

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>	50
<b>Nombre de pages)</b>	16
<b>EST CE QUE JE</b>	<a href="https://doi.org/10.2516/ogst/2020045">https://doi.org/10.2516/ogst/2020045</a>
<b>Publié en ligne</b>	21 juillet 2020

Haut  
 Abstrait  
 1. Introduction  
 2 Mécanismes en ...  
 3 Simulation numérique ...  
 4 Conclusion et remarques  
 Remerciements  
 Les références  
 Liste des tableaux  
 Liste des figures

 Science et technologie du pétrole et du gaz - Rév. IFP Energies nouvelles **75** , 50 (2020)

Article régulier

## Effet de la salinité sur la production pétrolière: examen des mécanismes d'inondation à faible salinité et étude exploratoire sur la mise à l'échelle des pipelines

 Tao Zhang<sup>1</sup>, Yiteng Li<sup>1</sup>, Chenguang Li<sup>2</sup> et Shuyu Sun<sup>1</sup> \*

<sup>1</sup> Division des sciences physiques et de l'ingénierie, Université King Abdullah des sciences et de la technologie, 23955-6900 Thuwal, Arabie saoudite

<sup>2</sup> China National Oil and Gas Exploration and Development Company Limited, 100034 Beijing, RP Chine

 \* Auteur correspondant: [shuyu.sun@kaust.edu.sa](mailto:shuyu.sun@kaust.edu.sa)

Reçu: 25 janvier 2020

Accepté: 8 juin 2020

### Abstrait

Les dernières décennies ont été témoins d'un développement rapide des techniques de récupération assistée du pétrole, parmi lesquelles l'effet de la salinité est devenu un sujet très attrayant en raison de ses avantages significatifs sur la protection de l'environnement et des avantages économiques. De nombreuses études ont été rapportées en se concentrant sur l'analyse des mécanismes à l'origine des inondations à faible salinité afin de mieux concevoir la salinité injectée dans diverses conditions de travail et propriétés du réservoir. Cependant, l'effet de la salinité d'injection sur la mise à l'échelle des pipelines n'a pas été largement étudié, mais ce mécanisme est important pour la collecte, le transport et le stockage pour l'industrie pétrolière. Dans cet article, une revue exhaustive de la littérature est menée pour résumer plusieurs mécanismes bien connus et largement acceptés, y compris la migration fine, la modification de la mouillabilité, l'expansion double couche, et échange d'ions à plusieurs composants. Ces mécanismes peuvent être corrélés les uns aux autres, et certains effets combinés peuvent être définis comme d'autres mécanismes. Afin de modéliser mathématiquement et de décrire numériquement les comportements des fluides dans les pipelines d'injection en tenant compte de la salinité d'injection, un modèle exploratoire de champ de phase est présenté pour simuler l'écoulement multiphase dans un pipeline d'injection où la formation de tartre peut avoir lieu. L'effet de la salinité d'injection est représenté par la tendance de mise à l'échelle pour décrire la possibilité de formation de tartre lorsque les espèces de mise à l'échelle sont attachées à la structure à l'échelle. Le résultat de la simulation peut facilement indiquer que les conditions d'écoulement et de mise à l'échelle sont considérablement affectées si une tendance de mise à l'échelle dépendante de la salinité est prise en compte. Donc, ce mécanisme doit être pris en compte dans la conception du procédé d'injection si une technique d'exploitation durable est appliquée en utilisant de l'eau de production purifiée comme fluide d'injection. Enfin, des remarques et suggestions sont formulées sur la base de notre examen approfondi et de notre enquête préliminaire, pour aider à inspirer les discussions futures.

Page d'accueil

Table des matières

◀ Article précédent Article suivant ▶

ARTICLE

- Abstrait
- **HTML complet**
- PDF (1,184 Mo)
- ePUB (2,805 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

**Rôle des ions divalents, de la température et du pétrole brut lors de l'injection d'eau dans les réservoirs de carbonate dolomitique**

Science et technologie du pétrole et du gaz - Rév. IFP Energies nouvelles 74, 36 (2019)

**Etude expérimentale de la composition de l'eau et de l'effet de la salinité sur la récupération du pétrole dans les réservoirs de carbonate**

Science et technologie du pétrole et du gaz - Rév. IFP Energies nouvelles 75, 21 (2020)

**Un modèle de complexation de surface des interactions électrocinétiques alcalines-SmartWater dans les carbonates**  
 E3S Web of Conferences 146, 02003 (2020)

Plus

BOOKMARKING



Services aux lecteurs

Alerte email



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.

## 1. Introduction

L'inondation d'eau est une approche couramment utilisée pour améliorer la récupération du pétrole au stade de la récupération secondaire, principalement en raison de sa disponibilité moins chère et plus facile dans divers environnements d'ingénierie [1-4]. Les effets de la salinité sur la tension interfaciale lors des inondations ont été observés depuis le milieu du XXe siècle [5,6], et un certain nombre de brevets ont été délivrés pour des techniques pertinentes [7-9]. Après les expériences pionnières en [10], la meilleure performance des inondations à faible salinité a été théoriquement reconnue et cette technique est devenue une approche privilégiée dans la récupération améliorée du pétrole (IOR) et la récupération améliorée du pétrole (EOR) [11-20]. Afin de déterminer les mécanismes dominants qui contrôlent l'effet de faible salinité sur l'amélioration de la récupération du pétrole, de nombreuses études ont été menées à la fois dans le milieu universitaire et dans l'industrie, à partir d'essais d'inondation de cœur de laboratoire [14] aux observations à l'échelle du terrain [21], des réservoirs de grès [14] aux réservoirs de carbonate [22], des champs pétrolifères terrestres [23] aux champs offshore [24], et de la seule technique EOR secondaire [25] à la technique EOR tertiaire combinée complexe [26].

Divers mécanismes ont été constamment proposés mais il n'y a jamais eu de mécanisme global qui explique parfaitement l'augmentation de recouvrement pour tous les cas pratiques. Un certain nombre de mécanismes populaires ont été conclus dans le [tableau 1](#) avec les publications correspondantes de cette année (2019) et des cinq dernières années (2015-2019) comme indice de popularité. Le nombre de publications est calculé à partir de *Google Scholar*, car il existe des publications importantes et très citées dans des conférences, des brevets et des rapports techniques, qui peuvent ne pas être enregistrées dans d'autres ressources. Il convient de noter qu'un mécanisme peut être considéré comme un cas particulier d'un mécanisme plus général et bien connu. Par exemple, la libération limitée de particules humides mélangées est répertoriée comme un mécanisme dans [27], mais il peut généralement être classé dans la classe de migration fine du [tableau 1](#). Dans [28], l'altération de la mouillabilité est divisée en mécanisme d'altération de l'huile humide à l'eau humide et de l'eau humide à l'huile humide, mais dans notre tableau, elles appartiennent à la même catégorie. Des corrélations peuvent toujours être trouvées dans ces mécanismes, entre migration fine et dissolution minérale, entre dissolution minérale et viscosité plus élevée, entre saponification et effet pH, etc. La tension interfaciale peut être réduite par une variété de facteurs, tels que l'état du pH, la dissolution minérale, l'émulsification et la saponification, qui sont directement liés à l'altération de la mouillabilité. Cela peut expliquer pourquoi la mouillabilité est le mécanisme le plus populaire rapporté dans les publications, alors que les mécanismes connexes sont également fréquemment mentionnés. Une illustration de nuage de mots fournie dans la [figure 1](#) analyse la fréquence des mots-clés et des phrases apparaissant dans une base de données composée de 1000 publications sélectionnées avec des citations élevées et des ressources fiables. Il est facile de trouver certaines terminologies populaires, telles que «récupération» (but de l'inondation à faible salinité), «mouillabilité» (mécanisme le plus reconnu pour contrôler l'effet), «carbonate» (type de roche réservoir manquant de recherches approfondies), «surfactant» (une autre technique de récupération assistée du pétrole combinée à des inondations à faible salinité dans la récupération tertiaire).



Fig. 1

Une illustration de nuage de mots sur la popularité de la recherche sur les inondations à faible salinité.

**Tableau 1** Mécanismes pour expliquer l'effet de faible salinité.

Des réponses positives ont été obtenues à partir d'expériences en laboratoire et d'essais sur le terrain, de sorte que les inondations à faible salinité ont été largement acceptées et appliquées dans l'industrie pétrolière. Des techniques pertinentes ont été développées par de grandes compagnies pétrolières du monde entier et les techniques représentatives sont énumérées dans le [tableau 2](#) avec les applications de projet correspondantes. D'une manière générale, le mécanisme d'altération de la mouillabilité est pris en compte dans la plupart de ces techniques et les interactions chimiques à l'interface entre le système pétrole / saumure / roche sont au centre des préoccupations. Ainsi, des procédés de récupération d'huile tertiaire, en particulier ceux qui modifient la mouillabilité d'une manière favorable, y compris l'injection d'agent tensioactif et l'inondation de polymère, ont été incorporées à une technique d'injection d'eau à faible salinité. Plus d'études et d'applications sont effectuées sur les réservoirs de grès que sur les réservoirs de carbonate. La présence d'argile est souvent considérée comme la raison principale car l'altération de la mouillabilité peut être plus facile à trouver et à modéliser dans ce cas, tandis que l'hétérogénéité de la roche carbonatée complique la modélisation des interactions à l'interface [29]. La forte adsorption d'espèces carboxyliques sur les surfaces de calcite rend le détachement des particules si dur qu'une température élevée est souvent nécessaire pour faciliter l'échange d'ions à plusieurs composants. Il existe même des études qui présentent une bonne performance d'injection d'eau à haute salinité, ou simplement d'injection d'eau de mer, dans les réservoirs de carbonate, en particulier la craie [30,31]. On considère que l'imbibition spontanée et le déplacement forcé à haute température expliquent cette récupération croissante [32]. Cependant, l'effet positif de l'inondation d'eau à faible salinité a également été vérifié dans les carbonates en modifiant la courbe de pression capillaire d'une manière favorable, ce qui améliore encore la récupération du pétrole [33]. Généralement, les conditions suivantes sont considérées comme nécessaires pour détecter un effet de faible salinité significatif: de l'argile doit exister dans le grès, des composants polaires doivent exister dans l'huile (comme les acides organiques), des cations divalents ( $\text{Ca}^{2+}$  et  $\text{Mg}^{2+}$ ) doivent exister dans le eau de formation. D'autres limitations concernant les conditions de pH, de température et de perméabilité ont toutes été résolues dans des publications récentes.

**Tableau 2** Techniques représentatives pour obtenir des inondations à faible salinité.

L'effet de la salinité des fluides sur la mise à l'échelle du pipeline est également observé dans [34], dans laquelle la salinité de l'eau produite par le champ pétrolifère de Tuha au Xinjiang, en Chine, est considérée comme un facteur d'influence clé de la mise à l'échelle des pipelines et de la corrosion interne. La corrélation entre la salinité de l'eau injectée et de l'eau produite est souvent considérée comme positive et parfois l'eau produite est réinjectée dans le réservoir pour améliorer la récupération [35]. Ainsi, il est important d'étudier l'effet de la salinité

d'injection sur la mise à l'échelle du pipeline dans la conception d'un processus d'injection d'eau à faible salinité. La tendance à la mise à l'échelle est souvent utilisée comme indice pour évaluer la propriété de mise à l'échelle de l'écoulement de fluide de pétrole / gaz / eau dans les pipelines, et le concept d'indice a été proposé pour la première fois dans [36]. Par la suite, un indice de stabilité a été proposé et une équation de prédiction plus complète a été dérivée pour inclure plus de facteurs avec une meilleure précision prouvée. La mise à l'échelle des oléoducs est un problème grave souvent rencontré dans les champs pétrolifères du Moyen-Orient, par exemple le champ pétrolifère de Halfaya en Irak. En tant que l'un des plus grands gisements de pétrole d'Irak et des principaux projets de reconstruction après la guerre, une production pétrolière accrue devrait de toute urgence remettre en état l'économie et stabiliser la société. Cependant, le manque d'eau douce dans cette région entraîne un processus inévitable de réinjection d'eau de production ou d'injection d'eau de mer purifiée. Ainsi, la salinité d'injection doit être soigneusement conçue, en particulier lorsque des incrustations liées à la salinité ont été signalées dans des pipelines, des échangeurs de chaleur et d'autres installations.

