



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE



N° d'Ordre:/2024

Université Kasdi Merbah-Ouargla

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

Département de Production des Hydrocarbures

Mémoire de Master

Présenté Par

MENNANE Houssemeddine

MRAH Aymen

LAIEB Abdelbassit

Pour obtenir le grade de Master

Filière : Hydrocarbures

Option : Production

-THEME-

**Etude de faisabilité de la nouvelle technologie
FAWAG au niveau de champ Bir Rabia Nord**

Soutenue publiquement le : 10 /06 /2024

Devant le Jury :

MAHDADI Naouia	UKMO	Président
FROUHAT Rachid	UKMO	Examinateur
MILOUDI Mustapha	UKMO	Rapporteur
ADJOU Zakaria	UKMO	Co-Rapporteur

Année Universitaire : 2023/2024



Remerciements

En premier lieu, on tient à remercier notre DIEU " nos créateur pour j'ai donné la force pour accomplir ce travail.

Tout d'abord, nous tenons à exprimer nos profonds remerciements à notre encadrants Mr Miloudi Mostapha et Dr Zakaria Adjou, qui nous a fourni le sujet de ce mémoire et nous a guidés. Pour leurs précieux conseils, leurs encouragements et leurs confiances qui nous a donné l'appui pour terminer ce travail.

Nos remerciements les plus sincères vont a : toutes les enseignants du département de production des hydrocarbures pour tous ses efforts, leurs soutiens durant toute notre carrière professionnelle.

Nous exprimons notre sincère gratitude aux membres de jury Mr. Mahdadi Naouia Et Mr. Frouhat Rachid. Afin d'accepter d'évaluer ce travail, pour leurs remarques constructives et leurs collaborations.

Je remerciements vont aussi à Mr. Khaled SAOUDI et Mr. CHOUIBE BENZITOUNE ainsi que et Mm. GHANIA KHIAR nous encadrants au niveau de groupement Sonatrach ENI champs BIRE RABIA NORD.



Dédicace

*C'est avec un grand honneur et Une immense joie que je
dédie ce Modest travail :*

*A mes parentes grâce à tendre encouragement et ses
sacrifices, elle a pu créer le climat poursuivre mes études,
aucune dédicace ne pourrait exprimer mon respect, ma
considération envers eux, je prie le bon dieu de les bénir.*

*A mon frère Abd El Maoula et Amdjed pour leurs soutiens
tout au long mes études.*

*A mes amis Raouf et Hammem, pour leur ambiances, leur
énormes efforts de m'aider et de me pousser vers mes
objectifs.*

*A ma très chère amie Islem qui est une vraie amie, c'est
difficile de dire merci à une personne qui mérite bien plus
que de simples mots, J'espère que je pourrai rembourser ne
serait-ce qu'une partie de l'amitié que vous*

M'avez donnée A toute ma famille sans exception

MRAH AYMEN



Dédicace

À mes plus grands soutiens et sources d'inspiration, je dédie ce travail avec tout mon amour et ma reconnaissance infinis.

*À ma très chère mère' **Ratiba'**, qui a toujours été mon port d'attachement et ma boussole, Merci pour ton amour inconditionnel, ton dévouement et ton soutien inébranlable. Tu as été la lumière qui a éclairé mon chemin dans les moments sombres et tu as toujours cru en moi-même lorsque je doutais.*

*À mon très cher père '**Mohamed'**, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*À mes frères '**Mourad'**, '**Oussama'**, '**Zineddine'**, '**Yacine'** et ma sœur '**Abir'**, merci pour votre soutien constant, votre humour contagieux et votre présence réconfortante. Vous êtes ma source de Jose et de bonheur, et je suis fier de vous avoir dans ma vie.*

*À mon très cher ami, qui a été une source constante, d'encouragement et d'inspiration tout au long de cette parcours académique, Merci pour votre amitié sincère et votre amour inconditionnel mon soutien et compagnon de mon âme '**Mounir'**.*

*Enfin, je remercie mes collègues, '**Aymen'** et '**Abdelbassit'**, qui ont contribué à la réalisation de ce modeste travail.*

Mennane Housseem Eddine



Dédicace

Avec l'expression de ma reconnaissance, je dédie ce modeste travail à ceux qui, quels que soient les termes embrassés, je n'arriverais jamais à leur exprimer mon amour sincère. A l'homme, qui doit ma vie, ma réussite et tout mon respect : mon cher père que Dieu t'accorde une place dans son vaste paradis.

A la femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes exigences et qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureuse : mon adorable mère. A ma chère femme, pour sa patience et son soutien indéfectible, et à mon cher enfant Anes, qui illumines ma vie de jour en jour. A mes chères sœurs et mon cher frère qui n'ont pas cessé de m'encourager et soutenir tout au long de mes études. Que Dieu les protège et leurs offre la chance et le bonheur. A tous les amis que j'ai connu jusqu'à maintenant. Merci pour leurs amours et leurs encouragements. Sans oublier mes chers collègues Aymen et Housseem Eddine, pour leur soutien indéfectible tout au long de ce projet.

A Messieurs Zakaria Adjou et Mustapha Miloudi, pour leurs précieux conseils et leur confiance. A tous mes collègues de Kasdi Merbah, pour leur camaraderie et leur esprit d'équipe. A tous mes collègues de travail, avec qui j'ai partagé des moments enrichissants et des défis stimulants.

LAIEB Abdelbassit

Résumé

ملخص :

على مدى السنوات الأخيرة، كان هناك تركيز كبير على تعزيز استرداد النفط من حقول النفط ذات التشققات العالية الموجودة ويتم ذلك من خلال دراسة وتطبيق الأساليب المختلفة. في معظم الحالات، اكتسبت دراسة التحكم في حركة السوائل وكفاءة الانتشار في عملية حقن الغاز وكذلك في طريقة حقن الماء بشكل متناوب مع الغاز اهتماما كبيرا في صناعة النفط. يؤدي تطبيق الحقن إلى زيادة استخلاص الزيت. وتتكون آليته من تخفيض نسبة الغاز إلى النفط. ومع ذلك، هناك بعض المشاكل المرتبطة بهذا والتي تشمل ضعف كفاءة المسح الحجمي بسبب كثافته المنخفضة وحركته العالية مقارنة بالنفط. ونتيجة لذلك، تم تقديم تقنية الغاز المتناوب بمساعدة الماء الرغوي. وفي المقابل فإن الحقن يعمل على تعزيز كفاءة المسح وتقليل نسبة الغاز إلى النفط، وبالتالي زيادة معدلات الإنتاج من الآبار المنتجة. ويتضمن المشروع دراسة تهدف إلى تقييم مدى فعالية هذه التقنية في تحسين إنتاج النفط من مكامن الحقل، العمل تم تنفيذه على مستوى حقل بئر رابيا الشمالية على مجموعة من الآبار الانتاجية والآبار المحقنة مع محاولة القيام بتجربة الماء والغاز المتناوب مع وجود الرغوة. جمع سيناريو إنتاجية الآبار المرشحة يظهر أن الاستراتيجية الأولى تسفر عن زيادة في عامل استرداد النفط بنسبة 4٪ مقارنة بنظام حقن المياه والغاز، مع اعتبار البيانات الجيولوجية في شمال شرق حوض بيركين و مراعاة بيانات مخططات الحقن ، تم تطبيق محاكاة باستخدام برنامج إكليس على بئر (بي ار ان 8) الذي يظهر زيادة تقدر بحوالي +0.6 مليون برميل من النفط الخام في حالة تطبيق الرغوة مقارنة بعدم وجود الرغوة. تساعد نتائج هذا العمل على تحسين طريقة حقن الغاز والماء بالتناوب التقليدية وتجنب تحرك الغاز نحو المسارات المفضلة والشقوق

الكلمات المفتاحية: آلية الدفع الحقن المتناوب للماء و الغاز ، استرداد النفط ، كفاءة الدفع ، الرغوة اكليس ،المساعدة بالماء بالتناوب مع الغاز

Résumé :

Pétrole à partir de réservoirs préexistants fortement fracturés. Cela est réalisé par l'étude et l'application de diverses méthodes. Dans la plupart des cas, l'étude du contrôle de la mobilité des fluides et de l'efficacité de balayage dans le processus d'injection de gaz, ainsi que dans la méthode d'injection alternée d'eau et de gaz (WAG), a suscité un grand intérêt dans l'industrie pétrolière. L'application de l'injection WAG conduit à une augmentation de la récupération du pétrole. Son mécanisme consiste en la réduction du rapport gaz/pétrole (GOR). Cependant, des problèmes sont associés à cela, notamment une faible efficacité de balayage volumétrique en raison de sa faible densité et de sa mobilité élevée par rapport au pétrole. Par conséquent, la technique d'injection assistée par la mousse en alternance avec l'eau et le gaz (FAWAG) a été introduite. Contrairement à l'injection WAG, FAWAG vise à améliorer l'efficacité de balayage et à réduire le rapport gaz-pétrole, maximisant ainsi les taux de production des puits producteurs. Le projet consiste en une étude visant à évaluer l'efficacité de la technique FAWAG dans l'amélioration de la production de pétrole des

réservoirs du champ). Le travail à réaliser au niveau de champ Bir Rabia Nord sur les puits producteurs et les puits injecteurs avec une tentative de fait le FAWAG. Une collection du scénario de productivité des puits candidats montre que la 1ère stratégie montre une augmentation sur le facteur de récupération du pétrole de 4 % par rapport au système d'injection d'eau et de gaz, avec une data géologique Au Nord-Est du bassin de BERKINE, ainsi que les données des schémas d'injection ont été tenues en compte, une simulation par le logiciel ECLIPSE a été appliquée et réalisée sur le puit BRW-8, qui donne augmentation d'environ +0,6 MMstb en cas d'application de mousse par Rapport à l'absence de mousse, les résultats de ce travail aident de améliorer la méthode conventionnelle de WAG et évité la migration de gaz vers les chemins préférentielles et les fissures.

Mots clés : WAG, récupération d'huile, efficacité de balayage, FAWAG, ECLIPSE.

Abstract :

Over the recent years, there has been a significant emphasis on improving the recovery of oil from pre-existing highly fractured reservoirs. This is accomplished by the study and application of various methods. In most cases, the Study of fluid mobility control and sweep efficiency in gas injection process as well as in Water Alternating Gas (WAG) method have gained great interest in petroleum industry. WAG injection application results in an increased oil recovery. Its mechanism consists in reduction of Gas Oil Ratio (GOR). However, there are some problems associated with this which includes poor volumetric sweep efficiency due to its low density and high mobility when compared with oil. Consequently, the Foam Assisted Water Alternating Gas (FAWAG) technique has been introduced. In contrast to WAG injection, FAWAG works to enhance sweep efficiency and decrease the gas-oil ratio, thereby maximizing production rates from the producer wells. The project entails a study aimed at assessing the efficacy of the FAWAG technique in improving oil production from reservoirs in field. The work to be carried out at the Bir Rabia Nord field on production and injection wells includes an attempt to implement FAWAG. A collection of the candidate well productivity scenario shows that strategy 1 shows an increase in the oil recovery factor of 4% compared to the water and gas injection system. with a geological data to the northeast of the BERKINE basin, as well as data from the injection patterns were taken into account, an ECLIPSE software simulation was applied and carried out on the BRW-8 well, which gives an increase of approximately +0.6 MMstb when applying foam by Report to absence of foam, the results of this work help to improve the method.

Keywords: WAG, oil recovery, sweep efficiency, FAWAG, ECLIPSE.

Table des Matières

Remerciements	I
Dédicaces	II
Résumé	V
Table des Matières	VII
Liste des figures	XI
Liste des tableaux	XV
Liste des abréviations	XVI
Introduction générale	1

Chapitre I : Propriétés de la roche réservoir et récupération de pétrole brut

Introduction	4
I-1 Paramètres petro physiques statiques de réservoirs	4
I-1-1 Porosité	4
I-1-2 Saturation	5
I-1-3 Pression capillaire	6
I-1-4 Mouillabilité	8
I-2 Paramètres petro physiques dynamiques de réservoirs	12
I-2-1 Définition de la perméabilité	12
I-2-2 Classification de la perméabilité	13
I-3 Forces à l'échelle du pore	13
I-3-1 Nombre capillaire	13
I-3-2 Rapport de mobilité	14
I-5 Récupération de pétrole	15
I-5-1 Récupération Primaire	16
I-5-2 Récupération secondaire	17
I-5-3 Méthodes d'EOR	19
Conclusion	24

Chapitre II : Théorie sur le WAG et la FAWAG

introduction	25
II-1 Définition	25
II-2 L'objectif principal de l'injection WAG	25
II-3 Le processus d'application	26
II-4 Classification de WAG	27
II-4-1 WAG miscible	27
II-4-2 WAG immiscible	27
II-4-3 WAG Simultané	28
II-4-4 WAG assistée par l'injection de la mousse (FAWAG)	28
II-4-5 Injection WAG chimique (CWAG)	29
II-4-6 Le WAG hybride	29
II-5 Mécanisme de récupération d'huile par le WAG	29
II-6 Avantages de la technique WAG	31
II-7 Echecs associés au processus WAG	32
II-7-1 Première percée dans les puits de production	32
II-7-2 La réduction d'injectivité	32
II-7-3 Corrosion	33
II-7-4 Formation des dépôts	33
II-7-5 Différence de température des phases injectée	33
II-8 Conditions d'application du WAG	33
II-9 Efficacité du balayage	34
II-10 Paramètres opérationnels	35
II -11 Généralité sur la mousse	36
II-11-1 Structure de la mousse	37
II-11-2 Mode d'injection de la mousse	41
II-11-3 Classification des mousses	41
II-11-4 Rôle des surfactants dans la formation de la mousse	43
II-11-5 Paramètres influençant l'EOR assistée par la mousse	45
II-11-6 Facteurs affectant la stabilité de la mousse	48

