisés pour des simulations d'écoulement biphasique huile / eau avec un aquifère en dessous.

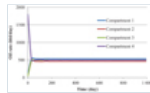


Fig. 3

Taux d'huile dans les quatre compartiments.

La [figure 4](#) présente la production de pétrole et d'eau du puits horizontal avec et sans équipement ICD. Il est clair qu'avec les DCI, le débit d'huile est considérablement augmenté tandis que la production d'eau est réduite. La [figure 5](#) présente les débits d'huile et d'eau dans chaque compartiment pour le cas de base sans ICD, et la [figure 6](#) montre les résultats pour le cas équipé d'ICD. Pour le puits horizontal à trou ouvert sans équipement ICD, des débits très élevés sont observés dans la zone de perméabilité élevée (compartiment 4) pour les productions pétrolières et aqueuses. La production dans cette zone peut être considérablement réduite avec les achèvements ICD. En conséquence, la production d'eau est globalement réduite. L'avantage des achèvements ICD est simulé à l'aide du modèle semi-implicite proposé.

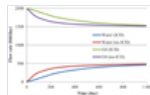


Fig. 4

Taux de production d'huile et d'eau avec et sans ICD.



Fig. 5

Production d'huile de compartiment (gauche) et d'eau (droite) sans ICD.

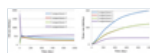


Fig. 6

Production d'huile (à gauche) et d'eau (à droite) des compartiments avec des DCI.

Nous considérons maintenant le cas où la perméabilité du réservoir est générée à l'aide d'un modèle géostatistique comme le montre la [figure 7](#) . Le rapport de perméabilité verticale à horizontale est de 0,1. Les six couches supérieures correspondent à la zone pétrolière et les quatre couches inférieures à l'aquifère. Un producteur (PRO) à quatre branches est foré dans la couche 3, tandis que l'injecteur (WINJ) à deux branches est foré avec une branche à la couche 3 dans la zone pétrolière et l'autre branche à la couche 9 dans l'aquifère ( [Fig.7](#) ) . Un débit total de 12 000 bbl / jour est imposé tant pour l'injecteur que pour le producteur. La pression initiale du réservoir est de 3700 psi, et la pression limitée au fond du trou est de 3000 psi pour le producteur et de 6800 psi pour l'injecteur.

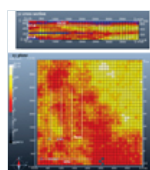


Fig. 7

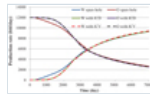
Distribution de perméabilité dans la couche 3 et dans une section transversale  $yz$  .

Comme la branche supérieure (branche 1) de l'injecteur est située dans la même couche que le puits de production, une percée précoce de l'eau peut se produire en raison de l'inondation d'eau de la branche d'injection supérieure. Pour obtenir une meilleure répartition des injections,



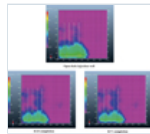
une solution consiste à équiper le puits d'injection de DCI. Une autre solution consiste à installer ICV dans la branche supérieure (branche 1) pour réduire le volume d'injection dans cette branche. Pour l'achèvement de l'ICD, chaque branche est complétée par quatre compartiments équipés d'ICD de type buse. Les tailles de buses sont sélectionnées en fonction de l'hétérogénéité du réservoir, des propriétés pétrophysiques et du fluide, ainsi que de l'efficacité du balayage. Les petites buses sont installées dans la branche 1 et dans le dernier compartiment de la branche 2.

La figure 8 compare les productions de pétrole et d'eau simulées avec l'achèvement de trous ouverts, l'achèvement de l'ICD et l'achèvement de l'ICV dans le puits d'injection. Équipé de complétions intelligentes dans le puits d'injection, il peut contrôler l'efficacité du balayage et retarder ainsi la percée de l'eau. La figure 9 présente les cartes de saturation en eau pour différents scénarios de la couche 3 après 5 ans d'injection d'eau, et la figure 10 montre la saturation en eau dans une coupe transversale en même temps. La figure 11 présente la répartition de l'eau dans le puits d'injection. Pour la réalisation à trou ouvert, l'injection d'eau est à peu près également répartie dans ces deux branches, lors de l'utilisation de la CIM ou ICV le volume d'eau injecté dans la branche supérieure (Br1 dans la figure 11.) est fortement réduite et le support de pression du réservoir est maintenu grâce à l'injection de la branche inférieure. Le front de balayage de l'eau dans la zone pétrolière est amorti, et donc la production d'eau est retardée.