Un examen exhaustif est effectué dans cet article, ainsi qu'une enquête numérique exploratoire, pour aider les lecteurs novices dans ce domaine à acquérir une compréhension de base de l'efficacité et des mécanismes de l'inondation d'eau à faible salinité, alors que les chercheurs expérimentés et les ingénieurs pétroliers devraient en être conscients. De la popularité actuelle de la recherche et de s'inspirer des études précédentes. Le reste de cet article est organisé comme suit. Dans la [section 2](#), les mécanismes de l'inondation d'eau à faible salinité seront analysés à partir de quatre points de vue bien connus: migration fine, modification de la mouillabilité, expansion à double couche et échange d'ions à plusieurs composants. Des corrélations entre les mécanismes sont introduites et l'effet des conditions de travail, y compris le pH, la température, la pression et l'âge de l'échantillon, est conclu par la suite. Afin de décrire mathématiquement l'effet de la salinité sur la mise à l'échelle des pipelines, la modélisation numérique est présentée dans la [section 3](#) en utilisant un modèle de champ de phase pour décrire l'écoulement de fluide multiphase commun vu dans le champ pétrolifère, pour le mélange de fluide d'injection avec de l'eau produite purifiée avec certains espèces à tendance écailleuse. À la fin, nous tirons quelques conclusions dans la [section 4](#) et des suggestions d'études complémentaires sur ce sujet sont fournies sur la base de l'examen de ce document.

## 2 Mécanismes dans les inondations à faible salinité

Un équilibre thermodynamique est toujours bien établi dans le système huile / eau de formation / roche avant les processus de récupération comme l'injection d'eau. Les actions humaines peuvent rompre l'équilibre des millions d'années et un schéma optimal devrait maximiser la production pétrolière avec de meilleures performances économiques. Une analyse des mécanismes est nécessaire pour atteindre cet objectif et des techniques pratiques seront développées sur la base de ces mécanismes. Dans cette section, nous partirons du phénomène le plus intuitif observé à partir d'une expérience d'inondation à faible salinité, la migration fine, puis nous nous concentrerons sur les mécanismes les plus populaires et reconnus, la modification de la mouillabilité. Un mécanisme électrochimique microscopique, l'expansion double couche, est incluse pour décrire le processus détaillé des interactions électrostatiques et des changements de surface associés. Un mécanisme supplémentaire des interactions ainsi que des précipitations et du transport, appelé échange d'ions à plusieurs composants, est également examiné et ces mécanismes sont étroitement corrélés pour éclairer le processus d'inondation à faible salinité. Quatre conditions de travail, le pH, la température, la pression et l'âge de l'échantillon sont pris en compte dans notre examen et l'accent principal est mis sur leur effet sur la performance des mécanismes susmentionnés dans diverses conditions de réservoir et de récupération.

### 2.1 Migration fine

Lorsqu'un fluide traverse la surface de la roche réservoir qui contient une concentration totale de cations insuffisante ou qui manque de cations bivalents comme  $\text{Ca}^{2+}$  et  $\text{Mg}^{2+}$ , une migration fine sera initiée chimiquement en raison de l'incapacité à empêcher l'argile de s'hydrater et de gonfler. La concentration critique de floculation, qui est un critère pour évaluer la force ionique, dépend fortement de la concentration relative de cations divalents. L'argile et le limon dans la formation du réservoir peuvent être déstabilisés par un fluide d'injection à faible salinité et les compositions dispersées peuvent s'écouler avec le fluide à travers le canal préféré dans des fractures avec une conductivité d'écoulement plus élevée. Une récupération incrémentielle du pétrole a été signalée dans [6,37] en raison d'une variance accrue accompagnée d'un gonflement et d'une dispersion de l'argile. L'eau douce surpasse même un fluide d'injection non saline dans [37], et le gonflement de l'argile est considéré comme la cause principale conduisant à moins d'espace pour l'huile dans les pores. De plus, une autre explication est fournie dans [38] que les fines particules dispersées peuvent bloquer les canaux d'écoulement et que la récupération de l'huile sera améliorée dans le processus d'établissement de nouveaux canaux. La réduction de la perméabilité causée par différentes compositions de sel du fluide d'injection est étudiée plus en détail dans [39], et il peut être renvoyé à partir de leurs résultats que des dommages de perméabilité peuvent résulter de l'ajout de certains sels dans l'eau pure. L'effet capillaire aide parfois une migration fine à influencer la récupération d'huile mais cet effet est mis en doute dans [40]. Des interactions électrostatiques se produisent avec une migration fine. L'argile est initialement hydratée dans une certaine mesure avec une charge négative [41], et les surfaces rocheuses sont chargées positivement. Le pétrole brut est électro-négatif en raison du groupe carboxylate ( $\text{COO}^-$ ) et la saumure de formation est chargée positivement en raison des cations. En tant qu'échangeur de cations, l'argile et le limon peuvent réduire la force électrostatique et l'équilibre de la quantité de mouvement peut être utilisé pour décrire le processus de détachement de la roche et de dispersion dans le fluide [42]. L'importance de la migration fine est soulignée par l'expérience d'imbibition spontanée augmentant la récupération du pétrole dans différents noyaux de grès [43].

Cependant, il est également signalé dans [16,44,45] que la migration fine n'a pas de contribution à l'inondation d'eau à faible salinité. Une production limitée de particules d'argile peut être observée dans des conditions de réservoir réduit ou plein, mais une récupération d'huile supplémentaire peut encore être démontrée. La concentration fine peut rester la même avec une salinité d'injection progressivement réduite dans ces cas et les dommages à la formation ou à la perméabilité sont minimisés. En outre, il est indiqué dans [46] qu'un effet de faible salinité ne peut pas être observé mais une production de sable est détectée. Des efforts ont été faits pour expliquer l'échec de ce mécanisme et une explication générale est que l'effet de la migration fine varie avec la lithologie et la minéralogie. Par exemple, la propriété de non gonflement est trouvée dans la formation de kaolinite, comme présenté dans [47], tandis que la capacité de gonflement de l'argile montmorillonite peut entraîner des résultats différents. Une autre raison est indiquée dans [48] que les fines dispersées peuvent se rattacher à d'autres surfaces rocheuses environnantes et que les espaces poreux seront obstrués. Ainsi, moins de particules peuvent être détectées dans les crues du cœur et la migration fine est limitée. Dans [28], une autre question se pose: si plus humide est préférable dans les inondations à faible salinité, la pression différentielle devrait diminuer plutôt qu'augmenter afin que la migration fine ne puisse pas être considérée comme le seul mécanisme contrôlant l'effet de faible salinité.

### 2.2 Modification de la mouillabilité

En tant que mécanisme le plus populaire et le plus reconnu contrôlant l'effet des inondations à faible salinité [49], la modification de la mouillabilité est largement étudiée pour expliquer la modification des capacités de confinement de l'huile et de l'eau dans des milieux poreux, ce qui est directement pertinent pour la perméabilité relative macroscopique. Divers mécanismes sont parfois envisagés en raison de la modification de la mouillabilité, y compris la migration fine, l'échange d'ions à plusieurs composants, la réduction de la tension interfaciale et la

dissolution minérale, et ces mécanismes sont les phénomènes derrière la récupération améliorée du pétrole. L'angle de contact est l'indicateur général pour mesurer et décrire quantitativement la mouillabilité. Une classification largement acceptée de l'angle de contact est proposée dans [50] que: humide à l'eau:  $0^\circ \rightarrow 75^\circ$ , intermédiaire-humide ou mixte humide:  $75^\circ \rightarrow 115^\circ$  et à l'huile humide:  $115^\circ \rightarrow 180^\circ$ . En utilisant ce critère, on observe que l'angle de contact passe de humide d'huile ( $158^\circ$ ) à mixte-humide ( $113^\circ$ ) en [51] et de l'huile humide ( $140^\circ$ ) au mixte humide ( $108^\circ$ ) en [52] lors de l'injection d'eau à faible salinité dans des réservoirs de carbonate étanches.

On constate que l'effet de la modification de la mouillabilité est lié aux compositions d'huile et de saumure, aux minéraux de roche et d'argile et aux niveaux de salinité du fluide d'injection. Par exemple, lors d'une injection d'eau à faible salinité (1500 ppm) dans le grès, un effet de type surfactant est observé après les interactions avec la roche réservoir et la tension interfaciale huile-eau est réduite avec une augmentation du pH jusqu'à 9 [53]. Ainsi, une récupération d'huile plus élevée est obtenue tandis que la mouillabilité est modifiée de l'état humide à l'eau et que davantage de pétrole est libéré de la surface de la roche. Une plus grande exposition de la surface de la roche à l'eau peut en outre améliorer l'imbibition à travers l'écoulement du film et augmenter la perméabilité relative. Essais d'inondation de cœur dans [47,54] vérifient les saturations résiduelles d'huile les plus faibles dans les milieux poreux avec des conditions mixtes humides transférées à partir d'huile humide ou humide. À l'origine, la présence d'argile est nécessaire pour observer l'altération causée par la migration fine et l'effet sel-in et salt-out [55], mais des études récentes ont proposé d'autres explications, notamment l'expansion double couche et la dissolution de la calcite pour les réservoirs de carbonate [22]. La modification de la mouillabilité est possible pour toutes les plages de pH [56], alors que la tendance d'altération peut être différente pour des valeurs de pH plus élevées et plus basses. Il est souligné dans [28] que le pH est le plus susceptible d'être inférieur à 9 pour les cas d'inondation d'eau à faible salinité, de sorte que la direction d'altération la plus possible va de l'eau humide à mixte humide ou intermédiaire humide, ce qui explique également la nécessité de l'eau connate dans des inondations à faible salinité pour rendre l'eau humide possible.

Dans les conditions générales du réservoir, le pétrole brut est chargé négativement et la roche carbonatée est chargée positivement, ce qui conduit à une forte fixation des particules de pétrole sur les surfaces rocheuses et provoque des conditions initiales humides de pétrole. Les mécanismes de chimisorption augmenteront la charge de surface négative avec l'injection de fluides à faible salinité, puis la partie répulsive de la pression de disjonction s'améliorera avec la mouillabilité modifiée en eau-humide. Un film mince peut apparaître dans ce processus avec l'eau résiduelle sur les surfaces minérales [57]. Une représentation schématique du processus est illustrée à la figure 2 [58] et un mécanisme d'expansion à double couche est également impliqué. Le film mince peut fournir un canal pour le phénomène d'imbibition et les conditions d'écoulement dans le réservoir seront ainsi améliorées.

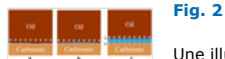


Fig. 2

Une illustration conceptuelle de l'altération de la mouillabilité avec la formation d'un film mince [58].