Conclusion	54
Chapitre III : Faisabilité de la FAWAG dans le réservoir TAGI	
Introduction	55
III-1 Présentation du champ BIR RABIA NORD	55
III-1-1 Situation géographique	55
III-1-2 Situation géologique	55
III-1-3 Résultats de drainage par la formulation tensioactive	56
III-1-4 Réservoir TAGI de (GSE)	56
III-2 Historique et critères de choix du candidat TAGI	59
III-2-1 Historique du TAGI	63
III-2-2 Critère de choix de candidat TAGI	63
III-2-3 Aperçu sur la zone d'étude	64
III-3 Application du WAG au niveau de réservoir TAGI	64
III-3-1 Critère de sélection	64
III-3-2 Essai pilote WAG miscible	66
III-3-3 L'impact du post-traitement et de l'injection de gaz	66
III-3-4 Résultats WAG Miscible	70
III-3-5 Programme surveillance de WAG	73
III-3-6 Valoriser de gaz de WAG	74
III-4 Etude de faisabilité d'injection de mousse pour le candidat TAGI	77
III-4-1 Data PVT de réservoir TAGI	77
III-4-2 WAG assiste par la mousse	77
III-4-3 Présentation du logiciel Eclipse	78
III-4-4 Input data dans logiciel ECLIPSE	82
III-4-5 Modélisation des propriétés du Foam par Eclipse	82
III-4-6 Résultats de modalisation	84
III-4-7 Stratégie de Modélisation de l'injection de Mousse	86
III-4-8 État actuel des puits du champ BRN	86
III-4-9 Prévision d'action pour BRW	87
III-4-10 Applications de FAWAG sur terrain	91
Conclusion	93
Conclusion et Recommandations	95

Références bibliographiques

98

Annexes

102

Liste des figures

Figure I.1 : Image en microscopie présente la porosité	4
Figure I.2 : Différents types de pores	5
Figure I.3 : Répartition des fluides en fonction de la saturation	6
Figure I.4 : Est une illustration schématique de la manière dont les forces capillaires font monter la phase mouillante dans des tubes capillaires à gauche et dans un milieu poreux à droite	7
Figure I.5 : Loi de Poiseuille dans un tube capillaire	8
Figure I.6 : Schéma de l'angle de contact et les différentes tensions interfaciales	9
Figure I.7 : Répartition des fluides en milieu poreux en fonction de la mouillabilité	10
Figure I.8 : Types de mouillabilité en milieu poreux : a) Fortement mouillabilité à l'eau, b) Mouillage fractionnaire, c) Mouillage franc à l'huile	11
Figure I.9 : Les images X des écoulements d'eau (blanc) et d'huile (noir) mettent en évidence l'impact des digitations sur la mobilité à différents rapports	14
Figure I.10 : Les étapes de production des réservoirs en fonction du temps	15
Figure I.11 : Classification des procédés de récupération de l'huile	16
Figure I.12 : injection d'eau	18
Figure I.13 : injection d gaz	19
Figure I.14 : schéma représentative des mécanismes de production	19
Figure I.15 : Principes de l'injection de gaz miscibles	20
Figure I.16 : Schéma de la Miscibilité gaz-huile	21
Figure I.17 : schéma représentative de la déférence entre le balayage par polymère et eau	22
Figure I.18 : Drainage gravitaire assisté par injection de vapeur	23
Figure I.19 : schéma d'Injection de vapeur en continu	23
Figure II.1 : L'effet de gravité pendant l'injection du gaz, eau et WAG	26
Figure II.2 : Schéma du processus WAG	26
Figure II.3 : Récupération du pétrole après l'application de FAWAG	29
Figure II.4 : Schéma du déplacement microscopique à l'échelle des pores	30
Figure II.5 : Balayage surfacique et verticale du profil macroscopique	31

Figure II.6 : Comparaison schématique sur d'une injection de gaz, d'une injection alternée eau-gaz et d'une injection de mousse	32
Figure II.7 : Efficacité de récupération WAG verticale et horizontale	34
Figure II.8 : Cycles d'injection de gaz et d'eau pendant le WAG	36
Figure II.9 : Foam texture	37
Figure II.10 : Structure de la mousse	38
Figure II.11 : mécanisme de déplacement par la mousse (a) débit de déplacement (b) étranglement de la mousse (c) la division de la mousse	39
Figure II.12 : évolution de la division de la mousse	40
Figure II.13 : (a) déplacement de la phase mouillant par la phase non mouillant (b) déplacement de la casse totalité de la phase mouillante	40
Figure II.14 : Structure polyédrique de la mousse	41
Figure II.15 : Arrangement des molécules de surfaces actives à la lamelle de mousse	44
Figure II.16 : Mécanisme de démarrage de la production de mousse dans les milieux poreux	46
Figure II.17 : Progression de la stabilité de la mousse de la génération à la coalescence	47
Figure II.18 : Pression de disjonction entre les bulles de la mousse	47
Figure II.19 : Effet Gibbs-Marangoni	48
Figure II.20 : Effet de la pression sur la stabilité des mousses CO ₂ et N ₂	50
Figure II.21 : Effet de la température sur la stabilité de la mousse	51
Figure II.22 : Effet de la salinité sur la stabilité de la mousse	53
Figure II.23 : L'influence positive de la salinité sur la stabilité de la mousse	53
Figure III.1 : Situation géographique du bassin de BERKINE.	56
Figure III.2 : Colonne litho-stratigraphique de la structure de BERKINE.	57
Figure III.3 : Carte structural au toit supérieur TAGI.	58
Figure III.4 : Carte structural au toit d'inférieur TAGI.	58
Figure III.5 : Historique de production des niveaux TAGI-1, 2 et 3	61
Figure III.6: Historique de production des niveaux TAGI-1 et 2	61
Figure III.7: Historique du taux de vide des niveaux TAGI-1 et 2	62
Figure III.8: Historique de production du niveau TAGI-3	62
Figure III.9 : Historique du taux de vide du niveau TAGI-3	63

Figure III.10: Carte structurale du réservoir TAGI	64
Figure III.11: Processus de WAG screening	65
Figure III.12: Surveillance de l'injection du GSA-8 avant et après l'essai pilote WAG	66
Figure III.13: Suivi de la production du GSA-23 avant et après l'essai pilote WAG	67
Figure III.14: Analyse RST intégrée GSA-12 Carbone/Oxygène et Sigma (2014)	68
Figure III.15: Analyse RST intégrée GSA-8 et GSA-1 Carbone/Oxygène et Sigma (2017 vs. 2016)	68
Figure III.16: cas témoin vis à vie cas WAG pilot	69
Figure III.17: Production du champ avec WAG vis à vie cas Conventionnel	70
Figure III.18: Cycles d'injection de WAG	71
Figure III.19: Tracés ternaires de saturation des fluides du champ "GSA" pour le scénario WAG	72
Figure III.20: Tracés ternaires de saturation des fluides du champ "GSA" pour le scénario conventionnel	72
Figure III.21 : Facteur de récupération du pétrole incrémentiel du scénario de développement de champ WAG par rapport aux scénarios conventionnels	73
Figure III.22: Opportunités de gaz excédentaires par l'application de WAG	75
Figure III.23 : Technique de WAG (A) WAG conventionnel (B) WAG assistée par la mousse.	78
Figure III.24: L'effet du tensioactif sur la contacte de la mousse avec le gaz	78
Figure III.25 : Page d'accueil ECLIPSE	79
Figure III.26: Formation des lamelles et piégeage de la gouttelette d'eau	80
Figure III.27: Input data dans logiciel ECLIPSE	82
Figure III.28: Concept du modèle de mousse	83
Figure III.29 : Courbe de la perméabilité relative en fonction de la saturation du gaz (A) cas conventionnel, (B) WAG assistée par la mousse	85
Figure III.30 : La mobilité du gaz en présence de mousse est réduite jusqu'à un facteur de 0,01	86
Figure III.31 : Prévion des puits concernés par le projet FAWAG	86
Figure III.32: Prévion des puits (BRW-3 et BRW-8) par le projet FAWAG	88
Figure III.33: profile de puits BRW8 et provisoire de l'application de FAWAG	89

Figure III.34: le champ pétrolier de snoore	91
Figure III.35: Comparaison schématique sur d'injection alternée eau-gaz et d'une injection de mousse	92

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Propriétés des fluides dans un milieu poreux en fonction de leur mouillabilité	9
Tableau I.2 : Intervalle de récupération des différents mécanismes de drainage	17
Tableau III.1 : Historique du TAGI 1, 2 et 3	59
Tableau III.2 : Programme de surveillance du WAG	74
Tableau III.3 : Les paramètres (réservoirs data)	77
Tableau III.4 : Les puits producteur et injecteur du champ BRW	87
Tableau III.5 : Résultats d'application FAWAG	90

Liste des abréviations

g	Pesanteur en m/s^2
μ_α	Viscosité dynamique en Pa.s
V_p	Volume des pores
V	Volume
K	Perméabilité (m^2 ou mD)
A	Aire de passage
P_c	Pression capillaire
S	Saturation
φ_T	Porosité totale
φ_E	Porosité effective
V_s	Volume du solide
V_T	Volume total de roche
V_P	Volume poreux
Φ	Porosité
V_W	Volume d'eau
V_O	Volume d'huile
V_G	Volume de gaz
S_W	Saturation d'eau en (%)
S_O	Saturation d'huile en (%)
S_G	Saturation de gaz en (%)
S_{hc}	Saturation en hydrocarbures en (%)
S_{wi}	Saturation d'eau irréductible en (%)
S_{oc}	Saturation critique d'huile en (%)
S_{or}	Saturation résiduelle en hydrocarbures (%)
P_{ext}	Pression extérieure
P_{int}	Pression intérieure
σ	Tension superficielle
θ_c	Angle de contact en degré
R	Rayon de ménisque
r	rayon de capillaire en m
T	Température ($^{\circ}C$)
σ_{ow}	Tensioninterfaciale pour le système huile/eau (mN/m)

σ_{os}	Tensioninterfaciale pour le système huile/solide (mN/m)
σ_{ws}	Tensioninterfaciale pour le système eau/solide (mN/m)
μ	Viscosité du fluide en cP
dp/dl	Gradient de pression en atm/cm.
K_o	Perméabilité effective du l'huile
K_w	Perméabilité effective du l'eau
K_g	Perméabilité effective de gaz
k_r	Perméabilité relative
K_{ro}	Perméabilité relative à l'huile
K_{rw}	Perméabilité relative à l'eau
K_{rg}	Perméabilité relative au gaz
ΔP	Différence de pression
$\partial P/ \partial X_j$	Gradient de pression (Pa/m)
Φ	Porosité
N_{Ca}	Nombre capillaire
γ	Tension interfaciale (N.m)
IFT	Interfacial tension
$\Delta\rho$	Contraste des masses volumiques
M	Rapport de mobilité
μ_w	Viscosité d'eau
μ_o	Viscosité d'huile
WAG	Water Alternating Gas
FAWAG	Foam Assisted WAG
SWAG	WAG Simultané
MWAG	WAG Miscible
MMP	Minimal Pressure Misibility
EOR	EnhancedOilRecovery
WOR	Rapport eau-huile
WC	Water Cut
STB	Stock Tank Baril
D	Diamètre
pmm	Particule par million
S_T	Saturation totale d'huile (%)

K_{aw}	Perméabilité absolue de l'eau (D)
K_{ao}	perméabilité absolue de l'huile (D)
μ_o	Viscosité de l'huile (cP)
μ_w	Viscosité de l'eau (cP)
μ	Viscosité dynamique (Pa.s)



Introduction Générale

Introduction générale

Le pétrole est la principale source de consommation d'énergie annuelle, utilisée pour chauffer les bâtiments, alimenter les véhicules, et produire divers biens dans l'industrie pétrochimique. En 2020, la consommation mondiale moyenne de pétrole, y compris les biocarburants, s'élevait à environ 91 MM bbl/D [1]. Bien que la demande de pétrole s'élevée, sa production restante insuffisante malgré l'exploitation de nombreux champs pétroliers. Cela met l'accent sur la nécessité de développer de nouvelles techniques l'exploitation et d'amélioration pour augmenter les taux de production afin de répondre à la demande croissante en énergie [1].

La production d'un champ pétrolier passe plusieurs étapes, de la récupération primaire, secondaire et enfin la récupération tertiaire. Cette dernière implique différentes techniques complexes de récupération du pétrole (EOR), qui est largement employées pour assurer l'extraction du pétrole ou du gaz piégé dans le milieu poreux en renforçant la capacité de balayage et de déplacement. L'application de la méthode d'injection alternée d'eau et de gaz (Water Alternative Gas, WAG) a montré son efficacité de récupération de pétrole à travers le monde, cela donne une tentative d'application au niveau de certains champs pétroliers en Algérie [2], comme le cas de la zone 19 à Hassi Messaoud et celle de champ Bir Rebia Nord [2].

La technique de WAG repose généralement sur une injection alternée de gaz et d'eau. Lors de la première injection, l'eau est injectée pour assurer le balayage de l'huile ; avec un facteur de mobilité inférieur à 1 ($M < 1$). Ensuite, du gaz miscible que sera injecté pour assurer le gonflement d'huile piégée. La mise en œuvre de ce processus, fait appel de certaines conditions qui doivent être assurées : la miscibilité du gaz qui est en fonction de la pression minimale de miscibilité (MMP) [3].

Malgré son efficacité, la technique WAG présente certains échecs lors de son application, dont on trouve : le phénomène des digitations visqueuses (Fingering phenomenon), l'existence des fissures provoque la migration de gaz injecté dans ces fissures (Chemin préférentiel d'écoulement) et les dépôts issus de l'incompatibilité entre l'eau injectée et l'eau de gisement [4]. Pour cette raison, une initiative sur la faisabilité de l'application d'une WAG assistée par la mousse dite : Foam Assisted WAG (FAWAG) et qui sera l'axe d'étude de notre étude.