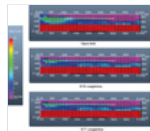
**Fig. 8**

Taux de pétrole et d'eau sur le puits de production.



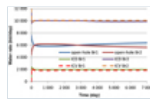
**Fig. 9**

Carte de saturation en eau dans la couche 3 après 5 ans d'injection d'eau.



**Fig. 10**

Carte de saturation en eau dans une section transversale yz .

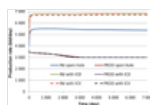


**Fig. 11**

Répartition de l'eau dans le puits d'injection.

Il faut mentionner que pour ces configurations de puits, il est difficile d'améliorer la production de pétrole par d'autres stratégies. Par exemple, la mise en œuvre de l'ICD ou de l'ICV dans le puits de production à quatre branches ne peut pas aider à réduire la production d'eau indésirable.

La figure 12 montre la pression du fond du puits pour différentes finitions. Au début, les pressions de fond n'atteignent pas leurs conditions limites et le débit total est imposé aux puits. La pression d'écoulement du puits de production est limitée par la pression limite à environ 7-9 ans, et la pression du puits d'injection est limitée par la limite de pression supérieure à environ 8 ans avec l'achèvement de l'ICD.



**Fig. 12**

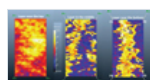
Bien la pression du fond du puits.

Pour ces deux cas (le cas de trois zones de perméabilité et le cas hétérogène), chaque modèle est simulé à plusieurs reprises 10 fois sur une machine Linux pour évaluer le temps CPU. Le tableau 1 montre le temps CPU moyen et sa variance. L'approche semi-implicite pour la modélisation ICD et ICV n'a pas beaucoup d'impact sur le temps CPU dans cet exemple. Avec l'achèvement de l'ICD, le temps CPU est presque inchangé par rapport aux cas à trous ouverts, tandis que l'achèvement ICV augmente très légèrement le temps CPU avec une moyenne d'environ 1,3%.

**Tableau 1** Comparaison du temps CPU (seconde).

### 3.2 Exemple 2. Cas SPE 10

SPE 10 est un cas très hétérogène initialement développé pour une comparaison ascendante (Christie et Blunt, 2001 ). Nous utilisons ce champ d'hétérogénéité à échelle fine pour simuler des achèvements CIM avec l'approche semi-implicite proposée. La grille fine contient 60 blocs dans la direction x , 220 blocs dans la direction y et 85 couches. Le réservoir contient de l'huile et de l'eau immobile à l'état initial. Un injecteur entièrement pénétré est situé au centre de ce champ et quatre producteurs verticaux entièrement pénétrés sont percés près des quatre coins ( Fig. 13 ). Un débit d'eau de 5000 bbl / jour est imposé à l'injecteur, et les quatre puits de production sont limités par une limite de pression de 4000 psi.



**Fig. 13**

Perméabilité des réservoirs et emplacements des puits.

Le réservoir étant très hétérogène, des DCI sont installés dans les puits de production pour contrôler la percée de l'eau provenant des couches de canaux connectées. Chaque puits de production est complété par cinq compartiments et équipé d'ICD de type buse.

La figure 14 compare les productions de pétrole et d'eau des quatre producteurs pour le cas avec et sans achèvement de la CIM, et la figure 15 montre les productions de pétrole et d'eau des champs. Il est clair que la production de pétrole des champs est augmentée, alors que la production totale d'eau est quasiment inchangée ou même légèrement réduite avec les installations ICD. Le balayage de l'eau est ralenti dans certaines couches perméables en raison de la mise en œuvre des DCI, et son efficacité de balayage est augmentée dans d'autres couches. L'équipement de l'ICD montre sa grande efficacité dans les puits P1 et P4 ainsi que P3, où les productions d'eau sont réduites et les productions pétrolières augmentées. Wells P2 est également un candidat retenu. Bien que la production d'eau soit augmentée de 69,7 Mbbl en P2, un volume de pétrole plus élevé de 85,1 Mbbl est produit. Avec les installations ICD, une production de pétrole plus élevée se trouve dans tous les puits avec les coupures d'eau contrôlées à un niveau inférieur ( Fig. 16 ).