### 2.3 Expansion double couche

La théorie de Derjaguin, Landau, Verwey et Overbeek (théorie DLVO), également connue sous le nom de théorie de la double couche, est souvent utilisée pour décrire les interactions électrostatiques qui présentent des effets significatifs dans les processus d'inondation à faible salinité [48]. La théorie classique modélise la pression disjoints avec deux composants: la force électrique ( $\Pi_{EDL}(h)$ ) et la force moléculaire (ou force de van der Waals  $\Pi_{VDW}(h)$ ), et la force structurale ( $\Pi_{STR}(h)$ ) est ensuite ajoutée dans le cadre de la théorie non DLVO [59]. La force de Van der Waals dans son sens large (c'est-à-dire, y compris toutes les forces intermoléculaires) peut être divisée en force d'orientation, force d'induction et force de dispersion; ou respectivement la force Keesom, la force Debye et la force de dispersion de Londres [60]. L'adsorption préférentielle des ions déterminant le potentiel peut se produire par adsorption physique ou par des liaisons chimiques, et la couche interne sera accumulée avec des ions adsorbés tandis que les contre-ions formeront la deuxième couche au sommet. La force électrique de la double couche peut être dérivée des interactions coulombiques entre un ion chargé et une particule polaire ou entre des ions chargés. La double couche dite électrique combine les effets de la répulsion électrostatique et de l'attraction de van der Waals. L'interaction argile-argile est réduite avec l'injection de saumure à faible salinité par l'expansion de la double couche de contre-ions et la répulsion est augmentée. Le résultat de l'expansion double couche peut être illustré à la figure 3 pour montrer l'interaction de surface dans les systèmes huile / saumure / roche avec de l'eau à haute salinité ou de l'eau à faible salinité. Le film mince entre l'huile / saumure et la saumure / roche est plus stable en raison de cet effet d'expansion à double couche, de sorte que plus d'huile peut être détachée de la surface de la roche et que des conditions plus humides peuvent être obtenues [61]. En général, le potentiel  $\zeta$  - peut être utilisé pour évaluer la stabilité du film. Un critère largement accepté est  $\pm 10$  mV, et la stabilité du film est supposée augmenter avec un potentiel  $\zeta$  et une épaisseur de film plus grands, tandis que le film est considéré comme instable si le potentiel  $\zeta$  est inférieur à  $\pm 10$  mV [62]. Un mécanisme similaire a été proposé dans [13] pour décrire le processus de libération de particules humides mixtes des parois rocheuses avec la réduction de la salinité et l'expansion de la double couche, qui se traduit par des conditions de mouillage localement hétérogènes et une récupération améliorée du pétrole.

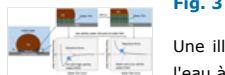


Fig. 3

Une illustration schématique des interactions de surface dans le système huile / saumure / roche avec de l'eau à haute salinité ou de l'eau à faible salinité [123].

En raison de l'effet de structure moléculaire au niveau du film liquide mince, en particulier les macromolécules comme les polymères existant dans le film, des attentions sur les forces structurales ont été soulevées ces dernières années pour expliquer des phénomènes comprenant la stabilité des colloïdes et des polymères, alors que la théorie DLVO classique échoue [63,64]. Si l'adsorption de cations hydratés se produit avec un réseau de liaisons hydrogène formé / rompu ou un échange d'ions induit, la force d'hydratation apparaîtra et sera reconnue comme force primaire ou secondaire respectivement [65,66]. L'injection d'eau à faible salinité est parfois combinée à l'injection d'assistant de surfactant dans les techniques de récupération tertiaire du pétrole pour recueillir une récupération supplémentaire du pétrole [67]. Dans ce cas, une force hydrophobe peut être générée lorsque l'interface roche et pétrole passe d'hydrophile à hydrophobe [68]. De même, des fluctuations thermiques et des ponts de chaîne peuvent être introduits avec l'adsorption de polymères (injectés dans l'eau à faible salinité) sur des particules en suspension, et une force stérique ou une force de pontage sera générée [64]. Il convient de préciser que l'interaction électrostatique joue un rôle dans presque tous les mécanismes d'inondation d'eau à faible salinité et que les forces peuvent être générées à la suite d'une migration fine et d'un échange d'ions à plusieurs composants.

### 2.4 Échange d'ions à plusieurs composants

Le mécanisme d'échange d'ions à plusieurs composants (MIE) démontre l'effet des échanges d'ions entre les composants tensioactifs dans les minéraux liquides et argileux [69 -71 ]. L'existence de cations divalents, tels que  $\text{Ca}^{2+}$  et  $\text{Mg}^{2+}$ , relie la surface de l'argile chargée négativement et le matériau carboxylate, élimine le matériau organique à la surface et améliore l'humidité de l'eau dans ce processus. On s'attend à ce qu'une répulsion entre le pétrole et la surface de l'argile se produise et se développe, ce qui entraîne le détachement des molécules d'huile de la surface de la roche et l'augmentation de la récupération du pétrole. En raison de la différence d'affinités ioniques sur les parois rocheuses, le MIE peut entraîner des cations divalents fortement adsorbés sur les surfaces jusqu'à ce qu'ils soient complètement saturés. Avant l'inondation d'eau à faible salinité, les surfaces rocheuses sont plus susceptibles d'être humides en raison des complexes organométalliques formés par les cations multivalents à la surface solide et les composés polaires existant dans les pétroles bruts. L'humidité de l'huile est renforcée par l'adsorption directe de composés polaires organiques dans le pétrole brut sur la surface de l'argile et remplace les cations labiles à la surface. Au cours de l'injection de faible salinité, ces composés polaires organiques seront éliminés et les complexes organométalliques seront remplacés par des cations non complexés. Il est noté dans [14 ] que ce processus est significatif sous une précipitation négligeable des sels de  $\text{Ca}^{2+}$  et  $\text{Mg}^{2+}$ , par exemple  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ . D'autres processus ont été proposés en [72 ] pour expliquer le mécanisme MIE, y compris l'échange cationique et le pontage, le pontage ligand et eau, mais le remplacement des complexes organiques par des cations bivalents et l'effet de pontage des cations bivalents restent similaires. Le même mécanisme a été indiqué dans [73 ] en tant que composés polaires dans le pétrole brut, représentés par la résine et les asphaltènes, formeront des complexes par liaison à des cations ou adsorbés sur l'argile.

## 2.5 Effet du pH

En tant que rôle fondamental dans le contrôle de la chimie de surface pour les interactions sur les systèmes huile / saumure et saumure / roche, l'état du pH a été largement et profondément étudié dans le processus d'inondation d'eau à faible salinité. Avec la capacité de décrire l'échange d'ions actif, le pH est souvent utilisé pour identifier d'autres mécanismes, y compris l'interaction électrostatique, l'expansion à double couche et la migration de l'argile. Par exemple, on constate que la dispersion d'argile est minimisée dans des conditions de pH bas et que l'augmentation du pH amplifie le phénomène de libération fine de la paroi rocheuse et entraîne une réduction drastique de la perméabilité [74 ]. La modélisation de la complexation de surface a été réalisée dans [ 27 ,75 -78 ] pour décrire quantitativement l'effet du pH sur la mouillabilité. La somme du produit de liaison, qui est calculée par la somme des produits des espèces de surface de charge opposée situées sur l'interface saumure / minéral ou sur l'interface huile / saumure, est introduite pour indiquer la mouillabilité en tant que mesure de l'attraction électrostatique huile-minéral [76 ,77 ]. En général, plus de ponts électrostatiques donnent une plus grande somme de produits de liaison, ce qui signifie que le système est plus humide [79 ]. Il ressort de leur étude que les altérations de la mouillabilité peuvent être influencées par les conditions de pH avec l'évolution du nombre de certaines espèces à l'interface huile / saumure et à l'interface saumure / calcite avec la présence de différentes compositions telles que  $\text{CaCl}_2$  et  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ . Il convient de noter que l'effet d'alternance de mouillabilité ainsi que les valeurs de pH croissantes peuvent varier dans différentes tendances d'inondation avec différentes compositions. Dans le tableau 3 , le changement d'angle de contact par rapport au changement de pH dans différentes conditions d'injection est conclu à partir de la littérature précédente. Il est évident qu'il reste un certain critère de pH qu'un système fortement humide pourrait être déclenché en dessous de lui en raison de  $\text{H}^+$  l'adsorption à l'interface et une tendance opposée peuvent être observées dans des conditions de pH plus élevées. En outre, d'autres facteurs tels que la composition de l'huile, le type de roche, le type d'ion et la force ionique peuvent jouer un rôle secondaire dans l'alternance de l'état de surface avec le pH. Par exemple, un système humide d'huile est déclenché par l'approche de dilution conventionnelle à des conditions de pH bas dans des roches de type carbonate, ce qui peut aider à expliquer le problème selon lequel un effet de faible salinité n'est pas toujours observé dans l'inondation d'eau à faible salinité dans les réservoirs de carbonate [80 ]. De même, on peut prédire que le système humide peut être rendu dans une inondation de  $\text{CO}_2$  ou une inondation gazeuse en raison des conditions de pH bas. Dans [81 ], une pression de disjonction plus importante est nécessaire pour des conditions de pH plus élevées afin de favoriser l'altération de la mouillabilité.

**Tableau 3** Effet du pH sur la mouillabilité.

Un autre indicateur pour décrire l'effet du pH sur les conditions de surface est le potentiel électrocinétique, ou simplement le potentiel  $\zeta$  [82 ]. Une forte dépendance du pH sur  $\zeta$  - potentiel est démontré dans [ 83 ], et la sensibilité est jugée être plus élevée dans les injections de faible salinité. On peut conclure que le potentiel  $\zeta$  - augmente avec l'augmentation du pH et cette tendance convient généralement à tous les types de saumure, ce qui indique que les charges de surface passent au positif de l'équilibre entre les valeurs positives et négatives avec l'augmentation du pH. Les fortes interactions chimiques variant avec la salinité de la saumure à l'interface sont représentées par la valeur IEP non fixée (point isoélectrique), qui est le pH auquel aucune charge électrique nette n'est transportée sur une molécule ou la molécule peut être considérée comme électriquement neutre dans les statistiques. signifier [84 ]. Une plus grande plage de valeurs de pH correspondant à un potentiel de  $\zeta$  négatif peut être détectée par des valeurs de pH plus élevées de l'IEP avec une salinité décroissante, et on peut en outre dire qu'un potentiel de récupération de pétrole plus important sera attendu. Cependant, une tendance opposée peut être trouvée dans [85 ,86 ] que le potentiel  $\zeta$  - peut diminuer avec l'augmentation des valeurs de pH, ce qui peut être attribué à la différence de composition de la saumure. On considère généralement que les ions indifférents dans les solutions monosel utilisées dans certaines expériences, y compris  $\text{Na}^+$  et  $\text{K}^+$ , ne réagissent pas avec la surface du carbonate, ce qui entraîne une charge de surface non affectée et donc un potentiel  $\zeta$  plus négatif avec l'augmentation du pH. On constate que l'échange de cations est amélioré avec l'augmentation du pH à une condition de température donnée [ 73 ]. En outre, une répulsion électrostatique plus importante à l'interface entre la roche et la saumure à faible salinité peut être détectée dans des conditions de pH plus élevé [87 ] et une charge faiblement négative à l'interface huile-saumure-roche proviendra de la diminution du pH [ 62 ], ce qui signifie que l'expulsion du pétrole brut de la surface et l'humidité du pétrole ne sont pas favorables à de faibles valeurs de pH. Une explication simple peut être affirmée qu'un pH plus élevé peut aider à libérer la matière organique préexistante de sorte que la récupération d'huile soit améliorée [88 ]. Ainsi, on peut conclure qu'une certaine fenêtre de pH est la meilleure sélection en ingénierie pratique, et cette plage est suggérée comme étant de 5 à 6 po [ 48 ]. Dans [ 28 ], l'auteur a fait valoir que le pH ne peut pas être utilisé pour confirmer l'effet d'inondation à faible salinité, car le pH est toujours mesuré comme étant inférieur aux exigences d'émulsification ou de migration fine dans les essais sur le terrain et ils ont estimé que le pH peut augmenter ou diminuer en fonction de d'autres mécanismes.

