



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
People's Democratic Republic of Algeria  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministry of Higher Education and Scientific Research  
جامعة أمحمد بوقرة بومرداس  
University M'hamed Bougara of Boumerdes  
كلية المحروقات والكيمياء  
Faculty of Hydrocarbons and Chemistry



**Département Gisements Miniers et Pétroliers**

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**

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

***Spécialité : Génie pétrolier***

***Option : Production des Hydrocarbures***

***Thème***

**Modélisation Numérique Avancée Et History Matching Des Essais  
Expérimentaux ASP A L'échelle Laboratoire**

*Présenté par :*

**BAOUCHI Yahia**

*Devant le jury composé de :*

Mr. GARECHE Mourad	Professeur	UMB-Boumerdes	Président
Mr. ZERAIBI Nour Eddine	Professeur	UMB-Boumerdes	Examineur
Mr. BENYOUNES Khaled	Professeur	UMB-Boumerdes	Encadrant

*Année universitaire : 2024/2025*

## **Résumé**

Cette recherche porte exclusivement sur la modélisation numérique et le calage historique (history matching) d'essais de flooding ASP publiés au laboratoire (carottes C106, C108, C116, C127, C130). Les courbes de récupération ont d'abord été extraites numériquement (WebPlotDigitizer) puis chaque test a fait l'objet d'un modèle 3D unidirectionnel construit dans CMG STARS et optimisé par CMOST. Un algorithme évolutionnaire a ajusté les exposants Corey, les coefficients d'adsorption et les facteurs de fréquence jusqu'à reproduire les données avec une erreur moyenne  $< 5\%$  et une récupération additionnelle  $\approx 22\%$  OOIP après waterflood.

L'objectif n'est donc pas la mise au point d'une nouvelle formulation chimique, mais la validation d'un workflow robuste de simulation-calibration permettant : (i) d'identifier les paramètres dominants (adsorption, exposants Corey), (ii) de quantifier leur incertitude et (iii) de préparer la transposition à l'échelle réservoir. Les résultats démontrent la pertinence de cette approche pour prédire la performance d'injections ASP dans des milieux hétérogènes.

## **Abstract**

This study is devoted solely to the numerical modelling and history matching of published laboratory ASP core-flood experiments (cores C106, C108, C116, C127, C130). Experimental oil-recovery curves were digitised and replicated with dedicated one-dimensional 3-D STARS models. An evolutionary optimisation engine in CMOST automatically tuned relative-permeability exponents, adsorption coefficients and frequency factors until the simulations reproduced the data with a mean error below  $5\%$  and delivered an additional  $\approx 22\%$  OOIP after waterflood.

Hence, the work's primary goal is not chemical-formulation design but the development and validation of a robust simulation–calibration workflow that (i) pinpoints controlling transport parameters, (ii) quantifies their uncertainty, and (iii) tests model transferability to reservoir scale. The results confirm the workflow's ability to forecast ASP performance in heterogeneous settings.

## ملخص

،C106 العيّنات) المنشورة المخبرية ASP حقن لاختبارات التاريخ ومعايرة العددية النمذجة على حصرًا الدراسة هذه تركز تجربة لكل خطي الأبعاد ثلاثي نموذج بناء ثم رقميًا الاسترجاع منحنيات استخلاص جرى .(C108، C116، C127، C130) النفاذية معاملات بضبط الحدود متعدد وكيل مع تطويرية بخوارزمية CMOST قام حين في ،CMG STARS باستخدام الاسترجاع في زيادة وحقتت % 5 من أقل متوسط بخطأ البيانات مع النتائج تطابقت حتى اللزوجة وقوانين والامتصاص النسبية . الماء حقن بعد OOIP من % 22 حوالي .

تحديد (1) : يتيح والمعايرة للمحاكاة قوي عمل مسار إرساء بل ،جديدة كيميائية تركيبة تطوير ليس الرئيس الهدف فإن ،وعليه الخزان مقياس إلى النموذج نقل قابلية اختبار (3)و ،يقينها عدم تقدير (2) ،(Corey أسس ،الامتصاص) المسيطرة المعاملات .متجانسة غير بيئات في ASP حقن بأداء للتنبؤ المسار هذا صلاحية النتائج تؤكد .

## Table des matières

Résumé .....	
Table des matières .....	
Liste des abréviations .....	
Liste des figures .....	
<b>Introduction Générale.....</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre 1 : Théorie et Littérature .....</b>	<b>4</b>
<b>1.1. Récupération assistée par ASP .....</b>	<b>5</b>
<b>1.2. Méthodes expérimentales de core flooding .....</b>	<b>6</b>
<b>1.3. Paramètres clés influençant la récupération ASP .....</b>	<b>7</b>
1.3.1. Polymères : viscosité et rapport de mobilité .....	7
1.3.2. Surfactants : réduction de l'IFT et mobilisation de l'huile .....	8
1.3.3. Alcali : génération in situ de savons naturels .....	10
<b>1.4. Perméabilités relatives : modèles et approches expérimentales .....</b>	<b>11</b>
1.4.1. Détermination expérimentale dans les études ASP .....	11
1.4.2. Corrélations empiriques : modèle de Corey et alternatives .....	12
<b>1.5. Simulation numérique des procédés ASP .....</b>	<b>13</b>
1.5.1. Représentation multiphasique et multi-composant .....	14
1.5.2. Intégration des données expérimentales .....	16
1.5.3. Intérêt et rôle de la simulation numérique .....	18
<b>1.6. Calage historique (History Matching) et optimisation .....</b>	<b>20</b>
1.6.1. Objectifs du calage historique .....	20
1.6.2. Paramètres ajustables .....	20
1.6.3. Méthodes d'optimisation .....	21
1.6.4. Critères d'évaluation du calage .....	21
1.6.5. Application à cette étude .....	22
<b>Chapitre 2 : Méthodologie de travail .....</b>	<b>23</b>
<b>2.1 Présentation générale .....</b>	<b>24</b>
<b>2.2. Extraction des données expérimentales .....</b>	<b>25</b>
<b>2.3 Outils de simulation numérique .....</b>	<b>27</b>
2.3.1 Présentation du simulateur numérique .....	27
2.3.2 Présentation de l'outil de History Matching .....	28
<b>2.4 Construction du modèle numérique de Core Flood .....</b>	<b>29</b>
2.4.1 Création du modèle cartésien .....	29
2.4.2 Modélisation détaillée du procédé ASP .....	32
2.4.3 Définition des scénarios d'injection .....	33

2.4.3 Courbes de récupération simulées avant calage .....	35
<b>2.5 Calage historique (<i>History Matching</i>).....</b>	<b>37</b>
2.5.1 Préparation des fichiers de simulation .....	37
2.5.2 Méthodologie d'optimisation.....	37
<b>2.6. Présentation des résultats obtenus.....</b>	<b>38</b>
2.6.1. Résultats expérimentaux et simulés – Core C106 .....	38
2.6.2. Résultats expérimentaux et simulés – Core C108 .....	41
2.6.4. Résultats expérimentaux et simulés – Core C127 .....	45
2.6.5. Résultats expérimentaux et simulés – Core C130 .....	47
<b>2.9 Conclusion méthodologique .....</b>	<b>49</b>
<b>Chapitre 3 : Discussion des résultats.....</b>	<b>51</b>
<b>3.1. Synthèse comparative des cinq cores .....</b>	<b>52</b>
3.1.1. Propriétés physiques et pétrophysiques .....	53
3.1.2. Comportement de récupération .....	54
3.1.3. Paramètres ajustés.....	55
3.1.4. Conclusion comparative .....	57
<b>3.2. Analyse de l'influence de la formulation chimique.....</b>	<b>58</b>
3.2.1. Analyse des séquences ASP vs AS+P .....	59
<b>3.3. Analyse des paramètres les plus sensibles .....</b>	<b>60</b>
<b>3.4. Incertitudes, limites et robustesse du modèle calibré .....</b>	<b>61</b>
3.4.1. Incertitudes sur les données expérimentales .....	61
3.4.2. Hypothèses de modélisation.....	61
3.4.3. Sensibilité des résultats.....	62
3.4.4. Robustesse et extrapolation.....	62
<b>Conclusion Générale et Perspectives .....</b>	<b>63</b>
<b>1. Bilan des résultats.....</b>	<b>64</b>
<b>2. Apports méthodologiques.....</b>	<b>64</b>
<b>3. Recommandations pour des études futures .....</b>	<b>65</b>
<b>4. Perspectives – Transposition à l'échelle du réservoir.....</b>	<b>66</b>
<b>Références : .....</b>	<b>67</b>
<b>Les annexes .....</b>	<b>69</b>

## Liste des abréviations

- ASP : Alkali–Surfactant–Polymère
- AS+P : Injection successive Alkali–Surfactant suivie de Polymère
- CEOR : Chemical Enhanced Oil Recovery
- CMG : Computer Modelling Group
- STARS : Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator
- CMOST : Computer Modelling Optimization and Sensitivity Tool
- EOR : Enhanced Oil Recovery
- HPAM : Hydrolyzed Polyacrylamide
- IFT : Interfacial Tension (Tension Interfaciale)
- $k_{rw}$  : Relative permeability to water (Perméabilité relative à l'eau)
- $k_{ro}$  : Relative permeability to oil (Perméabilité relative à l'huile)
- OOIP : Original Oil In Place (Pétrole initialement en place)
- PV : Pore Volume (Volume des pores)
- $S_{wi}$  : Initial water saturation (Saturation initiale en eau)
- $S_{or}$  : Residual oil saturation (Saturation résiduelle en huile)
- SCAL : Special Core Analysis Laboratory
- DTRAP : Parameter related to hysteresis effects
- HLD : Hydrophilic-Lipophilic Deviation
- ABS : Alkylbenzène sulfonates
- AdMaxPol : Maximum adsorption of polymer
- AdMaxSur : Maximum adsorption of surfactant

## Liste des figures

Figure1.1 Comparaison schématique entre l'injection d'eau et l'injection de polymère. L'eau pénètre préférentiellement les zones à forte perméabilité, créant des contouements. Le polymère, en augmentant la viscosité de l'eau injectée, stabilise le front de déplacement et améliore l'efficacité de balayage. ....	7
Figure1.2 Influence de la salinité sur la tension interfaciale (en mN/m) et la récupération du pétrole résiduel (% Sor). L'efficacité maximale est atteinte lorsque l'IFT est minimale. ....	9
Figure1.3 Mécanisme de modification de la mouillabilité par adsorption de tensioactif. Le surfactant se fixe à la surface minérale en remplaçant l'acide stéarique (hydrophobe), orientant sa tête polaire vers la roche, ce qui entraîne une transition d'un système mouillable à l'huile vers un système mouillable à l'eau. Source : Totland & Lewis (2015). ....	10
Figure1.1 Ecoulement piston-like unidimensionnel "saturation d'eau dans le core: C108". ....	17
Figure2.1 Extraction des données (C106) .....	26
Figure2.2 Extraction des données (C116) .....	26
Figure2.3 Représentation du maillage cartésien utilisé pour les échantillons longs (C116, C127 et C130) : grille 21 × 1 × 1. ....	30
Figure2.4 Représentation du maillage cartésien utilisé pour les courts échantillons (C106 et C108) : grille 11 × 1 × 1. ....	30
Figure2.5 Courbes de récupération simulées avant calage .....	36
Figure2.6 Perméabilités relatives Core C106 .....	40
Figure2.7 Courbe de récupération après HM – Core C106.....	40
Figure2.8 Perméabilités relatives Core C108 .....	42
Figure2.9 Courbe de récupération après HM – Core C108.....	42
Figure2.10 Perméabilités relatives Core C116 .....	44
Figure2.11 Courbe de récupération après HM – Core C116.....	44
Figure2.12 Courbe de récupération après HM – Core C127 .....	46
Figure2.13 Perméabilités relatives Core C127 .....	46
Figure2.14 Courbe de récupération après HM – Core C130.....	48
Figure2.15 Perméabilités relatives Core C130 .....	48

# **Introduction Générale**

Dans un contexte énergétique mondial marqué par la diminution progressive des réserves conventionnelles d'hydrocarbures et une demande croissante en énergie, l'industrie pétrolière est confrontée à un défi majeur : celui d'optimiser la récupération des hydrocarbures dans des réservoirs de plus en plus complexes et matures. Cette problématique énergétique incite à explorer et à mettre en œuvre des techniques avancées de récupération assistée des hydrocarbures, connues sous le nom de Enhanced Oil Recovery (EOR), qui visent à améliorer significativement le facteur de récupération par rapport aux méthodes primaires et secondaires classiques (Lake, 2014 ; Sheng, 2011).

Les méthodes primaires, s'appuyant sur l'énergie naturelle présente dans le réservoir, ne permettent généralement d'extraire que 5 à 15 % du pétrole initialement en place (OOIP). Les techniques secondaires, telles que l'injection d'eau ou de gaz pour maintenir la pression du réservoir et pousser le pétrole vers les puits producteurs, offrent une amélioration notable avec des récupérations pouvant atteindre 20 à 40 % de l'OOIP. Cependant, ces approches demeurent limitées par des phénomènes physiques tels que le piégeage capillaire, la mouillabilité de la roche et des rapports de mobilité défavorables, laissant une fraction substantielle d'hydrocarbures non récupérés dans la matrice poreuse du réservoir (Moreno et al., 2014 ; Mogensen & Masalmeh, 2020).

Face à ces limitations intrinsèques, les méthodes chimiques de récupération assistée du pétrole (Chemical Enhanced Oil Recovery, CEOR) ont émergé comme des alternatives prometteuses, capables de cibler spécifiquement les mécanismes responsables du piégeage pétrolier. Parmi ces techniques chimiques, l'injection combinée d'Alcali, Surfactant et Polymère (ASP) apparaît comme particulièrement performante, grâce à son action simultanée sur la mouillabilité des roches, la tension interfaciale huile-eau, et la viscosité des fluides injectés. L'action synergique des trois composants chimiques permet de mobiliser efficacement le pétrole résiduel, améliorant à la fois le balayage microscopique et macroscopique du réservoir (Prieto et al., 2016).

Toutefois, la mise en œuvre d'un procédé ASP dans des réservoirs carbonatés tels que ceux rencontrés au Moyen-Orient et dans la région du Golfe présente des défis considérables. La forte hétérogénéité lithologique, les conditions thermiques élevées (supérieures à 80°C) et la salinité prononcée des eaux de formation imposent des contraintes chimiques importantes sur les formulations injectées. Ces facteurs peuvent conduire à des phénomènes indésirables tels que

l'adsorption irréversible des surfactants sur la roche, la précipitation de sels minéraux ou la dégradation thermique des polymères, réduisant ainsi considérablement l'efficacité du procédé ASP (Prieto et al., 2016 ; Al-Saedi et al., 2020).

Dans ce contexte, l'objectif principal de la présente recherche est de développer une formulation ASP optimale, adaptée aux spécificités des réservoirs carbonatés et aux conditions extrêmes précitées. Pour ce faire, une méthodologie rigoureuse basée sur des essais expérimentaux à l'échelle du laboratoire et une modélisation numérique avancée à l'aide du simulateur CMG STARS et de l'outil d'optimisation CMOST sera mise en œuvre. Cette méthodologie intégrée permet non seulement de valider l'efficacité des formulations chimiques sélectionnées mais également d'assurer la reproductibilité des résultats expérimentaux obtenus à l'échelle du laboratoire lors du passage à l'échelle du réservoir (transposition à l'échelle du réservoir) (Cubillos, 2013 ; Prieto et al., 2016).

Cette thèse est organisée en plusieurs chapitres complémentaires. Après cette introduction générale (chapitre 1), le deuxième chapitre présente un état de l'art exhaustif sur les techniques ASP, en détaillant les mécanismes fondamentaux à l'œuvre ainsi que les paramètres critiques influençant leur efficacité. Le troisième chapitre décrit les matériaux utilisés, les procédures expérimentales mises en place (telles que les tests de rhéologie, adsorption, mesures de tension interfaciale, et essais de core flooding), et la méthodologie de modélisation numérique adoptée. Le quatrième chapitre analyse les résultats obtenus, examine la robustesse du modèle calibré, et propose une discussion détaillée sur les incertitudes et les limites identifiées. Enfin, le chapitre cinq clôture cette étude par une conclusion générale et ouvre des perspectives pour de futures recherches, notamment en suggérant l'application de la méthodologie développée à des études pilotes ou à des réservoirs plus complexes intégrant davantage d'hétérogénéités et de dynamiques fluides-roches.

Cette démarche scientifique rigoureuse et intégrée entend apporter une contribution significative à l'optimisation et à la généralisation des procédés ASP dans les contextes géologiques et opérationnels complexes, avec un fort potentiel de déploiement opérationnel dans les réservoirs carbonatés à fort enjeu économique.

# **Chapitre 1 : Théorie et Littérature**

## 1.1. Récupération assistée par ASP

La récupération assistée des hydrocarbures par injection chimique ASP (Alcali – Surfactant – Polymère) représente une méthode avancée et prometteuse d'amélioration du facteur de récupération dans les réservoirs matures ou faiblement productifs. Elle combine l'action synergique de trois types d'agents chimiques : l'alcali (souvent du métaborate ou de l'hydroxyde de sodium), le surfactant (souvent de type alkylbenzène sulfonate ou dérivés), et le polymère (comme l'HPAM). Ensemble, ces agents modifient les propriétés physico-chimiques du système huile-roche-eau pour améliorer la mobilisation du pétrole résiduel, comme l'expliquent Green et Willhite (1998), Sheng (2011) et Lake (2014).

Le rôle de l'alcali est de générer in situ des surfactants naturels par réaction avec les acides présents dans le brut, abaissant ainsi la tension interfaciale. Le surfactant commercial ajouté réduit encore davantage cette tension interfaciale, tandis que le polymère augmente la viscosité de l'eau injectée, réduisant le rapport de mobilité défavorable et favorisant une propagation uniforme du front de déplacement (Thomas & Farouq Ali, 1999).

Cette technique s'inscrit dans la catégorie des procédés de récupération tertiaire (EOR – Enhanced Oil Recovery), et son efficacité a été validée par de nombreux essais en laboratoire et sur le terrain. Par exemple, Prieto et al. (2016) ont appliqué un procédé ASP dans le champ de Caracara Sur, obtenant une amélioration significative de la récupération d'huile. De même, Sheng (2014) a réalisé une analyse critique de projets de terrain démontrant une récupération additionnelle de 10 à 20 % du pétrole initialement en place (OOIP).

L'implémentation industrielle des procédés ASP nécessite une compréhension approfondie des interactions entre les fluides injectés et la roche réservoir, notamment en ce qui concerne l'adsorption des agents chimiques, leur transport, les réactions secondaires, et la sensibilité à la minéralogie et aux conditions de réservoir (température, salinité, perméabilité). Ces aspects sont modélisés numériquement dans les simulateurs de réservoirs, sur la base de données expérimentales de type SCAL et d'une formulation chimique calibrée, comme le soulignent Delshad et Pope (1989) et Manrique et al. (2007).

## 1.2. Méthodes expérimentales de core flooding

Les essais de core flooding constituent une méthode expérimentale standard pour évaluer les performances de procédés de récupération assistée, en particulier ceux de type ASP. Ces expériences sont menées en laboratoire à l'aide de dispositifs permettant de reproduire, à petite échelle, les conditions dynamiques d'un réservoir pétrolier (pression, température, flux multiphasique).

Les échantillons utilisés sont généralement des carottes cylindriques, soit issues de roches réservoir réelles (Caracara Sur Field), soit de grès standardisés comme la Berea Sandstone, reconnue pour sa porosité et sa perméabilité homogènes (Donaldson et al., 1985 ; Alagic & Skauge, 2010). Chaque échantillon est inséré dans une cellule d'écoulement, saturé en huile, puis soumis à différentes séquences d'injection :

- **Waterflood initial** : injection d'eau de formation simulée, pour établir une ligne de base de récupération.
- **Slug chimique ASP ou AS+P** : injection des agents chimiques selon une séquence définie (alcali + surfactant, suivi de polymère ou injection simultanée).
- **Chase water** : injection finale d'eau seule pour pousser les produits chimiques et l'huile restante vers la sortie.

Les volumes produits sont mesurés en fonction du volume injecté (en PV – Pore Volume), permettant de tracer les courbes de récupération d'huile. Ces courbes expérimentales sont ensuite utilisées pour calibrer les modèles numériques de simulation (History Matching), comme cela a été réalisé dans les travaux de Prieto et al. (2016) et de Chen et al. (2007).

L'analyse de ces résultats permet d'identifier l'impact de chaque composant chimique, d'évaluer l'efficacité des formulations, et d'anticiper la performance du procédé à l'échelle du réservoir. Pour améliorer la représentativité, certaines expérimentations incluent aussi la mesure de la pression différentielle, des profils de saturation par tomographie (CT-Scan), ou encore des observations microscopiques sur la distribution des phases après injection.

Dans le cadre d'un programme de développement ou de mise à l'échelle, ces essais sont indispensables pour fournir les données d'entrée (paramètres SCAL) nécessaires aux modèles

de simulation ASP, tout en servant de référence pour la calibration et la validation des prédictions numériques.

### 1.3. Paramètres clés influençant la récupération ASP

La récupération par injection ASP est hautement dépendante d'un ensemble de paramètres qui agissent à différentes échelles : microscopique (mouillabilité, tension interfaciale), mésoscopique (perméabilités relatives, adsorption) et macroscopique (propriétés globales du réservoir, hétérogénéités). Ces paramètres conditionnent non seulement le comportement hydrodynamique du procédé, mais aussi sa stabilité et son rendement chimique.

#### 1.3.1. Polymères : viscosité et rapport de mobilité

Le rôle principal du polymère est d'améliorer la viscosité de la phase aqueuse injectée, ce qui permet de réduire le **rapport de mobilité** entre l'eau et l'huile. Ce rapport, défini par :

$$M = (k_{ro}/\mu_o)(k_{rw}/\mu_w)$$

Contrôle la stabilité du front de déplacement. Une valeur  $M < 1$  assure un déplacement frontal stable, réduit les contournements et améliore l'efficacité de balayage volumétrique.