Introduction générale

Problématique de l'étude

L'application de la technique WAG au niveau de champ BRN et au niveau de champ de Hassi Messaoud montre une élévation des taux de productivité au début des essais ; puis les puits producteurs ont montré une quasi diminution de la productivité sous l'effet de la variation des conditions de réservoir voire même l'alternance des phases injectées, c'est pour cette raison que ce travail tient compte des tentatives d'amélioration de cette technique en répondant sur la problématique suivante :

Comment optimiser la technique de WAG par l'utilisation d'un fluide d'assistance sous forme d'une mousse développée chimiquement pour répondre aux exigences contemporaines de la récupération tertiaire tout en préservant son authenticité et son efficacité.

Objectifs de l'étude

- 1 Investigation de la faisabilité de FAWAG au niveau de champ candidat de cette étude.
- 2 La mise en évidence de l'efficacité de la mousse vis-à-vis les digitations visqueuses ainsi le cheminement de l'écoulement du gaz.
- 3 Assurer des modélisations initiatives tenant en compte les conditions de réservoir et celles de l'injection alternée par le logiciel ECLIPSE.
- 4 Investigation économique et technique de projet FAWAG au niveau de champ d'étude.
- 5 Proposition d'un nouveau schéma d'injection après l'introduction de la mousse.

Organisation de mémoire

Afin d'atteindre les objectifs mentionnés ci-dessus, le travail suit l'organisation suivante :

Une introduction générale englobant différents axes sur la production pétrolière à l'échelle mondiale et nationale en spécialisant le progrès vers la technique de WAG.

Chapitre I : consacré pour une synthèse bibliographique sur la récupération de pétrole brut ainsi les propriétés statiques et dynamiques de la roche réservoir.

Introduction générale

Chapitre II : met en évidence le processus d'injection alternée d'eau et du gaz, ses différents types, les paramètres influençant sur le WAG ainsi que les problèmes liés à ce mode d'injection, une notion particulière sur FAWAG a été élaborée en fin de ce chapitre.

Chapitre III : consiste une application pratique au niveau de champ candidat par l'évaluation de la technique WAG existante et l'investigation de la faisabilité de la nouvelle méthode de WAG assisté par un fluide énergisant sous forme d'une mousse chimiquement développée avec un aperçu économique et technique de son application.

Enfin, le travail est clôturé par une conclusion et des recommandations pour les futurs projets de même axe d'étude.

Chapitre I

*Généralités sur les propriétés de la roche
réservoir et la Récupération de pétrole*

Introduction :

Ce chapitre traitant les concepts fondamentaux des systèmes de récupération des hydrocarbures dans les champs pétroliers, et permet d'introduire les bases théoriques et les équations nécessaires pour comprendre les phénomènes qui se produisent lors de la récupération de brut à différentes échelles. Tout d'abord, il décrit les propriétés statiques et dynamiques de la roche réservoir ainsi la phase primaire, secondaire et tertiaire d'exploitation en donnant une notion supplémentaire sur les différents mécanismes de drainage dans le gisement.

I-1 Paramètres petro physiques statiques de réservoirs :**I-1-1 Porosité :**

La porosité désigne un petit volume où des fluides peuvent pénétrer dans les roches grâce à un ensemble de pores (formule I-1) [5]. Le mot « pore », dans son sens le plus large, désigne un espace poreux de forme indéterminable. On peut classer les cavités en fonction de leur facteur de forme (le rapport entre la plus petite dimension et la plus grande). Donc, dans quelques situations, nous évoquons des pores et des fissures. Au sens propre, les stomates sont des cavités relativement convexes, tandis que les fissures sont des cavités avec un rapport d'aspect très faible et une épaisseur minime (Figure I.1) [6].

$$\Phi = \frac{V_{pore}}{V_{tot}} \quad (I-1)$$

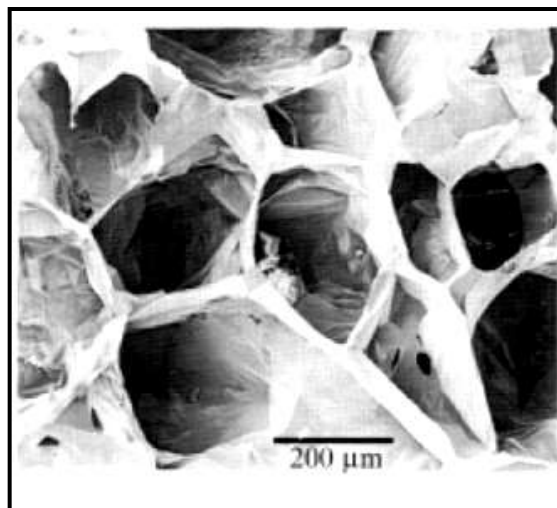


Figure I.1 : Image en microscopique présente la porosité [7].

Il existe trois différents types de pores : les pores caténaires/interconnectés, les pores en culs de sac et les pores fermés (non connectés). Les pores interconnectés sont des pores qui sont en communication avec d'autres pores par plus d'un passage. Les pores culs de sac

sont des pores sans issue, connectés à un autre pore par un seul passage. Les pores fermés sont des pores isolés qui n'ont aucune communication avec d'autres pores (Figure I.2) [8].

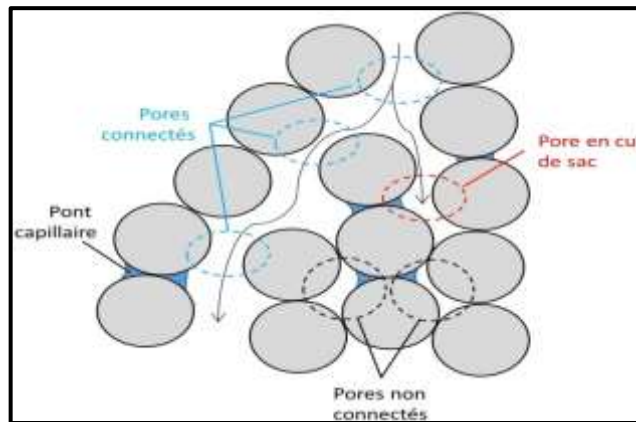


Figure I.2 : Différents types de pores [9].

I-1-1 a Chemin d'écoulement préférentiel :

Un paramètre géométrique, appelé chemin d'écoulement préférentiel ou tortuosité, permet de mesurer l'augmentation de la trajectoire parcourue par les fluides dans la roche [10]. La rigidité de la roche est influencée par la répartition de la porosité. Dans le cas où celle-ci n'est pas totalement homogène, le liquide circule au sein des roches selon des trajectoires particulières [11].

I-1-2 Saturation :

La présence d'un fluide dans les pores de la roche à une profondeur donnée peut être supposée. Dans la majorité des situations, il s'agit d'eau douce ou salée, mais il arrive parfois que ce soient des hydrocarbures liquides ou gazeux ou d'autres gaz (CO₂, H₂S, etc.) qui remplissent en partie ces pores. Le volume de pores (VP) est un volume d'eau (VW), un volume d'huile (VO) et un volume de gaz (VG) qui sont présents dans le réseau poreux connecté ou résiduel. La compréhension des quantités d'huile et de gaz présentes dans un gisement requiert une connaissance approfondie des saturations, ou au moins une approche satisfaisante [12].

Les saturations en huile (I-3), eau (I-2) et gaz (I-4) avec les équations suivantes :

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (I-2)$$

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (I-3)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (I-4)$$

La saturation est exprimée en pourcentage (%) ou la saturation en hydrocarbures est donnée par la formule (I-15).

$$S_{hc} = 1 - S_w \quad (I-5)$$

Avec S_{hc} est la saturation en hydrocarbures en (%).

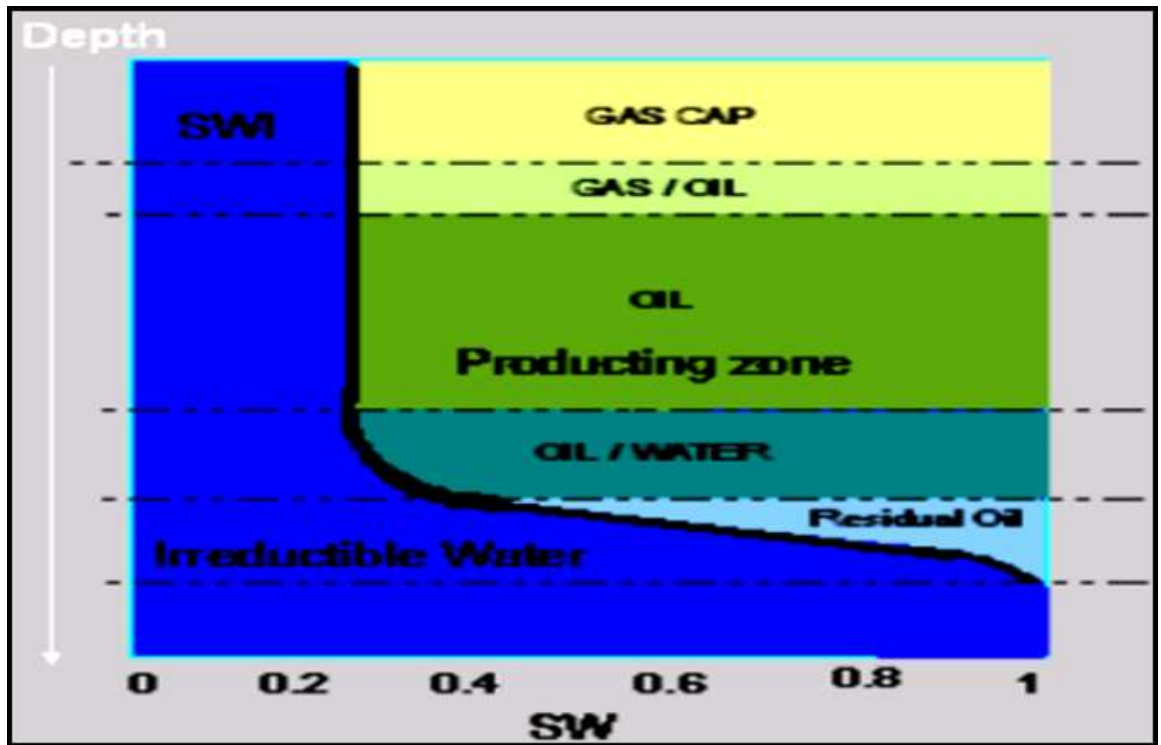


Figure I. 3 : Répartition des fluides en fonction de la saturation [13].

I-1-3 Pression capillaire :

Fait référence à la pression exercée par les forces capillaires à l'interface entre deux fluides immiscibles, tels que l'huile et l'eau, dans les pores d'une formation rocheuse.

Cette pression capillaire influence la distribution et le mouvement des fluides dans les réservoirs pétroliers. Elle résulte des interactions entre les propriétés physiques des fluides et la géométrie des pores de la roche réservoir.

(La figure I.4) montre le concept de pression capillaire. Lorsque deux fluides non miscibles sont en contact l'un avec l'autre à travers des tubes (équivalents aux pores dans une roche), une interface incurvée se forme entre eux. Le fluide mouillant monte en raison des forces adhésives entre le fluide et le solide. La pression sur le côté convexe (zone blanche dans la figure 1.4) est plus petite que celle sur le côté concave [8]. (Zone bleue dans la figure I.4).

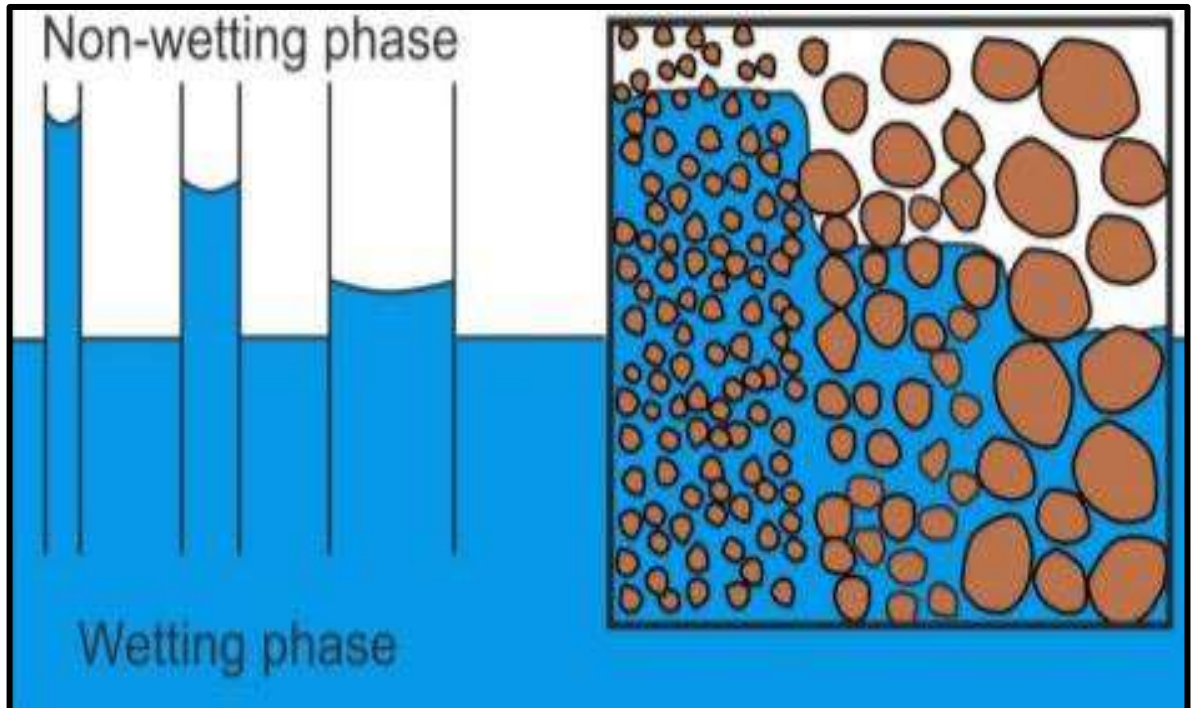


Figure I.4 : Est une illustration schématique de la manière dont les forces capillaires font monter la phase mouillante dans des tubes capillaires à gauche et dans un milieu poreux à droite [8].