## 2.6 Effet de la température

La compréhension chimique de l'inondation d'eau à faible salinité en tant que technique de récupération assistée du pétrole repose souvent sur les interactions de surface et les adsorptions ioniques, qui sont étroitement liées aux conditions de température. Au début, la plupart des inondations à faible salinité ont lieu à des températures plus basses ( $<100^\circ\text{C}$ ) [ 29 ], et aucune limitation de température n'est attendue pour une récupération assistée efficace du pétrole. Cependant, essai d'inondation à haute température et faible salinité dans [89] ont suggéré qu'un effet de faible salinité ne peut être efficace qu'à des températures plus élevées ( $> 100^\circ\text{C}$ ) avec une saumure injectée de faible salinité (aucun effet à la salinité = 200 000 ppm et efficace à la salinité = 23 000 ppm). Les principaux mécanismes de l'inondation d'eau à faible salinité sont affectés par la température, comme la diminution de l'adsorption du composant polaire organique avec l'augmentation de la température et l'augmentation de la salinité de la saumure. Comme les grandes quantités de pétrole brut trouvées dans les réservoirs à haute température

partout dans le monde: la mer de Chine méridionale, le Moyen-Orient et la province du Xinjiang en Chine, l'effet de dégradation chimique à haute température dans les techniques de récupération du pétrole tertiaire comme l'inondation de surfactant et l'inondation de polymère nécessitent de combler le fossé des études d'inondations à faible salinité à des températures élevées comme option alternative pour la récupération assistée du pétrole.

Une enquête approfondie a été menée dans [ 27 ] pour étudier le mécanisme de faible salinité à haute température (jusqu'à 140 ° C) sur le champ de Tarim dans l'ouest de la Chine. On constate que la chimie de l'eau contrôle l'interaction de surface des systèmes huile / saumure / roche comme un rôle dominant par rapport à la température, de sorte que l'inondation d'eau à faible salinité peut être appliquée dans les réservoirs à des températures élevées avec un indice d'acide élevé, qui peut être représenté par  $AN > 2$  mg de KOH / g. L'effet de la température sur la mouillabilité a été étudié dans [ 27 ] en utilisant  $CaCl_2$  de la saumure, qui présente un angle de contact variable différent à mesure que la température augmente. De manière générale, l'angle de contact augmentera de manière plus significative avec l'augmentation de la température dans l'injection de saumure à haute salinité. Ce phénomène est plus sensible dans des conditions de pH plus élevées, mais on trouvera une limite au-dessus de laquelle l'angle de contact restera constant. Une tendance similaire a été constatée dans [90] en utilisant différentes compositions de saumure ( $Na_2SO_4$ ), où l'augmentation de la température entraînera également une augmentation de l'angle de contact et la tendance est affectée par les conditions de salinité et de pH. L'effet de la température rapporté dans d'autres publications est conclu dans le [tableau 4](#) et pour tous les cas, nous pouvons voir la tendance similaire.

**Tableau 4** Effet de la température sur la mouillabilité.

## 2.7 Effet de la pression

On constate également que la pression influence la performance des processus d'inondation à faible salinité et, dans la plupart des cas, cet effet est pertinent pour le mécanisme d'altération de la mouillabilité [ 91 , 92 ]. Les résultats des mesures des angles de contact sont conclus dans le [tableau 5](#) et on peut affirmer que la diminution de la pression de service entraînera toujours une diminution de l'angle de contact, indiquant la mouillabilité passant de l'état humide à l'eau. Il convient de noter qu'une haute pression est souvent nécessaire pour la récupération du pétrole lourd, ce qui nécessite une conception plus minutieuse de la salinité de la saumure d'injection.

**Tableau 5** Effet de pression sur la mouillabilité.

## 2.8 Effet de l'âge de l'échantillon

L'âge de l'échantillon a été considéré comme un facteur affectant d'autres mécanismes ces dernières années [ 75 , 78 ]. On peut conclure de leurs résultats que l'angle de contact augmentera beaucoup plus rapidement dans les échantillons âgés ( $35^\circ \rightarrow 175^\circ$ ) par rapport aux échantillons non vieillis ( $30^\circ \rightarrow 81^\circ$ ) dans les mêmes conditions d'augmentation du pH ( $2,55 \rightarrow 5,68$ ). Une tendance similaire a été constatée dans [93] que la récupération du pétrole est améliorée dans les échantillons âgés par rapport aux échantillons non vieillis avec une combinaison d'inondation d'eau à faible salinité et d'inondation de surfactant. En d'autres termes, l'effet de prévention du re-piégeage des particules d'huile mobilisées à l'aide d'un tensioactif et d'une eau à faible salinité est plus évident pour les échantillons âgés.

## 3 Simulation numérique sur la mise à l'échelle du pipeline avec différentes salinité d'injection

La simulation numérique est une approche efficace pour étudier les mécanismes et les phénomènes, en particulier lorsque les études expérimentales sont difficiles à réaliser [94-99]. La modélisation des mécanismes des inondations à faible salinité est la première étape pour comprendre et décrire mathématiquement le phénomène observé, ainsi que le point clé dans le développement de techniques avancées de récupération assistée du pétrole. Dans cette section, l'effet de la salinité sur la mise à l'échelle du pipeline est illustré sur la base d'une simulation numérique directe utilisant des modèles de champ de phase. Le modèle de champ de phase est un modèle mathématique pour résoudre des problèmes interfaciaux. Elle a été appliquée à la dynamique de solidification, au doigté visqueux, à la dynamique de fracture, à la dynamique des vésicules, etc. La méthode substitue des conditions aux limites (conditions d'appariement) à l'interface par une équation différentielle partielle pour l'évolution d'un champ auxiliaire (le champ de phase) qui agit comme paramètre de commande [100-102]. Un modèle de champ de phase est généralement construit de telle manière que dans la limite d'une largeur d'interface infinitésimale (la soi-disant limite d'interface pointue), la dynamique interfaciale correcte est récupérée. Cette approche permet de résoudre le problème en intégrant un ensemble d'équations aux dérivées partielles pour l'ensemble du système, évitant ainsi le traitement explicite des conditions aux limites à l'interface. En d'autres termes, comparé à la méthode d'interface pointue, y compris les méthodes Level Set, VOF et Front Tracking, le modèle de champ de phase est plus capable de gérer les problèmes qui concentrent les comportements d'interface, comme le processus de mise à l'échelle dans cette étude.

### 3.1 Modèle de champ de phase

Afin d'identifier les régions occupées par les deux fluides, nous introduisons une variable de champ de phase  $\phi$  telle que:

$$\phi(\mathbf{x}, t) = \begin{cases} 1 & \text{fluid 1,} \\ -1 & \text{fluid 2.} \end{cases} \quad (1)$$

La variable de champ de phase  $\phi(\mathbf{x}, t)$  peut être 1 ou -1 pour indiquer différentes phases de masse du système, mais une valeur entre (-1, 1) dans l'interface, modélisée comme une épaisseur mince (mais non nulle) couche transitoire. L'énergie (libre) du système (en ne tenant compte que de la variation spatiale, et non du changement de temps pour l'instant) est l' $F(\phi) = F_b(\phi) + F_\nabla(\phi)$  où l'énergie libre en vrac  $F_b(\phi)$  peut être modélisée par le potentiel de double puits:

$$F_b(\phi) = \int_{\Omega} f_b(\mathbf{x}) d\mathbf{x}, \quad (2)$$

$$f_b(\phi) = \frac{c_b}{4} (\phi^2 - 1)^2.$$



(3)

Le double puits de potentiel ci-dessus est très simple: il est l'un des plus simples fonctions polynomiales avec deux minima, l'un à  $\phi = 1$  et un autre à  $\phi = -1$  [103]. Dans la théorie du gradient de van der Waals – Cahn – Hilliard, l'énergie libre interfaciale a une contribution du gradient de la variable de champ de phase. Le gradient a une contribution nulle à l'énergie libre dans les phases en vrac car le gradient est nul, mais la contribution du gradient est définie sur tout le domaine:

$$F_{\nabla}(\phi) = \int_{\Omega} \frac{c_I}{2} |\nabla\phi|^2 dx, \quad (4)$$

où  $c_I$  est un paramètre du modèle. Le coefficient  $c_I$  peut être fonction de  $\phi$  en général, mais nous le supposons constant par souci de simplicité. L'énergie libre pour le modèle d'interface diffuse devient maintenant:

$$F = F_b + F_{\nabla} = \int_{\Omega} \left( \frac{c_b}{4} (\phi^2 - 1)^2 + \frac{c_I}{2} |\nabla\phi|^2 \right) dx. \quad (5)$$

L'équation de Cahn-Hilliard (du nom de John W. Cahn et John E. Hilliard) est conçue à partir de la loi de conservation:

$$\frac{\partial\phi}{\partial t} = -\nabla \cdot \mathbf{J}. \quad (6)$$

Il existe deux propriétés souhaitées pour l'expression  $\mathbf{J}$ . Premièrement, l'équation constitutive liant  $\mathbf{J}$  et  $\phi$  est souhaitée pour avoir la propriété décroissante de l'énergie libre, selon la deuxième loi de la thermodynamique. De plus, par souci de cohérence, l'équation constitutive doit également donner  $\mathbf{J} = 0$  à l'équilibre lorsque le potentiel chimique,  $\mu = \text{const}$ . Un choix naturel pour l'équation constitutive reliant  $\mathbf{J}$  et  $\phi$  qui satisfait les deux propriétés souhaitées ci-dessus est:

$$\mathbf{J}(x) = -M\nabla\mu, \quad (7)$$

où  $\mu = \frac{\delta F}{\delta\phi} = c_b(\phi^3 - \phi) - c_I\nabla^2\phi$  et  $M$  est le coefficient de mobilité.

### Théorème 1

L'équation de Cahn-Hilliard utilisée dans notre algorithme est conservatrice de masse et stable en énergie, ce qui dénote:

Il n'y a pas de flux diffusif à la limite du domaine dans le processus de séparation de phase,

$$\frac{d}{dt} \left( \int_{\Omega} \phi(\mathbf{x}, t) dx \right) = 0, \quad (8)$$

et la loi de l'énergie pour l'équation de Cahn – Hilliard est cohérente avec la deuxième loi de la thermodynamique,

$$\frac{\partial F}{\partial t} \leq 0. \quad (9)$$

Preuve .

$$\frac{d}{dt} \left( \int_{\Omega} \phi(\mathbf{x}, t) dx \right) = \int_{\Omega} \frac{\partial\phi}{\partial t} dx = \int_{\partial\Omega} \mathbf{J} \cdot \mathbf{n} ds = 0, \quad (\text{dix})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial t} &= \left\langle \frac{\partial\phi}{\partial t}, \frac{\delta F}{\delta\phi} \right\rangle = \left\langle \nabla \cdot \left( M\nabla \frac{\delta F}{\delta\phi} \right), \frac{\delta F}{\delta\phi} \right\rangle \\ &= - \left\langle M\nabla \frac{\delta F}{\delta\phi}, \nabla \frac{\delta F}{\delta\phi} \right\rangle = -M \|\nabla \frac{\delta F}{\delta\phi}\|^2 \\ &= -M \|\nabla\mu\|^2 \leq 0. \end{aligned} \quad (11)$$

### 3.2 Cadre Navier – Stokes – Cahn – Hilliard

Rappelons que la pression peut être considérée comme la force de surface exercée par un fluide contre la paroi d'un récipient. La pression existe à chaque point dans un volume de fluide. La pression  $p$  dans une direction  $\mathbf{n}$  est définie comme  $\mathbf{p} := -\boldsymbol{\sigma} \cdot \mathbf{n} \cdot \mathbf{n}$ . D'après la loi de Pascal, nous savons que le tenseur des contraintes est isotrope (c'est-à-dire  $\sigma_{ij} = -p\delta_{ij}$ ) dans les régions de phase en vrac d'un système biphasé, mais  $\sigma_{ij}$  peut être anisotrope dans la couche transitoire de l'interface. Nous considérons un système de mélange de fluides Cahn – Hilliard de deux phases en vrac séparées par une interface plane perpendiculaire à la direction  $x$ . Nous supposons les portées interfaciales de  $x = -L$  à  $x = L$ , et supposons que le système est statique et à l'équilibre. Dans la couche transitoire de l'interface, le tenseur de contraintes  $\sigma_{ij}$  peut ne pas être isotrope. L'interface étant plane et perpendiculaire à la direction  $x = x_1$ , la tension interfaciale doit agir sur les directions  $y = x_2$  et  $z = x_3$ , mais pas sur la direction  $x$ , ce qui induit une anisotropie du tenseur de contraintes [104,105].