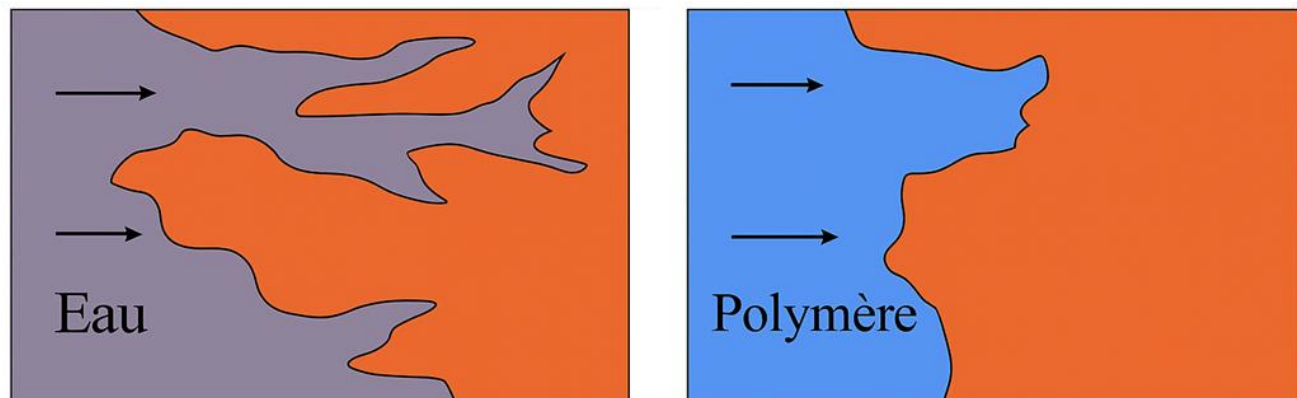


Figure 1.2 Comparaison schématique entre l'injection d'eau et l'injection de polymère. L'eau pénètre préférentiellement les zones à forte perméabilité, créant des contournements. Le polymère, en augmentant la viscosité de l'eau injectée, stabilise le front de déplacement et améliore l'efficacité de balayage.

La viscosité de la solution polymère dépend principalement de :

- La **concentration** du polymère,
- La **salinité** de l'eau,

- La **température** du réservoir,
- Le **taux de cisaillement**, en particulier dans les zones proches des puits où la vitesse d'écoulement est élevée.

Une loi empirique couramment utilisée pour représenter l'effet de la concentration en polymère est :

$$\mu = \mu_e \cdot (1 + a \cdot C^b)$$

Où :

- $\mu_e$  est la viscosité de l'eau injectée,
- C la concentration en ppm,
- a et b sont des constantes ajustées expérimentalement.

Cependant, cette relation devient inexacte à des concentrations élevées (>3000 ppm) ou à haute température (>80 °C), où la dégradation du polymère (hydrolyse ou coupure des chaînes) peut survenir. En simulation, la viscosité est souvent décrite comme une fonction dépendant à la fois de la concentration, du cisaillement (modèle de Carreau ou de Cross), et de la salinité (effets de précipitation ou de repliement moléculaire).

En termes opérationnels, une bonne formulation polymère permet de **contrôler la mobilité** sans induire de chutes de pression excessives ni de problèmes d'injectivité.

### 1.3.2. Surfactants : réduction de l'IFT et mobilisation de l'huile

Le surfactant est l'agent chimique principal pour **réduire la tension interfaciale (IFT)** entre l'huile et l'eau, ce qui facilite la mobilisation du pétrole piégé dans les pores par les forces capillaires. L'efficacité de cette action est souvent mesurée par l'augmentation du **nombre capillaire** :

$$Nc = \mu \cdot v / \sigma$$

Une augmentation de Nc de  $10^{-6}$  (eau seule) à  $10^{-2}$  (formulation ASP optimisée) permet une libération significative du pétrole résiduel. La réduction de l'IFT suit généralement une loi exponentielle par rapport à la concentration du surfactant :

$$\sigma = \sigma_0 \cdot \exp(-k_s \cdot C_s)$$

où  $k_s$  est un coefficient d'efficacité, et  $C_s$  la concentration en surfactant.

La figure suivante illustre la relation entre la **tension interfaciale (IFT)** et la **salinité** (exprimée en % poids de NaCl), ainsi que son effet sur la **récupération du pétrole résiduel** (%  $S_{or}$  recovered). On observe que :

- L'IFT atteint un minimum dans une plage de salinité optimale,
- La récupération d'huile est maximale lorsque l'IFT est minimale,
- Au-delà de cette zone, la performance du surfactant diminue avec l'augmentation de la salinité.

Ce comportement met en évidence l'importance du **design chimique** (formulation et ajustement de salinité) dans le procédé ASP.

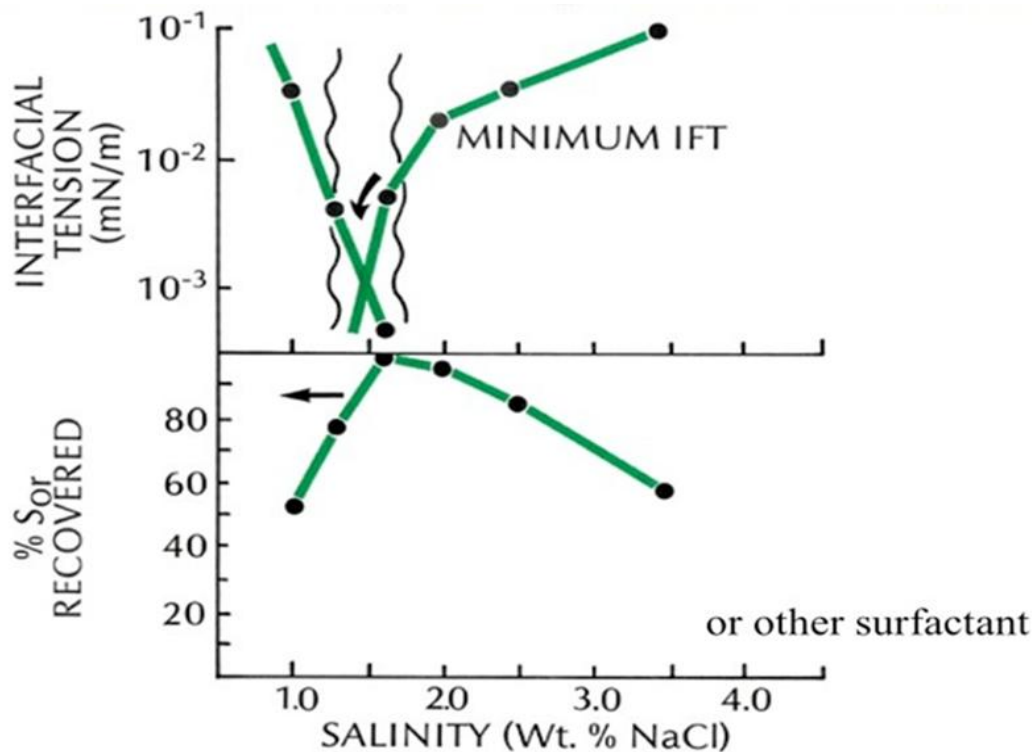


Figure 1.3 Influence de la salinité sur la tension interfaciale (en mN/m) et la récupération du pétrole résiduel (%  $S_{or}$ ). L'efficacité maximale est atteinte lorsque l'IFT est minimale.

Des IFT  $< 10^{-3}$  dynes/cm sont nécessaires pour atteindre un déplacement quasi-idéal de l'huile, selon les critères de Hirasaki et Lake (1981). Toutefois, cette performance est sensible à :

- L'interaction surfactant-brut (solubilité, polarité),
- La salinité (risque de précipitation avec ions divalents),
- La température (effets de déstabilisation micellaire),
- La coalescence des phases en présence d'alcali (formation d'émulsions).\

En simulation, les courbes d'IFT sont intégrées sous forme de tables dépendant de la concentration et éventuellement de la salinité. Le lien entre IFT et perméabilités relatives peut également être établi via des fonctions de mouillabilité.

## Mouillable à huile $\longrightarrow$ Mouillable à eau

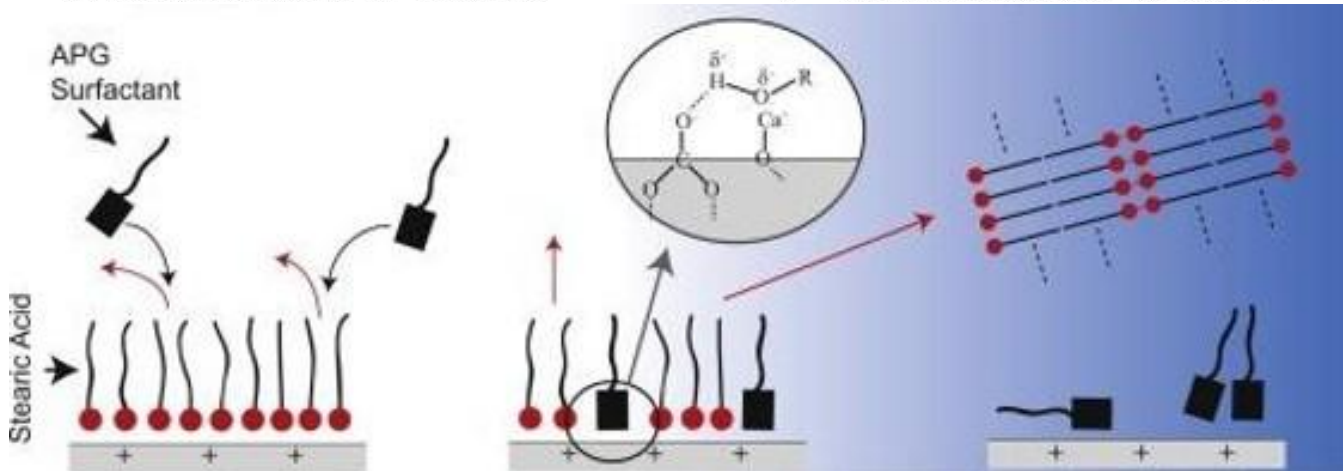
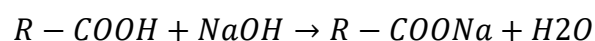


Figure 1.4 Mécanisme de modification de la mouillabilité par adsorption de tensioactif. Le surfactant se fixe à la surface minérale en remplaçant l'acide stéarique (hydrophobe), orientant sa tête polaire vers la roche, ce qui entraîne une transition d'un système mouillable à l'huile vers un système mouillable à l'eau. Source : Totland & Lewis (2015).

### 1.3.3. Alcali : génération in situ de savons naturels

L'alcali agit comme réactif dans une saponification acide-base avec les composants acides du brut (typiquement les acides carboxyliques) pour former des savons naturels. Cette réaction est:



Elle permet une génération **in situ** de surfactants, ce qui renforce la réduction de l'IFT et peut également influencer la **mouillabilité** de la roche, la rendant plus hydrophile (mouillabilité favorable).

Cependant, l'efficacité de l'alcali dépend de :

- La **quantité d'acides** présents dans le pétrole (indice d'acide TAN),
- La **composition minéralogique** de la roche (présence de calcite ou dolomite),
- La **salinité** et dureté de l'eau (formation de sels ou de précipités),
- La **cinétique de réaction** (souvent lente à basse température).

Un excès d'alcali peut induire :

- Une **précipitation** (savons insolubles, hydroxydes métalliques),
- Une **adsorption excessive** sur les surfaces de silicates ou argiles,
- Une dégradation du polymère dans certains cas.

En simulation, la réaction est modélisée à l'aide de constantes de vitesse ou d'équilibres, avec consommation progressive de l'alcali dans le milieu poreux.

## 1.4. Perméabilités relatives : modèles et approches expérimentales

Les perméabilités relatives représentent le comportement de l'écoulement multiphasique dans les milieux poreux. Dans les procédés ASP, leur représentation correcte est fondamentale pour prédire la distribution des fluides, les zones de piégeage et les profils de saturation. Elles sont définies par phase comme

$$kr(\alpha) = k(\alpha)_{eff}/k$$

Où  $k(\alpha)_{eff}$  est la perméabilité effective de la phase  $\alpha$  (huile, eau) et  $k$  la perméabilité absolue du milieu.

### 1.4.1. Détermination expérimentale dans les études ASP

Dans la littérature, les perméabilités relatives sont généralement mesurées à l'aide de :

- La méthode JBN (Johnson, Bossler & Naumann), fondée sur un régime transitoire,
- Des essais en régime permanent (Steady-State),
- Des mesures en centrifugeuse pour identifier Swi et Sor.

Les points terminaux tels que :

- Swi (saturation en eau irréductible),
- Sor (saturation résiduelle en huile),
- K<sub>rw</sub> @ Sor , kro @ Swi

Sont essentiels pour définir les extrémités des courbes et initier une interpolation réaliste entre les deux.

Dans cette étude, les données issues des travaux de Prieto et al. (2016) ont été utilisées comme référence expérimentale pour générer les courbes de perméabilité relatives à intégrer dans la modélisation numérique.

#### 1.4.2. Corrélations empiriques : modèle de Corey et alternatives

Le modèle de Corey (1954) est la forme la plus utilisée dans la modélisation numérique des procédés EOR, en raison de sa simplicité et de sa stabilité numérique :

$$k_{rw} = k_{rw, end} \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^{n_w}$$

$$k_{ro} = k_{ro, end} \left( \frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^{n_o}$$

Où  $n_w, n_{ow}, n_o$  sont des exposants de forme. Ces derniers sont souvent utilisés comme **paramètres d'ajustement** lors du calage historique, pour adapter la forme de la courbe à la réponse expérimentale.

Des modèles alternatifs incluent :

- **Brooks-Corey** : avec un paramètre de distribution de taille de pores,

- **Van Genuchten** : plus flexible pour les roches à forte hétérogénéité,
- **LET (Lomeland-Ebeltoft-Thomas)** : à 3 paramètres pour représenter des courbes asymétriques.

Le choix du modèle dépend des données disponibles, du type de roche (gréseuse ou carbonatée), et du compromis entre simplicité et précision. Dans le cadre de cette étude, le modèle de Corey a été adopté pour sa compatibilité avec les données de Prieto et sa facilité de calibration.

### **1.5. Simulation numérique des procédés ASP**

La **modélisation numérique** constitue un levier fondamental pour l'étude, l'optimisation et la transposition à l'échelle réservoir des procédés de récupération assistée du pétrole par injection chimique, en particulier ceux de type **ASP (Alkali-Surfactant-Polymer)**. Ces procédés impliquent des interactions physico-chimiques complexes entre les fluides injectés (eau, polymère, surfactant, alcali) et la roche-réservoir, affectant les propriétés de mouillabilité, de viscosité, de tension interfaciale, de perméabilité relative, ainsi que la cinétique de réaction ou l'adsorption des composants. Ces phénomènes doivent être intégrés dans des simulateurs thermodynamiques avancés qui prennent en compte les équations de conservation, les équilibres chimiques, les mécanismes de transport multiphasique et les dépendances non linéaires aux conditions du réservoir.

Dans le cadre de cette étude, les simulations ont été réalisées à l'aide du **simulateur thermique CMG STARS (Computer Modelling Group – Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator)**. Ce dernier est spécialement conçu pour simuler les procédés de récupération améliorée où des réactions chimiques, des écoulements couplés et des propriétés dépendantes du temps et de l'espace doivent être modélisés avec précision. Il permet notamment :

- L'intégration des équilibres chimiques in situ (réactions acide-base, saponification, précipitation),
- La représentation multi-composant des phases (eau, huile, surfactant, polymère, alcali),
- La modélisation du transport advectif, diffusif et réactif des espèces chimiques,

- La prise en compte des effets de cisaillement sur la viscosité polymère (lois de type Carreau ou Cross),
- L'introduction de lois d'adsorption sur la roche via des isothermes de Langmuir ou linéaires,
- L'utilisation de courbes d'IFT dynamiques dépendant des concentrations et de la salinité,
- L'évolution temporelle des propriétés thermodynamiques des phases dans des domaines tridimensionnels (3D), compatibles avec des modèles de carottes ou de secteurs de champ.

La résolution de ces équations complexes repose sur un schéma **implicite pleinement couplé**, garantissant la stabilité numérique, même en présence de non-linéarités sévères liées aux changements de phase, aux fronts de concentration chimique ou aux mécanismes d'adsorption sélective. Le simulateur STARS est également interfacé avec **CMOST** (Computer Modelling Optimization and Sensitivity Tool), permettant une automatisation des études de sensibilité, de calage historique et d'optimisation multi-objectifs des formulations chimiques.

L'utilisation de STARS dans ce contexte s'appuie sur les données expérimentales issues des tests de core flooding et sur des propriétés PVT et SCAL spécifiques. Cette approche permet de reproduire fidèlement les profils de récupération et de valider les mécanismes physico-chimiques observés, tout en fournissant un outil prédictif robuste pour l'extrapolation à l'échelle réservoir. Elle constitue la base du couplage entre l'expérimentation en laboratoire et la modélisation numérique avancée du procédé ASP.

### **1.5.1. Représentation multiphasique et multi-composant**

Le procédé ASP implique l'injection simultanée de plusieurs types d'agents chimiques (polymères, surfactants, alcalis) dans un système triphasique (huile-eau-gaz éventuel), chacun interagissant de manière spécifique avec les phases présentes et la roche-réservoir. Pour modéliser fidèlement ces interactions complexes, le simulateur **CMG STARS** repose sur une formulation multiphasique et multi-composant rigoureuse, basée sur les équations de conservation de la masse et de l'énergie, associées à des relations constitutives calibrées.

Chaque **composant chimique** (eau, huile, polymère, surfactant, alcali, produits de réaction) est modélisé comme une entité indépendante transportée dans une ou plusieurs phases (aqueuse, oléique, gazeuse) selon sa solubilité, ses mécanismes de transfert (advection, diffusion) et ses réactions chimiques (saponification, précipitation, adsorption). L'ensemble du système est représenté par :

- **Les bilans de masse** de chaque composant dans chaque phase, prenant en compte les termes de production, de consommation par réaction, de transfert entre phases et d'adsorption sur la roche ;
- **Les équations de Darcy généralisées** pour l'écoulement multiphasique, intégrant les lois de perméabilité relative ajustées dynamiquement selon la saturation et les effets de l'IFT ;
- **Les équilibres chimiques** (réactions acide-base, formations de savons in situ, précipitations) modélisés par des cinétiques de type Arrhenius ou des constantes d'équilibre thermodynamique ;
- **La dépendance des propriétés physico-chimiques** aux conditions locales (température, salinité, cisaillement, concentration), notamment pour :
  - La viscosité de la phase aqueuse enrichie en polymère, selon des lois non-newtoniennes (Cross ou Carreau-Yasuda),
  - La tension interfaciale (IFT) en fonction de la concentration du surfactant et de la salinité, selon des relations exponentielles ou tabulées,
  - L'adsorption des agents chimiques sur les parois poreuses selon des isothermes d'adsorption (Langmuir, Freundlich ou linéaires).

Le modèle implémente également des **fonctions de mouillabilité dépendantes de la composition**, permettant de faire évoluer les courbes de perméabilité relative en fonction des conditions interfaciales locales. Ceci est particulièrement utile pour reproduire les effets d'**altération de la mouillabilité** induits par le système ASP (transition d'un régime oil-wet vers water-wet, par exemple).

Enfin, les composants peuvent être injectés en **slugs séquentiels** (pré-flush, slug ASP, post-flush aqueux), chacun avec une composition chimique propre, et leur propagation dans le milieu poreux est suivie finement dans l'espace et le temps. La résolution des équations est réalisée à l'aide d'un solveur implicite robuste, garantissant la stabilité des calculs malgré les gradients chimiques abrupts et les zones de transition de phases.

Cette représentation fine permet ainsi à CMG STARS de simuler avec précision l'effet combiné des agents ASP sur la récupération d'huile, tout en prenant en compte les limitations opérationnelles telles que la précipitation chimique, la perte d'efficacité par adsorption ou la dégradation thermique du polymère.

### **1.5.2. Intégration des données expérimentales**

L'efficacité d'une simulation numérique appliquée aux procédés ASP repose fondamentalement sur la qualité, la représentativité et l'intégration adéquate des données expérimentales issues des essais de laboratoire. Ces données, généralement obtenues à l'échelle du « core flooding » (cf. §2.2), fournissent les paramètres physico-chimiques essentiels au calage du modèle numérique dans le simulateur **CMG STARS**. Leur intégration permet de garantir une correspondance entre la réponse simulée et les mécanismes réellement observés, assurant ainsi la validité des prédictions à l'échelle du réservoir.

Dans le cadre de cette étude, les données expérimentales proviennent des travaux de référence de Prieto et al. (2016), réalisés sur des carottes représentatives du réservoir de Caracara Sur. Elles ont été traduites sous forme de fonctions analytiques, de tableaux d'interpolation ou de lois empiriques dans le modèle numérique. Les principales catégories de données intégrées sont les suivantes :

- **Courbes de récupération d'huile** (Oil Recovery vs PV injectés) obtenues lors des séquences de waterflood, injection ASP et chase water. Ces courbes servent de cibles pour le calage (history matching) et permettent d'ajuster les paramètres de transport et d'interaction chimique ;
- **Viscosité de la solution polymère**, mesurée en fonction de la concentration, de la température et du taux de cisaillement. Des relations de type Cross ou Carreau-Yasuda ont été utilisées pour modéliser ce comportement non-newtonien dans STARS ;

- **Tension interfaciale dynamique** (IFT), mesurée entre la phase aqueuse enrichie en surfactant et le brut, pour différentes concentrations et salinités. Ces valeurs ont été converties en tables de dépendance  $\sigma(C_s, \text{salinité})$ , avec des seuils critiques (ex.  $\sigma < 10^{-3}$  mN/m) indispensables à la mobilisation du pétrole piégé ;
- **Paramètres SCAL (Special Core Analysis Laboratory)** : courbes de perméabilités relatives ( $k_{rw}$ ,  $k_{ro}$ ), saturations résiduelles en huile ( $S_{or}$ ) et en eau ( $S_{wi}$ ), capillary pressure curves, etc. Ces données sont insérées via des fonctions d'interpolation spline ou des corrélations de type Corey, selon la stratégie de modélisation retenue ;
- **Isothermes d'adsorption** des agents chimiques (polymère, surfactant), mesurés sur les carottes à différentes concentrations et conditions de salinité. Les coefficients d'adsorption ont été intégrés via des lois linéaires ( $q = K_{ads} \cdot C$ ) ou de Langmuir ( $q = q_{max} \cdot C / (K + C)$ ), permettant de modéliser la perte d'agent actif par interaction avec la matrice rocheuse.

Les conditions opératoires du modèle numérique ont également été ajustées pour reproduire les conditions expérimentales : écoulement piston-like unidimensionnel, géométrie linéaire du core (en direction I), température isotherme ( $\approx 86$  °C), pression initiale de 100 kPa, et débits constants ( $2 \text{ cm}^3/\text{min}$ , convertis en  $\text{m}^3/\text{jour}$ ).