On appelle pression capillaire PC la différence de pression existant entre deux points A et B infiniment voisins et situés de part et d'autre de l'interface :

$$PC = P_A - P_B \quad (I-6)$$

A étant dans le fluide non mouillant

A l'équilibre, la résultante verticale des forces de tension superficielle est compensée par l'action de la pression capillaire sur la section du tube :

$$PC = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} = \Delta\rho gh \quad (I-7)$$

Avec r le rayon du capillaire, h la différence de hauteur entre la surface plane et le ménisque, θ angle de contact entre le liquide et le tube, $\Delta\rho$ la différence de masse volumique entre les 2 phases et g l'accélération de pesanteur.

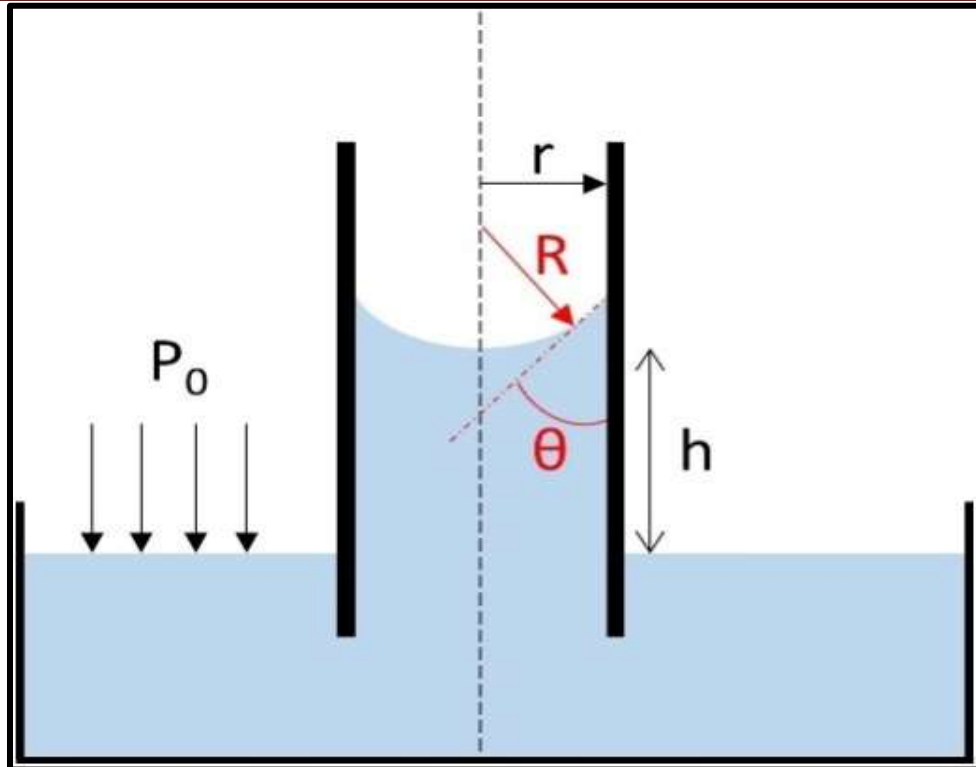


Figure I.5 : Loi de Poiseuille dans un conduit capillaire [9].

Pour une fissure d'épaisseur e , on aurait

$$PC = \frac{2\sigma \cos\theta}{e} \quad (\text{I-8})$$

I-1-4 Mouillabilité :

I-1-4 a Définitions :

On suppose que les gisements pétroliers restent inchangés au fil du temps en raison de leur capacité à se mouiller en eau libre. Ainsi, même si l'estimation de la mouillabilité des réservoirs pétroliers a longtemps été négligée, cette quantité, en particulier en termes de saturation résiduelle, est essentielle pour estimer le potentiel de récupération et semble jouer un rôle important [14]. Prenons l'exemple de deux phases, O (huile) et W (eau), qui entrent en contact avec diverses surfaces solides. L'effet mouillant est caractérisé par l'angle de contact θ_c qui se forme à l'interface entre les phases (O et W) et la surface solide (Figure I-6). Dans ce système, la relation entre les différentes tensions interfaciales et les angles de contact est établie par l'équation (I-10) en équilibre thermodynamique [15].

$$\sigma_{ow} \cdot \cos \theta_c = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad (\text{I-9})$$

Avec σ_{ow} , σ_{os} , et σ_{ws} représentent respectivement les forces d'interfaces pour les couples huile/eau, huile/solide et eau/solide (Figure I.6).

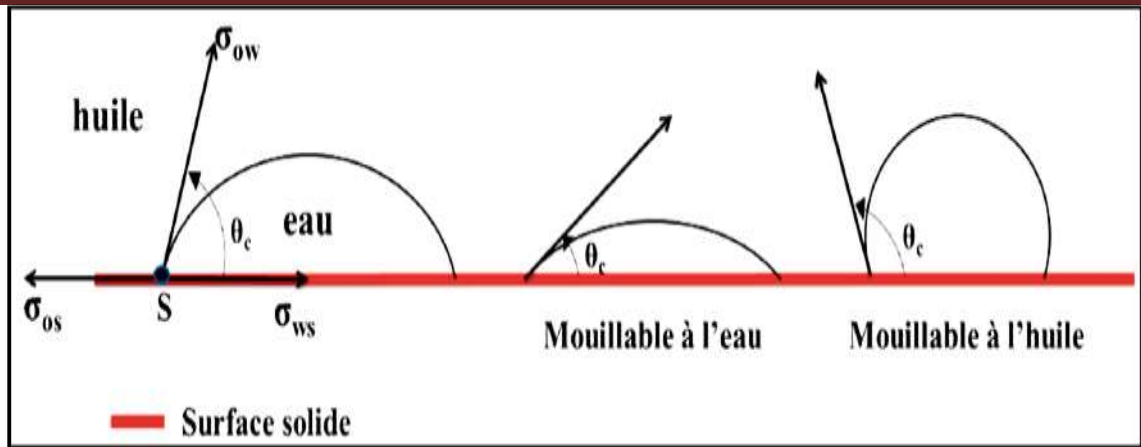


Figure I.6 : Schéma de l'angle de contact et les différentes tensions interfaciales [20].

Les différentes propriétés des fluides en milieu poreux sont fonction de leur mouillabilité (Tableau I.1). A noter que le gaz naturel n'est jamais la phase mouillante dans les réservoirs.

✓ Cas des roches mouillables à l'eau (Water-wet)

La roche est mouillable à l'eau (Figure I.7) si :

- $\gamma_{ws} > \gamma_{os}$
- $0^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$
- Avec γ_{os} la tension interfaciale huile/solide, γ_{ws} la tension interfaciale eau/solide

Si θ est proche de 0° , la roche est considérée comme fortement mouillable à l'eau (caractère hydrophile fort). [9]

Tableau I.1 : Propriétés des fluides dans un milieu poreux en fonction de leur mouillabilité.[9]

Fluide mouillant	Fluide non mouillant
Etalement Préférentielle sur le solide	Pas de réaction Préférentielle avec le solide
Occupation des petits pores	Occupation des grands Pores
Fluide moins mobile	Plus mobile, surtout à forte saturation
Limite la réduction de la saturation a une valeur irréductible	

✓ Cas des roches mouillables à l'huile (Oil-wet)

La roche est mouillable à l'huile (**Figure I.7**) si :

- $\gamma_{os} > \gamma_{ws}$
- $90^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$
- Avec γ_{so} la tension interfaciale huile/solide, γ_{ws} la tension interfaciale eau/solide

Si θ est proche de 180° , la roche est dite fortement mouillable à l'huile (caractère hydrophobe marqué). La mouillabilité est affectée par la composition minéralogique de la surface des pores, la nature et la composition des fluides, et l'historique de saturation. [9]

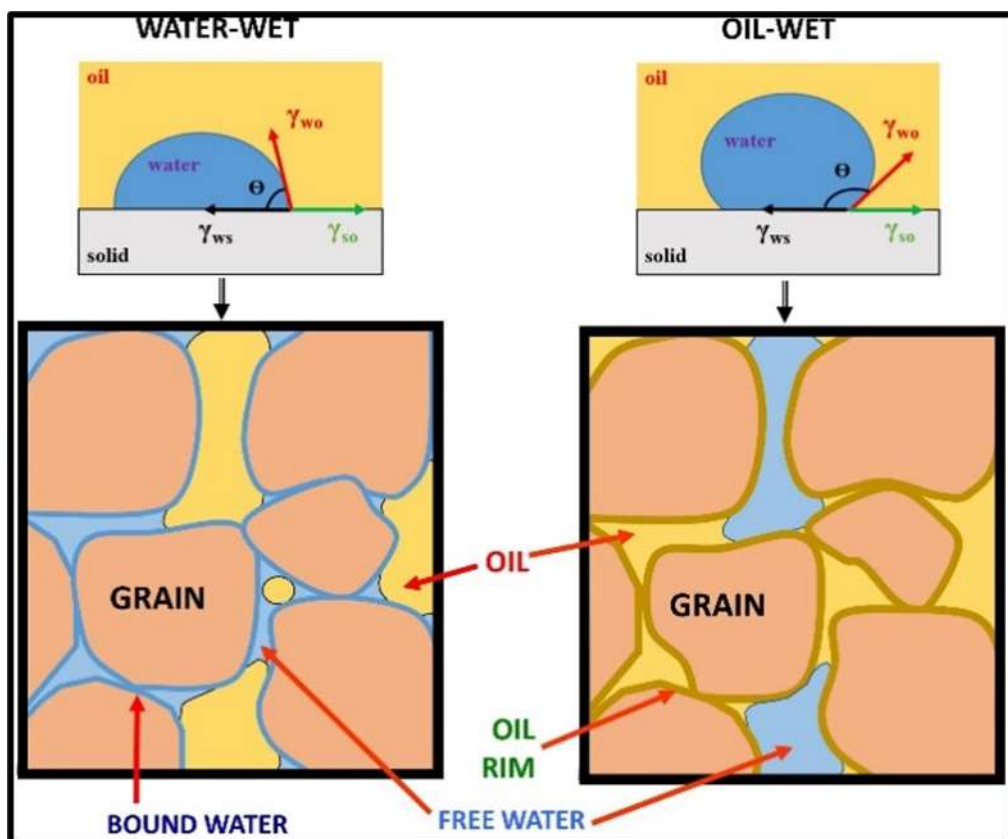


Figure I.7 : Répartition des fluides en milieu poreux en fonction de la mouillabilité. [9]

I-1-4-b Classification :

Les réservoirs pétroliers sont des roches poreuses et perméables, ce qui peut entraîner une modification de leur affinité en fonction des différents degrés de processus d'altération. À l'échelle d'un milieu poreux, on distingue :

La mouillabilité franche à une phase : L'adhérence d'une phase à la surface des grains est principalement favorisée par une mouillabilité libre ou uniforme. En raison de différences de densité, les roches réservoirs sont généralement perçues comme mouillables à l'eau avant le déplacement des hydrocarbures. Dans le cas où le milieu est étroitement lié

à l'eau, l'eau prendra possession de la surface des pores et remplira les pores plus petits, tandis que l'huile se présentera sous forme de gouttelettes au centre des pores plus grands. Dans une mouillabilité franche à l'huile, la distribution du liquide diffère de celle de la mouillabilité franche à l'eau. Les pores plus petits sont remplis d'huile et les pores plus grands sont recouverts de surface. La capacité à se mouiller à l'huile est causée par l'adsorption de certaines molécules qui constituent un pétrole brut sur la surface des grains. Différents types de mouillabilité sont causés par les interactions distinctes entre la matrice de la roche, la phase aqueuse, la phase huileuse et ses composants [17].

L'état de mouillage devient neutre si la roche n'a pas d'affinité avec la phase huileuse ou la phase aqueuse.

Mouillabilité fractionnaire : La matrice des milieux poreux présente des variations minérales qui modifient localement l'échange d'ions et l'adhésion des molécules des phases présentes à la surface. Certains minéraux sont plus susceptibles d'interagir avec le pétrole brut et l'eau salée que d'autres. En raison de la diversité de la minéralogie et de la composition chimique, l'affinité varie. Les surfaces rocheuses présentent des zones très mouillables à l'huile et à l'eau lorsque la mouillabilité est faible [9].

Mouillage mixte : Différentes parties du milieu poreux présentent une mouillabilité assez variable (mouillées par de l'eau ou de l'huile). Les pores de petite taille sont sensibles à l'eau et sont remplis d'eau, tandis que les pores de grande taille sont sensibles à l'huile et sont remplis d'huile [18]. La figure (I.1) représente les différents états de la mouillabilité au sein de milieu poreux [9].