Nous désignons  $p_x := -\sigma_{xx}$  et  $\tau_{ij} := p_x\delta_{ij} + \sigma_{ij}$ . Puisque les coordonnées s'alignent sur les directions principales,  $\tau_{ij}$  est diagonale. Il est clair que  $\tau_{xx} = 0$ , mais  $\tau_{yy}$  et  $\tau_{zz}$  sont différents de zéro.  $\tau_{yy}$  et  $\tau_{zz}$  sont liés à la tension interfaciale par:

$$\gamma_{l,y} = \int_{-L}^L \tau_{yy} dx, \quad (12)$$

$$\gamma_{I,z} = \int_{-L}^L \tau_{zz} dx. \quad (13)$$

La tension d'interface peut être dérivée comme une solution analytique du modèle d'interface diffuse comme:

$$\begin{aligned} \gamma_I = F_I &= \int_{-\infty}^{\infty} c_I (\phi')^2 dx = \int_{-\infty}^{\infty} c_I \phi' \frac{1-\phi^2}{\sqrt{2\xi}} dx \\ &= \int_{-1}^1 \sqrt{c_b c_I} \frac{1-\phi^2}{\sqrt{2}} d\phi = \frac{2\sqrt{2}}{3} \sqrt{c_b c_I}, \end{aligned} \quad (14)$$

et il est raisonnable de supposer que  $\tau_{yy} = \tau_{zz} = c_I (\partial_x \phi)^2$ .

Ainsi l'expression pour  $\tau_{ij}$  est:

$$\begin{aligned} \boldsymbol{\tau} &= c_I (\partial_x \phi)^2 \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \\ &= c_I (\nabla \phi \cdot \nabla \phi) \mathbf{I} - c_I (\partial_x \phi)^2 \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \\ &= c_I (\nabla \phi \cdot \nabla \phi) \mathbf{I} - c_I \nabla \phi \otimes \nabla \phi, \end{aligned} \quad (15)$$

et l'expression du stress  $\boldsymbol{\sigma} = -p_x \mathbf{I} + \boldsymbol{\tau}$  est transformée en:

$$\boldsymbol{\sigma} = (c_I (\nabla \phi \cdot \nabla \phi) - p_x) \mathbf{I} - c_I \nabla \phi \otimes \nabla \phi. \quad (16)$$

Le tenseur de contraintes peut être divisé en un terme isotrope et un terme anisotrope:

$$\boldsymbol{\sigma} = \boldsymbol{\sigma}_{\text{iso}} + \boldsymbol{\sigma}_{\text{aniso}}, \quad (17)$$

$$\boldsymbol{\sigma}_{\text{iso}} = (c_I (\nabla \phi \cdot \nabla \phi) - p_x) \mathbf{I}, \quad (18)$$

$$\boldsymbol{\sigma}_{\text{aniso}} = -c_I \nabla \phi \otimes \nabla \phi. \quad (19)$$

La partie anisotrope  $\boldsymbol{\sigma}_{\text{aniso}}$  résulte de la contribution du gradient d'énergie libre, et elle peut modéliser l'effet de la tension interfaciale à l'écoulement.

Rappelons l'équation de mouvement de Cauchy  $\rho \frac{Dv_i}{Dt} = \rho g_i + \frac{\partial \sigma_{ij}}{\partial x_j}$ , qui peut conduire à l'équation de Navier - Stokes monophasée pour un fluide incompressible à viscosité de cisaillement constante:

$$\rho \left( \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + \mathbf{v} \cdot \nabla \mathbf{v} \right) = \rho \mathbf{g} - \nabla p + \eta \nabla^2 \mathbf{v}. \quad (20)$$

La formulation ci-dessus ne contient pas le terme anisotrope pour modéliser la tension interfaciale  $\boldsymbol{\sigma}_{\text{aniso}}$ . En prenant en compte  $\boldsymbol{\sigma}_{\text{aniso}}$ , nous obtenons l'équation de Navier - Stokes (biphasée) suivante:

$$\rho \left( \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + \mathbf{v} \cdot \nabla \mathbf{v} \right) = \rho \mathbf{g} - \nabla p + \eta \nabla^2 \mathbf{v} + \nabla \cdot \boldsymbol{\sigma}_{\text{aniso}}. \quad (21)$$

Avec  $\boldsymbol{\sigma}_{\text{aniso}} = -c_I \nabla \phi \otimes \nabla \phi$ , l'équation de Navier - Stokes (biphasée) se lit comme suit:

$$\rho \left( \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + \mathbf{v} \cdot \nabla \mathbf{v} \right) = \rho \mathbf{g} - \nabla p + \eta \nabla^2 \mathbf{v} - \nabla \cdot (c_I \nabla \phi \otimes \nabla \phi). \quad (22)$$

Comme nous avons l'identité mathématique suivante:

$$\nabla \cdot (\nabla \phi \otimes \nabla \phi) = \nabla \phi \nabla^2 \phi + \nabla \left( \frac{\nabla \phi \cdot \nabla \phi}{2} \right), \quad (23)$$

et nous pouvons absorber  $(c_I \nabla \phi \cdot \nabla \phi / 2)$  la pression, l'influence de la tension interfaciale peut aussi s'écrire

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma}_{\text{aniso}} = -c_I \nabla \phi \nabla^2 \phi. \quad (24)$$

Rappelez  $\mu = \mu_b - c_I \nabla^2 \phi$ . vous et  $\mu_b \nabla \phi = \nabla f_b$ , sous-entendu  $\mu \nabla \phi = \nabla f_b - c_I \nabla \phi \nabla^2 \phi$ . Puisque nous pouvons absorber  $f_b$  la pression, nous avons également:

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma}_{\text{aniso}} = \mu \nabla \phi. \quad (25)$$

En conséquence, l'équation de Navier - Stokes (en deux phases) se lit comme suit:



$$\rho \left( \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + (\mathbf{v} \cdot \nabla) \mathbf{v} \right) = \rho \mathbf{g} - \nabla p + \eta \nabla^2 \mathbf{v} + \mu \nabla \phi, \quad \text{in } \Omega. \quad (26)$$

La conservation du volume est toujours applicable comme:

$$\nabla \cdot \mathbf{v} = 0, \quad \text{in } \Omega. \quad (27)$$

Le transport d'interface est modélisé par l'équation de Cahn – Hilliard (avec convection):

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \mathbf{v} \cdot \nabla \phi = M \nabla^2 \mu, \quad \text{in } \Omega. \quad (28)$$

Enfin, un modèle d'écoulement biphasique complet est généré par couplage par les équations (26) - (28) . Un algorithme rapide de résolution de modèles de champ de phase est proposé dans [106] , constitué d'une solution analytique comme estimation initiale et d'un solveur matriciel accéléré, méthode Shift-Matrix [107] . Cet algorithme est également appliqué dans cet article.

### 3.3 Simulation de mise à l'échelle

Dans cette section, nous effectuerons une simulation numérique directe sur le processus d'écoulement et de mise à l'échelle du fluide d'injection en utilisant l'eau produite. Nous supposons qu'il existe une certaine structure à l'échelle sur la surface du pipeline d'injection et que l'eau injectée est polluée par certaines espèces avec une tendance à l'entartrage. Comme le mécanisme de la salinité sur la mise à l'échelle du pipeline n'a pas été clairement décrit et modélisé mathématiquement, un coefficient représentant la possibilité de mise à l'échelle est introduit dans cet article pour contrôler le processus de mise à l'échelle lorsque certaines espèces sont attachées à la structure à l'échelle. Une autre hypothèse est que la mise à l'échelle n'est prise en compte que dans le sens vertical et qu'une restriction de conservation de la masse est ajoutée. En particulier, l'espèce mise à l'échelle sera supprimée du mélange fluide et aucune condition de limite de glissement n'est définie sur la structure mise à l'échelle. Les figures 4 - 6 . La densité moyenne des espèces à écailler est fixée à  $0,9 \times 10^{-3} \text{ kg / m}^3$  , tandis que la densité de l'eau injectée est fixée à  $1,0 \times 10^{-3} \text{ kg / m}^3$  . Au début, deux gouttelettes d'espèces de mise à l'échelle sont placées près de l'entrée gauche, comme le montre la figure 4 , et l'injection se fait de gauche à droite. Une structure à l'échelle est placée près de la sortie droite et représentée en jaune.

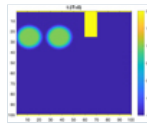


Fig. 4

Distribution de phase initiale du fluide d'injection dans des canalisations à structure graduée.

Deux cas sont conçus pour étudier l'effet de la salinité, représentée par la tendance à l'entartrage, sur l'écoulement du fluide de l'eau d'injection. Une petite tendance à la mise à l'échelle est introduite dans le cas illustré à la figure 5 et une tendance élevée est introduite à la figure 6. La distribution de phase à différents pas de temps est fournie et un carquois de vitesse est ajouté pour montrer l'injection. La formation jaune se développe avec certaines espèces écaillées à la surface, tandis que les espèces écaillieuses fluides diminuent dans ce processus. Une variation significative du taux de mise à l'échelle peut être détectée dans ces deux cas, ainsi que la différence des conditions d'écoulement dans le domaine. La mise à l'échelle sur la surface intérieure du pipeline est plus grave dans le cas d'une tendance à la mise à l'échelle plus élevée, tandis que la lutte contre le débit de fluide d'injection est plus importante. En raison de la propriété de conservation de masse, la quantité de certaines espèces ayant une tendance plus élevée à l'échelle diminue lors de l'injection avec la croissance de la structure à l'échelle.

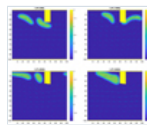


Fig. 5

Diagramme de phase dans le processus de flux et de mise à l'échelle à différentes étapes de temps avec une petite tendance à la mise à l'échelle.

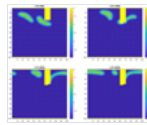


Fig. 6

Diagramme de phase dans le processus de flux et de mise à l'échelle à différentes étapes de temps avec une grande tendance à la mise à l'échelle.