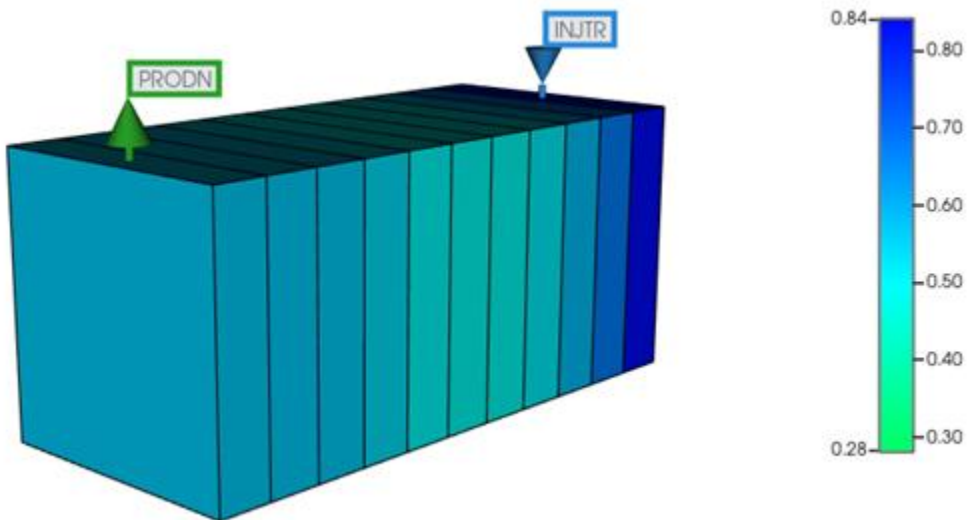


Figure1.5 Ecoulement piston-like unidimensionnel "saturation d'eau dans le core: C108"

Le schéma d'injection a été reproduit fidèlement dans le simulateur avec les séquences suivantes :

- **Préflush** à l'eau seule ( $\approx 0.5$  PV),
- **Injection du slug ASP** ( $\approx 0.3$  à  $0.5$  PV), avec une composition définie par les concentrations exactes de polymère, surfactant et alcali,
- **Chase water** ( $\approx 0.5-1$  PV) servant à déplacer les produits chimiques vers la sortie.

Cette méthodologie a permis de créer un modèle numérique capable de reproduire les tendances expérimentales majeures tout en capturant les effets physiques et chimiques spécifiques du système ASP. Le modèle constitue ainsi un outil de validation, de sensibilité et de prédiction pour la mise à l'échelle (scale-up) vers des modèles de secteur ou de réservoir complet.

### 1.5.3. Intérêt et rôle de la simulation numérique

L'intégration de la simulation numérique dans le cadre des projets de récupération assistée par ASP ne constitue pas uniquement un exercice académique de modélisation, mais un **instrument stratégique** pour la conception, l'optimisation et la dé-risque du procédé à différentes échelles (core, secteur, réservoir). Grâce à des simulateurs tels que **CMG STARS**, capables d'incorporer les effets physico-chimiques non linéaires, il devient possible de simuler, avec une précision acceptable, la performance du système ASP en prenant en compte l'hétérogénéité du milieu poreux, les interactions fluides-roches, et les pertes d'efficacité liées à l'adsorption ou à la dégradation thermique.

L'un des principaux intérêts de la simulation réside dans sa capacité à :

- **Prédire la performance du procédé** en conditions réservoir, en tenant compte de différentes formulations chimiques, de variations de séquence d'injection, ou de fluctuations des conditions opératoires (température, débit, pression) ;
- **Identifier les paramètres les plus influents** sur la récupération pétrolière (perméabilités relatives, IFT, viscosité polymère, adsorption), via des analyses de sensibilité intégrées (CMOST) ;

- **Optimiser la formulation chimique**, en minimisant les pertes (adsorption, précipitation) tout en maximisant l'efficacité de déplacement (balayage et mobilisation) ;
- **Évaluer la robustesse du procédé** vis-à-vis de l'hétérogénéité géologique (perméabilité variable, zonation, couches non communicantes), par des simulations en modèles hétérogènes ;
- **Réduire le nombre d'essais expérimentaux** coûteux en laboratoire, en utilisant des modèles numériques validés comme bancs de test virtuels ;
- **Générer des fonctions objectif** dans le cadre de stratégies d'optimisation multi-paramétrique (par exemple dans les algorithmes évolutionnaires ou de type PSO), facilitant le calage historique automatique et l'ajustement des lois constitutives.

La **prédiction à l'échelle du réservoir**, étape critique de tout projet CEOR, repose fortement sur l'extrapolation des résultats obtenus à l'échelle laboratoire. Ce processus d'upscaling (mise à l'échelle) impose que le modèle numérique soit correctement calibré et inclue tous les phénomènes pertinents. Les travaux de Delshad et al. (2000), Chen et al. (2007) et Han et al. (2005) ont montré que l'inclusion explicite des effets chimiques — en particulier l'adsorption, les réactions acide-base, et la variation de la tension interfaciale — permet une **amélioration substantielle de la prédictivité des modèles ASP** dans les milieux poreux complexes.

De plus, la capacité de CMG STARS à modéliser des configurations en 3D, avec raffinement local dans les zones de front chimique (ASP slug), autorise une représentation réaliste de la dynamique du front de déplacement. Cela est crucial pour anticiper les problèmes opérationnels (contournements, canalisations, pertes de confinement) et concevoir des programmes d'injection plus efficaces.

En définitive, la simulation numérique ASP constitue un **vecteur essentiel de réduction d'incertitude** et d'optimisation économique. Elle permet de mieux dimensionner les slugs injectés, d'adapter la stratégie d'injection à la géologie spécifique du réservoir, et d'évaluer l'impact des formulations chimiques avant toute mise en œuvre à grande échelle.

## 1.6. Calage historique (History Matching) et optimisation

Le **calage historique** constitue une étape déterminante dans tout processus de modélisation des procédés ASP. Il vise à ajuster les paramètres du modèle numérique simulé à l'aide de **CMG STARS**, afin de reproduire fidèlement les résultats expérimentaux (essais de core-flooding) ou les données de production observées en champ. Ce processus garantit la **validité prédictive** du modèle et conditionne la fiabilité des extrapolations à l'échelle du réservoir. L'ensemble du processus de calage est automatisé et optimisé à l'aide de l'environnement intégré **CMOST (CMG Optimization and Sensitivity Tool)**, dédié à la recherche de solutions optimales dans des espaces paramétriques complexes et non linéaires.

### 1.6.1. Objectifs du calage historique

Le principal objectif du calage est de **réduire l'écart entre les courbes simulées et les courbes expérimentales** (notamment la récupération d'huile en fonction du volume poreux injecté – PV), en modifiant un ensemble de paramètres physico-chimiques dans des plages acceptables. Les grandeurs typiquement utilisées comme références de calage sont :

- La courbe de récupération cumulative en fonction du PV injecté,
- La concentration en agents chimiques à la sortie du core (polymère, surfactant, alcali),
- La pression différentielle mesurée aux bornes de l'échantillon.

Une fonction objectif (objective function) standard utilisée dans CMOST est la **somme quadratique des écarts** :

$$Erreur = \sum_{i=1}^N (R_{sim,i} - R_{exp,i})^2$$

Où  $R_{sim,i}$  et  $R_{exp,i}$  sont les taux de récupération simulés et mesurés au point  $i$ . Cette fonction peut être pondérée pour favoriser certains intervalles (par exemple la phase ASP active).

### 1.6.2. Paramètres ajustables

Les paramètres sélectionnés pour le calage peuvent être regroupés en plusieurs catégories :

- **Perméabilités relatives** : exposants  $n_w$ ,  $n_o$  et valeurs terminales  $k_{rw} @ Sor$ ,  $k_{ro} @ Swi$ ,

- **Adsorption maximale** : coefficients d'adsorption pour le polymère et le surfactant,
- **Réactions chimiques** : constantes cinétiques des réactions, rendement de saponification, etc.,

Ces paramètres sont définis dans CMOST comme des **variables d'optimisation continues ou discrètes**, avec des bornes inférieures et supérieures fixées selon les données expérimentales et la littérature.

### 1.6.3. Méthodes d'optimisation

Dans ce travail, l'optimisation a été réalisée à l'aide d'un **algorithme évolutionnaire** implémenté dans CMOST (type PSO – Particle Swarm Optimization). Ce type d'algorithme est adapté aux problèmes non convexes, multidimensionnels et multimodaux. Pour améliorer l'efficacité computationnelle, une **méta-modélisation de type proxy** a été mise en œuvre :

$$R = \beta_0 + \sum_i \beta_i X_i + \sum_{i,j} \beta_{ij} X_i X_j$$

où  $X_i$  représentent les variables d'entrée (paramètres ajustables) et  $\beta_i$  les coefficients estimés par régression polynomiale. Ce proxy permet d'approximer rapidement la réponse du simulateur complet, tout en conservant un bon niveau de fidélité pour la phase d'optimisation.

Les meilleures solutions proposées par le proxy sont systématiquement **validées via le modèle complet CMG STARS**, assurant la robustesse du processus d'optimisation.

### 1.6.4. Critères d'évaluation du calage

La qualité du calage historique ne se limite pas à la minimisation de l'erreur mathématique. Elle repose également sur :

- La **cohérence physique** des paramètres ajustés (pas de valeurs irréalistes),
- La **stabilité du modèle** vis-à-vis de petites variations (robustesse),
- La **capacité de prédiction** sur des scénarios non calibrés (validation croisée).

Plusieurs critères ont été utilisés :

- **Erreur quadratique moyenne (RMSE)** entre récupération simulée et mesurée,

- **Erreur relative cumulée** sur les volumes produits,
- **Analyse visuelle** des courbes (profil en S, point d'inflexion, asymptote),
- **Concordance des valeurs extrêmes** (Sor, Swi, plateaux de récupération).

#### 1.6.5. Application à cette étude

Dans le cadre de cette étude, les courbes expérimentales de Prieto ont été prises comme cible de calage, et un modèle 3D a été ajusté sur la base :

- D'un volume poreux injecté total d'environ 1.5 PV,
- D'un slug ASP d'environ 0.5 PV,
- D'un gain de récupération de l'ordre de 22 % de l'OOIP (après waterflood).

Les paramètres les plus sensibles identifiés lors de l'optimisation incluent :

- L'exposant Corey de l'huile no,
- La constante d'adsorption du polymère,
- Le facteur d'ajustement d'interpolation après ASP (Hysteresis).

Le modèle proxy a permis de réduire d'environ 80 % le nombre de simulations nécessaires, tout en conservant une erreur moyenne inférieure à 5 % sur la courbe de récupération ajustée. Les résultats détaillés du calage sont présentés au chapitre 3, avec les courbes simulées et mesurées pour chaque scénario.

# **Chapitre 2 : Méthodologie de travail**

## 2.1 Présentation générale

La méthodologie adoptée dans le cadre de ce travail repose sur une approche numérique avancée, visant la reproduction et l'analyse détaillée d'un procédé de récupération assistée des hydrocarbures par injection chimique de type ASP (Alcali–Surfactant–Polymère). L'objectif central est de caler un modèle numérique reproduisant fidèlement les expériences de type *core flooding* réalisées en laboratoire, et d'en extraire les propriétés pétrophysiques représentatives du milieu poreux ainsi que les caractéristiques physico-chimiques des fluides injectés. Cette approche s'inscrit dans une logique d'optimisation expérimentale et numérique, conformément aux recommandations méthodologiques avancées par Green & Willhite (1998), Sheng (2011) et Lake (2014).

L'outil principal utilisé pour la simulation est le simulateur thermodynamique et réactif **CMG STARS (Computer Modelling Group – Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator)**. Ce simulateur permet la modélisation détaillée des interactions complexes entre les agents chimiques injectés (alcali, surfactant et polymère) et les composants du système huile-roche-eau. Il est capable d'intégrer les mécanismes multi-composants et multiphasiques, la réduction de tension interfaciale, l'adsorption, le piégeage, les effets de cisaillement (shear-thinning), ainsi que les réactions chimiques de saponification in situ. CMG STARS est largement reconnu pour sa fiabilité dans les études de procédés CEOR complexes et a été validé dans de nombreuses études industrielles et académiques (Delshad et al., 2000 ; Han et al., 2005 ; Chen et al., 2007).

Dans cette optique, la première étape méthodologique consiste en l'extraction rigoureuse des données expérimentales issues de la littérature, en l'occurrence des tests de *core flooding* réalisés sur des échantillons de roches dans le cadre de l'étude de Prieto et al. (2016) portant sur la conception d'un pilote ASP appliqué au champ de Caracara Sur. Ces données, disponibles sous forme de courbes de récupération d'huile en fonction du volume de pores injecté (PV), ont été numérisées avec une précision métrologique à l'aide du logiciel **WebPlotDigitizer**, garantissant une fidélité maximale à l'échelle et aux repères originaux.

La deuxième étape essentielle de cette méthodologie est le calage historique (*history matching*) des résultats simulés sur les courbes expérimentales extraites. Ce processus d'ajustement, réalisé à l'aide du module **CMOST** intégré au simulateur CMG, repose sur des techniques

d'optimisation itératives automatiques qui modifient les paramètres sensibles du modèle (perméabilités relatives, coefficients d'adsorption, constantes de réaction, etc.) afin de minimiser l'écart quadratique moyen entre les données mesurées et simulées. Cette approche permet d'identifier, avec une grande robustesse statistique, les propriétés effectives du système étudié.

L'ensemble de ces étapes, de la numérisation des données expérimentales à la construction et au calage du modèle numérique sous CMG STARS, constitue un protocole méthodologique rigoureux et reproductible, garantissant la validité scientifique des résultats obtenus. Cette méthodologie constitue une base solide pour l'analyse comparative des scénarios de formulation ASP, ainsi que pour la montée en échelle vers des études en géométries plus complexes ou à l'échelle du réservoir.

## **2.2. Extraction des données expérimentales**

La première phase de ce travail a consisté à extraire, avec rigueur, les données expérimentales à partir des figures publiées dans l'article de Prieto et al. (2016). Ces figures présentaient l'évolution de la récupération d'huile en fonction du volume de pores injecté (PV), pour différentes expériences de core flooding (C106, C108, C116, C127 et C130), menées sous des conditions spécifiques d'injection de fluides ASP ou AS+P.

Pour cela, une méthode de numérisation graphique a été utilisée. Cette technique consiste à extraire des points numériques à partir de courbes expérimentales publiées, généralement sous forme d'images ou de graphiques. Le logiciel utilisé pour cette opération est **WebPlotDigitizer**, un outil libre et couramment utilisé dans la recherche pour la récupération de données à partir de figures scientifiques. Chaque point a été soigneusement placé pour représenter fidèlement les résultats originaux, en respectant l'échelle et les axes de référence.

Les jeux de données ainsi obtenus comprennent, pour chaque expérience, les valeurs cumulées de récupération d'huile (en mL ou en pourcentage) en fonction du PV injecté, et parfois les temps d'injection. Ces données constituent la base de comparaison indispensable pour le History Matching réalisé ultérieurement.

À titre d'illustration, deux exemples sont présentés ci-dessous :

## Exemple – Core C106

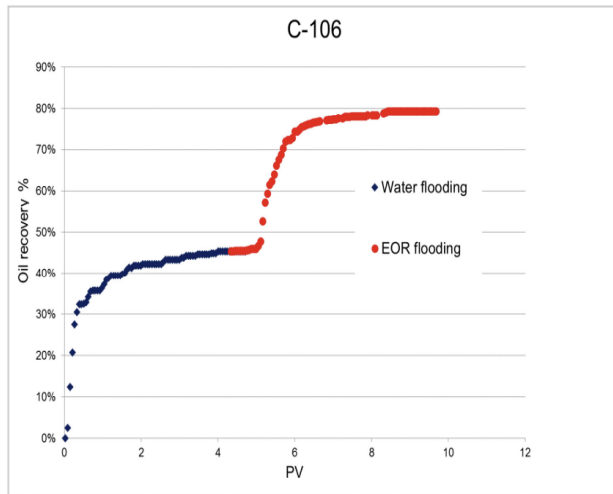
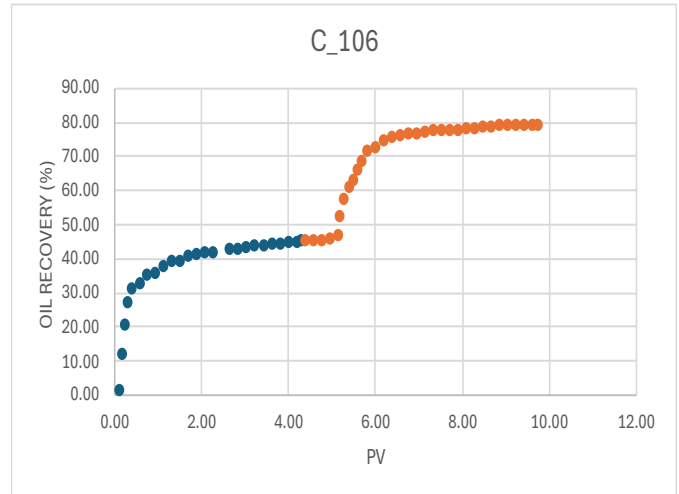


Figure originale extraite de l'article



Données numérisées (Excel)

Figure2.1 Extraction des données (C106)

## Exemple – Core C116

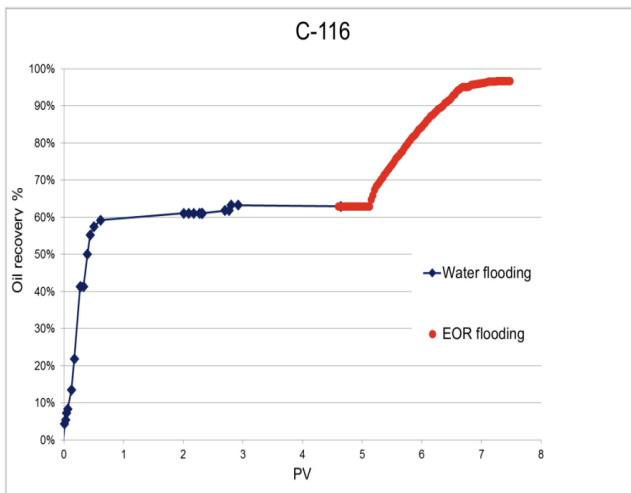
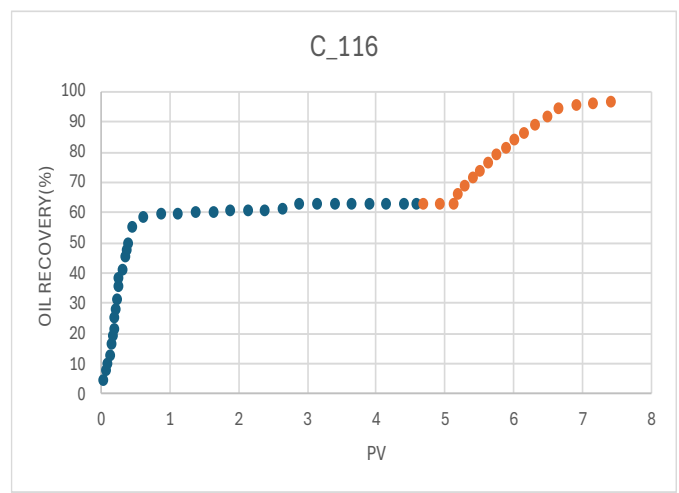


Figure originale extraite de l'article



Données numérisées (Excel)

Figure2.2 Extraction des données (C116)

Cette méthode d'extraction permet donc de reconstruire, avec un bon degré de précision, les données expérimentales nécessaires à l'étalonnage du modèle numérique (Prieto et al., 2016).

## 2.3 Outils de simulation numérique

### 2.3.1 Présentation du simulateur numérique

Dans le cadre de cette étude, le simulateur **CMG STARS** (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*), développé par *Computer Modelling Group Ltd.*, a été utilisé comme plateforme principale de modélisation. Ce simulateur est spécifiquement conçu pour la représentation des procédés avancés de récupération assistée, incluant notamment l'injection chimique de formulations de type ASP (Alcali–Surfactant–Polymère).

CMG STARS repose sur la résolution couplée d'un système d'équations de conservation de la masse, de l'énergie et des espèces chimiques, adaptées aux milieux poreux multiphasiques et multicomposants. Il intègre des modèles physico-chimiques sophistiqués permettant de simuler avec précision :

- les réactions chimiques homogènes et hétérogènes (telles que la saponification en présence d'alcali),
- les phénomènes d'adsorption irréversible sur la roche pour chacun des agents chimiques injectés,
- le transport réactif des espèces en solution,
- la variation de la viscosité de la phase aqueuse sous l'effet de la concentration en polymère et du cisaillement (effet *shear thinning*),
- la réduction de la tension interfaciale induite par les surfactants, jusqu'à des valeurs ultra-basses nécessaires à la mobilisation de l'huile résiduelle.

Un avantage déterminant de CMG STARS réside dans sa capacité à simuler des séquences d'injection complexes incluant des phases de pré-conditionnement (*pre-flush*), de slugs chimiques ASP, ainsi que d'injection d'eau de chasse (*chase water*). L'ensemble de ces étapes peut être modélisé de manière dynamique, en tenant compte des paramètres influents du milieu : salinité de l'eau de formation, température du réservoir, interactions ioniques, et propriétés spécifiques des formulations chimiques.

La robustesse et la fiabilité de ce simulateur ont été démontrées dans de nombreuses applications documentées dans la littérature scientifique, notamment dans les travaux de Delshad et al. (2000), Han et al. (2005) et Chen et al. (2007), qui en confirment l'adéquation avec la modélisation de procédés CEOR complexes, y compris en conditions thermiques et salines variables.

### 2.3.2 Présentation de l'outil de History Matching

Le calage historique (*history matching*) constitue une étape fondamentale dans la validation et la fiabilisation des modèles numériques utilisés pour simuler les procédés de récupération assistée par injection chimique. Ce processus vise à ajuster les paramètres du modèle simulé de manière à reproduire le plus fidèlement possible les résultats expérimentaux obtenus en laboratoire. Dans ce travail, cette étape a été automatisée à l'aide de l'outil d'optimisation intégré **CMOST**, développé par *Computer Modelling Group*, et couplé directement au simulateur **CMG STARS**.

CMOST permet de définir des fonctions objectif quantitatives, telles que la récupération cumulée d'huile, la pression différentielle le long du core ou encore la forme des courbes de production. Il ajuste ensuite, de manière itérative et automatique, les paramètres d'entrée sensibles du modèle. Parmi les paramètres optimisés figurent :

- les exposants de Corey gouvernant les lois de perméabilité relative multiphasique,
- les coefficients d'adsorption du polymère et du surfactant,
- les constantes cinétiques des réactions chimiques éventuelles.