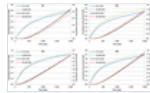


Fig. 14

Comparaison de la production de pétrole et d'eau dans les quatre puits de production.

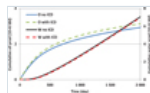


Fig. 15

Production d'huile et d'eau dans tout le réservoir.

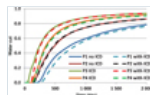


Fig. 16

Comparaison des coupures d'eau.

La simulation sans équipement ICD nécessite 2037 itérations Newton avec 15 637 s en temps CPU, tandis que la simulation avec ICD nécessite 2044 itérations Newton et 15 737 s en temps CPU. Le temps CPU total n'est augmenté que d'environ 0,6% dans ce domaine très hétérogène. Cette augmentation du temps CPU n'est pas significative. Le temps de simulation et le nombre d'itérations de Newton avec achèvement de l'ICD dépendent de la conception de l'ICD. Si des tailles de buse extrêmement petites sont utilisées, une chute de pression très élevée peut être créée à travers l'ICD, ce qui peut avoir un impact sur le problème de convergence et le temps CPU. Pour la conception ICD couramment utilisée, l'approche semi-implicite proposée pour le couplage réservoir et modèle de puits peut simuler l'écoulement à travers les complétions intelligentes avec peu d'impacts sur le temps CPU.

## 4. Conclusion

Une approche semi-implicite est présentée pour coupler un simulateur de réservoir standard et un modèle d'écoulement de puits avec des complétions ICD / ICV. De plus amples détails ont été donnés pour ce couplage semi-implicite. La présence d'un équipement ICD / ICV, qui génère généralement une chute de pression très élevée à travers le dispositif, peut pénaliser le temps CPU dans la modélisation couplée. L'approche semi-implicite proposée fournit un moyen facile pour la mise en œuvre du couplage avec un impact très limité sur le temps de calcul. Des exemples numériques montrent que le modèle proposé peut simuler commodément des achèvements ICD / ICV avec presque le même temps CPU que pour le cas de l'achèvement en trou ouvert.

## Les références

- Al-Enezi K., Das OP, Aslam M., Ziyad K., Fipke SR (2012) Histoires de cas réussies de puits multilatéral intelligent avec dispositif de contrôle de l'afflux et vanne de contrôle de l'afflux pour la gestion proactive du cycle de vie des réservoirs dans les réservoirs à haute mobilité, Minagish Field West Kuwait, dans: SPE 161632, Conférence et exposition internationales sur le pétrole d'Abu Dhabi, 11-14 novembre. [Google Scholar]
- Al-Khelaiwi FTM (2013) Une approche globale de la conception de complétions de puits avancées, Thèse de doctorat, Université Heriot-Watt, Édimbourg. [Google Scholar]
- Al-Khelaiwi FT, Davies DR (2007) Inflow control devices: Application and value quantification of a development technology, in: Paper SPE 108700 Présenté à la 2007 International Oil Conference and Exhibition, Veracruz, Mexique, 27-30 juin. [Google Scholar]
- Al-Thuwaini J., Shenawi S., Shenawi S., Yuen B. (2009) Simulation and optimization of complex architecture wells with smart completions, in: Paper OTC 20131 Présenté à la 2009 Offshore Technology Conference tenue à Houston, Texas, USA, 4-7 mai. [Google Scholar]
- Brekke K., Lien S. (1992) Des méthodes de complétion nouvelles et simples pour les puits horizontaux ont amélioré les performances de production dans les zones de pétrole mince à haute perméabilité, dans: SPE 24762 Présenté à la 67e Conférence technique annuelle et exposition SPE, Washington, DC, USA, 4-7 octobre. [Google Scholar]
- Broni-Bediako E., Issaka Fuseini N., Ayitey Akoto RN, Thompson Brantson E. (2019) Application de l'achèvement intelligent de puits dans l'optimisation de la production de pétrole à partir de réservoirs de bordure de pétrole, Adv. Geo-Energy Res. 3, 4, 343-354. doi: 10.26804/ager.2019.04.01 . [CrossRef] [Google Scholar]
- Christie MA, Blunt MJ (2001) Dixième projet de solution comparative SPE: une comparaison des techniques de mise à l'échelle, SPE Reserv. Évaluer. Eng., Pp. 308-317. [Google Scholar]
- Das OP, Al-Enezi K. (2014) Un nouveau flux de travail pour la conception intelligente de la vanne de contrôle de l'afflux de puits en intégrant la dynamique des réservoirs pour faciliter la gestion proactive des réservoirs à Minagish Field, dans l'ouest du Koweït, dans: SPE 170803 Présenté à la conférence technique annuelle et exposition SPE Tenue à Amsterdam, Pays-Bas, du 27 au 29 octobre. [Google Scholar]
- Das OP, Al-Enezi K., Aslam M., El-Gezeeri T., Ziyab K., Fipke SR, Ewens S. (2012) Conception et mise en œuvre novatrices du premier puits multilatéral intelligent du Koweït avec dispositif de contrôle d'entrée et vanne de contrôle d'entrée pour la gestion du cycle de vie des réservoirs