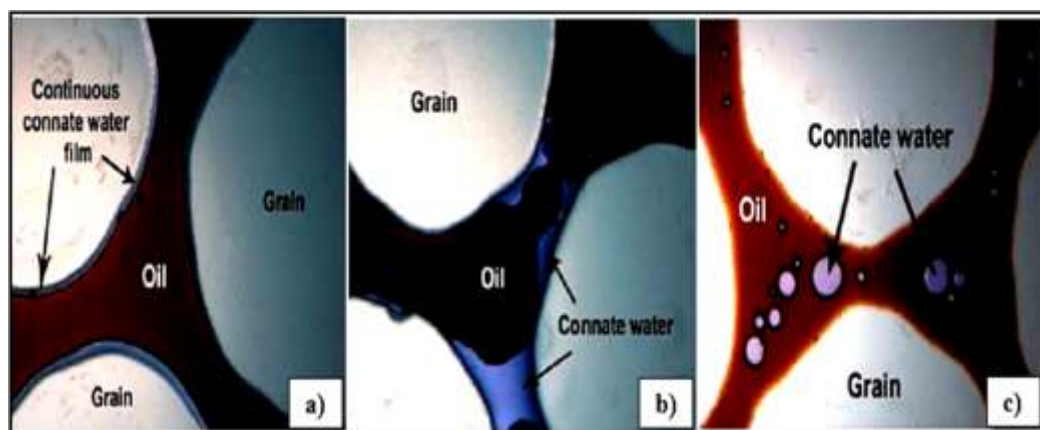


Figure I.8 : Types de mouillabilité en milieu poreux : a) Fortement mouillabilité à l'eau, b) Mouillage fractionnaire, c) Mouillage franc à l'huile [19].

I-2 Paramètres petro physiques dynamiques de réservoirs :**I-2-1 Définition de la perméabilité :**

La perméabilité d'une roche est l'aptitude de cette roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide dont elle est saturée. Elle dépend de la structure de la roche comme la taille et la distribution des pores, et la nature des fluides présents [9].

$$u = \frac{q}{A_c} = - \frac{K}{\mu} \frac{dP}{dl} \quad (I-10)$$

Avec :

u : Vitesse du fluide, cm/s.

q : Débit cm³/s.

k : Perméabilité de la roche poreuse, Darcy (0,986923 μm²).

A_c: Surface de la section transversale de la roche, cm².

μ: Viscosité du fluide, centipoises (cP).

l : Longueur de l'échantillon de roche, cm.

$\frac{dP}{dl}$: Gradient de pression dans la direction de l'écoulement, atm/cm.

La loi de Darcy est applicable lorsqu'une seule phase fluide circule, occupant l'ensemble de l'espace poreux de la roche. La loi de Darcy a imposé des limites dans des conditions d'écoulement spécifiques, dont les principales sont les suivantes :

1. Matrice solide homogène, isotrope et stable.
2. Fluide homogène, isotherme et incompressible.
3. Énergie cinétique négligeable.
4. Régime d'écoulement permanent.
5. Écoulement laminaire.

Selon l'équation (I-11), la perméabilité, k, est considérée comme "absolue" lorsque la roche est saturée à 100 % par un seul fluide (ou phase), comme le pétrole, le gaz ou l'eau. En présence de plus d'un fluide, la perméabilité est appelée perméabilité "effective" (k_o,

Chapitre I : Généralités sur les propriétés de la roche réservoir et la Récupération de pétrole

kg, ou kw, étant respectivement la perméabilité effective du pétrole, du gaz ou de l'eau). Lorsqu'ils se déplacent dans les canaux poreux de la roche, les fluides du réservoir interagissent les uns avec les autres, ce qui entraîne une perméabilité effective de toutes les phases toujours inférieures à la perméabilité absolue.

Lorsqu'il y a plus d'un fluide dans la roche, on appelle perméabilité "relative" (K_r) la relation entre la perméabilité effective de chaque phase et la perméabilité absolue. Par exemple, la perméabilité relative du pétrole, du gaz et de l'eau serait $k_{ro} = k_o/k$, $k_{rg} = k_g/k$, $k_{rw} = k_w/k$ respectivement [12].

I-2-2 Classification de la perméabilité :

Une perméabilité primaire, également connue sous le nom de perméabilité matricielle, et une perméabilité secondaire peuvent être présentes dans les réservoirs pétroliers. La perméabilité est apparue au moment du dépôt et de la lithification (durcissement) des roches sédimentaires. L'altération de la matrice rocheuse par le compactage, la cimentation, la fracturation et la mise en solution entraîne la perméabilité secondaire.

I-3 Forces à l'échelle du pore :

A l'échelle des pores, les caractéristiques de l'écoulement des fluides sont définies par la présence de quatre types de forces principaux :

1. Forces visqueuses
2. Forces visqueuses déplacées
3. Tension interfaciale
4. Pesanteur.

I-3-1 Nombre capillaire

Le nombre de capillaires représente la rétention des phases dans les pores de la roche. La relation entre les forces visqueuses et les forces capillaires est définie. (**Equation I-12**) :

$$Ca = \frac{\eta v}{\sigma} = \left(\frac{k \Delta P}{\sigma L} \right) \quad (\text{I-11})$$

Avec : η La tension interfaciale entre l'eau et l'huile, σ , est la viscosité du fluide déplaçant, et la vitesse du fluide est généralement de 50 mN/m, ce qui correspond à un nombre capillaire de 10-8.

I-3-2 Rapport de Mobilité :

La mobilité est une mesure de la capacité relative d'un fluide à se déplacer à travers un milieu poreux par rapport à un autre fluide dans les mêmes conditions. Elle est définie comme le rapport de la perméabilité absolue d'un fluide à sa viscosité. La relation de mobilité est décrite par l'équation.

$$M = \left(\frac{k_{rw} / \mu_w}{k_{ro} / \mu_o} \right) \tag{I-12}$$

Avec, M est la mobilité, k_{rw} est la perméabilité relative d'eau, μ_w est la viscosité d'eau, k_{ro} est la perméabilité relative d'huile, μ_o est la viscosité d'huile.

L'efficacité de balayage est bonne plus cette grandeur soit faible, Il est préférable que $M < 1$ soit observé dans le cas des huiles légères déplacées par la saumure. De plus, si le facteur M dépasse 1, il est possible qu'il y ait une instabilité (**Figure I.25**) (digitations visqueuses).

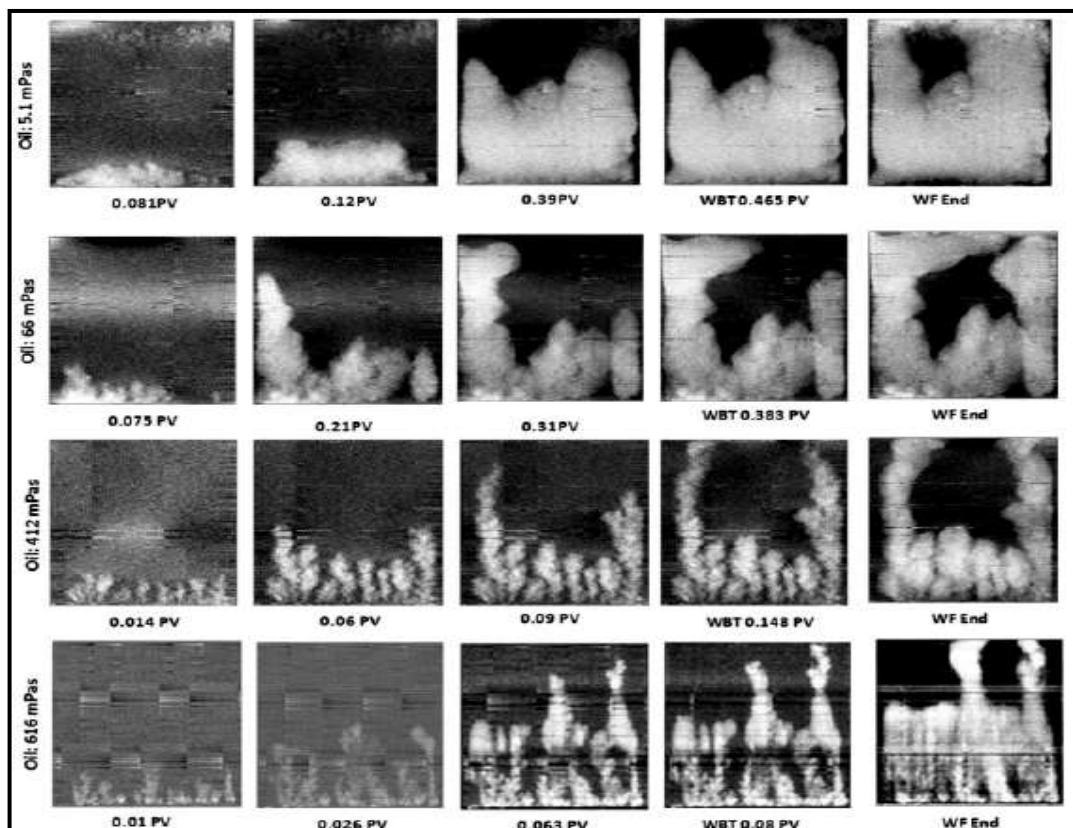


Figure I.9 : Les images X des écoulements d'eau (blanc) et d'huile (noir) mettent en évidence l'impact des digitations sur la mobilité à différents rapports [20].

I-4 Récupération de pétrole :

Est une phase essentielle dans le cycle de vie de l'exploitation pétrolière, visant à maximiser l'extraction de l'or noir des gisements souterrains. Cette opération stratégique se déploie en plusieurs étapes, débutant par "la récupération primaire" également connue sous le nom de "récupération naturelle", Lorsque la pression du réservoir commence à diminuer dans le temps et le taux de production chute. Il est devenu nécessaire d'appliquer certaines techniques permettant de maintenir la pression dans le réservoir et continuer l'extraction de pétrole d'où le terme "récupération secondaire", et enfin, "la récupération tertiaire" qui recourt à des techniques avancées lorsque les méthodes précédentes deviennent insuffisantes.

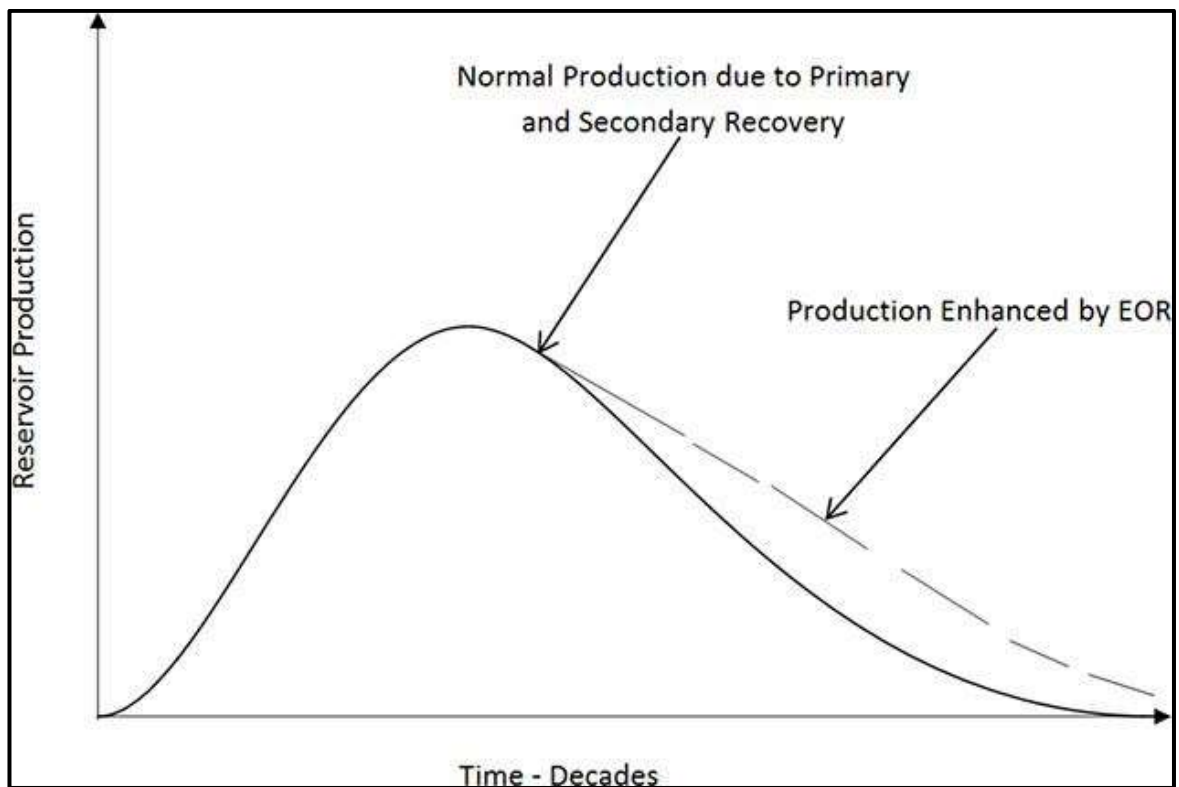


Figure 1.10: Les étapes de production des réservoirs en fonction du temps [21].

I-4-1 Récupération Primaire :

Est la première méthode de récupération du pétrole du sol. Cette méthode repose sur les mécanismes naturels présents dans le réservoir pour amener le pétrole à la surface, sans l'ajout de processus ou de fluides supplémentaires. Elle permet de produire entre 5 et 15 % de la quantité de pétrole initialement en place, le pourcentage dépendant de la nature du brut et du réservoir. Les forces motrices qui fournissent l'énergie naturelle requise pour la récupération primaire du pétrole sont les suivantes [22].