L'approche repose sur des algorithmes d'optimisation stochastiques évolutifs (type *genetic algorithm*, *particle swarm*, etc.) associés à des techniques statistiques de réduction de dimension. Cette méthodologie permet d'évaluer simultanément plusieurs centaines de combinaisons paramétriques et d'identifier les configurations menant à une minimisation des écarts entre les résultats simulés et les données expérimentales, tout en intégrant la variabilité et l'incertitude intrinsèques aux propriétés physiques du milieu poreux.

Ce processus itératif de calage automatisé présente plusieurs avantages : il réduit considérablement les temps de calcul, évite les biais d'interprétation liés à une calibration

manuelle, et offre une meilleure exploration de l'espace paramétrique. Il est aujourd'hui largement adopté dans les projets de simulation numérique CEOR complexes, et s'est révélé particulièrement adapté à la modélisation de procédés ASP, comme en témoignent les études de Han et al. (2005) et Chen et al. (2007).

## 2.4 Construction du modèle numérique de Core Flood

### 2.4.1 Création du modèle cartésien

Le modèle numérique élaboré dans cette étude a pour objectif de représenter de manière fidèle les expériences de type *core flooding* réalisées en laboratoire sur cinq échantillons de roches, identifiés par les codes C106, C108, C116, C127 et C130. Les caractéristiques géométriques, pétrophysiques et opérationnelles de ces échantillons ont été extraites de l'étude expérimentale de Prieto et al. (2016), puis organisées dans une base de données structurée (format Excel) spécifiquement conçue pour être intégrée dans le simulateur **CMG STARS**.

La géométrie initialement cylindrique des échantillons a été convertie en une géométrie équivalente parallélépipédique. Cette transformation est nécessaire pour satisfaire aux contraintes du simulateur, qui repose sur un maillage cartésien structuré. Le volume total de chaque core a été conservé lors de cette conversion afin de garantir la représentativité volumique du système simulé.

Deux configurations de maillage ont été adoptées selon la longueur des échantillons :

- Pour les cores de courte longueur (C106 et C108, longueur  $\leq 76$  mm), un maillage unidimensionnel composé de **11 cellules dans la direction principale d'écoulement (axe I)** a été utilisé, avec une seule cellule dans les directions transversales ( $J = 1, K = 1$ ).
- Pour les échantillons plus longs (C116, C127 et C130), la résolution a été affinée avec **21 cellules sur l'axe I**, tout en conservant une cellule unique dans les axes J et K pour maintenir la représentation en écoulement unidirectionnel.

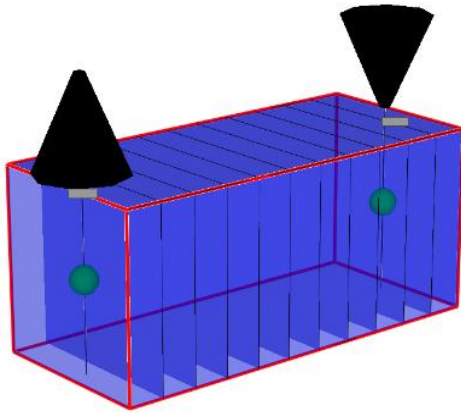


Figure 2.3 Représentation du maillage cartésien utilisé pour les courts échantillons (C106 et C108) : grille  $11 \times 1 \times 1$ .

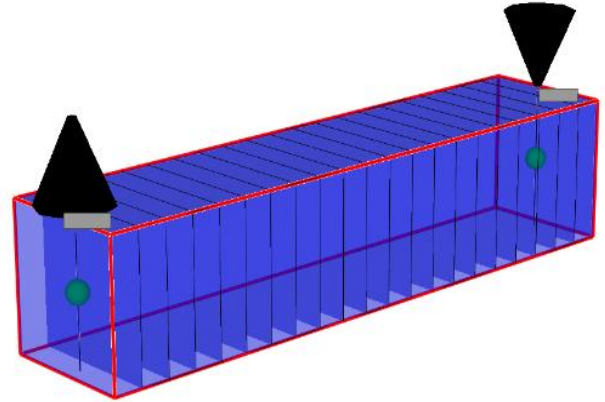


Figure 2.4 Représentation du maillage cartésien utilisé pour les échantillons longs (C116, C127 et C130) : grille  $21 \times 1 \times 1$ .

La section transversale de chaque core a été définie de façon à restituer fidèlement le volume poral réel. Par exemple, dans le cas de C106, les dimensions cylindriques (longueur = 76.2 mm, diamètre = 38.1 mm) ont été traduites en un volume équivalent parallélépipédique, réparti uniformément sur les 11 blocs de la grille I.

Les propriétés pétrophysiques fondamentales assignées à chaque modèle incluent :

- la **porosité** (comprise entre 19.4 % et 22.1 %),
- la **perméabilité à l'eau** (variant de 291 à 1430 mD),
- le **type lithologique**, avec des roches de type **Berea Sandstone** pour les cores C106, C108 et C116, et des roche réservoir (**Caracara Sur Field**) pour les cores C127 et C130.

Les conditions expérimentales spécifiques ont également été implémentées, notamment :

- la **température constante du réservoir** (86 °C),
- la **pression initiale** et les **saturation initiales en eau (Swi)**,
- les **volumes de pores mesurés** (par exemple, 16.86 mL pour C106 ; 53.16 mL pour C127).

L'ensemble des modèles a été paramétré en mode **isotherme** avec **écoulement unidirectionnel** sur l'axe I. Deux puits ont été assignés aux cellules extrêmes : un **puits injecteur** sur la première

cellule (I=1) et un **puits producteur** sur la dernière cellule (I=11 ou I=21, selon la taille du core). Les séquences d'injection ont été configurées conformément aux protocoles expérimentaux : une phase initiale de **waterflood**, suivie d'un **slug chimique** (AS ou ASP selon le test), et enfin une phase de **polymer post-flush**.

Le tableau ci-dessous résume les principales caractéristiques physiques et les conditions d'injection associées à chaque core utilisé dans la simulation :

Code	C106	C108	C116	C127	C130
Type de roche	Berea Sandstone	Berea Sandstone	Berea Sandstone	Caracara Sur Field	Caracara Sur Field
Longueur (mm)	76.2	62.9	155	232	177.4
Diamètre (mm)	38.1	38	38.3	38.3	38.6
PV (mL)	16.86	14.71	36.5	53.16	45.72
Porosité (%)	19.41	20.62	20.44	19.89	22.1
Perméabilité (mD)	291	291	522	1430	558
Type d'injection	AS + P	AS + P	ASP	ASP	ASP
Slug (PV)	0.5	0.3	0.3	0.3	0.3
Composition ASP	0.6 % ABS/ethoxylate 95:5 0.3 % NaBO <sub>2</sub>	0.6% ABS/Propoxy sulfate 95:5 0.3 % NaBO <sub>2</sub>	0.5 % ABS/MADS 88:12, 0.5 % NaBO <sub>2</sub> , 400 ppm HPAM	0.6 % ABS/MADS 78:22, 0.7 % NaBO <sub>2</sub> , 1000 ppm HPAM	0.6 % ABS/MADS 78:22, 0.7 % NaBO <sub>2</sub> , 800 ppm HPAM

L'ensemble des paramètres géométriques, pétrophysiques et opératoires a été extrait et synthétisé à partir des tableaux et figures issus de l'article de Prieto et al. (2016), complétés par les données numériques organisées dans le fichier Excel développé pour ce projet. Cette base

d'information structurée a permis de construire un modèle numérique cohérent et rigoureusement paramétré dans **CMG STARS**.

Ce modèle constitue le socle sur lequel ont été successivement appliquées les différentes séquences d'injection expérimentales – *waterflood*, slugs ASP ou AS+P, et post-flush polymère – dans le but de reproduire, simuler et analyser avec précision la dynamique d'écoulement multiphasique observée en laboratoire.

#### **2.4.2 Modélisation détaillée du procédé ASP**

La modélisation numérique du procédé de récupération assistée par injection chimique de type ASP (Alcali–Surfactant–Polymère) repose sur une représentation détaillée des interactions physico-chimiques entre les agents injectés et le milieu poreux. Le simulateur **CMG STARS**, utilisé dans ce travail, permet d'intégrer ces phénomènes par l'intermédiaire de modules spécifiques dédiés aux mécanismes de transport, d'adsorption, de réaction chimique, ainsi qu'aux effets rhéologiques et interfaciaux associés.

##### **❖ Définition des composants chimiques**

Chaque simulation a été paramétrée en tenant compte des concentrations spécifiques en surfactant, alcali et polymère, telles que reportées dans les essais de laboratoire décrits par Prieto et al. (2016). Les surfactants injectés sont principalement des **alkylbenzène sulfonates (ABS)**, parfois combinés à des co-surfactants de type **MADS** (monoalkyl diphenyl disulfonate ether), selon des proportions variables (par exemple MADS 88:12 ou 78:22). Le composant alcalin est le **métaborate de sodium (NaBO<sub>2</sub>)**, sélectionné pour sa stabilité thermique et sa capacité à ajuster la salinité optimale du système. Enfin, les polymères utilisés sont des **polyacrylamides partiellement hydrolysés (HPAM)**, injectés à des concentrations comprises entre 400 et 1000 ppm selon le test.

##### **❖ Propriétés physico-chimiques intégrées au modèle**

- **Viscosité des mélanges polymère-eau** : la viscosité de la phase aqueuse est modélisée en fonction de la concentration en HPAM. Une dépendance croissante non linéaire est implémentée afin de capturer l'effet de viscosification, en prenant également en compte le comportement de type **shear thinning**, caractéristique des solutions polymères en écoulement poral.

- **Tension interfaciale (IFT)** : la réduction de la tension interfaciale induite par les surfactants est prise en compte via des lois fonctionnelles liant la concentration en surfactant à l'IFT. Les valeurs cibles d'IFT simulées dans le cadre de cette étude sont de l'ordre de  $10^{-2}$  à  $10^{-3}$  dyn/cm, en cohérence avec les observations expérimentales. Les effets de formulation optimale, notamment l'équilibre hydrophile-lipophile (HLD), sont implicitement intégrés à travers l'ajustement des paramètres influençant le profil de récupération.
- **Adsorption sur la roche-réservoir** : un modèle d'adsorption de type **linéaire avec seuil de saturation** a été utilisé pour chacun des agents chimiques. Les coefficients d'adsorption ont été calibrés au cours du *history matching* afin de reproduire les pertes chimiques observées expérimentalement, conformément aux tendances rapportées dans la littérature scientifique.

#### ❖ **Implémentation du procédé dans le simulateur**

Le paramétrage opérationnel du procédé ASP dans le simulateur a été optimisé à l'aide des fonctionnalités avancées de **CMG STARS**, qui permettent d'associer chaque bloc d'injection (pré-flush, slug chimique, post-flush) à une formulation chimique spécifique, tout en attribuant les propriétés physico-chimiques correspondantes (concentrations, comportement rhéologique, adsorption, etc.). Cette configuration modulaire facilite la construction rapide de scénarios complexes et réduit significativement le risque d'erreur dans la définition des séquences d'injection.

Ce cadre de modélisation permet ainsi de simuler de manière réaliste les effets synergiques du système ASP, notamment la diminution de la tension interfaciale, l'amélioration du rapport de mobilité, et la remobilisation de l'huile résiduelle piégée.

#### **2.4.3 Définition des scénarios d'injection**

La configuration des scénarios d'injection pour chaque modèle numérique a été soigneusement élaborée afin de reproduire, avec un haut degré de fidélité, les protocoles expérimentaux appliqués lors des essais de *core flooding*. Dans chaque simulation réalisée sous **CMG STARS**, deux puits ont été définis dans la grille cartésienne : un **puits injecteur** positionné sur la première cellule ( $I = 1$ ) et un **puits producteur** sur la cellule terminale ( $I = 11$ )

ou  $I = 21$  selon la longueur de l'échantillon). Cette configuration unidirectionnelle permet de simuler un écoulement linéaire comparable aux conditions de laboratoire.

La séquence d'injection implémentée dans le simulateur suit trois étapes principales, en cohérence avec les dispositifs expérimentaux rapportés par Prieto et al. (2016) :

### 1. **Injection d'eau initiale (Waterflood)**

Une phase d'injection d'eau de formation est d'abord réalisée à débit constant, dans le but de stabiliser les conditions initiales du système et d'atteindre un état quasi-stationnaire correspondant à la production d'huile résiduelle (*Sor*). Cette étape permet également de mesurer la perméabilité effective à l'eau et de poser une base comparative pour l'évaluation de l'efficacité du traitement chimique.

### 2. **Injection du slug chimique (AS+P ou ASP)**

- Pour les essais de type **AS+P** (échantillons C106 et C108), la procédure consiste à injecter une solution combinée de **surfactant et alcali**, suivie d'un slug distinct de **polymère**. Cette séquence vise à d'abord réduire la tension interfaciale, puis améliorer le rapport de mobilité grâce à la viscosification de la phase aqueuse.
- Pour les essais de type **ASP** (échantillons C116, C127 et C130), les trois composants chimiques (alcali, surfactant, polymère) sont injectés simultanément dans un slug unique, de manière à générer un effet synergique optimal.
- Le volume total injecté est exprimé en fraction de volume de pores (PV), avec des valeurs comprises entre **0.3 et 0.5 PV**, conformément aux configurations expérimentales.

### 3. **Injection d'eau de chasse (Chase Water)**

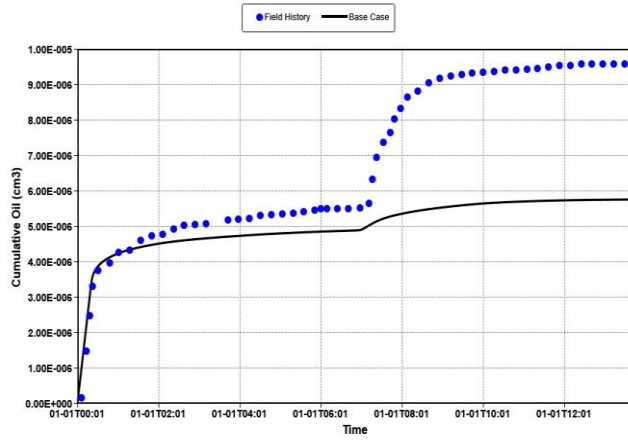
Après le slug chimique, une phase d'injection d'eau simple est poursuivie afin de déplacer le front de produits chimiques et favoriser la mobilisation résiduelle du pétrole vers le puits producteur. Cette phase permet également de purger le système et de stabiliser les profils de production.

Chacune de ces étapes a été paramétrée manuellement dans le simulateur, en précisant les volumes injectés, les débits, les concentrations chimiques et l'ordre chronologique exact des

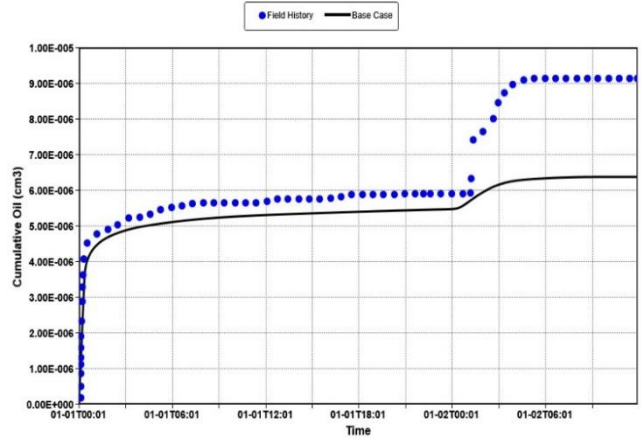
injections. Cette rigueur dans la définition temporelle et chimique assure une correspondance optimale avec les séquences expérimentales décrites dans la littérature de référence.

### **2.4.3 Courbes de récupération simulées avant calage**

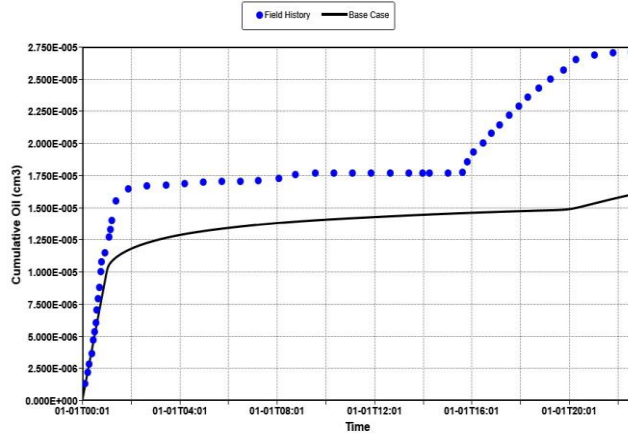
Les résultats obtenus à partir des simulations initiales, avant toute phase de **calage historique (history matching)**, sont présentés sous forme de courbes de récupération d'huile en fonction du volume de pores injecté. Ces courbes, générées à partir des paramètres estimés directement à partir des données expérimentales, mettent en évidence les écarts existants entre le comportement simulé et les observations de laboratoire, et servent de référence pour l'étape suivante d'ajustement du modèle.



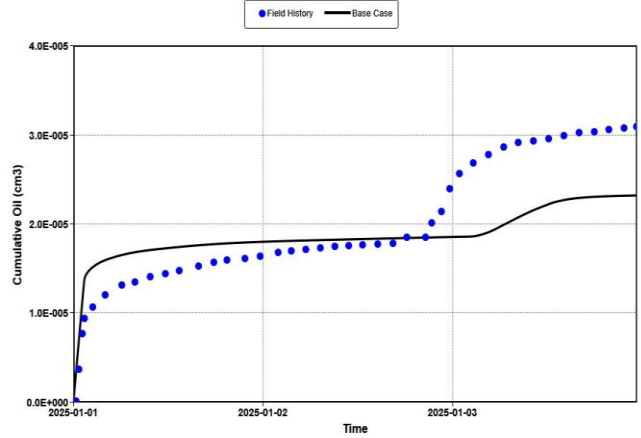
Core C106



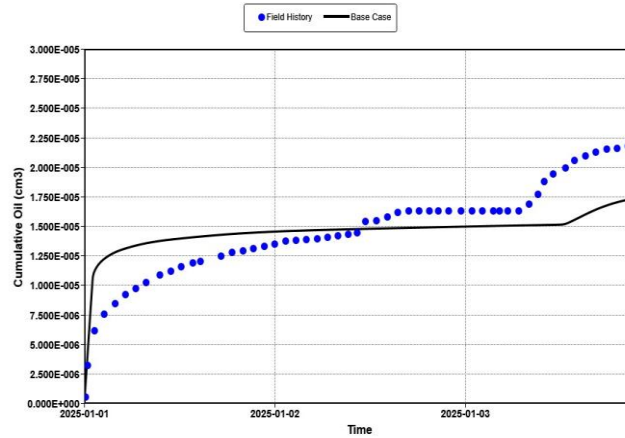
Core C108



Core C116



Core C127



Core C130

Figure 2.5 Courbes de récupération simulées avant calage

## 2.5 Calage historique (*History Matching*)

L'étape de **calage historique** constitue une phase essentielle dans la démarche de modélisation numérique, visant à ajuster les paramètres du modèle simulé afin d'aligner les résultats de simulation avec les données expérimentales obtenues lors des essais de *core flooding*. Cette étape assure la crédibilité physique du modèle numérique, tout en permettant l'identification indirecte des propriétés effectives du milieu poreux et des fluides injectés.

### 2.5.1 Préparation des fichiers de simulation

Le processus de calage a été réalisé à l'aide de fichiers de configuration spécifiques (.cmm), compatibles avec l'outil d'optimisation **CMOST**, utilisé en couplage direct avec le simulateur **CMG STARS**. Ces fichiers définissent les plages de variation des paramètres à ajuster, les séquences de simulation à exécuter, ainsi que les fonctions objectif à minimiser (écart quadratique entre courbes simulées et expérimentales).

Les principaux paramètres ajustés sont :

- Les **exposants des courbes de perméabilité relative**, suivant la corrélation de Corey (1954), utilisée ici pour représenter les fonctions multiphasiques eau-huile. Cette corrélation exprime les perméabilités relatives en fonction des saturations normalisées et constitue une approche standard dans les études de simulation à l'échelle du core.
- Les **coefficients d'adsorption** du polymère, du surfactant et de l'alcali, implémentés sous forme de lois linéaires avec saturation maximale.
- Les **vitesses de réaction chimique**, dans le cas des formulations ASP réactives (principalement pour le métaborate de sodium).

### 2.5.2 Méthodologie d'optimisation

L'algorithme d'optimisation utilisé repose sur une approche **évolutive stochastique**, permettant de générer un grand nombre de combinaisons paramétriques, testées en parallèle. Chaque scénario est évalué à l'aide d'une fonction objectif mesurant l'écart quadratique moyen entre les courbes de récupération simulées et les données extraites de l'expérience.

Pour améliorer la rapidité de convergence et limiter les coûts computationnels, une **modélisation proxy** par **régression polynomiale** a été introduite. Ce modèle de substitution est entraîné de manière dynamique à partir des résultats simulés, avec pour objectif de maximiser le coefficient de détermination ajusté ( $R^2$  ajusté) tout en excluant les variables non significatives statistiquement (seuil de confiance  $\alpha = 0.1$ ).

Cette méthode présente deux avantages majeurs :

1. Elle permet de réduire significativement le nombre de simulations complètes nécessaires.
2. Elle limite les risques de **surajustement** en conservant uniquement les paramètres ayant un impact réel sur les fonctions objectif.

Les résultats de ce processus de calage constituent le fondement des analyses qui suivent, notamment pour l'interprétation des mécanismes dominants de récupération et la validation des hypothèses formulées dans la modélisation.