à haute mobilité, dans l'ouest du Koweït, dans: SPE 159261 Présenté à la conférence et exposition techniques annuelles de SPE, 8-10 octobre, San Antonio, États-Unis. [[Google Scholar](#)]

- Dimitios K., Hembling D., Al-Dawood N., Al-Qatari S., Simonian S., Salerno G. (2009) Optimisation des performances de puits horizontaux dans des environnements à pression non uniforme à l'aide de dispositifs de contrôle d'influx passifs, dans: Paper OTC 20129 Présenté lors de la conférence Offshore Technology Conference de 2009 tenue à Houston, Texas, États-Unis, du 4 au 7 mai. [[Google Scholar](#)]
- Gurses S., Chochua G., Rudic A., Kumar A. (2019) Dynamic Modeling and Design Optimization of Cyclonic Autonomous Inflow Control Devices, in: SPE 193824 présenté à la SPE Reservoir Simulation Conference, Galveston, TX, USA, 10- 11 avril. doi: 10.2118 / 193824-MS [[Google Scholar](#)]
- HoJeen S., Dogru A. (2007) Modélisation du système de production d'égaliseur et des applications de puits intelligents dans des études sur le terrain complet, dans: Papier SPE 111288 Présenté à la conférence 2007 sur la caractérisation et la simulation de réservoirs SPE / EAGE, Abu Dhabi, EAU, 28- 31 octobre. [[Google Scholar](#)]
- Holmes JA, Barkve T., Lund O. (1998) Application d'un modèle de puits multisegment pour simuler l'écoulement dans les puits avancés, dans: SPE 50646 Présenté à la Conférence européenne du pétrole, 20-22 octobre, La Haye, Pays-Bas. [[Google Scholar](#)]
- Holmes JA, Byer TJ, Edwards DA, Stone TW, Pallister I., Shaw GJ, Walsh D. (2010) Un modèle de puits de forage unifié pour la simulation de réservoir, dans: SPE 134928 Présenté à la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 Septembre, Florence, Italie. [[Google Scholar](#)]
- Javid K., Mustafa M., Chitre S., Anurag A., Sayed M., Kuliyeve M., Mishra A., Khalili Al Hosany K., Saeed Y. (2018) Processus complet de conception d'achèvement ICD / ICV pratiqué en vert oilfield offshore, Abu Dhabi, in: Paper SPE 192645 Présenté à Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, EAU, 12-15 novembre. [[Google Scholar](#)]
- Lauritzen JE, Martiniussen IB (2011) Résultats des tests de boucle de débit monophasé et multiphase pour les dispositifs de contrôle de débit standard de l'industrie, dans: SPE 146347 Présenté à Offshore Europe, du 6 au 8 septembre, Aberdeen, Royaume-Uni. [[Google Scholar](#)]
- Raffn AG, Hundsnes S., Kvernstuen S., Moen T. (2007) ICD screen technology used to optim waterflooding in injector well, in: SPE 106018, Présenté au SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 31 Mars-3 avril. [[Google Scholar](#)]
- Stone T., Moen T., Edwards D., Shadchnev A., Rashid K., Kvilaas G., Christoffersen K. (2015) Conception optimisée de dispositifs autonomes de contrôle du débit pour le gaz et l'eau, dans: SPE 173203 Présenté au Symposium sur la simulation de réservoir SPE, Houston, 23-25 février. [[Google Scholar](#)]
- Wan J., Dale BA, Ellison TK, Benish TG, Grubert M. (2008) Modèles de simulation de puits et de réservoirs couplés pour optimiser la conception et les opérations de complétion pour le contrôle du sous-sol, dans: Papier SPE 113635 Présenté à la conférence technique annuelle 2008 Europec / EAGE et exposition, Rome, Italie, 9-12 juin. [[Google Scholar](#)]
- Youngs B., Neylon K., Holmes J. (2009) Récentes avancées dans la modélisation des dispositifs de contrôle de l'afflux de puits dans la simulation de réservoir, dans: IPCT 13925, Doha, Qatar, 7-9 décembre. [[Google Scholar](#)]