## 4 Conclusion et remarques

L'inondation d'eau à faible salinité devient une technique de récupération améliorée du pétrole favorable en raison de ses bonnes performances en matière de protection de l'environnement, d'avantages économiques et de facilité de mise en œuvre sur le terrain. Divers mécanismes ont été proposés pour expliquer l'efficacité et simuler le processus d'écoulement et de transport afin de maximiser la récupération du pétrole. Dans cet article, nous passons en revue les mécanismes bien reconnus et largement acceptés avec des détails sur les processus physiques et chimiques sous-jacents, et des modèles mathématiques qui décrivent ces processus ont également été examinés. On peut conclure que cette technique a été vérifiée avec succès à la fois dans des expériences de laboratoire et des essais sur le terrain, et appliquée dans des projets d'ingénierie pratique avec diverses conditions de travail et propriétés de réservoir. La modification de la mouillabilité est encore le mécanisme le plus reconnu à ce jour, et d'autres facteurs peuvent toujours y être liés d'une manière ou d'une autre. Par conséquent, d'autres techniques de récupération améliorée du pétrole pertinentes avec la mouillabilité et les propriétés de surface, y compris l'injection de surfactant et de polymère, peuvent être incorporées avec une inondation à faible salinité comme technique de récupération tertiaire. L'échange d'ions à plusieurs composants et l'expansion à double couche sont des approches efficaces pour modéliser les interactions microscopiques et les

résultats peuvent être utilisés dans des simulations d'écoulement macroscopique via des conditions de perméabilité relative et d'équilibre thermodynamique. Il reste encore certains cas avec des résultats opposés à notre estimation précédente, en particulier l'effet de la faible salinité sur les roches carbonatées remet en question le développement d'un mécanisme unifié pour tous les types de roches. Sur la base de notre examen et de notre compréhension,

1. *Un mécanisme / théorie / modèle unifié* est nécessaire de toute urgence pour décrire les mécanismes d'inondation à faible salinité sur les deux types de roches réservoirs: grès et carbonate. Les études sur les réservoirs de carbonate sont beaucoup moins nombreuses que sur les réservoirs de grès, et parfois il ne parvient pas à utiliser directement les mécanismes bien connus des réservoirs de grès pour expliquer le phénomène dans les réservoirs de carbonate. Un fait intéressant est que de nombreux champs pétrolifères au Moyen-Orient sont de type carbonate et que les ressources en eau sont difficiles à obtenir dans cette zone. Ainsi, un mécanisme unifié décent, complet et rigoureux, capable d'expliquer l'effet favorable de l'inondation à faible salinité, est une approche très intéressante pour convaincre les compagnies pétrolières d'utiliser cette technique et surmonter les difficultés d'obtenir une «eau intelligente».
2. Les algorithmes d' *apprentissage automatique / d'apprentissage en profondeur* sont très attendus pour accélérer l'évaluation potentielle de l'utilisation d'une technique d'injection d'eau à faible salinité. De nombreux facteurs sont jugés pertinents avec l'effet, et plus de complexité peut nous venir à l'esprit si nous considérons plus de composants dans la saumure, à l'exception du calcium, du magnésium et du sodium. Les modèles d'échange d'ions sont trop compliqués à calculer, tandis que l'apprentissage automatique peut jouer un rôle dans l'exécution d'une estimation initiale fiable avec la sortie de certains facteurs comme propriétés d'entrée. Plus de magie peut être introduite si les nombreux réseaux neuronaux profonds avancés sont appliqués dans ce domaine, qui peuvent également être utilisés pour accélérer la simulation de flux et de transport dans la description macroscopique [108].
3. *La conception de la salinité d'injection* doit prendre en considération l'effet sur la mise à l'échelle interne du pipeline. Un tel mécanisme est rarement étudié dans les recherches précédentes, mais l'importance du processus de collecte, de transport et de stockage ne peut être ignorée dans l'industrie pétrolière. Il est actuellement difficile de trouver un modèle uniforme et largement accepté pour décrire mathématiquement la corrélation entre la salinité d'injection et la tendance à l'entartrage, alors que la plupart des recherches se concentrent sur l'établissement d'un modèle empirique adapté à certaines eaux produites provenant de champs pétrolifères spécifiques. En conséquence, un coefficient de possibilité de mise à l'échelle simple est proposé pour décrire la tendance de mise à l'échelle à simuler semi-quantitativement le processus d'écoulement et de mise à l'échelle de l'eau d'injection. Le phénomène de mise à l'échelle est clairement montré et le découragement de la mise à l'échelle sur le flux est raisonnable. La conservation générale de la masse est préservée dans cette étude, car les espèces de mise à l'échelle dans le mélange d'écoulement sont réduites dans le processus de mise à l'échelle sur la paroi interne, mais une analyse plus précise est attendue si un schéma mathématique clair peut être construit. La stabilité thermodynamique et les propriétés de conservation physique seront ensuite dérivées pour rendre notre résultat de simulation fiable et applicable.

## Remerciements

La recherche rapportée dans cette publication a été financée par un financement de l' *Université King Abdullah des sciences et de la technologie ( KAUST )* à travers la subvention BAS / 1 / 1351-01-01.

## Les références

- Craig FF (1971) Les aspects de l'ingénierie des réservoirs de l'inondation, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, New York. [Google Scholar]
- Brouwer DR, Jansen JD (2002) Optimisation dynamique de l'inondation d'eau avec des puits intelligents utilisant la théorie du contrôle optimal, dans: European Petroleum Conference, Society of Petroleum Engineers. [Google Scholar]
- Holmgren CR, Morse RA (1951) Effet de la saturation en gaz libre sur la récupération du pétrole par inondation d'eau, J. Pet. Technol. 3, 135-140. [Google Scholar]
- Cooke CE Jr., Williams RE, Kolodzie PA (1974) Récupération d'huile par inondation alcaline, J. Pet. Technol. 26, 1-365. [Google Scholar]
- Dunlap PM, Brandner CF, Townsend HL (1969) Brevet américain n ° 3467190, Office américain des brevets et des marques, Washington, DC. [Google Scholar]
- Martin JC (1959) Les effets de l'argile sur le déplacement du pétrole lourd par l'eau, in: Venezuelan Annual Meeting, Society of Petroleum Engineers. [Google Scholar]
- Burdyn RF, Chang HL, Cook EL (1977) Brevet américain n ° 4004638, Office américain des brevets et des marques, Washington, DC. [Google Scholar]
- Hurd BG (1983) Brevet américain n ° 4421168, Office américain des brevets et des marques, Washington, DC. [Google Scholar]
- Hurd BG (1984) Brevet américain n ° 4463806, Bureau américain des brevets et des marques, Washington, DC. [Google Scholar]
- Jadhunandan PP, Morrow NR (1991) Imbibition spontanée d'eau par des systèmes de pétrole brut / saumure / roche, In Situ (États-Unis) 15, 4. [Google Scholar]
- Jadhunandan PP, Morrow NR (1995) Effet de la mouillabilité sur la récupération des inondations pour les systèmes de pétrole brut / saumure / roche, SPE Reserv. Eng. 10, 40-46. [Google Scholar]
- Yildiz HO, Morrow NR (1996) Effet de la composition de la saumure sur la récupération du pétrole brut Moutray par inondation, J. Pet. Sci. Eng. 14, 159-168. [Google Scholar]
- Tang GQ, Morrow NR (1999) Influence de la composition de la saumure et de la migration des fines sur les interactions pétrole brut / saumure / roche et sur la récupération du pétrole, J. Pet. Sci. Eng. 24, 99-111. [Google Scholar]
- Austad T., RezaeiDoust A., Puntervold T. (2010) Mécanisme chimique de l'inondation d'eau à faible salinité dans les réservoirs de grès, dans: SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers. [Google Scholar]
- Robbana E., Buikema TA, Mair C., Williams D., Mercer DJ, Webb KJ, Hewson A., Reddick CE (2012) Laboratoire de récupération assistée de pétrole à faible salinité jusqu'à la mise en œuvre sur le terrain du premier jour - LoSal EOR dans le projet Clair Ridge , dans: Conférence et exposition internationales sur le pétrole d'Abu Dhabi, Society of Petroleum Engineers. [Google Scholar]
- Lager A., Webb KJ, Collins IR, Richmond DM (2008) LoSal Enhanced Oil Recovery: Evidence of Enhanced Oil recovery at the reservoir scale, in: SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Society of Petroleum Engineers. [Google Scholar]

- Zekri AY, Nasr MS, Al-Arabai ZI (2011) Effet de LoSal sur la mouillabilité et la récupération du pétrole de la formation de carbonate et de grès, dans: International Petroleum Technology Conference, International Petroleum Technology Conference. [[Google Scholar](#)]
- Salmay SP, Al-Mubarak HK, Hembling DE, Al-Ghamdi MS (2006) Deployed Smart technologies permettant d'améliorer les performances des puits dans les réservoirs étroits - cas: Shaybah Field, Arabie Saoudite, in: Intelligent Energy Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Yousef AA, Liu JS, Blanchard GW, Al-Saleh S., Al-Zahrani T., Al-Zahrani RM, Al-Tammar HI, Al-Mulhim N. (2012) Smart waterflooding: Industry, in: SPE Annual Technical Conference et exposition, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Yousef AA, Al-Salehsalah SH, Al-Jawfi MS (2011) Nouvelle méthode de récupération pour les réservoirs de carbonate en ajustant la salinité de l'eau d'injection: Smart waterflooding, dans: SPE EUROPEC / EAGE Annual Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Vledder P., Gonzalez IE, Carrera Fonseca JC, Wells T., Ligthelm DJ (2010) Low salinity water flooding: Proof of mouillabilité altération à grande échelle, dans: SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Zahid A., Shapiro AA, Skauge A. (2012) Experimental studies of low salinity water flooding carbonate: A new promising approach, in: SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Seccombe J., Lager A., Jerauld G., Jhaveri B., Buikema T., Bassler S., Denis J., Webb K., Cockin A., Fueg E. (2010) Demonstration of low-salinity EOR at Interwell scale, champ Endicott, Alaska, dans: SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Ayirala SC, Uehara-Nagamine E., Matzakos AN, Chin RW, Doe PH, van den Hoek PJ (2010) A designer water process for offshore low salinity and polymer flooding applications, in: SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Ashraf A., Hadia N., Torsaeter O., Tveheyo MT (2010) Laboratory investigation of low salinity waterflooding as secondary recovery process: Effect of wettability, in: SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Mahani H., Sorop T., Ligthelm DJ, Brooks D., Vledder P., Mozahem F., Ali Y. (2011) Analysis of field response to low-salinity waterflooding in secondary and tertiary mode in Syria, in: SPE Europec / EAGE Annual Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Xie Q., Brady PV, Pooryousefy E., Zhou D., Liu Y., Saeedi A. (2017) L'effet de la faible salinité à des températures élevées, Fuel 200, 419-426. [[Google Scholar](#)]
- Sheng JJ (2014) Critical review of low-salinity waterflooding, J. Pet. Sci. Eng. 120, 216-224. [[Google Scholar](#)]
- Al-Shalabi EW, Sepehrnoori K. (2016) Un examen complet des injections d'eau à faible salinité / d'ingénierie et de leurs applications dans les roches de grès et de carbonate, J. Pet. Sci. Eng. 139, 137-161. [[Google Scholar](#)]
- Zhang P. (2006) EOR à base d'eau dans la craie fracturée - mouillabilité et additifs chimiques, Thèse de doctorat, Université de Stavanger, Norvège, 125 p. [[Google Scholar](#)]
- Hoegnesen EJ (2005) EOR dans une craie fracturée humide. Imbibition spontanée de l'eau par modification de la mouillabilité, Thèse de doctorat, Université de Stavanger, Norvège, 142 p. [[Google Scholar](#)]
- Strand S., Puntervold T., Austad T. (2008) Effet de la température sur la récupération assistée du pétrole à partir de noyaux de craie mixtes-humides par imbibition spontanée et déplacement forcé en utilisant l'eau de mer, Energy Fuels 22, 3222-3225. [[Google Scholar](#)]
- Webb KJ, Black CJ, Tjetland G. (2005) Une étude de laboratoire sur les méthodes d'amélioration de la récupération du pétrole dans les carbonates, dans: International Petroleum Technology Conference, International Petroleum Technology Conference. [[Google Scholar](#)]
- Liu X., Li J., Zhu Q., Feng J., Li Y., Sun J. (2009) L'analyse et la prédiction de l'accumulation de tartre pour les pipelines d'injection d'eau dans le champ pétrolière de Daqing, J. Pet. Sci. Eng. 66, 161-164. [[Google Scholar](#)]
- Yousef AA, Al-Saleh SH, Al-Kaabi A., Al-Jawfi MS (2011) Enquête de laboratoire sur l'impact de la salinité de l'eau d'injection et de la teneur ionique sur la récupération du pétrole des réservoirs de carbonate, SPE Reserv. Évaluer. Eng. 14, 578-593. [[Google Scholar](#)]
- Charles CP (1986) Technologie de l'eau appliquée, série Campbell Petroleum. [[Google Scholar](#)]
- Bernard GG (1967) Effet de la salinité des eaux de crue sur la récupération du pétrole des carottes contenant des argiles, dans: SPE California Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Alotaibi MB, Nasr-El-Din HA (2009) Chimie de l'eau d'injection et son impact sur la récupération du pétrole dans les formations carbonatées et clastiques, dans: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Merdhan A., Yassin A. (2009) Formation d'échelle due à l'injection d'eau dans les carottes de grès de Berea, J. Appl. Sci. 9, 3298-3307. [[Google Scholar](#)]
- Zeinijahromi A., Ahmetgareev V., Bedrikovetsky P. (2015) Étude de cas de 25 ans d'injection d'eau à faible salinité, dans: SPE / IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Baptist OC, Sweeney SA (1955) Effet des argiles sur la perméabilité des sables du réservoir à diverses eaux salines, Département américain de l'intérieur, Bureau des mines, Wyoming. [[Google Scholar](#)]
- Akhmetgareev V., Khisamov R. (2015) 40 years of low-salinity waterflooding in Pervomaiskoye Field, Russia: Incremental oil, in: SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Afekare DA, Radonjic M. (2017) Des surfaces minérales et des expériences d'inondation à la mise en œuvre des réservoirs: Examen complet des inondations d'eau à faible salinité (LSWF), Energy Fuels 31, 13043-13062. [[Google Scholar](#)]
- Pu H., Xie X., Yin P., Morrow NR (2010) Inondation à faible salinité et dissolution minérale, dans: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Zhang Y., Xie X., Morrow NR (2007) Waterflood performance by injection of saumure with different salinity for reservoir cores, in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Soraya B., Malick C., Philippe C., Bertin HJ, Hamon G. (2009) Oil recovery by low-salinity saumure injection: Laboratory results on affleurements et réservoirs noyaux, in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Ingénieurs. [[Google Scholar](#)]
- Morrow NR (1990) La mouillabilité et son effet sur la récupération du pétrole, J. Pet. Technol. 42, 1-476. [[Google Scholar](#)]
- Brady PV, Morrow NR, Fogden A., Deniz V., Loahardjo N. (2015) Electrostatique et effet de faible salinité dans les réservoirs de grès, Energy Fuels 29, 666-677. [[Google Scholar](#)]
- Morrow N., Buckley J. (2011) Amélioration de la récupération du pétrole par des inondations à faible salinité, J. Pet. Technol. 63, 106-112. [[Google Scholar](#)]