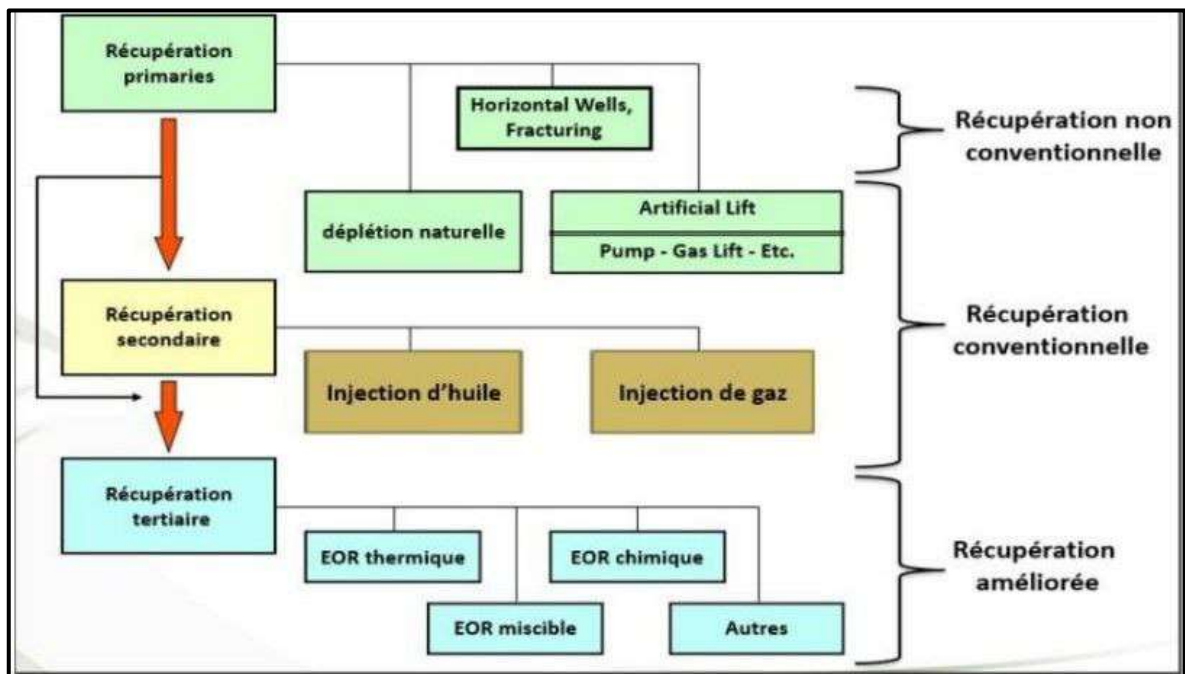


Figure 1.11: Classification des procédés de récupération de l'huile [23].

I-4-1 a Les Mécanismes de drainage naturel :

- ✓ Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.
- ✓ Expansion monophasique d'huile et de gaz dissout.
- ✓ Expansion du chapeau de gaz (gas-cap drive).
- ✓ Expansion de l'aquifère (water-drive).
- ✓ Drainage par gravitation.
- ✓ Mécanisme combiné.

Tableau I.2: Intervalle de récupération des différents mécanismes de drainage.

Mécanisme de drainage	Source d'énergie	Récupération, % OOIP
Drainage par l'eau	Expansion de l'aquifère	20-60
Drainage du gas cap	Expansion du gas cap	20-40
Drainage par dissolution du gaz	Expansion du gaz dissous	20-30
Expansion de gaz		2-5
Drainage Gravitaire	Gravité	50-70

I-4-2 Récupération secondaire :

La production de pétrole brut varie de 20% à 40% du volume initial d'huile en place en exploitant l'énergie naturelle du réservoir. Par conséquent, des quantités importantes de pétrole peuvent rester piégées dans les pores. De plus, tout au long de la vie du puits, la pression diminue jusqu'à un certain point où il devient crucial de fournir de l'énergie externe au réservoir pour une meilleure récupération. Cette énergie est appliquée selon deux procédés : l'injection d'eau et l'injection de gaz non miscible ; d'où le terme de récupération secondaire [24].

Avant de passer à cette phase de récupération du pétrole, il faut avoir clairement prouvé que l'énergie naturelle est insuffisante. Cela peut prendre un à deux ans de production pour l'affirmer.

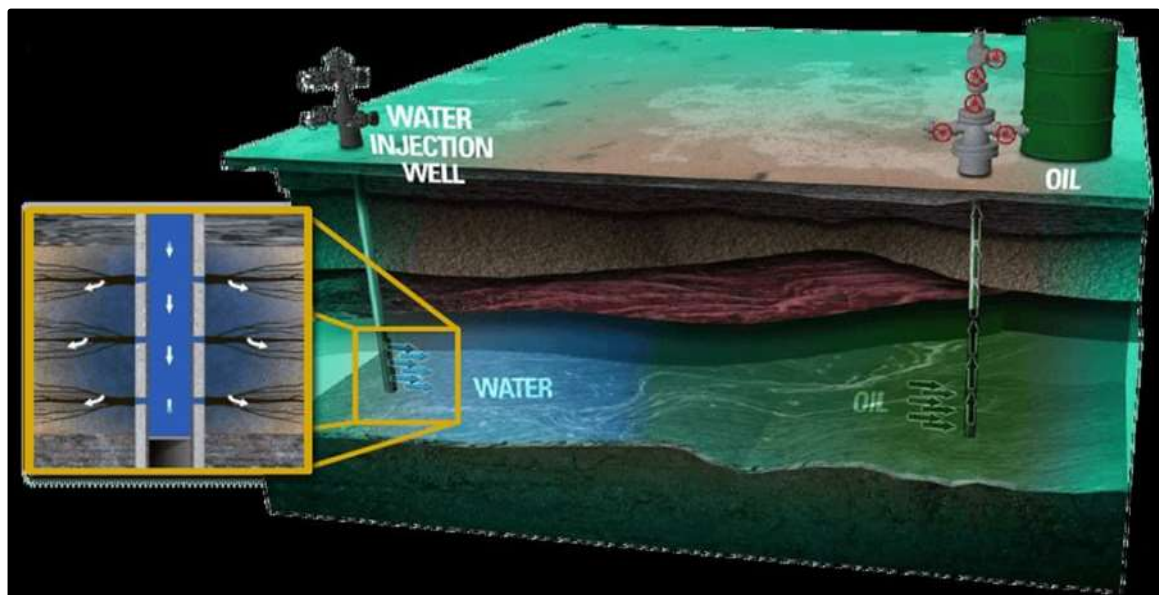
La récupération secondaire a deux objectifs principaux :

- Maintenir la pression du réservoir appauvri.
- Balayer le pétrole brut du puits d'injection vers et dans le puits de production.

I-4-2 a Injections d'eau :

L'injection d'eau est une méthode de récupération assistée du pétrole. Avant de procéder à l'injection d'eau, deux options s'offrent à nous : laisser le pétrole remonter naturellement grâce à la pression du réservoir (écoulement naturel) et installer un système de lift artificiel si ces deux solutions ne sont plus suffisantes. C'est alors que la récupération assistée du pétrole entre en jeu.

Le principe de l'injection d'eau consiste à forer un puits pour injecter de l'eau dans le réservoir. L'eau est ensuite pompée à haute pression dans le réservoir afin de remplacer le pétrole qui s'y trouve. Cela permet également d'augmenter la pression du réservoir (pression de gisement). En augmentant la pression du réservoir, on favorise l'écoulement d'une plus grande quantité de pétrole vers le puits de production [25].



FigureI.12 : injection d'eau [26].

I-4-2 b Injections de gaz :

L'injection de gaz est une méthode efficace pour améliorer la récupération de pétrole dans les réservoirs à faible perméabilité et étanches. Cependant, la distribution de fractures complexes dans la formation a un effet notable sur les performances de l'injection de gaz.

Dans cette étude, trois méthodes d'injection de gaz ont été employées pour mener des expériences micro fluidiques à l'aide de micromodules simulant des réservoirs fracturés. L'efficacité de balayage et l'efficacité de déplacement d'huile des pores et des gorges, des fractures et de toute la région ont été mesurées respectivement pour évaluer les effets de déplacement d'huile des différentes méthodes d'injection de gaz [27].

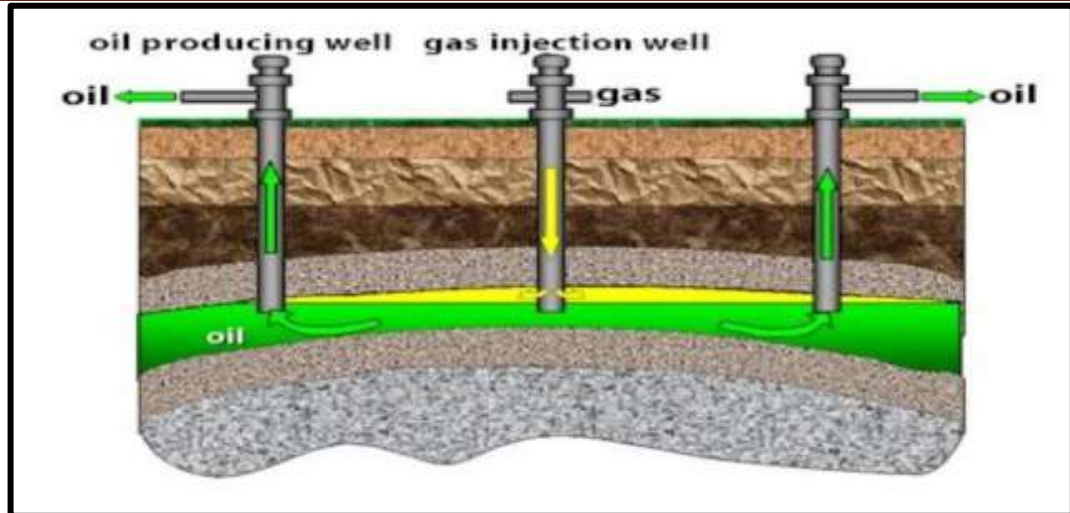


Figure I.13 : injection d gaz [28].

I-4-3 Méthodes d’EOR :

Plutôt que d’essayer simplement de forcer le pétrole à sortir du sol. La récupération assistée du pétrole cherche à modifier ses propriétés pour le rendre plus propice à l’extraction. L’objectif principal des techniques de récupération assistée est d’accroître l’efficacité de la récupération secondaire en améliorant le déplacement et l’efficacité volumétrique. Plusieurs approches sont utilisées pour atteindre cet objectif, telles que l’injection de gaz miscibles, les procédés chimiques et les procédés thermiques.

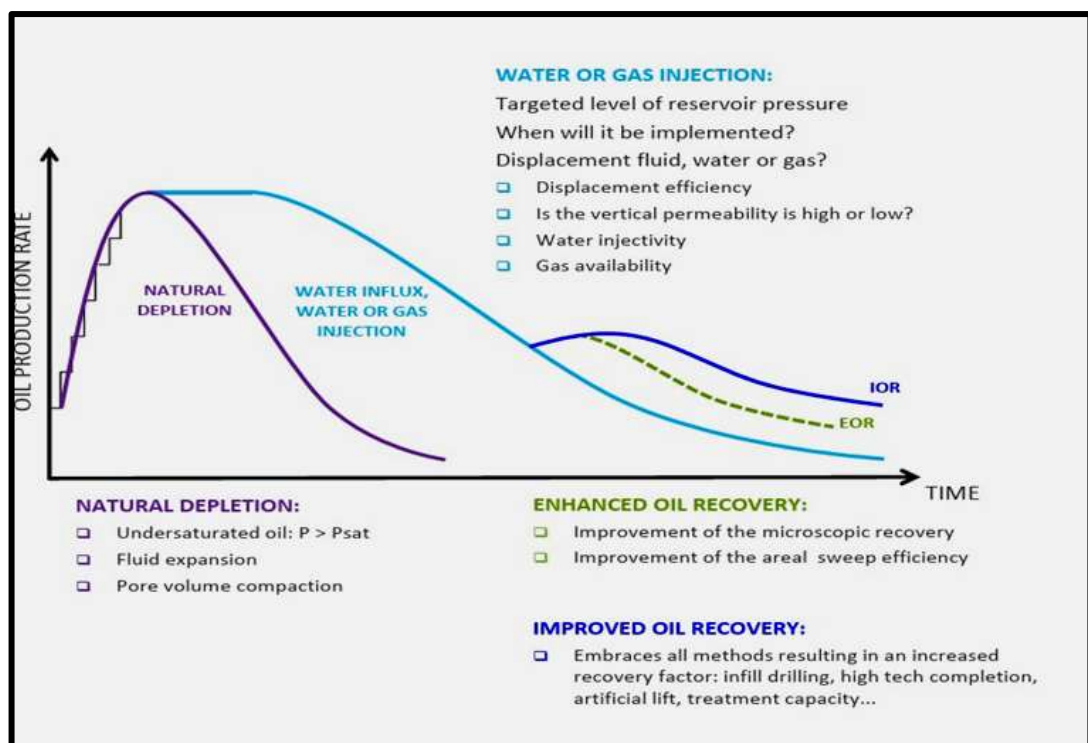


Figure I.14 : schéma représentative des mécanismes de production [29].

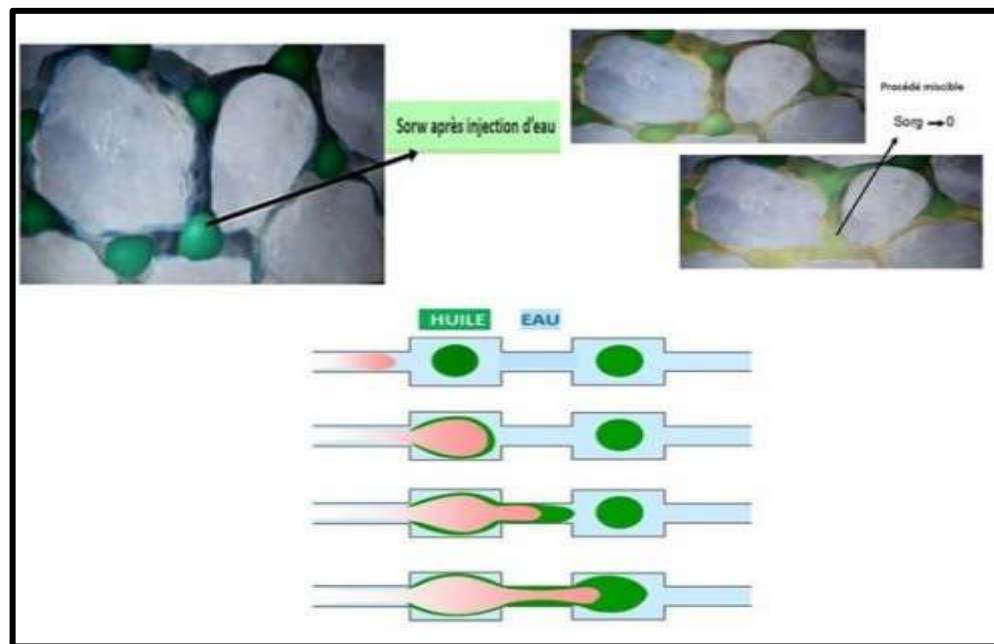
I-4-3 a Mécanismes de récupération :

Augmentation progressive du facteur de récupération d'environ 15% soit un facteur de récupération global moyen d'environ 75%, ces processus sont généralement appliqués lors des dernières étapes de la vie d'un gisement, est cette méthode appelé aussi EOR (Enhanced Oil Recovery) [30].