## 2.6. Présentation des résultats obtenus

### 2.6.1. Résultats expérimentaux et simulés – Core C106

Pour le core C106, les résultats du calage historique montrent une bonne correspondance entre les données expérimentales et les résultats simulés, à la fois pour l'injection d'eau initiale et pour le slug chimique de type AS+P. Les paramètres calibrés sont présentés ci-dessous :

#### ◆ Injection d'eau

Paramètre	Valeur	Unité SI
Krocw (perm. relative huile @ Swc)	0.937	—
Krwiro (perm. relative eau @ Sro)	0.865	—
Exposant Corey huile ( $N_o$ )	1.465	—
Exposant Corey eau ( $N_w$ )	1.465	—

◆ **Injection ASP (AS + P)**

Paramètre	Valeur	Unité SI
AdMaxPol (adsorption polymère)	0.065	kg/m <sup>3</sup>
AdMaxSur (adsorption surfactant)	12.2	kg/m <sup>3</sup>
DTRAP2 (facture d'ajustement pour l'interpolation surfactant)	-2.53	—
DTRAP3 (facture d'ajustement pour l'interpolation polymère)	-1.472	—
FreqFacsurf (facteurs de fréquence pour le surfactant)	0.75368	—
KvTab (valeurs de coefficient d'équilibre K)	66.4	—
SORW (saturation résiduelle huile)	0.0568	—
FreqFacPoly (facteurs de fréquence pour le polymère)	0.08785	—
krocw (perm. rel. huile post-ASP)	0.751	—
krwiro (perm. rel. eau post-ASP)	0.456	—

Les figures associées montrent une nette amélioration de l'ajustement entre les courbes expérimentales et simulées après le calage. La courbe de perméabilité relative extraite du modèle est également présentée ci-dessous :

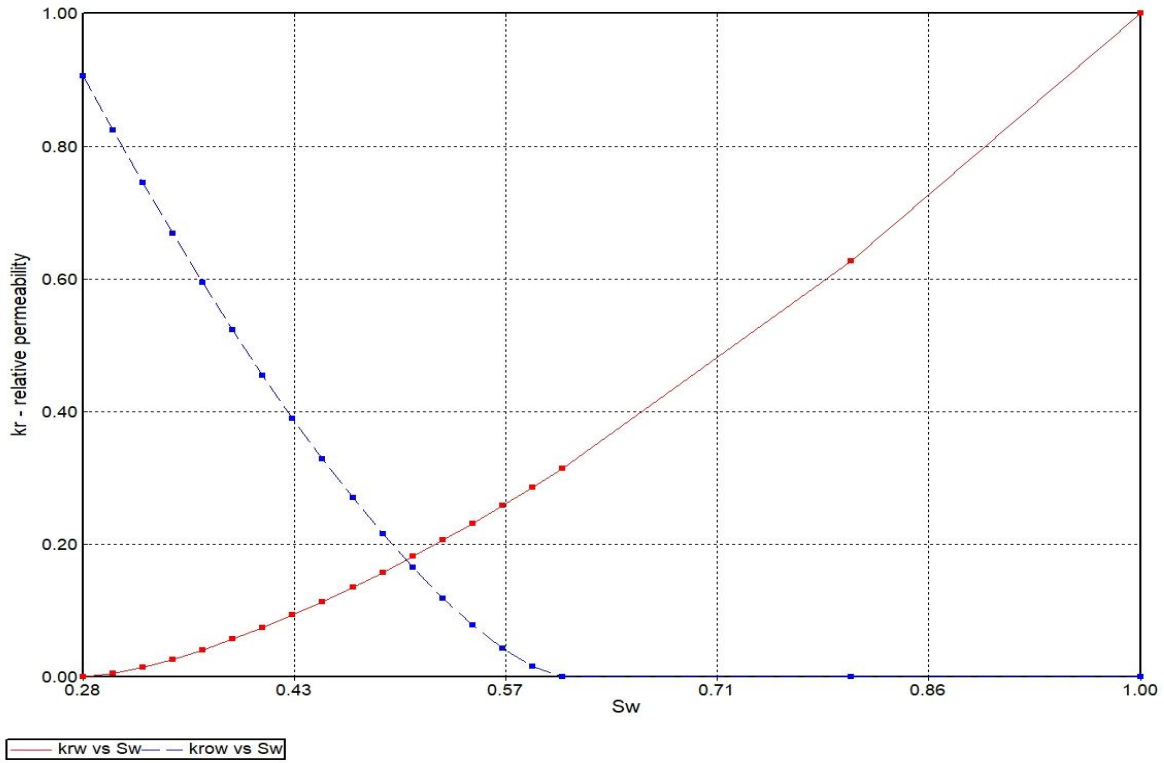


Figure2.6 Perméabilités relatives Core C106

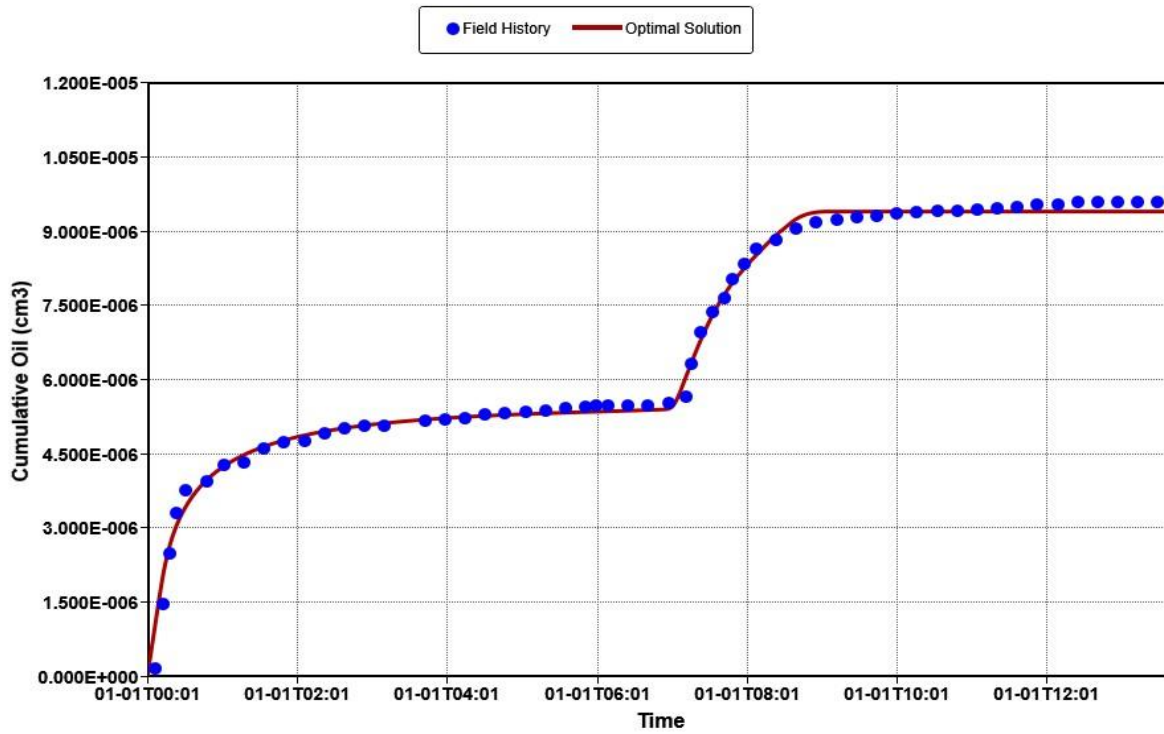


Figure2.7 Courbe de récupération après HM – Core C106

## 2.6.2. Résultats expérimentaux et simulés – Core C108

Les résultats obtenus pour la core C108 montrent une amélioration significative de la correspondance entre les données expérimentales et les simulations numériques après calibration. L'expérience, de type AS+P, a permis de capturer les effets combinés du surfactant, de l'alcali et du polymère injectés successivement.

### ◆ Injection d'eau

Paramètre	Valeur	Unité SI
Krocw (perm. relative huile @ Swc)	0.7765	—
Krwiro (perm. relative eau @ Sro)	0.79	—
Exposant Corey huile (No)	2.125	—
Exposant Corey eau (Nw)	2.77	—

### ◆ Injection ASP (AS + P)

Paramètre	Valeur	Unité SI
AdMaxPol (adsorption polymère)	0.07	kg/m <sup>3</sup>
AdMaxSur (adsorption surfactant)	8.76	kg/m <sup>3</sup>
DTRAP2 (facture d'ajustement pour l'interpolation surfactant)	-3.256	—
DTRAP3 (facture d'ajustement pour l'interpolation polymère)	-1.256	—
FreqFacsurf (facteurs de fréquence pour le surfactant)	0.49732	—
SORW (saturation résiduelle huile)	0.0724	—
FreqFacPoly (facteurs de fréquence pour le polymère)	0.0955	—
krocw (perm. rel. huile post-ASP)	0.8725	—
krwiro (perm. rel. eau post-ASP)	0.668	—

Les figures obtenues illustrent clairement l'efficacité du calage historique pour ce core. L'amélioration de l'alignement des courbes de récupération et la cohérence des perméabilités relatives modélisées valident la représentativité du modèle numérique appliqué.

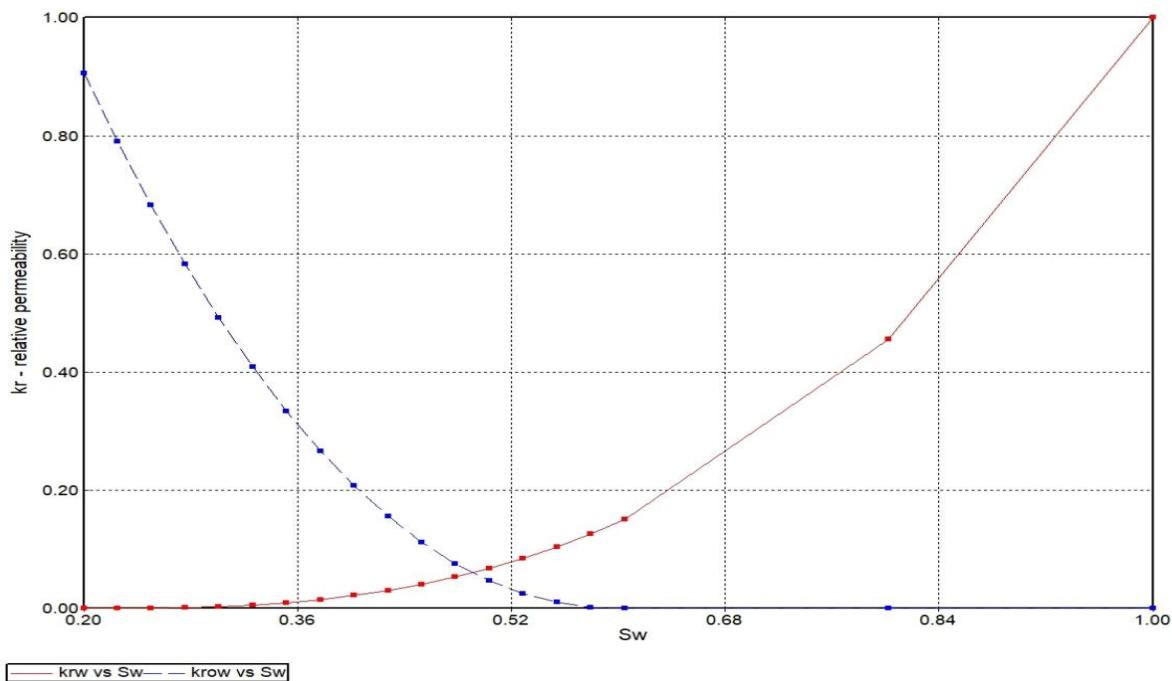


Figure2.8 Perméabilités relatives Core C108

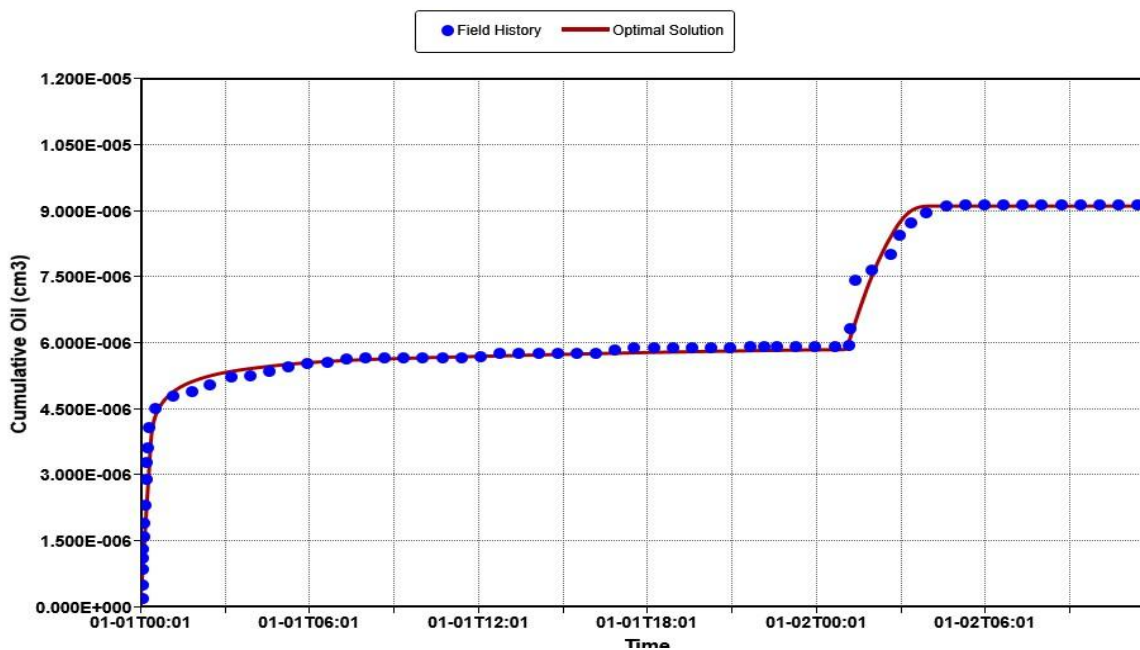


Figure2.9 Courbe de récupération après HM – Core C108

### 2.6.3. Résultats expérimentaux et simulés – Core C116

Les résultats de calage obtenus pour le core C116 mettent en évidence une excellente concordance entre les données expérimentales et les résultats simulés. Cette expérience, de type ASP, a été réalisée sur un échantillon Berea Sandstone de plus grande longueur, avec un slug chimique unique contenant les trois composants injectés simultanément.

#### ◆ Injection d'eau

Paramètre	Valeur	Unité SI
Krocw (perm. relative huile @ Swc)	0.877	—
Krwiro (perm. relative eau @ Sro)	0.55	—
Exposant Corey huile (No)	1.48	—
Exposant Corey eau (Nw)	3.7	—

#### ◆ Injection ASP

Paramètre	Valeur	Unité SI
AdMaxPol (adsorption polymère)	0.08	kg/m <sup>3</sup>
AdMaxSur (adsorption surfactant)	5.08	kg/m <sup>3</sup>
DTRAP2 (facture d'ajustement pour l'interpolation surfactant)	-2.932	—
DTRAP3 (facture d'ajustement pour l'interpolation polymère)	-1.768	—
FreqFacsurf (facteurs de fréquence pour le surfactant)	0.11278	—
KvTab (valeurs de coefficient d'équilibre K)	191.2	—
SORW (saturation résiduelle huile)	0.0204	—
FreqFacPoly (facteurs de fréquence pour le polymère)	0.0901	—
krocw (perm. rel. huile post-ASP)	0.835	—
krwiro (perm. rel. eau post-ASP)	0.56	—

Les résultats démontrent une réponse très efficace du modèle simulé, avec une amélioration significative du profil de récupération d'huile et une concordance satisfaisante des courbes de perméabilité relative modélisées.

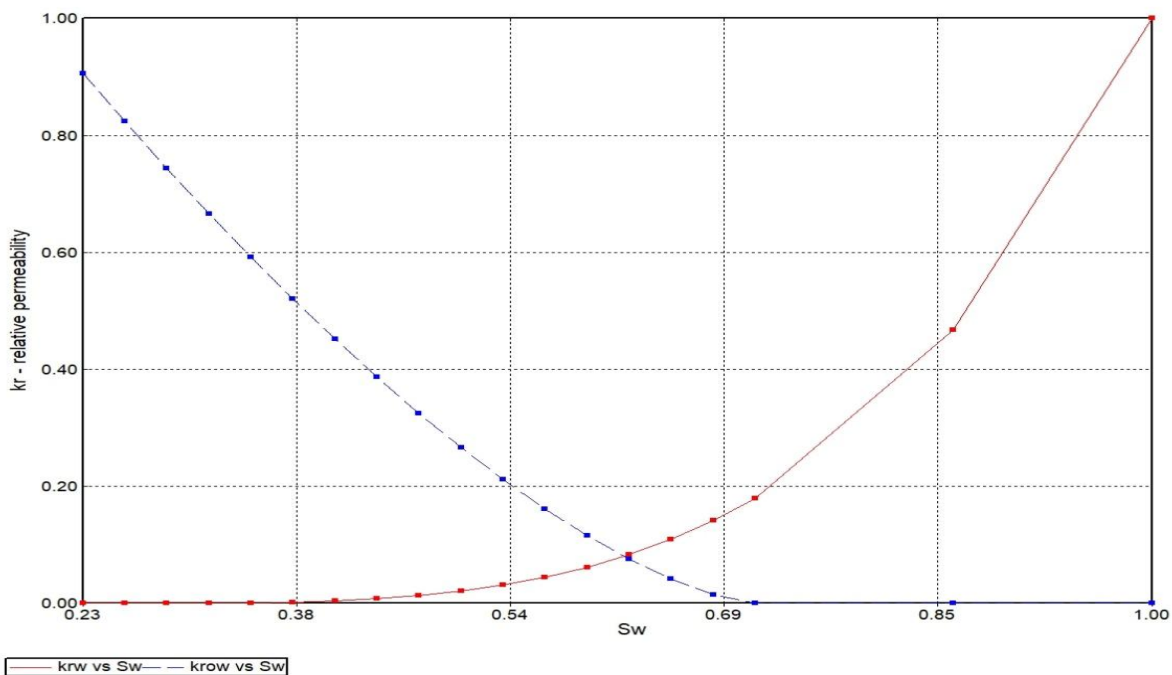


Figure2.10 Perméabilités relatives Core C116

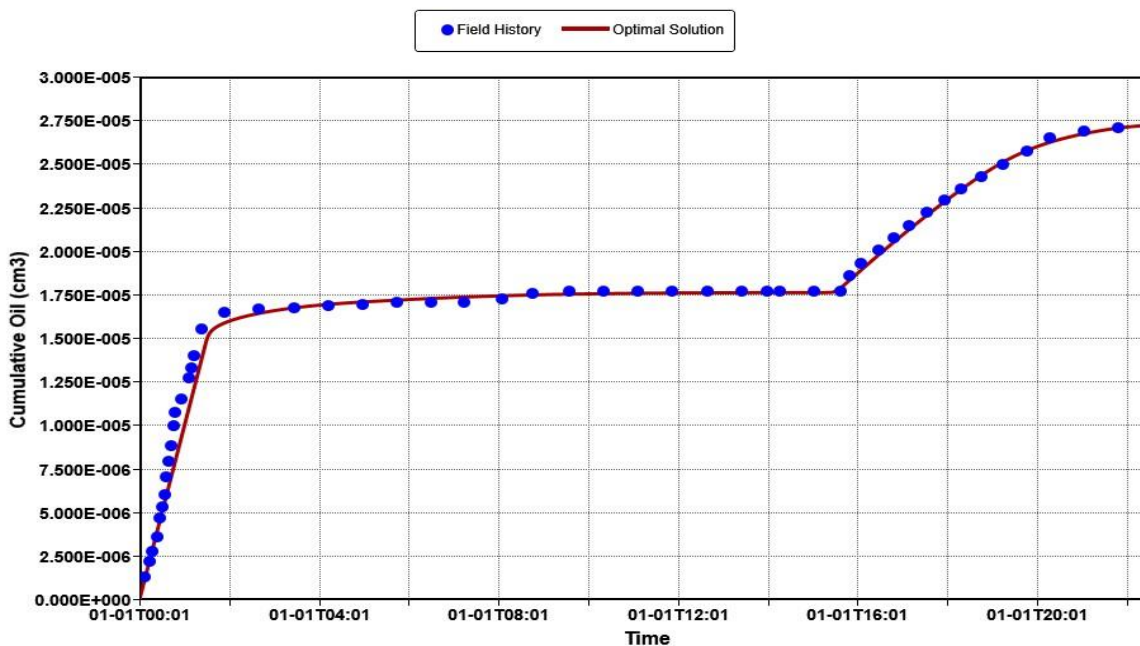


Figure2.11 Courbe de récupération après HM – Core C116

#### 2.6.4. Résultats expérimentaux et simulés – Core C127

Les simulations réalisées pour la core C127 ont permis de reproduire avec une bonne précision les profils expérimentaux de récupération d'huile. Cette expérience a été menée sur un échantillon composite de roche de réservoir (Caracara Sur Field), avec un slug chimique ASP injecté simultanément.

##### ◆ Injection d'eau

Paramètre	Valeur	Unité SI
Krocw (perm. relative huile @ Swc)	0.799	—
Krwiro (perm. relative eau @ Sro)	0.83125	—
Exposant Corey huile (N <sub>o</sub> )	2.32	—
Exposant Corey eau (N <sub>w</sub> )	1	—

##### ◆ Injection ASP

Paramètre	Valeur	Unité SI
AdMaxPol (adsorption polymère)	0.13875	kg/m <sup>3</sup>
AdMaxSur (adsorption surfactant)	21.59	kg/m <sup>3</sup>
DTRAP2 (facture d'ajustement pour l'interpolation surfactant)	-3.328	—
DTRAP3 (facture d'ajustement pour l'interpolation polymère)	-0.744	—
FreqFacsurf (facteurs de fréquence pour le surfactant)	0.49355	—
KvTab (valeurs de coefficient d'équilibre K)	137.2	—
SORW (saturation résiduelle huile)	0.12745	—
FreqFacPoly (facteurs de fréquence pour le polymère)	0.0748	—
krocw (perm. rel. huile post-ASP)	0.835	—
krwiro (perm. rel. eau post-ASP)	0.768	—

La calibration montre que le modèle est capable de capter l'évolution du front de déplacement, ainsi que l'impact de l'adsorption importante sur la réponse du système. Le modèle ajusté traduit bien la dynamique de récupération dans cette roche plus complexe.