- Anderson W. (1986) Enquête bibliographique sur la mouillabilité - partie 2: Mesure de la mouillabilité, *J. Pet. Technol.* 38, 1–246. [[Google Scholar](#)]
- Kafili Kasmaei A., Rao DN (2015) L'altération de la mouillabilité est-elle la principale cause d'une récupération améliorée dans les inondations à faible salinité? *SPE Reserv. Évaluer. Eng.* 18, 228-235. [[Google Scholar](#)]
- Alameri W., Teklu TW, Graves RM, Kazemi H., AlSumaiti AM (2015) Modélisation expérimentale et numérique d'une inondation à faible salinité dans un réservoir de carbonate à faible perméabilité, dans: *SPE Western Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers.* [[Google Scholar](#)]
- McGuire PL, Chatham JR, Paskvan FK, Sommer DM, Carini FH (2005) Récupération de pétrole à faible salinité: Une nouvelle opportunité passionnante de RAE pour le versant nord de l'Alaska, dans: *SPE Western Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers.* [[Google Scholar](#)]
- Morrow NR, Tang GQ, Valat M., Xie X. (1998) Perspectives d'une récupération d'huile améliorée liée à la mouillabilité et à la composition de la saumure, *J. Pet. Sci. Eng.* 20, 267–276. [[Google Scholar](#)]
- RezaeiDoust A., Puntervold T., Strand S., Austad T. (2009) L'eau intelligente comme modificateur de mouillabilité dans le carbonate et le grès: une discussion des similitudes / différences dans les mécanismes chimiques, *Energy Fuels* 23, 4479–4485. [[Google Scholar](#)]
- Drummond C., Israelachvili J. (2002) Forces de surface et mouillabilité, *J. Pet. Sci. Eng.* 33, 123–133. [[Google Scholar](#)]
- Takamura K., Chow RS (1983) Un mécanisme pour l'initiation du déplacement du bitume à partir du sable pétrolier, *J. Can. Animal de compagnie. Technol.* 22, 22–30. [[Google Scholar](#)]
- Ding H., Rahman S. (2017) Étude expérimentale et théorique de l'altération de la mouillabilité lors d'inondations d'eau à faible salinité - un état de l'art, *Colloids Surf. Un Physicochem. Eng. Aspic.* 520, 622–639. [[Google Scholar](#)]
- Derjaguin BV, Churaev NV (1974) Composante structurelle de la pression de disjonction, *J. Colloid Interface Sci.* 49, 249–255. [[Google Scholar](#)]
- Israelachvili JN, Tabor D. (1972) La mesure des forces de dispersion de van der Waals dans la gamme de 1,5 à 130 nm, *Proc. R. Soc. Londres A. Math. Phys. Sci.* 331, 19–38. [[Google Scholar](#)]
- Ligthelm DJ, Gronsveld J., Hofman J., Brussee N., Marcellis F., van der Linde H. (2009) Novel waterflooding strategy by manipulation of injection saumure composition, in: *EUROPEC / EAGE Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.* [[Google Scholar](#)]
- Nasralla RA, Nasr-El-Din HA (2014) Expansion double couche: s'agit-il d'un mécanisme principal de récupération améliorée du pétrole par des inondations à faible salinité? *SPE Reserv. Évaluer. Eng.* 17, 49–59. [[Google Scholar](#)]
- Choudhary N., Nair AKN, Ruslan MFAC, Sun S. (2019) Propriétés en vrac et interfaciales du décane en présence de dioxyde de carbone, de méthane et de leur mélange, *Sci. Rep.* 9, 19784. [[PubMed](#)] [[Google Scholar](#)]
- Israelachvili JN (2011) Forces intermoléculaires et de surface, Academic Press, Cambridge. [[Google Scholar](#)]
- Pashley RM (1981) DLVO et forces d'hydratation entre les surfaces de mica dans les solutions électrolytiques Li<sup>+</sup>, Na<sup>+</sup>, K<sup>+</sup> et Cs<sup>+</sup>: une corrélation des forces de double couche et d'hydratation avec les propriétés d'échange cationique de surface, *J. Colloid Interface Sci.* 83, 531–546. [[Google Scholar](#)]
- Chapel JP (1994) Les forces d'hydratation dépendant des espèces d'électrolytes entre les surfaces de silice, *Langmuir* 10, 4237–4243. [[Google Scholar](#)]
- Nourani M., Tichelkamp T., Gawel B., Øye G. (2014) Méthode de détermination de la quantité de pétrole brut désorbé des surfaces de silice et d'aluminosilice lors d'une exposition à des solutions combinées d'eau à faible salinité et de tensioactifs, *Energy Fuels* 28, 1884–1889. [[Google Scholar](#)]
- Horn RG (1990) Forces de surface et leur action dans les matériaux céramiques, *J. Am. Ceram. Soc.* 73, 1117–1135. [[Google Scholar](#)]
- Fang C., Yang Y., Sun S., Qiao R. (2020) Effet de faible salinité sur la récupération du pétrole piégé par les nanopores: une étude de dynamique moléculaire, *Fuel* 261, 116443, 1. [[Google Scholar](#)]
- Fang C., Sun S., Qiao R. (2019) Structure, thermodynamique et dynamique des couches minces de saumure dans les systèmes huile-saumure-roche, *Langmuir* 35, 10341–10353. [[PubMed](#)] [[Google Scholar](#)]
- Lager A., Webb KJ, Black CJJ, Singleton M., Sorbie KS (2008) Récupération de pétrole à faible salinité - une enquête expérimentale, *Petrophysics* 49, 1–8. [[Google Scholar](#)]
- Seccombe JC, Lager A., Webb KJ, Jerauld G., Fueg E. (2008) Improving waterflood recovery: LoSalTM EOR field evaluation, in: *SPE symposium on better oil recovery, Society of Petroleum Engineers.* [[Google Scholar](#)]
- Sheng JJ (2010) Récupération assistée chimique moderne du pétrole: théorie et pratique, Gulf Professional Publishing, Houston. [[Google Scholar](#)]
- Valdy RN, Fogler HS (1992) Migration des fines et dommages à la formation: influence du pH et de l'échange d'ions, *SPE Prod. Eng.* 7, 325–330. [[Google Scholar](#)]
- Sari A., Xie Q., Chen Y., Saeedi A., Pooryousefy E. (2017) Drivers of low salinity effect in carbonate reservoirs, *Energy Fuels* 31, 8951–8958. [[Google Scholar](#)]
- Brady PV, Krumhansl JL, Mariner PE (2012) Modélisation de la complexation de surface pour une meilleure récupération d'huile, dans: *SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers.* [[Google Scholar](#)]
- Brady PV, Thyne G. (2016) Mouillabilité fonctionnelle dans les réservoirs de carbonate, *Energy Fuels* 30, 9217–9225. [[Google Scholar](#)]
- Xie Q., Sari A., Pu W., Chen Y., Brady PV, Al Maskari N., Saeedi A. (2018) pH effect on mouillabilité du système huile / saumure / carbonate: Implications for low salinity water flooding, *J. Can. Animal de compagnie. Sci. Eng.* 168, 419–425. [[Google Scholar](#)]
- Brady PV, Krumhansl JL (2012) Un modèle de complexation de surface d'interfaces huile-saumure-grès à 100 ° C: inondation à faible salinité, *J. Pet. Sci. Eng.* 81, 171-176. [[Google Scholar](#)]
- Chen Y., Xie Q., Sari A., Brady PV, Saeedi A. (2018) Mouillabilité huile / eau / roche: facteurs d'influence et implications pour l'inondation d'eau à faible salinité dans les réservoirs de carbonate, *Fuel* 215, 171-177. [[Google Scholar](#)]
- Basu S., Sharma MM (1997) Enquête sur le rôle des composants du pétrole brut sur la modification de la mouillabilité à l'aide de la microscopie à force atomique, dans: *Symposium international sur la chimie des champs pétroliers, Society of Petroleum Engineers.* [[Google Scholar](#)]
- Hunter RJ (2013) Potentiel Zeta dans la science des colloïdes: principes et applications, Academic Press, Cambridge. [[Google Scholar](#)]
- Mahani H., Keya AL, Berg S., Nasralla R. (2017) Electrokinetics of carbonate / brine interface in low-salinity waterflooding: Effect of saumure salinity, composition, rock type, and pH on  $\zeta$ -potential and a surface-complexation modèle, *SPE J.* 22, 53–68. [[Google Scholar](#)]
- Kosmulski M. (2000) Couche interfaciale électrique dans des solvants non aqueux, *Dynamique interfaciale*, CRC Press, Boca Raton, pp. 289–328. [[Google Scholar](#)]