I-4-3 b Méthodes non thermiques :

- **Injection de gaz miscible :**

C'est une méthode à mécanisme au niveau des pores basé sur efficacité microscopique c'est à dire Mobilisation de l'huile piégée derrière le front d'eau (gonflement de l'huile) ou Formation d'interfaces gaz (huile => réduction de l'IFT => Sorg tend vers zéro) [30].



FigureI.15 : Principes de l'injection de gaz miscibles [30].

La miscibilité dépend de la pression et de la température :

Elle est rarement obtenue directement miscibilité par contacts multiples (également appelée miscibilité dynamique), le gaz injecté et l'huile in-situ échangent des composants jusqu'à ce que la miscibilité entre les phases soit atteinte deux types de miscibilité par contacts multiples :

- Injection de gaz sec à haute pression.
- Injection de gaz riche.

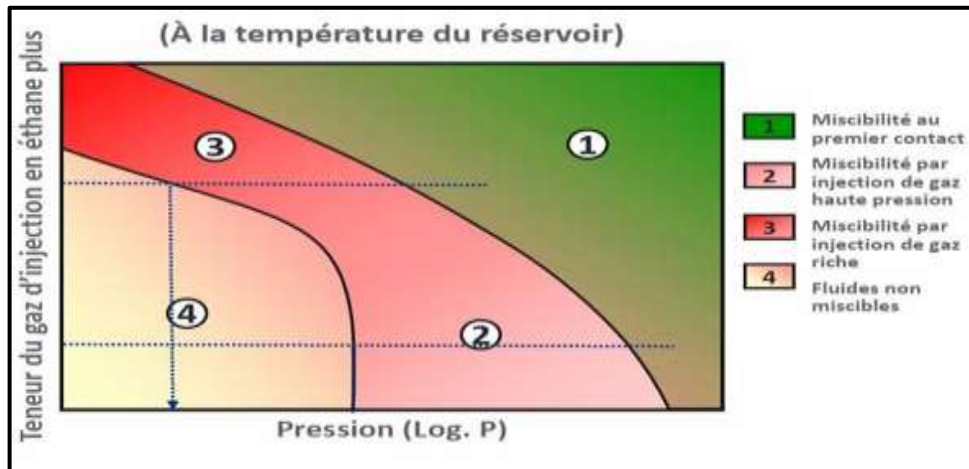


Figure I.16 : Schéma de la Miscibilité gaz-huile [29].

- **WAG :**

La technologie d'injection de gaz alterné à l'eau (WAG) est une méthode qui peut améliorer l'efficacité de la récupération du pétrole en combinant les effets de deux techniques traditionnelles : l'injection d'eau et de gaz. Le déplacement microscopique du pétrole et l'efficacité du balayage peuvent être améliorés par la mise en œuvre du WAG (Surguchev et al. 1992)[31].

Dans cette étude l'objectif était d'analyser la dynamique des écoulements triphasiques et la récupération ultérieure du pétrole associée à des cycles alternés d'injection de gaz et d'eau, par Utilisation des techniques avancées de traitement pour examiner le déplacement des résidus huile à la fin de chaque cycle d'injection WAG.

L'injection WAG consiste à injecter de l'eau et du gaz à partir des mêmes puits d'injection, ce qui contribue à l'amélioration de l'efficacité globale du balayage.

I-4-3 c Techniques d'EOR chimique :

La méthode d'EOR la moins courante, l'injection chimique, fonctionne en libérant le pétrole emprisonné dans le puits. Cela se fait en abaissant la tension superficielle et en augmentant l'efficacité de l'inondation par l'eau, avec ces types :

- **Injection de polymères :**

Pour augmenter la viscosité du fluide injecté (normalement de l'eau) et améliorer ainsi l'efficacité de balayage en réduisant le rapport de mobilité entre les fluides injectés et les fluides en place, c'est-à-dire maximiser (l'efficacité volumétrique) [7].

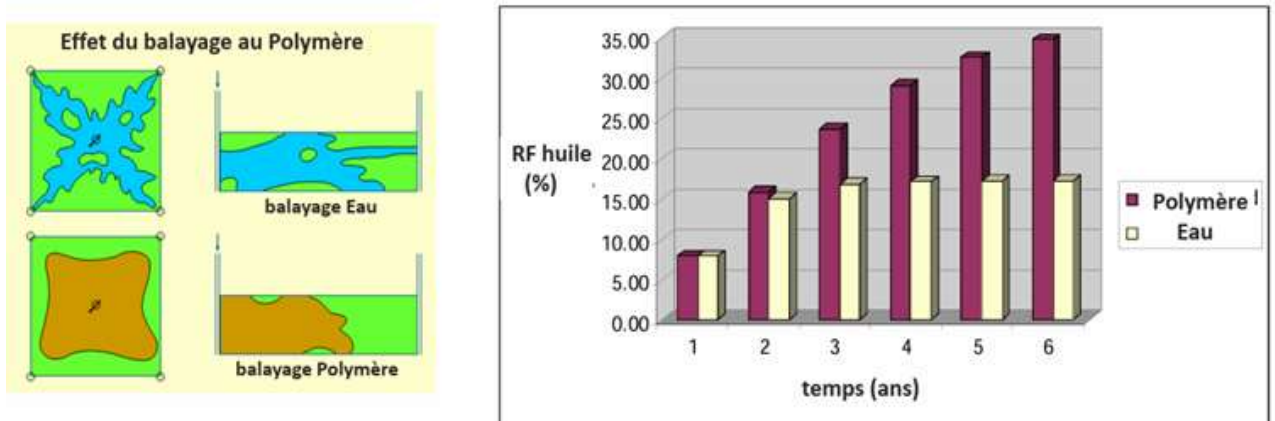


Figure I.17 : schéma représentative de la différence entre le balayage par polymère et eau [29].

- **Injection de tension active :**

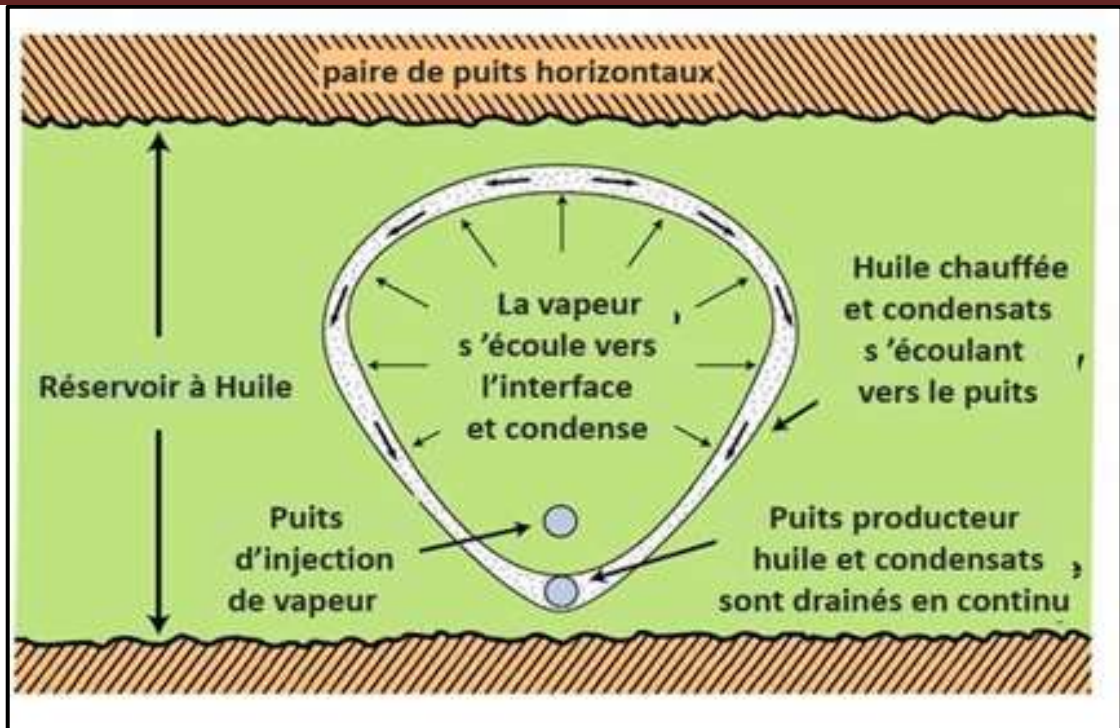
Pour éliminer ou réduire la tension inter faciale entre l'huile et l'eau et améliorer ainsi l'efficacité de déplacement, c'est-à-dire maximiser E_m (l'efficacité microscopique).

Alcaline Surfactant Polymère-alcalins (ASP), surfactants, polymères :

Pour agir sur les deux phénomènes simultanément.

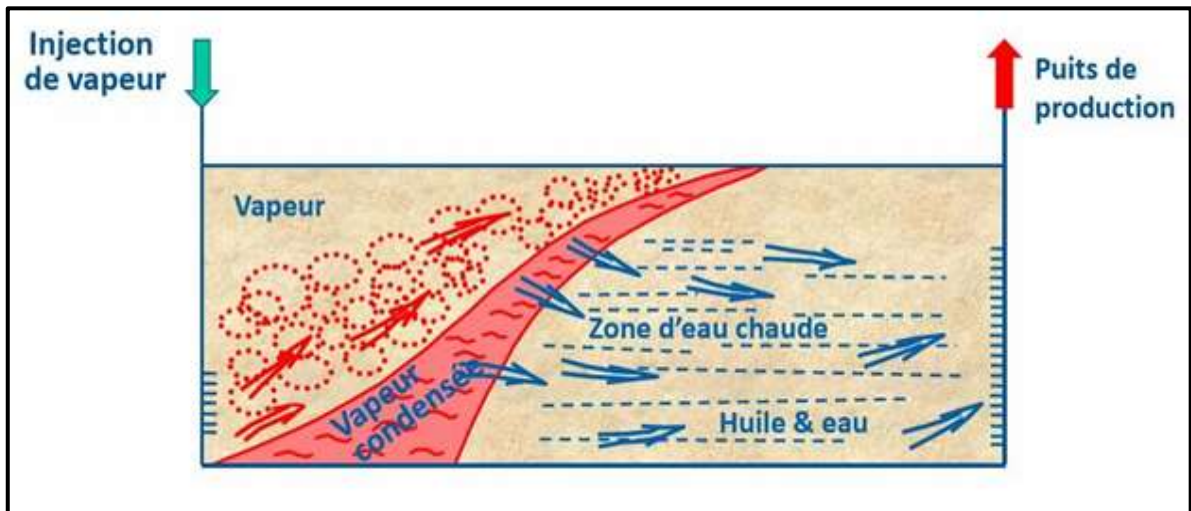
I-4-3 d Méthodes thermiques :

Il s'agit du type d'EOR le plus répandu aux États-Unis. Il fonctionne en chauffant le pétrole pour réduire sa viscosité et permettre un écoulement plus facile vers la surface [29].



FigureI.18 : Drainage gravitaire assisté par injection de vapeur [30].

Ceci est le plus souvent réalisé en introduisant de la vapeur dans le réservoir, qui servira à chauffer l'huile. Moins courante est la pratique consistant à brûler une partie du fioul afin de chauffer le reste (incendie par inondation ou brûlage in situ) [30].



FigureI.19 : schéma d'Injection de vapeur en continu [30].

Conclusion :

La conclusion en fin de compte, ce chapitre comprend une recherche bibliographique sur les propriétés statiques et dynamiques des roches réservoir, ainsi la récupération du pétrole. L'étude de cette caractéristique telles que la perméabilité relative, la pression capillaire, la porosité et la saturation jouent un rôle crucial dans la conception et l'optimisation des techniques de récupération assistée, telles que l'injection d'eau, de gaz ou de produits chimiques. Une compréhension précise de ces propriétés permet d'améliorer l'efficacité de la récupération des hydrocarbures.

Chapitre II

Théorie sur le WAG et la FAWAG

Introduction :

Le chapitre représente des notions particulières sur la technique de l'injection alternée de l'eau et du gaz, en décrivant les différents types de WAG, les séquences d'injection et les facteurs opératoires à tenir en compte lors de ce processus. Pour le WAG conventionnel tout se base sur la miscibilité du gaz injectée de telle sorte que sa pression doit atteindre la MMP, l'injection d'eau assure une telle efficacité de balayage en fonction de la mobilité des phases en contact. Le chapitre tient en compte les échecs de cette technique en élaborant la nouvelle technique de WAG assistée par un fluide énergisant sous forme d'une mousse chimiquement développée, dite FAWAG. La formule chimique, les cycles d'injection, et les corrélations des nombres de Lamella sont aussi discuté en fin de ce chapitre.