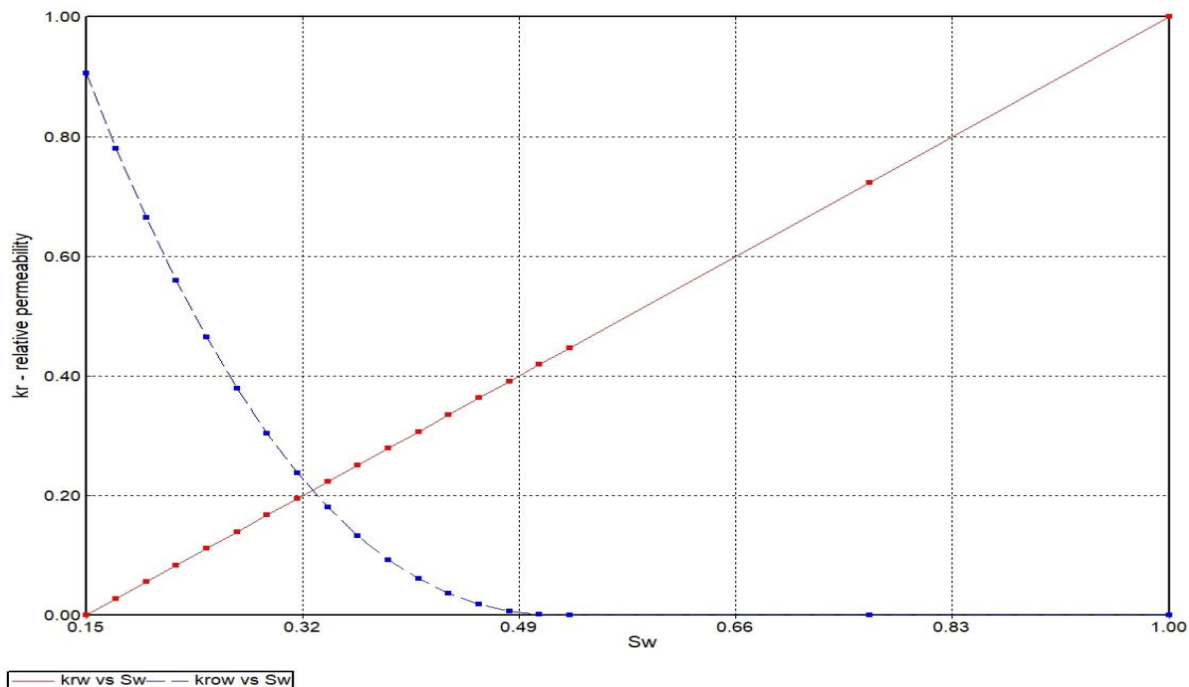


Figure2.12 Perméabilités relatives Core C127

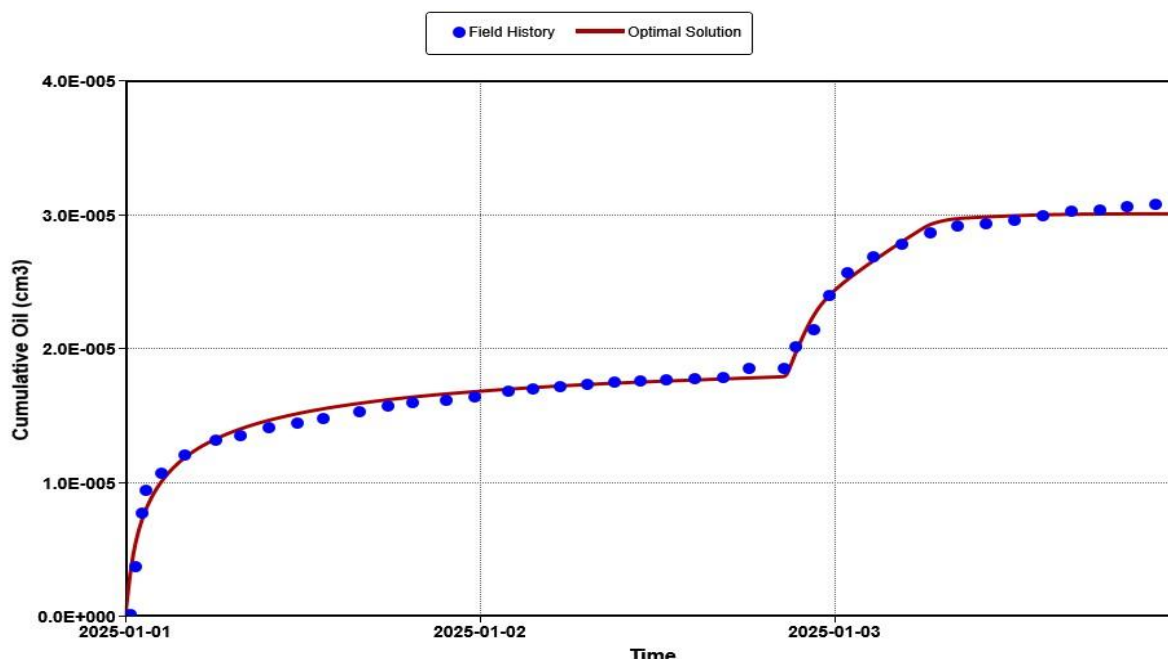


Figure2.13 Courbe de récupération après HM – Core C127

### 2.6.5. Résultats expérimentaux et simulés – Core C130

L'expérience menée sur le core C130 permet de valider les performances du simulateur dans le cadre d'une injection ASP sur un échantillon composite représentatif de la roche réservoir. Le calage historique a conduit à une reproduction satisfaisante des profils de récupération expérimentaux.

#### ◆ Injection d'eau

Paramètre	Valeur	Unité SI
Krocw (perm. relative huile @ Swc)	0.844	—
Krwiro (perm. relative eau @ Sro)	0.87625	—
Exposant Corey huile (No)	2.05	—
Exposant Corey eau (Nw)	1.03	—

#### ◆ Injection ASP

Paramètre	Valeur	Unité SI
AdMaxPol (adsorption polymère)	0.281	kg/m <sup>3</sup>
AdMaxSur (adsorption surfactant)	15.515	kg/m <sup>3</sup>
DTRAP2 (facture d'ajustement pour l'interpolation surfactant)	-2.254	—
DTRAP3 (facture d'ajustement pour l'interpolation polymère)	-0.496	—
FreqFacsurf (facteurs de fréquence pour le surfactant)	0.54	—
KvTab (valeurs de coefficient d'équilibre K)	45.75	—
SORW (saturation résiduelle huile)	0.09835	—
FreqFacPoly (facteurs de fréquence pour le polymère)	0.0822	—
krocw (perm. rel. huile post-ASP)	0.727	—
krwiro (perm. rel. eau post-ASP)	0.702	—

Le modèle simulé pour C130 démontre une capacité réaliste à représenter la récupération d'huile dans une configuration ASP typique sur roche réservoir. Le niveau d'adsorption élevé et la faible valeur de SORW confirment la bonne efficacité de l'injection.

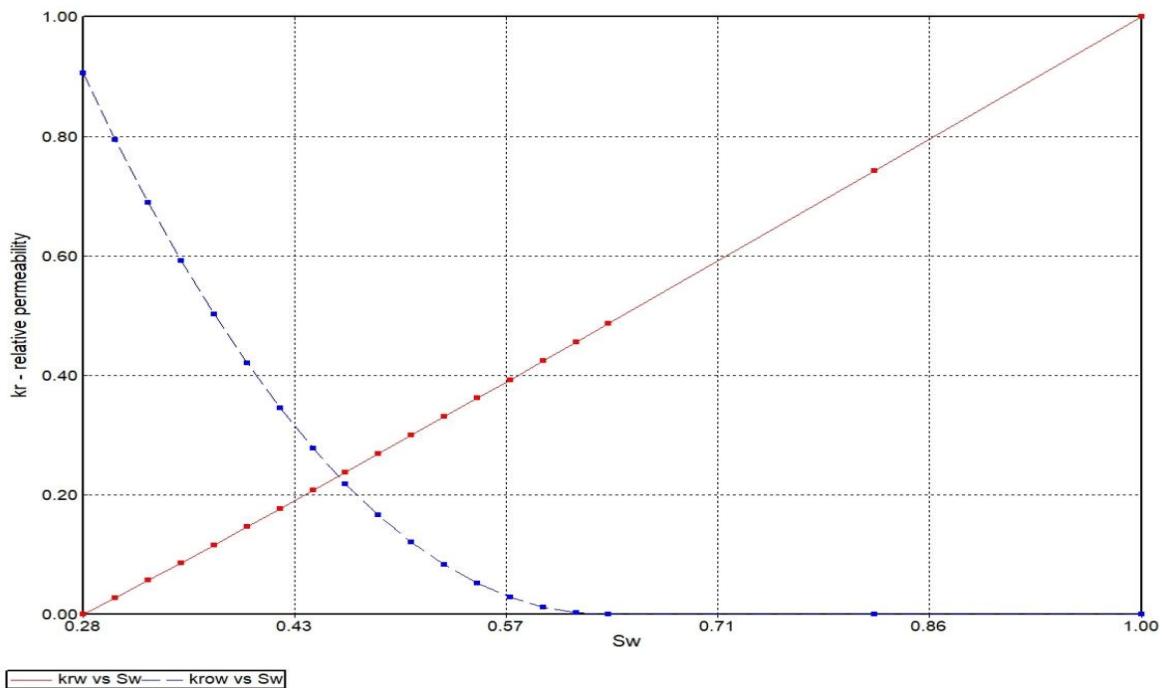


Figure2.14 Perméabilités relatives Core C130

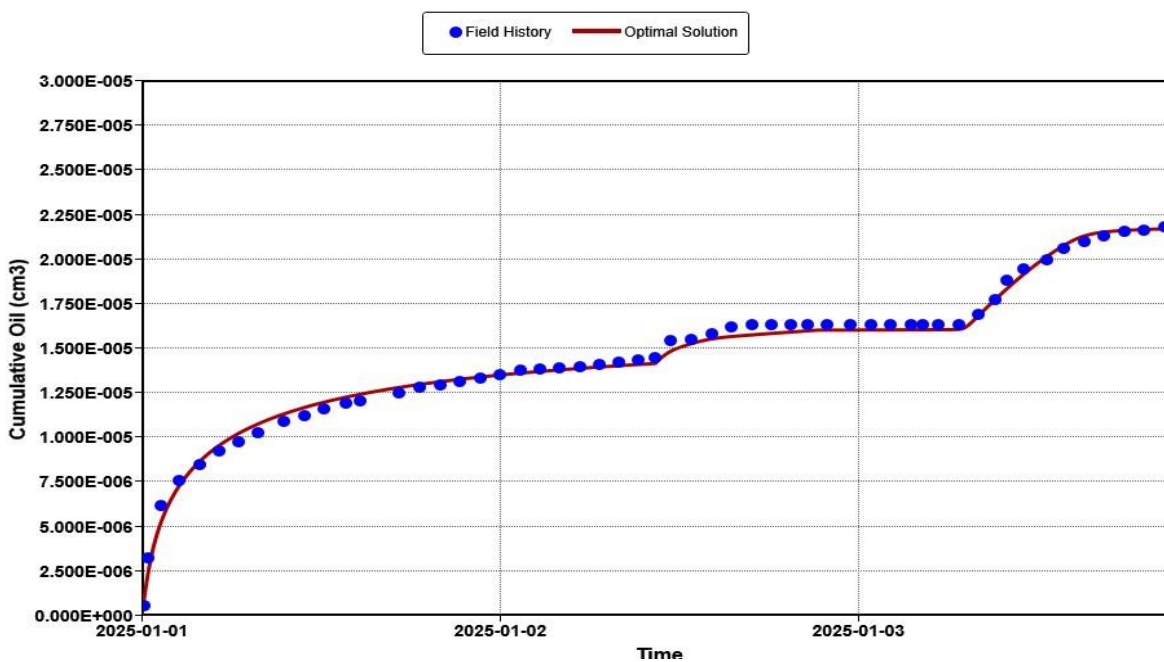


Figure2.15 Courbe de récupération après HM – Core C130

## 2.9 Conclusion méthodologique

La méthodologie développée dans ce travail a permis de reproduire avec un haut degré de précision les essais de récupération assistée par injection ASP réalisés en laboratoire, à l'aide d'un environnement de simulation numérique avancé basé sur le simulateur **CMG STARS**. L'enchaînement structuré et cohérent des différentes étapes – extraction rigoureuse des données expérimentales, construction géométrique et pétrophysique des modèles numériques de core flooding, configuration détaillée des scénarios d'injection, et calage automatique par algorithmes évolutifs – a conduit à une reproduction fidèle et validée des résultats observés expérimentalement.

L'approche adoptée repose sur l'exploitation intégrée de fonctionnalités numériques robustes : paramétrage modulaire des slugs ASP, contrôle dynamique des séquences d'injection via fichiers de simulation, et moteur d'optimisation couplé à un modèle **proxy statistique de type régression polynomiale**. Ce cadre méthodologique offre des avantages majeurs en termes de **flexibilité**, de **reproductibilité**, et de **capacité d'adaptation** à une large gamme de contextes géologiques et de formulations chimiques.

Au cours de l'application de cette méthode, plusieurs éléments critiques ont été identifiés, renforçant la nécessité d'un contrôle rigoureux à chaque étape :

- La **forte sensibilité** des résultats simulés aux paramètres d'adsorption chimique et aux exposants des lois de perméabilité relative, soulignant l'importance d'un calage bien contraint,
- Le rôle **déterminant de la qualité de la numérisation** des données expérimentales dans la précision du matching,
- Le **risque de surajustement statistique** lors de la construction du modèle proxy, qui peut fausser les résultats si les variables incluses ne sont pas significatives au plan physique.

Les résultats issus de cette méthodologie ont permis de caractériser de manière fine les propriétés pétrophysiques des milieux testés (notamment la porosité, la perméabilité et les seuils de saturation), ainsi que les effets chimiques associés à la formulation ASP (réduction de la

tension interfaciale, amélioration du rapport de mobilité, adsorption, synergie entre composants). Les comportements observés dans les deux types de substrats – **Berea Sandstone** et **Field Rock Composite** – ont ainsi pu être simulés avec un bon niveau de représentativité.

En définitive, cette méthodologie peut être considérée comme un **cadre de référence solide pour la modélisation de procédés ASP**, applicable à des études comparatives de formulations chimiques, à la conception de pilotes, ou à des scénarios de montée en échelle vers le champ. Elle constitue un **outil d'aide à la décision robuste** pour les ingénieurs réservoir engagés dans la planification de procédés EOR chimiques complexes.

# **Chapitre 3 : Discussion des résultats**

### 3.1. Synthèse comparative des cinq cores

Dans le cadre de cette étude, cinq échantillons de roche – désignés C106, C108, C116, C127 et C130 – ont fait l’objet d’essais de récupération assistée par injection chimique de type ASP (Alkali–Surfactant–Polymer) ou selon une séquence séquencée AS+P (injection d’alcali et de surfactant suivie de polymère). Ces essais ont été intégrés dans une approche de modélisation numérique tridimensionnelle mise en œuvre à l’aide du simulateur thermique avancé **CMG STARS**, spécifiquement adapté pour simuler les mécanismes de transport multiphasique réactif. Afin de reproduire fidèlement les résultats expérimentaux extraits de la littérature (Prieto et al., 2016), chaque modèle a été soumis à un processus rigoureux de calage historique automatisé via **CMOST**, la plateforme d’optimisation et d’analyse de sensibilité intégrée à CMG.

La démarche comparative repose sur une analyse intégrée des caractéristiques pétrophysiques des carottes, des conditions opératoires d’injection et des réponses dynamiques observées en termes de récupération d’huile. Les carottes C106, C108 et C116 proviennent de grès Berea, homogènes en porosité (entre 19,4 % et 20,6 %) mais présentant une perméabilité modérée (291 à 522 mD). En revanche, les échantillons C127 et C130 sont constitués de roches réservoirs composites, avec une perméabilité sensiblement plus élevée (jusqu’à 1430 mD pour C127), associée à une hétérogénéité structurale marquée.

Cette diversité pétrophysique a été essentielle pour étudier l’impact du type de roche sur les performances du procédé ASP. En particulier, la longueur des carottes (allant de 62 mm à 232 mm) influence directement la dynamique de propagation des slugs chimiques, les effets de dispersion longitudinale et le développement des profils de saturation. Les simulations ont mis en évidence que les carottes longues, notamment C127, favorisent un étalement plus progressif des agents injectés, permettant une meilleure synergie entre les mécanismes physico-chimiques, tels que la génération in situ de surfactants et la modification de mouillabilité.

Par ailleurs, les volumes de pores injectés (entre 14,7 mL et 53,2 mL) ont joué un rôle déterminant dans le temps de percée des slugs ASP. L’analyse comparative des courbes de récupération cumulée révèle que les carottes les plus perméables (C127 et C130) présentent une mobilisation précoce et plus efficace de l’huile résiduelle, confirmant l’effet bénéfique d’un milieu moins résistant à l’écoulement visqueux, en présence d’une formulation chimique simultanée. En revanche, les carottes de Berea à plus faible perméabilité sont plus sujettes à des

effets d'adsorption limitant l'efficacité des agents chimiques, notamment dans le cas des séquences AS+P où les phases injectées sont disjointes dans le temps.

Cette analyse a permis de mettre en évidence la robustesse de l'approche couplée STARS–CMOST pour capturer les phénomènes multiphysiques complexes propres à chaque milieu poreux. Les résultats obtenus soulignent l'importance d'une représentation réaliste de la géométrie, des propriétés d'écoulement et des lois d'interaction fluide-roche, en particulier dans des contextes où la variabilité des réponses expérimentales nécessite une calibration fine et différenciée des paramètres.

### **3.1.1. Propriétés physiques et pétrophysiques**

L'analyse comparative des propriétés pétrophysiques des cinq carottes étudiées met en évidence une diversité structurale significative, influençant fortement la dynamique de propagation des agents chimiques lors de l'injection ASP. Les échantillons C106, C108 et C116, extraits de grès de type Berea, présentent une porosité relativement homogène (entre 19,4 % et 20,6 %) et une perméabilité modérée comprise entre 291 et 522 mD. Ces roches, bien que standardisées, sont caractérisées par une faible hétérogénéité minéralogique, ce qui en fait des milieux idéaux pour l'analyse paramétrique contrôlée des phénomènes d'adsorption et de transport multiphasique.

En contraste, les échantillons C127 et C130, constitués de composites de roche-réservoir naturels, se distinguent par une perméabilité nettement plus élevée, atteignant 1430 mD pour C127, ainsi qu'une porosité légèrement supérieure (jusqu'à 22,1 %). Leur hétérogénéité texturale, notamment en termes de taille de pores et de connectivité, impose des conditions d'écoulement plus complexes, particulièrement propices à la mise en évidence d'effets d'interaction fluide-roche localisés, tels que l'adsorption différentielle, ou la dispersion axiale des slugs.

Les longueurs variables des carottes (allant de 62 mm à 232 mm) ont également un rôle déterminant sur le développement des profils de concentration et de saturation, en condition transitoire. Les modèles numériques construits dans **CMG STARS**, en grille cartésienne unidimensionnelle, ont permis de reproduire finement les gradients de pression et de concentration observés en laboratoire. Les carottes longues, telles que C127, offrent un front d'écoulement plus stabilisé, propice à la coalescence des mécanismes chimiques, tandis que les

carottes courtes comme C108 manifestent une dispersion précoce des agents injectés, réduisant l'efficacité du balayage.

Par ailleurs, les volumes de pores injectés – allant de 14,7 mL à 53,2 mL – ont eu un effet significatif sur les temps de percée mesurés lors des essais ASP, affectant directement la cinétique de récupération. Il a été observé que les milieux à faible perméabilité, tels que C106, induisent un retard important dans la progression du slug, favorisant des pertes chimiques accrues par adsorption, notamment pour le polymère et le surfactant. À l'inverse, dans les milieux à forte perméabilité, la propagation est rapide mais sujette à un contournement préférentiel si le contrôle de mobilité n'est pas correctement calibré.

Ainsi, cette diversité pétrophysique constitue un levier expérimental essentiel pour l'analyse multidimensionnelle de la performance ASP. Elle offre un cadre réaliste pour la calibration différenciée des paramètres dans le simulateur CMG STARS, notamment via les lois de perméabilité relative de type Corey et les fonctions d'adsorption spécifiques à chaque carotte.

### **3.1.2. Comportement de récupération**

L'analyse des courbes de récupération d'huile, obtenues à partir des simulations sous **CMG STARS** et calées avec précision par l'outil **CMOST**, révèle des disparités nettes de performance entre les différents échantillons étudiés, étroitement liées à leurs propriétés pétrophysiques et aux modalités d'injection chimique adoptées.

Les résultats simulés après calage montrent que les carottes **C127** et **C130**, bénéficiant à la fois d'une perméabilité élevée (jusqu'à 1430 mD) et d'une injection **ASP simultanée**, présentent les **meilleurs facteurs de récupération**. Dans ces milieux hautement perméables, la propagation conjointe des trois agents chimiques (alcali, surfactant et polymère) permet une interaction synergique optimale : réduction drastique de la tension interfaciale, amélioration du rapport de mobilité et génération in situ de surfactants naturels. Cette synergie se manifeste par une mobilisation accélérée de l'huile résiduelle, traduite par une courbe de récupération à pente initiale élevée et un plateau final significatif.

La carotte **C116**, malgré une géométrie plus modeste et une perméabilité intermédiaire, affiche des performances correctes avec un gain de récupération appréciable. Sa réponse illustre un équilibre relativement stable entre l'efficacité du balayage volumétrique induit par le polymère

et la mobilisation locale par les tensioactifs, bien que l'influence des effets d'adsorption reste présente.

En revanche, les carottes **C106** et **C108**, issues de grès Berea à plus faible perméabilité, montrent une efficacité sensiblement réduite. Dans ces cas, la stratégie d'injection en séquence **AS+P** (alcali + surfactant, puis polymère) a révélé ses limites. La séparation temporelle des slugs chimiques engendre une déconnexion fonctionnelle des mécanismes clés du procédé ASP : la réduction de la tension interfaciale ne coïncide plus spatialement avec l'augmentation de viscosité, ce qui favorise les effets de contournement, l'adsorption prématurée des surfactants et la perte d'efficacité du front chimique. Ces carottes illustrent ainsi les limites du découplage temporel dans des milieux à faible injectivité.

Sur le plan quantitatif, les simulations indiquent que la formulation **ASP simultanée** permet d'obtenir des gains de récupération supplémentaires supérieurs à **20 % de l'OOIP** par rapport aux essais avec injection d'agents AS seuls. Cette amélioration est en parfaite cohérence avec les résultats expérimentaux rapportés dans la littérature scientifique, notamment par Sheng (2011), qui met en évidence la supériorité des systèmes co-injectés dans les milieux poreux hétérogènes.

Ces observations confirment l'importance d'une conception intégrée de la formulation chimique et de la stratégie d'injection. L'efficacité d'un procédé ASP repose non seulement sur la qualité des agents utilisés, mais surtout sur leur mise en œuvre simultanée pour exploiter pleinement les interactions physico-chimiques induites dans le système huile-roche-eau.