- Hiorth A., Cathles LM, Madland MV (2010) L'impact de la chimie de l'eau interstitielle sur la charge de surface du carbonate et la mouillabilité de l'huile, *Transp. Porous Media* 85, 1–21. [[Google Scholar](#)]
- Marouf R., Marouf-Khelifa K., Schott J., Khelifa A. (2009) Etude du potentiel Zeta d'échantillons de dolomite traités thermiquement dans des solutions d'électrolyte, *Micropor. Mesopor. Mater.* 122, 99–104. [[Google Scholar](#)]
- Omekeh AV, Friis HA, Fjelde I., Evje S. (2012) Modeling of ion-exchange and solubility in low salinity water flooding, in: *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Dang CT, Nghiem LX, Chen Z., Nguyen QP, Nguyen NT (2013) State-of-the art low salinity waterflooding for Enhanced Oil Recovery, in: *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Aghaeifar Z., Strand S., Austad T., Puntervold T., Aksulu H., Navratil K., Storås S., Håmsø D. (2015) Influence of formation water salinity / composition on the low-salinity Enhanced oil recovery effect dans des réservoirs de grès à haute température, *Energy Fuels* 29, 4747–4754. [[Google Scholar](#)]
- Alotaibi MB, Azmy R., Nasr-El-Din HA (2010) Les défis de mouillabilité dans les réservoirs de carbonate, dans: *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Al-Saedi HN, Flori RE, Brady PV (2019) Effet des cations bivalents dans l'eau de formation sur l'altération de la mouillabilité lors d'inondations d'eau à faible salinité dans des réservoirs de grès: analyses de récupération de pétrole, tests de réactivité de surface, angle de contact et expériences d'imbibition spontanée, *J. Mol. Liq.* 275, 163–172. [[Google Scholar](#)]
- Nasralla RA, Bataweel MA, Nasr-El-Din HA (2011) Enquête sur l'altération de la mouillabilité par l'eau à faible salinité, dans: *Offshore Europe*, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Alagic E., Spildo K., Skauge A., Solbakken J. (2011) Effet du vieillissement du pétrole brut sur l'inondation d'un surfactant à faible salinité et à faible salinité, *J. Pet. Sci. Eng.* 78, 220–227. [[Google Scholar](#)]
- Wang Y. (2019) Modèle de contrainte de Reynolds pour un écoulement viscoélastique réduisant la traînée induit par une solution de polymère, *Polymers* 11, 1659. [[Google Scholar](#)]
- Wang Y., Sun S., Gong L., Yu B. (2018) Une méthode globalement conservatrice de masse pour la simulation de réservoir de gaz à double continuum, *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 53, 301–316. [[Google Scholar](#)]
- Wang Y., Sun S., Yu B. (2017) Accélération de simulations d'écoulement de gaz dans des milieux poreux à double continuum basées sur la méthode POD de conservation de masse, *Energies* 10, 1380. [[Google Scholar](#)]
- Gong L., Xu YP, Ding B., Zhang ZH, Huang ZQ (2020) Gestion thermique et optimisation des paramètres structurels du modèle de package 3D MCM-BGA, *Int. J. Therm. Sci.* 147, 106120. [[Google Scholar](#)]
- Li J., Zhang T., Sun S., Yu B. (2019) Etude numérique du modèle d'ordre réduit POD pour les prédictions rapides d'écoulements diphasiques dans des milieux poreux, *Int. J. Numer. Méthode. Heat Fluid Flow* 29, 4167–4204. [[Google Scholar](#)]
- Zhang Tao, Sun Shuyu (2019) Une approche couplée de Lattice Boltzmann pour simuler l'écoulement et le transport du gaz dans les réservoirs de schiste avec sorption dynamique, *Fuel* 246, 196–203. [[Google Scholar](#)]
- Sun S. (2019) Modélisation de l'équilibre de phase à l'échelle de Darcy avec gravité et capillarité, *J. Comput. Phys.* 399, 108908, 22. [[Google Scholar](#)]
- Kou J., Sun S., Wang X. (2020) Une nouvelle approche de factorisation d'énergie pour le modèle d'interface diffuse avec l'équation d'état de Peng-Robinson, *SIAM J. Sci. Comput.* 42, 1, B30 à B56. [[Google Scholar](#)]
- Zhu G., Kou J., Yao B., Wu Y.-S., Yao J., Sun S. (2019) Modélisation thermodynamiquement cohérente des écoulements diphasiques avec ligne de contact mobile et tensioactifs solubles, *J. Fluid Mech.* 879, 327–359. [[Google Scholar](#)]
- Kou J., Sun S., Wang X. (2018) Méthodes numériques à découplage linéaire à énergie stable pour l'écoulement compressible biphasé multicomposant, *SIAM J. Numer. Anal.* 56, 6, 3219–3248. [[Google Scholar](#)]
- Yang H., Sun S., Li Y., Yang C. (2019) Un simulateur de préservation des contraintes entièrement implicite pour le modèle d'huile noire des réservoirs de pétrole, *J. Comput. Phys.* 396, 347–363. [[Google Scholar](#)]
- Chen H., Kou J., Sun S., Zhang T. (2019) Schémas IMPES entièrement conservateurs de masse pour un écoulement diphasique incompressible dans des milieux poreux, *Comput. Méthodes Appl. Mech. Eng.* 350, 641–663. [[Google Scholar](#)]
- Zhang T., Sun S., Yu B. (2017) Un algorithme rapide pour simuler les mouvements de gouttelettes dans un écoulement biphasique huile / eau, *Procedia Comput. Sci.* 108, 1953-1962. [[Google Scholar](#)]
- Zhang T., Salama A., Sun S., Zhong H. (2015) Une implémentation numérique compacte pour résoudre des équations de Stokes à l'aide d'opérations matrice-vecteur, *Procedia Comput. Sci.* 51, 1208–1218. [[Google Scholar](#)]
- Li Y., Zhang T., Sun S., Gao X. (2019) Accélérer le calcul flash grâce à des méthodes d'apprentissage en profondeur, *J. Comput. Phys.* 394, 153–165. [[Google Scholar](#)]
- Alhuraishawy AK, Bai B., Wei M., Geng J., Pu J. (2018) Dissolution minérale et effet de migration fine sur le facteur de récupération du pétrole par inondation d'eau à faible salinité dans un réservoir de grès à faible perméabilité, *Fuel* 220, 898–907. [[Google Scholar](#)]
- Xie Q., Liu F., Chen Y., Yang H., Saeedi A., Hossain MM (2019) Effet de la double couche électrique et de l'échange d'ions sur la faible salinité EOR dans un système à pH contrôlé, *J. Pet. Sci. Eng.* 174, 418–424. [[Google Scholar](#)]
- Pouryousefy E., Xie Q., Saeedi A. (2016) Effet de l'échange d'ions multi-composants sur la faible salinité EOR: Étude de simulation géochimique couplée, *Petroleum* 2, 215-224. [[Google Scholar](#)]
- Aldousary S., Kovscek AR (2019) La diffusion de l'eau à travers l'huile contribue à l'émulsification spontanée lors d'inondations à faible salinité, *J. Pet. Sci. Eng.* 179, 606–614. [[Google Scholar](#)]
- Lashkarbolooki M., Riazhi M., Hajibagheri F., Ayatollahi S. (2016) Injection de faible salinité dans le réservoir d'huile asphalténique-carbonate, étude mécanique, *J. Mol. Liq.* 216, 377–386. [[Google Scholar](#)]
- Adekunle O., Tutuncu AN (2019) Étude comparative des réservoirs à l'échelle du laboratoire sur les altérations des propriétés géomécaniques résultant de la distribution de la pression d'osmose dans les argiles riches en argile, dans: *Unconventional Resources Technology Conference*, Society of Petroleum Engineers. [[Google Scholar](#)]
- Torrijos IDP, Puntervold T., Strand S., Austad T., Tran VV, Olsen K. (2017) Impact de la température sur l'effet EOR à faible salinité pour les noyaux de grès contenant du plagioclase réactif, *J. Pet. Sci. Eng.* 156, 102–109. [[Google Scholar](#)]
- Buckley JS, Morrow NR (2010) Amélioration de la récupération du pétrole par une inondation à faible salinité: une revue mécaniste, dans: *11th International Symposium on Evaluation of Wettability and its Effect on Oil Recovery*. [[Google Scholar](#)]

- Sorop TG, Suijkerbuijk BMJM, Masalmeh SK, Looijer MT, Parker AR, Dindoruk D., Goodyear S. (2013) Accelerated deployment of low salinity waterflooding in Shell, in: IOR 2013-17th European Symposium on Improved Oil Recovery, European Association of Géoscientifiques et ingénieurs. [\[Google Scholar\]](#)
- Brooks D., Matzakos A., Ayirala S., Ligthelm D., Cense A. (2010) Designer Water™ Flooding, dans: 31e atelier annuel et symposium du projet collaboratif de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) sur la récupération améliorée du pétrole. [\[Google Scholar\]](#)
- Gupta R., Smith GG, Hu L., Willingham T., Lo Cascio M., Shyeh JJ, Harris CR (2011) Enhanced waterflood for carbonate reservoirs-impact of injection water composition, in: SPE Middle East Oil and Gas Show et Conférence, Society of Petroleum Engineers. [\[Google Scholar\]](#)
- Kaminsky RD, Wattenbarger RC, Szafranski RC, Coutee A. (2007) Guidelines for polymer flooding evaluation and development, in: International Petroleum Technology Conference, International Petroleum Technology Conference. [\[Google Scholar\]](#)
- Al-Attar HH, Mahmoud MY, Zekri AY, Almehaideb R., Ghannam M. (2013) Inondations à faible salinité dans un réservoir de carbonate sélectionné: approche expérimentale, J. Pet. Explor. Prod. Technol. 3, 139-149. [\[Google Scholar\]](#)
- Sari A., Chen Y., Xie Q., Saeedi A. (2019) Inondations d'eau à faible salinité dans des réservoirs de pétrole hautement acides: impact du pH sur la mouillabilité des réservoirs de carbonate, J.Mol. Liq. 281, 444-450. [\[Google Scholar\]](#)
- Xie Q., Saeedi A., Pooryousefy E., Liu Y. (2016) Estimations étendues basées sur le DLVO de la force de surface dans les inondations d'eau de faible salinité, J. Mol. Liq. 221, 658-665. [\[Google Scholar\]](#)

## Tous les tableaux

**Tableau 1** Mécanismes pour expliquer l'effet de faible salinité.

[Dans le texte](#)

**Tableau 2** Techniques représentatives pour obtenir des inondations à faible salinité.

[Dans le texte](#)

**Tableau 3** Effet du pH sur la mouillabilité.

[Dans le texte](#)

**Tableau 4** Effet de la température sur la mouillabilité.

[Dans le texte](#)

**Tableau 5** Effet de pression sur la mouillabilité.

[Dans le texte](#)

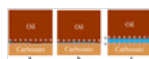
## Tous les chiffres



**Fig. 1**

Une illustration de nuage de mots sur la popularité de la recherche sur les inondations à faible salinité.

[Dans le texte](#)



**Fig. 2**

Une illustration conceptuelle de l'altération de la mouillabilité avec la formation d'un film mince [ 58 ].

[Dans le texte](#)



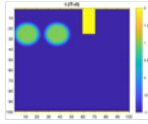
**Fig. 3**

Une illustration schématique des interactions de surface dans le système huile / saumure / roche avec de l'eau à haute salinité ou de l'eau à faible salinité [123 ].

[Dans le texte](#)

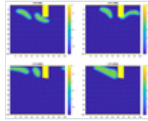
**Fig. 4**

Distribution de phase initiale du fluide d'injection dans des canalisations à structure graduée.



[Dans le texte](#)

---

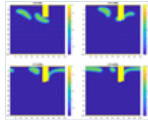


**Fig. 5**

Diagramme de phase dans le processus de flux et de mise à l'échelle à différentes étapes de temps avec une petite tendance à la mise à l'échelle.

[Dans le texte](#)

---



**Fig. 6**

Diagramme de phase dans le processus de flux et de mise à l'échelle à différentes étapes de temps avec une grande tendance à la mise à l'échelle.

[Dans le texte](#)

---

[Contacts](#)

[Politique de confidentialité](#)