## Tous les tableaux

**Tableau 1** Comparaison du temps CPU (seconde).

[Dans le texte](#)

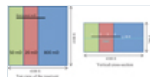
## Tous les chiffres



**Fig. 1**

Exemple de discrétisation multilatérale des puits.

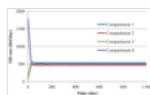
[Dans le texte](#)



**Fig. 2**

Boîtier synthétique avec trois zones de perméabilité.

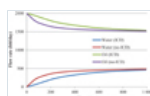
[Dans le texte](#)



**Fig. 3**

Taux d'huile dans les quatre compartiments.

[Dans le texte](#)

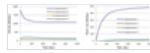


**Fig. 4**

Taux de production d'huile et d'eau avec et sans ICD.

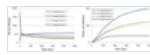
[Dans le texte](#)

**Fig. 5**



Production d'huile de compartiment (gauche) et d'eau (droite) sans ICD.

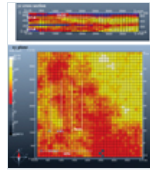
[Dans le texte](#)



**Fig. 6**

Production d'huile (à gauche) et d'eau (à droite) des compartiments avec des DCI.

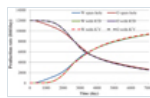
[Dans le texte](#)



**Fig. 7**

Distribution de perméabilité dans la couche 3 et dans une section transversale yz .

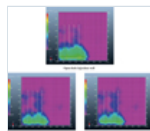
[Dans le texte](#)



**Fig. 8**

Taux de pétrole et d'eau sur le puits de production.

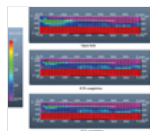
[Dans le texte](#)



**Fig. 9**

Carte de saturation en eau dans la couche 3 après 5 ans d'injection d'eau.

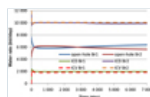
[Dans le texte](#)



**Fig. 10**

Carte de saturation en eau dans une section transversale yz .

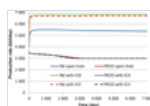
[Dans le texte](#)



**Fig. 11**

Répartition de l'eau dans le puits d'injection.

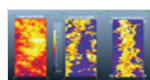
[Dans le texte](#)



**Fig. 12**

Bien la pression du fond du trou.

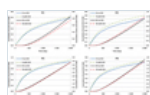
[Dans le texte](#)



**Fig. 13**

Perméabilité des réservoirs et emplacements des puits.

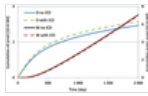
[Dans le texte](#)



**Fig. 14**

Comparaison de la production de pétrole et d'eau dans les quatre puits de production.

[Dans le texte](#)

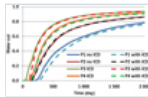


**Fig. 15**

Production d'huile et d'eau dans tout le réservoir.

[Dans le texte](#)

---



**Fig. 16**

Comparaison des coupures d'eau.

[Dans le texte](#)

---

[Contacts](#)

[Politique de confidentialité](#)