### **3.1.3. Paramètres ajustés**

Dans le cadre du processus de calage historique assisté par l'outil **CMOST**, une série de paramètres clés a été ajustée afin d'optimiser la concordance entre les données simulées et les profils expérimentaux observés pour chaque carotte. Ces ajustements, fondés sur des itérations ciblées appuyées par des critères objectifs (minimisation des erreurs quadratiques cumulées), ont permis de capturer les réponses différentielles propres à chaque système poreux vis-à-vis des agents chimiques injectés.

En premier lieu, les **exposants de Corey**, contrôlant la forme des courbes de perméabilité relative, ont été calibrés indépendamment pour chaque carotte. Ces exposants déterminent la

courbure de la transition entre les saturations résiduelles et les points terminaux (Sor, Swi), influençant directement la mobilité relative des phases. Les roches à perméabilité élevée, comme les composites C127 et C130, ont nécessité des valeurs d'exposants plus faibles ( $n < 3$ ), traduisant une transition plus progressive entre les phases. À l'inverse, dans les grès Berea, des exponents plus prononcés ont été requis ( $n > 3$ ), reflétant un comportement plus abrupt typique des milieux homogènes à faible connectivité.

Deuxièmement, les **coefficients d'adsorption** du surfactant et du polymère ont été ajustés sur la base des mécanismes de rétention observés. Les valeurs optimales se sont révélées **significativement plus élevées dans les grès** (notamment C106 et C108), en cohérence avec la littérature (Green & Willhite, 1998 ; Sheng, 2011), qui souligne la propension accrue des minéraux silicatés à adsorber les tensioactifs et les polymères. Cette adsorption conduit à une diminution de la concentration effective des agents chimiques atteignant la zone cible, nécessitant une compensation via des slugs plus concentrés ou plus longs.

En troisième lieu, les **facteurs de fréquence cinétique** (FreqFacPoly pour le polymère, FreqFacSurf pour le surfactant) ont été ajustés pour représenter les vitesses de réaction ou d'adsorption dans les modèles. Ces paramètres interviennent dans l'expression classique de la vitesse volumique de réaction :

$$V_{vr} = FreqFac \cdot e^{(-Ea/T_{abs} \cdot R)} \cdot \prod_i c_i$$

Leur calibrage s'est révélé crucial pour représenter fidèlement les profils d'adsorption ou de dégradation dans chaque roche. En particulier, les valeurs de FreqFac plus faibles ont été attribuées aux grès, en raison d'une cinétique plus lente liée à l'environnement minéral et à la température effective.

Enfin, l'intégration des coefficients d'ajustement **DTRAP2** pour le surfactant et **DTRAP3** pour le polymère – s'est révélée indispensable, en particulier dans les milieux à faible perméabilité. Ces coefficients modélisent l'adsorption irréversible ou la rétention retardée des agents dans des microstructures poreuses non communicantes. Les simulations ont montré un **'Hysteresis'** nettement plus prononcé dans les grès Berea, justifiant un ajustement différencié de ces paramètres pour garantir la cohérence avec les données de laboratoire.

Cette hétérogénéité des paramètres ajustés met en évidence la nécessité d'un **calage sur mesure**, fondé sur une caractérisation pétrophysique rigoureuse et une compréhension fine des mécanismes physico-chimiques. L'approche adoptée a ainsi permis de reconstruire fidèlement les courbes de récupération, tout en fournissant des paramètres représentatifs pour une extrapolation ultérieure à l'échelle réservoir.

#### 3.1.4. Conclusion comparative

L'analyse comparative conduite sur les cinq carottes expérimentales, simulées avec précision via **CMG STARS** et calibrées sous **CMOST**, met en évidence une corrélation forte entre la nature du milieu poreux, la stratégie d'injection chimique, et l'efficacité globale du procédé ASP. Il apparaît de manière manifeste que la **co-injection simultanée** des trois agents (alcali, surfactant, polymère) constitue l'approche la plus performante, en particulier lorsqu'elle est associée à une **perméabilité intrinsèquement favorable** et à un **comportement d'adsorption modéré**.

Les milieux composites à haute perméabilité, tels que **C127** et **C130**, offrent des conditions d'écoulement optimales, permettant la propagation cohérente du front chimique, la stabilisation du déplacement et la maximisation du nombre capillaire. En revanche, les grès Berea à faible perméabilité, tout en présentant une porosité similaire, se montrent **moins réactifs**, en raison d'une adsorption plus intense et d'un découplage fonctionnel dans les séquences **AS+P**. Ce découplage, en désynchronisant les effets de réduction d'IFT, d'augmentation de viscosité et de génération de surfactants naturels, limite la mobilisation synergique du pétrole résiduel.

La synthèse des résultats confirme que l'efficacité du procédé ASP repose sur un **design intégré** : formulation chimique adaptée, séquence d'injection optimisée et connaissance fine des propriétés géologiques du réservoir. En particulier, les paramètres dynamiques ajustés dans le simulateur – tels que les coefficients de friction, d'adsorption ou les exposants de Corey – doivent refléter fidèlement les singularités pétrophysiques du système étudié.

D'un point de vue opérationnel, ces conclusions renforcent la nécessité d'une **caractérisation SCAL approfondie** en amont de tout déploiement ASP à l'échelle pilote. Le choix du slug chimique (concentrations, volumes, ordre) ne peut être décorrélé des propriétés spécifiques du réservoir cible. La robustesse des résultats simulés démontre que le couplage entre

expérimentation et simulation constitue une voie privilégiée pour transposer les performances du laboratoire à l'échelle terrain, en tenant compte de la variabilité lithologique et des contraintes de faisabilité technique.

### 3.2. Analyse de l'influence de la formulation chimique

L'efficacité d'un procédé de récupération assistée par injection **ASP** repose de manière prépondérante sur la formulation chimique mise en œuvre, incluant non seulement la **nature et les concentrations des agents injectés**, mais également l'**ordre d'injection** et la compatibilité physico-chimique des composants dans le milieu poreux. L'approche numérique conduite à l'aide du simulateur **CMG STARS**, associée aux données issues des essais de core-flood, a permis de quantifier l'impact spécifique de chaque constituant sur la dynamique de récupération.

- **Polymère** : Le polymère joue un rôle fondamental dans le contrôle de mobilité, en augmentant la **viscosité de la phase aqueuse** injectée. Cette augmentation réduit le **rapport de mobilité**  $M = (kro/\mu o)(krw/\mu w)$ , contribuant à la stabilisation du front de déplacement. Dans les cas des carottes C127 et C130, une concentration de **1000 ppm** de polymère a permis d'atteindre un front de déplacement régulier, limitant les effets de contournement préférentiel. Cette homogénéité dans le balayage est particulièrement cruciale dans les milieux à forte perméabilité, où la disparité locale de vitesses favorise autrement une dérive instable du slug.
- **Surfactant** : Le surfactant est responsable de la **réduction de la tension interfaciale** (IFT), ce qui augmente le **nombre capillaire**  $Nc = \mu \cdot v/\sigma$ . Une valeur de  $Nc$  supérieure à  $10^{-5}$ , atteinte via la co-injection ASP, facilite la rupture des forces capillaires maintenant l'huile piégée. Ce phénomène favorise une mobilisation efficace de l'huile résiduelle et une augmentation rapide de la récupération dans les phases initiales d'injection. Les simulations ont confirmé que cette mobilisation est maximisée lorsque le surfactant agit en synergie avec l'alcali et le polymère.
- **Alcali** : L'alcali (généralement du carbonate ou du métaborate de sodium) réagit avec les **acides carboxyliques naturels** présents dans le pétrole brut, générant des **savons in situ**. Ces tensioactifs naturels complètent l'action du surfactant exogène, tout en modifiant la **mouillabilité de la roche**, souvent dans le sens d'un passage d'un état

mouillable à l'huile vers un état mouillable à l'eau. Toutefois, son efficacité est très dépendante de la **minéralogie** (présence de calcite ou d'argiles), du **pH du fluide injecté**, ainsi que du **contenu en acides du brut** (indice TAN). Les roches à forte capacité tampon ou contenant des cations divalents limitent l'action de l'alcali par précipitation ou neutralisation.

### 3.2.1. Analyse des séquences ASP vs AS+P

L'impact de la séquence d'injection a été évalué en comparant les résultats simulés et expérimentaux des scénarios **ASP simultané** et **AS+P séquentiel**. Cette comparaison met en évidence que seule une **formulation chimique intégrée et synchronisée** permet d'atteindre des performances optimales en matière de récupération.

Dans la configuration **ASP simultanée**, les trois mécanismes fondamentaux – réduction de l'IFT, augmentation de viscosité et génération de surfactants naturels – **agissent en synergie temporelle et spatiale**. Ce couplage favorise un front de déplacement chimique stabilisé, une mobilisation accrue du pétrole résiduel et une meilleure homogénéité de saturation. En termes quantitatifs, cela se traduit par une **pente initiale plus raide** des courbes de récupération, un **plateau final plus élevé**, et une **réduction des pics de pression** liés à l'instabilité hydrodynamique.

À l'inverse, l'approche **AS+P**, dans laquelle les slugs d'alcali et de surfactant sont injectés avant le polymère, présente des limitations intrinsèques : l'interaction chimique entre agents est partielle, la propagation est désynchronisée, et les pertes par adsorption sont accrues dans les zones amont avant l'arrivée du polymère. Ce découplage entraîne une **diminution de l'efficacité globale**, observée sous forme de plateaux de récupération plus bas et d'une courbe de production plus étalée dans le temps.

Cette analyse corrobore les conclusions de la littérature (Sheng, 2011 ; Prieto et al., 2016) et confirme que dans les réservoirs présentant des **hétérogénéités structurales importantes**, une stratégie de co-injection **ASP optimisée** constitue le levier principal pour maximiser le potentiel de récupération additionnelle.

### 3.3. Analyse des paramètres les plus sensibles

L'analyse de sensibilité menée à l'aide du module **CMOST** a permis d'identifier les paramètres clés qui influencent de manière prépondérante les performances du procédé ASP dans les modèles simulés. Ces paramètres conditionnent directement la dynamique de récupération, la stabilité du front chimique et l'efficacité du balayage, et doivent donc faire l'objet d'un calage précis et adapté à chaque système roche-fluide.

- **Exposants de Corey ( $n_o$ ,  $n_w$ )** : Ces paramètres gouvernent la forme des courbes de **perméabilité relative**, et donc le comportement de mobilité relative des phases eau-huile dans le milieu poreux. Une faible variation de ces exposants ( $\pm 0.5$ ) peut entraîner des écarts significatifs, jusqu'à **20 % sur le facteur de récupération final**, en raison de leur effet sur la pente et la stabilité du front d'écoulement. Les milieux à forte perméabilité comme C127 nécessitent des exposants faibles pour reproduire un front plus progressif, tandis que les grès de type Berea requièrent des valeurs plus élevées, traduisant une transition plus abrupte des saturations.
- **Adsorption et Hysteresis (DTRAP2, DTRAP3)** : Ces paramètres contrôlent la **rétenion irréversible** des agents chimiques dans le réseau poreux, influençant la quantité effective de polymère et de surfactant atteignant la zone cible. L'adsorption est particulièrement critique dans les grès à surface spécifique élevée (C106, C108), où les pertes peuvent être importantes. L'ajustement différencié des coefficients d'adsorption a permis de mieux représenter les profils de concentration, et donc les cinétiques de mobilisation. Une modélisation encore plus fidèle pourrait inclure des **lois d'adsorption dépendantes de la concentration et du pH**.
- **SORW (Saturation résiduelle en huile après injection ASP)** : Ce paramètre constitue un indicateur direct de la performance du procédé ASP. Une **SORW faible** traduit une mobilisation efficace de l'huile piégée par les forces capillaires, généralement obtenue lorsque les effets de réduction d'IFT et de modification de mouillabilité sont pleinement activés. La sensibilité du modèle à ce paramètre est élevée, car il impacte directement le volume d'huile techniquement récupérable (OOIP). Une variation de  $\pm 0.05$  de SORW peut entraîner une modification notable de la production cumulée simulée.

- **Facteurs de fréquence (FreqFacPoly, FreqFacSurf)** : Ces **coefficients cinétiques** gouvernent la vitesse effective des phénomènes d'adsorption, de dégradation ou de génération de surfactants naturels in situ. Leur influence s'exerce à travers la sensibilité à la température et à la concentration des réactifs. Mal calibrés, ces facteurs peuvent induire des écarts importants entre les concentrations injectées et celles réellement actives au front de mobilisation. Leur ajustement est donc indispensable pour reproduire correctement la dynamique chimique dans chaque système poreux, notamment dans les contextes thermosensibles ou à forte réactivité.

Cette analyse confirme que la performance d'un modèle ASP repose sur une **compréhension fine des mécanismes couplés fluide-roche**, et sur une **stratégie de calage robuste** fondée sur des données expérimentales fiables, une exploration paramétrique ciblée, et une validation progressive. L'intégration de ces paramètres dans une approche probabiliste ou bayésienne pourrait encore renforcer la capacité prédictive du modèle dans des contextes réservoirs réels.

### **3.4. Incertitudes, limites et robustesse du modèle calibré**

Malgré la précision des résultats simulés, plusieurs limites doivent être discutées afin de mieux cerner la portée des interprétations proposées.

#### **3.4.1. Incertitudes sur les données expérimentales**

Les courbes de récupération utilisées dans le calage ont été extraites manuellement à partir de figures publiées, ce qui introduit une incertitude sur la précision des points de mesure. En outre, certaines informations critiques sur les conditions expérimentales, telles que l'homogénéité des slugs chimiques, les fluctuations de température ou la composition exacte des fluides injectés, sont absentes ou incomplètes. L'absence de quantification des erreurs associées aux mesures initiales empêche également une évaluation rigoureuse des marges d'incertitude du modèle calibré.

#### **3.4.2. Hypothèses de modélisation**

Le modèle développé repose sur plusieurs hypothèses simplificatrices :

- L'utilisation d'une géométrie parallélépipédique au lieu d'une forme cylindrique, en raison des limitations structurelles du simulateur,

- L'adoption systématique du modèle de Corey sans prise en compte des effets d'hystérésis ou de mémoire,
- L'utilisation de lois empiriques pour l'adsorption, la viscosité et les interactions chimiques, ignorant certains effets non linéaires complexes tels que la précipitation ou la dépendance de la saturation résiduelle à la composition chimique.

Ces hypothèses, bien qu'adaptées au cadre numérique simplifié, mériteraient d'être réévaluées dans des modèles futurs intégrant une représentation plus réaliste des phénomènes couplés.

### 3.4.3. Sensibilité des résultats

Certains paramètres ajustés, tels que les exposants de Corey, les facteurs d'ajustement d'interpolation (DTRAP) ou la saturation résiduelle SORW, présentent une sensibilité marquée. De faibles variations de leurs valeurs peuvent engendrer des écarts significatifs sur les profils de récupération simulés. Cela souligne la nécessité de recourir à des **procédures de calibration robustes**, incluant des **analyses de sensibilité globale**, des études de convergence multiparamètres et des approches statistiques telles que le calage bayésien.

### 3.4.4. Robustesse et extrapolation

Bien que les modèles calibrés aient montré une convergence stable et des résultats physiquement cohérents dans le cadre des essais en laboratoire, leur extrapolation à l'échelle du réservoir réel nécessite plusieurs précautions :

- L'utilisation d'un **modèle géologique 3D représentatif** tenant compte des hétérogénéités pétrophysiques,
- Une **validation par essais pilotes** à l'échelle du site cible,
- L'intégration de données expérimentales spécifiques au champ : propriétés SCAL, mesures d'adsorption in situ, données d'IFT sous conditions réservoir.

# **Conclusion Générale et Perspectives**

## 1. Bilan des résultats

Ce travail de recherche a permis la modélisation numérique rigoureuse de cinq essais de récupération assistée du pétrole par injection chimique ASP (Alcali-Surfactant-Polymère), réalisés sur des carottes de Berea et des Caracara Sur réservoir. L'approche adoptée repose sur le calage automatique de paramètres sensibles tels que les perméabilités relatives, l'adsorption chimique et l'hystérésis, permettant ainsi une reproduction fidèle des courbes de récupération issues des expériences.

Les résultats principaux peuvent être résumés comme suit :

- La formulation chimique s'avère déterminante dans l'efficacité du procédé, tant par la nature que par la concentration des agents injectés.
- L'injection simultanée (co-injection) ASP s'est révélée plus performante que l'approche séquentielle AS+P, comme le montrent plusieurs études expérimentales récentes.
- Le modèle présente une forte sensibilité aux paramètres suivants :
  - Les exposants de perméabilité relative et , impactant directement la forme des courbes SCAL.
  - La saturation résiduelle en eau (), indicatrice du volume de pétrole non mobilisable.
  - Le paramètre **DTRAP**, représentant l'**hystérésis** dans le comportement des perméabilités relatives. Il traduit l'effet de mémoire dans les milieux poreux, où la perméabilité relative dépend du sens de variation de la saturation. Cette hystérésis rend compte de modifications irréversibles du milieu poreux induites par les cycles de drainage et d'imbibition, affectant la précision des modèles si elle n'est pas correctement intégrée.
- La réponse du système est aussi fortement influencée par les propriétés pétrophysiques de la roche, les hétérogénéités locales, et la géométrie du modèle numérique utilisé.

## 2. Apports méthodologiques

Sur le plan méthodologique, l'étude propose une chaîne de modélisation complète et structurée, intégrant :

- L'extraction et le traitement numérique de données expérimentales issues de la littérature scientifique.
- L'intégration des essais SCAL avancées, tenant compte de l'adsorption dépendante de la concentration et des effets rhéologiques du polymère.
- L'utilisation de CMOST pour le calage automatique via des proxies statistiques, permettant de générer des modèles prédictifs robustes, optimisés et réutilisables pour des scénarios variés.

Cette méthodologie démontre que des modèles numériques calibrés peuvent servir d'outils fiables pour l'évaluation technique de procédés ASP, y compris dans des contextes géologiques complexes.

### **3. Recommandations pour des études futures**

Au regard des résultats obtenus et des limites identifiées, plusieurs pistes d'amélioration sont proposées pour les études futures :

- Coupler systématiquement les essais SCAL avec des mesures spécifiques d'adsorption et de réactivité chimique, réalisées sur la roche cible et dans les conditions thermodynamiques du réservoir.
- Réaliser des essais à débits variables afin d'évaluer les effets de non-linéarité et les instabilités hydrodynamiques (fingering, by-passing).
- Appliquer des débits plus élevés dans les essais de laboratoire pour minimiser les effets de bord capillaires (capillary end effect), lesquels entraînent une accumulation artificielle de phase non mouillante en sortie de carotte et biaisent l'interprétation des cinétiques de mobilisation.
- Tester différents modèles de perméabilités relatives (Corey, LET, Brooks-Corey), en particulier pour les roches faiblement consolidées ou présentant des structures de porosité double.

Ces recommandations visent à améliorer la robustesse, la transférabilité et la prédictivité des modèles ASP dans un contexte opérationnel.

#### **4. Perspectives – Transposition à l'échelle du réservoir**

Les résultats prometteurs obtenus à l'échelle laboratoire permettent d'envisager une transposition à l'échelle du réservoir pour des projets ASP. Les orientations suivantes sont proposées :

- **Transposition à l'échelle du réservoir (scale-up)** : Passage du modèle core vers des modèles sectoriels de réservoir, intégrant les hétérogénéités, les dissymétries hydrodynamiques et les interactions multiphasiques.
- **Modélisation de champ** : Développement de modèles dynamiques (CMG STARS) à l'échelle du secteur ou du champ pour tester la robustesse de la formulation dans des conditions proches du réel.
- **Expérimentation in situ** : Mise en œuvre de pilotes terrain avec instrumentation avancée (capteurs de pression, profilages de saturation, tracers chimiques) et conception de slugs optimisés.
- **Évaluation techno-économique** : Intégration des coûts de formulation, de traitement des eaux produites et d'injectivité dans les modèles d'optimisation pour un arbitrage technique/économique réaliste.
- **Approche intégrée de réservoir** : Couplage des modèles ASP avec les diagraphies, les logs pétrophysiques, les essais de puits et les historiques de production, afin d'asseoir leur validité sur des données terrain réelles.

Ainsi, cette recherche jette les bases scientifiques et numériques d'une application industrielle du procédé ASP, appuyée sur des données calibrées, une méthodologie rigoureuse et une compréhension approfondie des phénomènes multiphysiques sous-jacents.

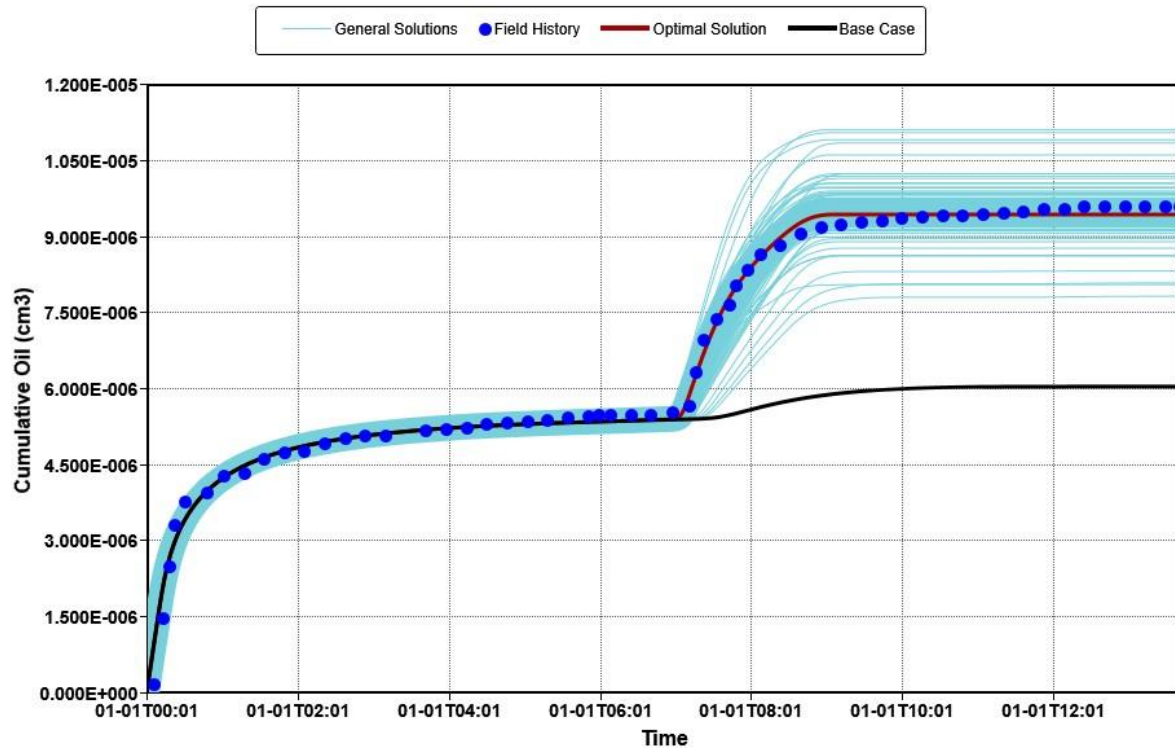
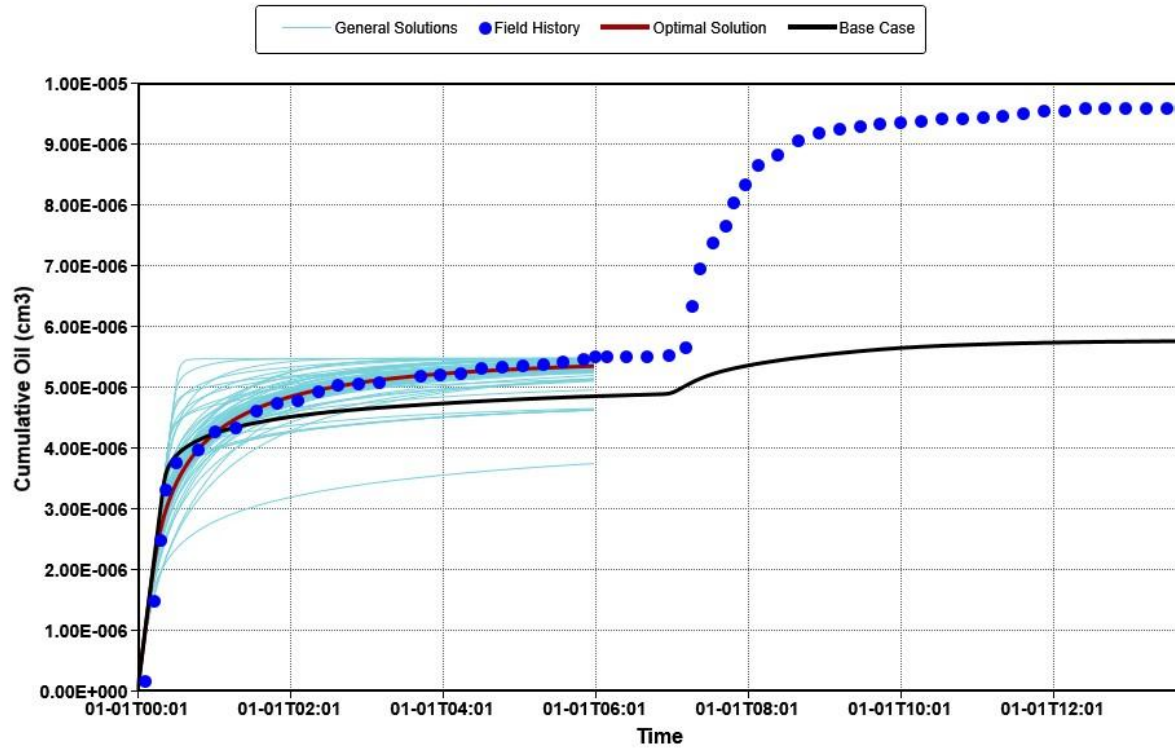
## Références :

1. Prieto, C. A., et al. (2016). Design of an ASP Pilot for Caracara Sur Oilfield: Selection of Chemicals and Laboratory Assessment. SPE Improved Oil Recovery Conference, SPE-179595-MS.
2. Sheng, J. J. (2011). Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Gulf Professional Publishing.
3. Lake, L. W. (2014). Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall.
4. Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). Enhanced Oil Recovery. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
5. Delshad, M., Pope, G. A., Kim, D. H., Magbagbeola, O. A., & Huh, C. (2000). Chemical Flooding with Polymer and Surfactant Solutions: Modeling and Simulation. SPE Journal.
6. Han, M., Zhang, J., & Hou, J. (2005). Application of CMG STARS in ASP Enhanced Oil Recovery Process Simulation. Journal of Canadian Petroleum Technology.
7. Chen, Z., Huan, G., & Ma, Y. (2007). Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media. SIAM.
8. Morrow, N. R. (1990). Wettability and Its Effect on Oil Recovery. Journal of Petroleum Technology.
9. Thomas, S., & Farouq Ali, S. M. (1999). Chemical EOR in Heavy Oil Reservoirs. Journal of Canadian Petroleum Technology.
10. Hirasaki, G., Miller, C. A., & Puerto, M. (2011). Recent Advances in Surfactant EOR. SPE Journal.
11. Farajzadeh, R., Andrianov, A., & Zitha, P. L. J. (2012). Foam Assisted Chemical Flooding for Enhanced Oil Recovery. Industrial & Engineering Chemistry Research.
12. Deng, X., Jarrahian, K., & Mohanty, K. K. (2020). Alkali Flooding in Sandstone Reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering.

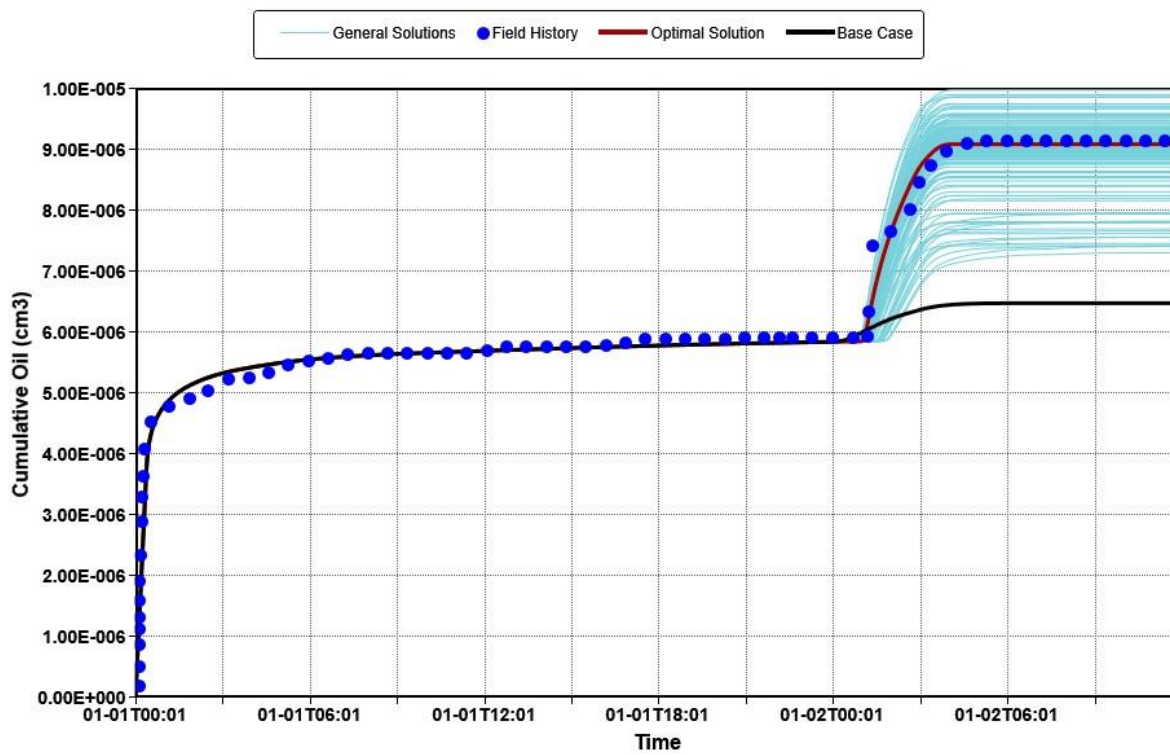
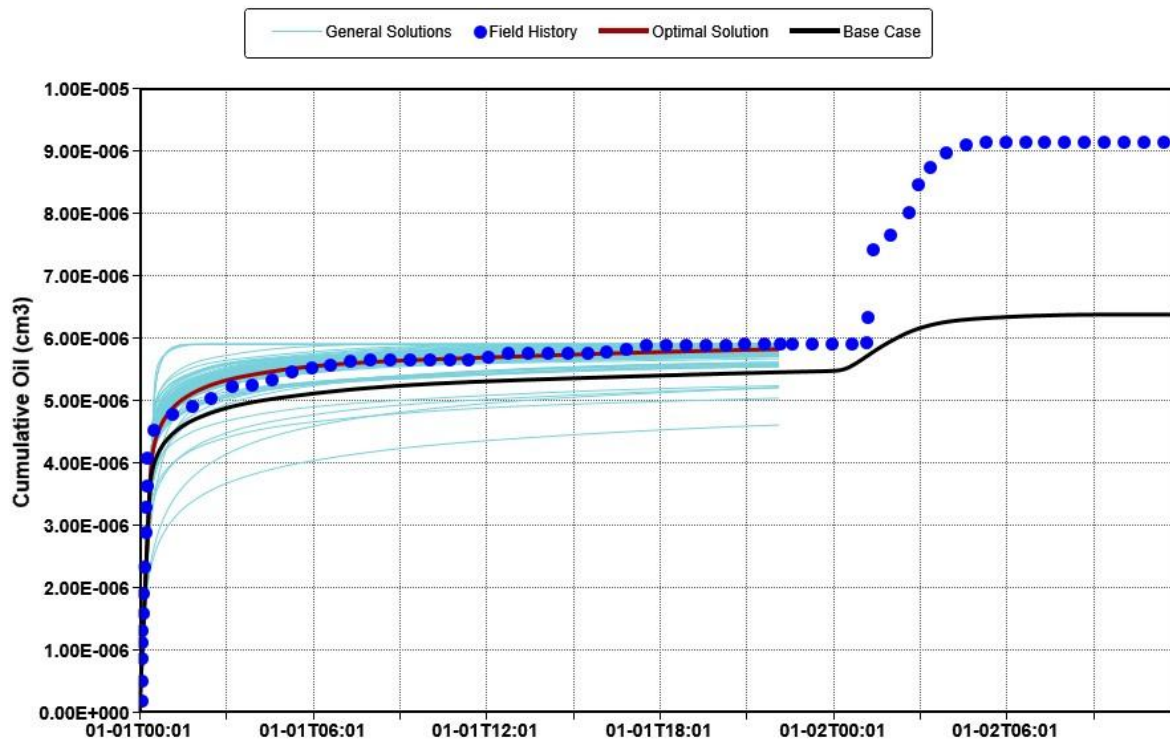
13. Pei, H., Zhang, G., Ge, J., & Tang, M. (2012). Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding for Enhanced Oil Recovery. *Petroleum Science and Technology*.
14. Shakeel, M., Husein, M. M., & Al-Muntasheri, G. A. (2021). Polymer Flooding: Enhancements and Limitations. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*.
15. Cubillos, H. (2013). Development of ASP formulations for Enhanced Oil Recovery: Case Study of Caracara Sur Field.
16. Zhong, H., Xu, Z., & Cao, J. (2020). Challenges and Opportunities in Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding *Energy & Fuels*.
17. Spildo, K., Skauge, A., Skauge, T. (2009). Thermal and Salinity Tolerant Polymers for Enhanced Oil Recovery. *Energy & Fuels*.

## Les annexes

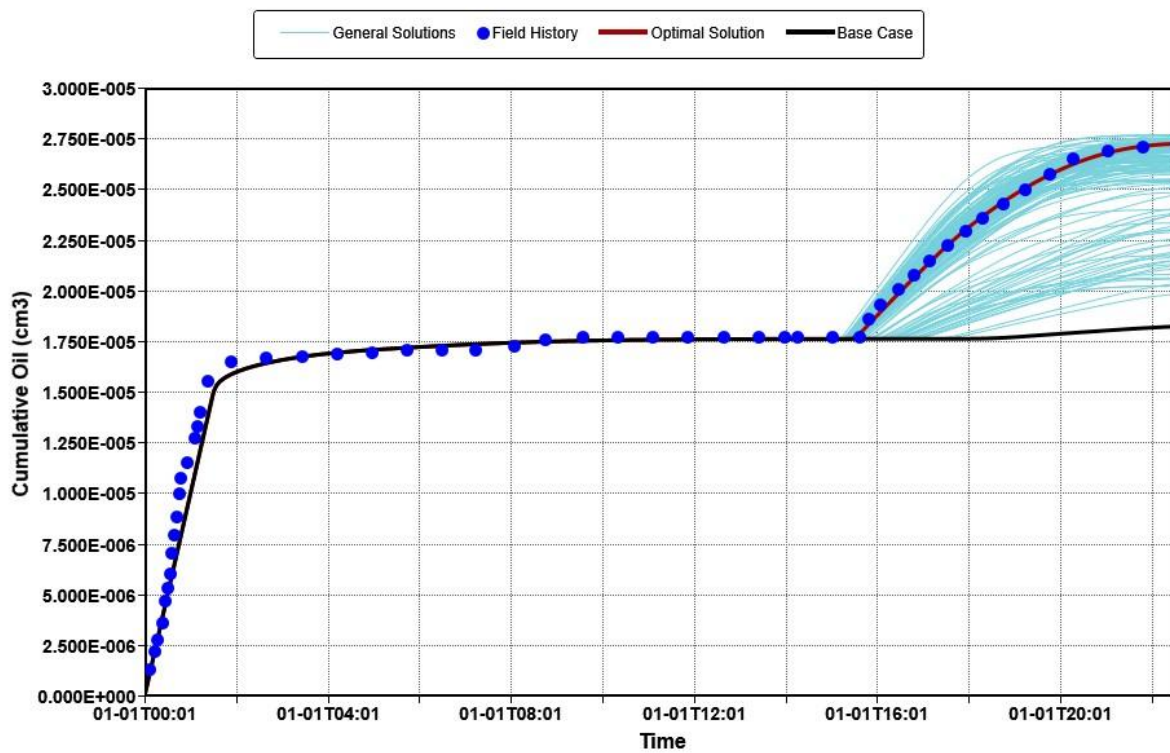
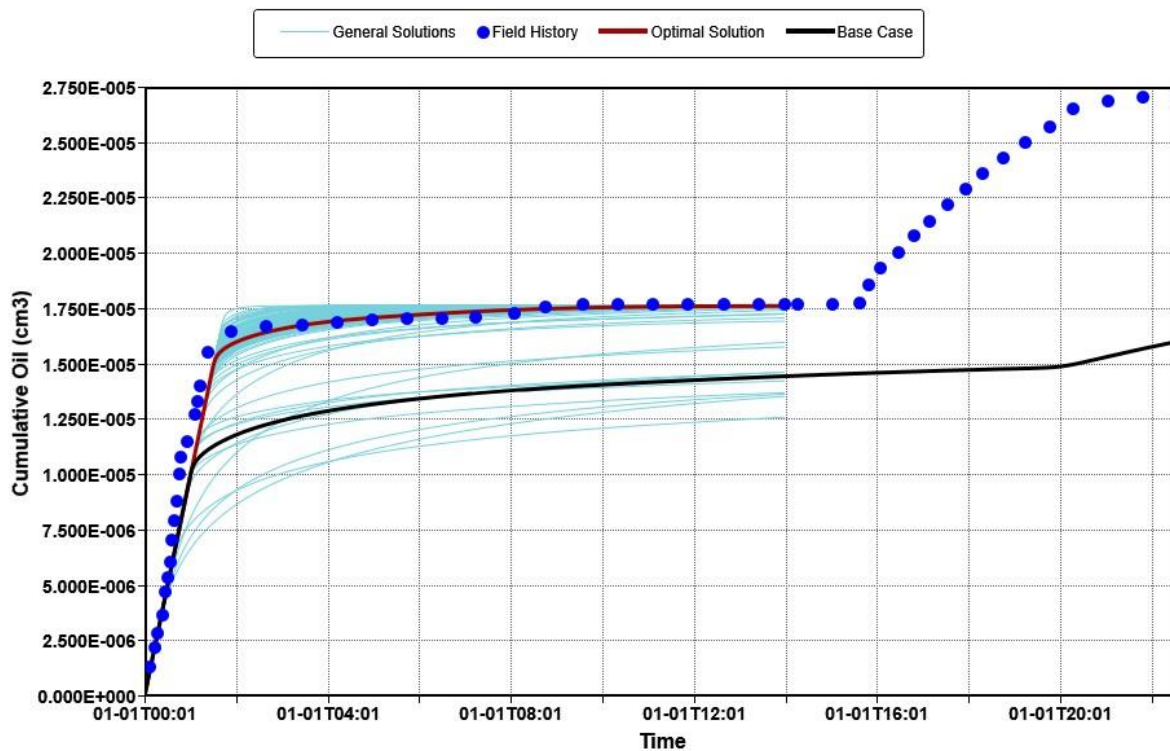
History Matching of the core C106 results (both water and ASP injection):



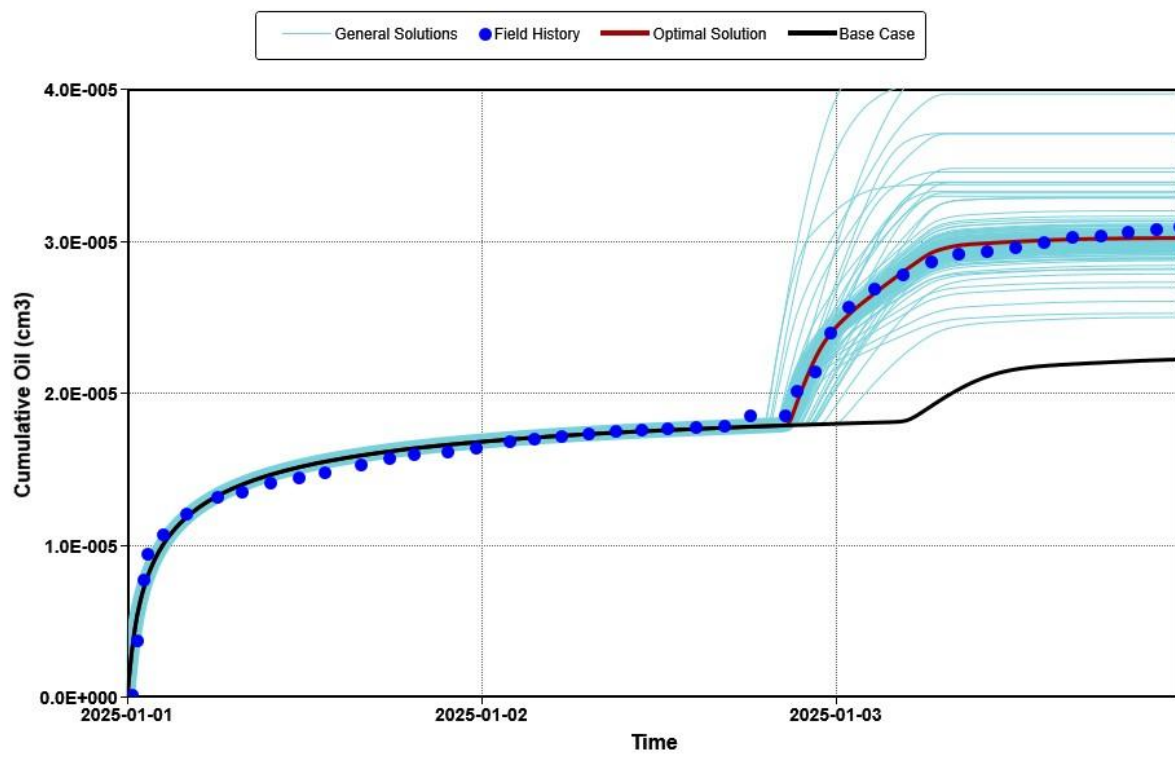
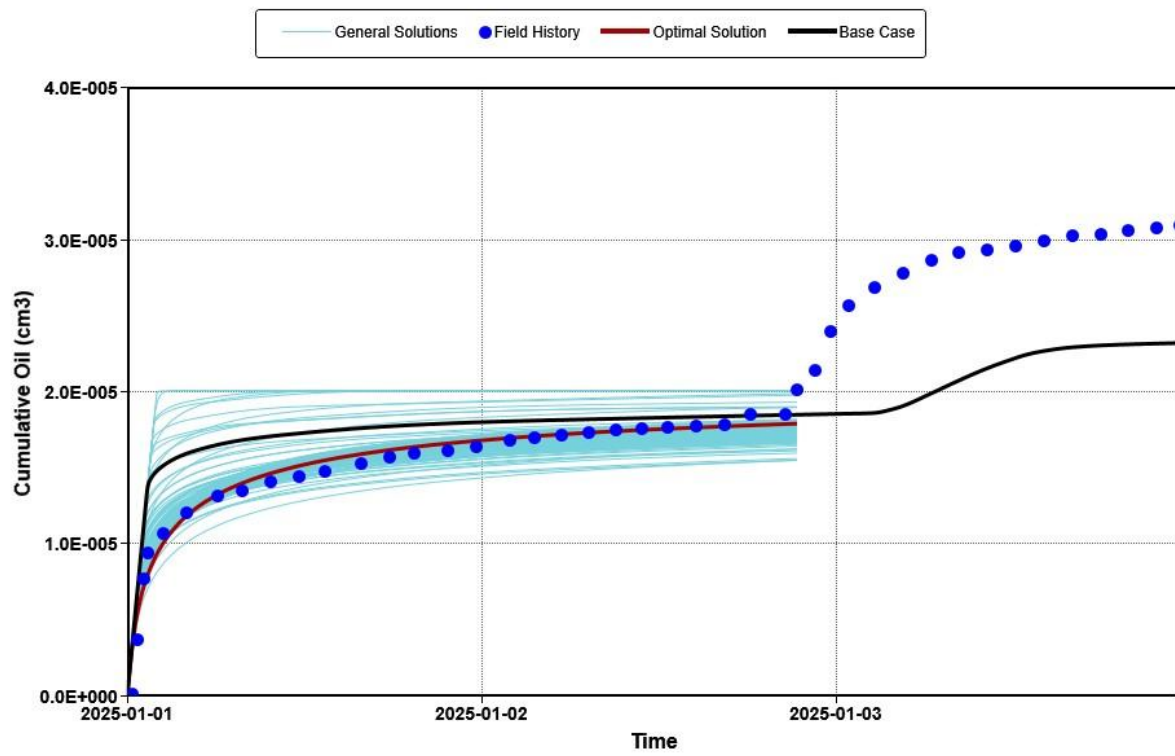
History Matching of the core C108 results (both water and ASP injection):



History Matching of the core C116 results (both water and ASP injection):



History Matching of the core C127 results (both water and ASP injection):



History Matching of the core C130 results (both water and ASP injection):