II-1 Définition :

Le WAG est une combinaison de deux méthodes, l'injection d'eau et l'injection de gaz. L'injection d'eau est utilisée pour améliorer l'efficacité de balayage macroscopique et le contrôle de la mobilité du déplacement et pour stabiliser le front de l'injection de gaz. L'injection de gaz est utilisée pour contacter les zones non balayées afin d'améliorer l'efficacité du déplacement microscopique.

II-2 L'objectif principal de l'injection WAG :

L'objectif principal de l'injection WAG est d'augmenter l'efficacité de balayage microscopique et d'atteindre le pétrole situé dans les zones supérieures du réservoir qui n'étaient pas touchées par l'injection d'eau seule. Dans les réservoirs de grès hautement perméables, la ségrégation par gravité est courante, ce qui fait migrer le gaz vers le haut du réservoir et l'eau vers le bas. Le gaz injecté peut ainsi entrer en contact avec le pétrole de toit, tandis que l'injection d'eau agit comme un piston pour pousser le slug miscible vers l'avant, réduisant la zone non balayée du réservoir et améliorant l'efficacité microscopique. Par conséquent, le pétrole résiduel avec l'injection WAG est inférieur à celui obtenu avec l'eau ou le gaz seul, ce qui conduit à une meilleure récupération du pétrole. En combinant l'efficacité de déplacement microscopique améliorée de l'injection de gaz avec l'efficacité de déplacement macroscopique améliorée de l'injection d'eau, on peut optimiser la récupération du pétrole [3].

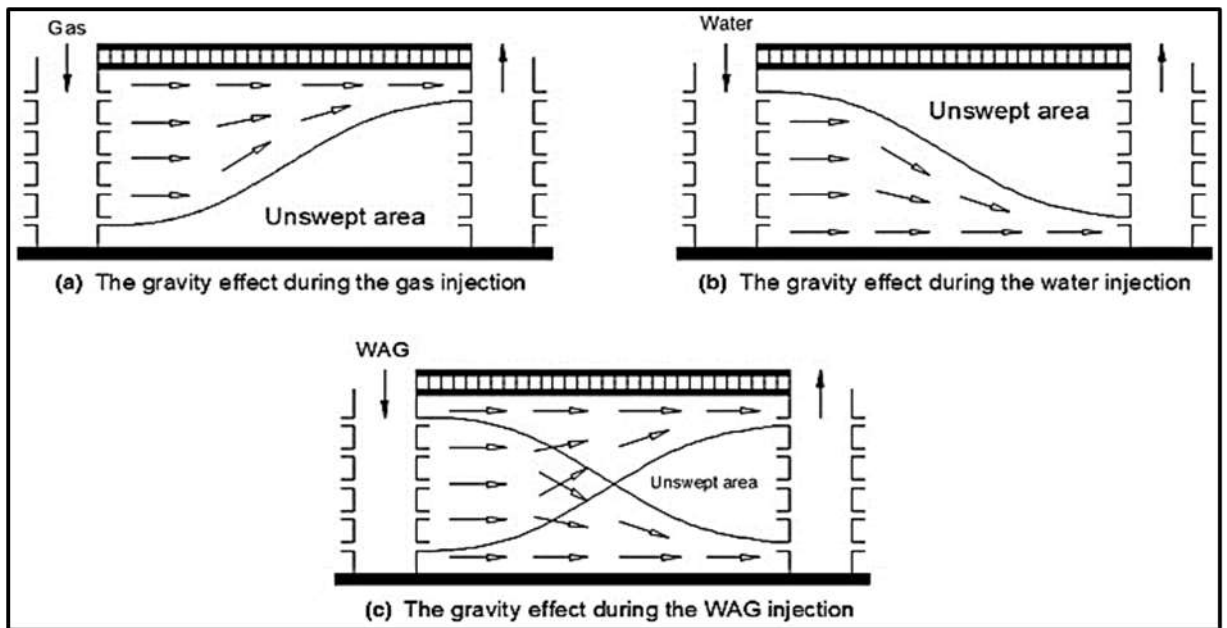


Figure II-1 : L'effet de gravité pendant l'injection du gaz, eau et WAG [3].

II-3 Le processus d'application :

Le processus d'injection WAG implique des cycles alternés d'injection d'eau et du gaz dans le réservoir, l'eau est d'abord injectée pour pousser huile vers le puits, suivie d'une injection du gaz pour déplacer huile résiduelle restant dans les pores par miscibilité.

La surveillance continue des performances d'injection et de la réponse du réservoir est essentielle pour optimiser les projets d'injection WAG. Des techniques de surveillance telles que la surveillance de la pression, les simulations de réservoir sont utilisées pour évaluer l'efficacité du projet et apporter les ajustements nécessaires.

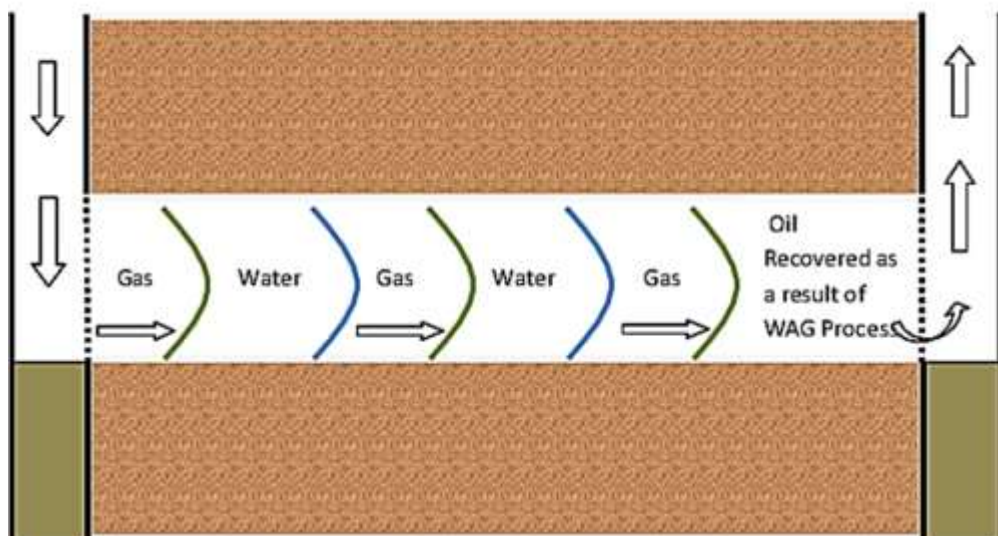


Figure II-2 : Schéma du processus WAG [3].

II-4 Classification de WAG :

La classification de l'injection WAG fournit une compréhension approfondie de la conception précise pour l'injection WAG. Cependant, en général, l'injection WAG peut être classée en six types en fonction de la manière dont elles sont utilisées :

II-4-1 WAG miscible :

Les projets miscibles sont principalement situés à terre, les premiers cas utilisaient des solvants coûteux comme le propane, qui semblent être un processus moins économiquement favorable à l'heure actuelle. La plupart des projets miscibles examinés sont repris sous pression afin de ramener la pression du réservoir au-dessus de la pression minimale de miscibilité (MMP) des fluides, Comme nous n'avons pas pu aboutir à une pression suffisante c'est à dire nous n'avons pas réussi à atteindre la miscibilité, certains champs oscillent entre le gaz miscible et immiscible durant la production d'huile.

Le front miscible montre une efficacité de balayage macroscopique insuffisante en raison de la faible viscosité de l'huile, alors que la saturation d'huile résiduelle est également relativement basse. Ainsi, l'objectif principal des bouchons d'eau lors du MWAG est d'optimiser l'efficacité de balayage macroscopique [32].

II-4-2 WAG immiscible :

Si les bouchons de gaz dans le processus de WAG ne parviennent pas à développer une miscibilité avec le pétrole du réservoir, on parle de WAG immiscible (IWAG). L'objectif principal de l'IWAG est d'améliorer la stabilité de la frontière de déplacement et de garantir le contact avec les zones non balayées. Ce processus est généralement utilisé dans des régions où l'injection de gaz par gravité ne peut pas être réalisée en raison de ressources de gaz limitées ou de caractéristiques spécifiques du réservoir telles qu'un faible pendage ou une forte hétérogénéité.

Parfois, lors du premier cycle de gaz, une certaine quantité de gaz peut se dissoudre dans le pétrole, ce qui entraîne des changements favorables dans la viscosité du fluide et la densité à la frontière de déplacement. Par conséquent, ce processus peut se dérouler dans des conditions proches de la miscibilité.

L'amélioration de l'efficacité de déplacement microscopique est également possible, car la saturation en huile résiduelle lors du processus WAG est généralement inférieure à celle observée lors de l'injection continue d'eau [32].

II-4-3 WAG Simultané :

Ce type d'injection peut être classé sous le WAG miscible. Tout d'abord, nous devons injecter le gaz jusqu'à ce qu'il devienne miscible avec le pétrole, puis nous le suivons par une injection simultanée d'eau et de gaz en même temps. Cependant, il doit y avoir une bande de gaz entre la zone miscible et le bord de l'eau, et en même temps, nous devons considérer le rapport WAG. Le rapport WAG doit être calculé en tenant compte de la courbe de perméabilité relative pour l'eau et le gaz. Ce type d'injection ne comprend aucun facteur économique, il se concentre uniquement sur la façon dont nous pouvons obtenir la condition de miscibilité, quel que soit le volume de gaz injecté.

Dans le cas SWAG, l'eau et le gaz sont injectés en même temps dans une partie ou la totalité de l'épaisseur de la formation. Il est subdivisé en deux techniques. Dans la première, l'eau et le gaz sont mélangés en surface et injectés ensemble dans un seul tubing, d'où le processus est appelé SWAG.

Dans le deuxième cas, les deux phases sont injectées séparément à l'aide d'une double complétion et sont sélectivement injectées dans la formation, ce procédé est connu sous le nom WAG Simultané Sélective SSWAG, et le plus souvent le gaz est injecté au bas de la formation tandis que l'eau est injectée dans la partie supérieure du réservoir [33].

II-4-4 WAG assistée par l'injection de la mousse (FAWAG) :

FAWAG est généralement introduite dans les réservoirs où le WAG est déjà en cours d'utilisation. Le FAWAG peut être destiné à créer une barrière de mousse qui entrave le passage ascendant du gaz, l'obligeant à se répandre latéralement et, dans le processus, à entrer en contact avec les parties préalablement balayées vers le haut. Cette méthode est plus efficace lorsque la perméabilité verticale est très élevée, ainsi la mousse agira comme une barrière pour empêcher la ségrégation du gaz. **La Figure (II-3)** montre comment le FAWAG peut améliorer le facteur de récupération du pétrole [33].

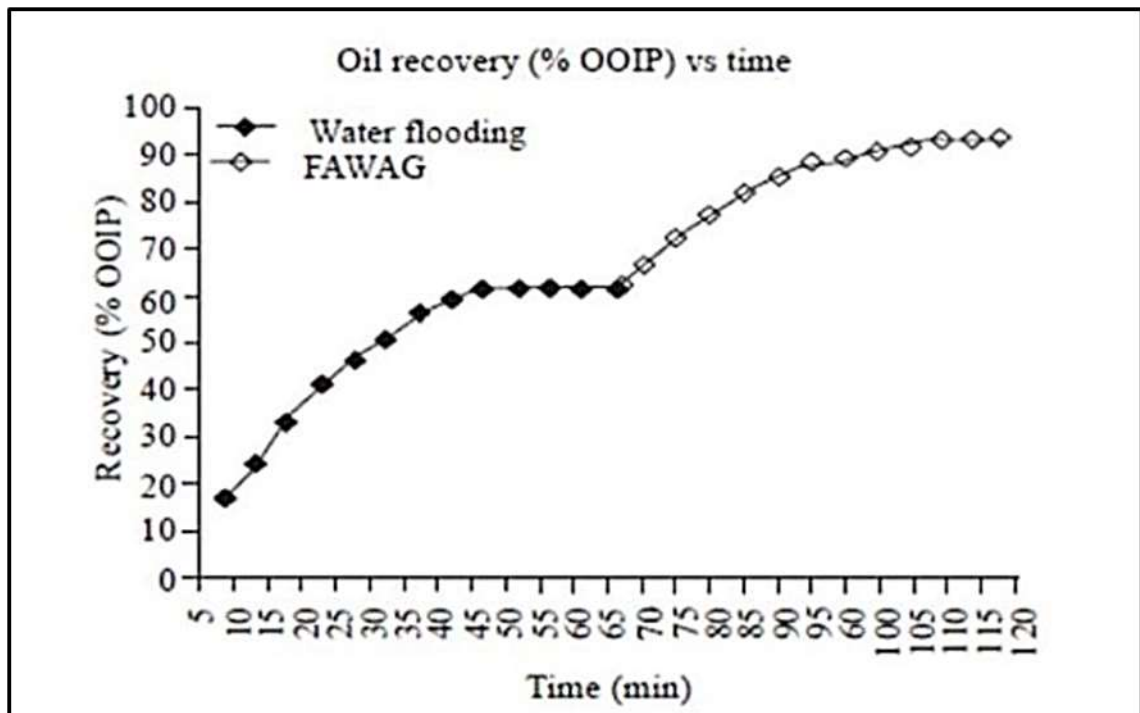


Figure II-3 : Récupération du pétrole après l'application de FAWAG [3].

II-4-5 Injection WAG chimique (CWAG) :

L'injection chimique WAG (CWAG) est un bouchon chimique (mélange d'alcalin, de tensioactif et de polymère) qui sera injecté pendant le processus WAG pour réduire la tension interfaciale (IFT) et améliorer le rapport de mobilité. Dans un processus CWAG, un bouchon chimique est suivi par de l'eau, précédé par un bouchon de gaz, et suivi par un bouchon alternatif de CO₂ et d'eau ou un bouchon chimique injecté après un cycle de bouchon de gaz et d'eau [3].

II-4-6 Le WAG hybride :

Lorsqu'un gros bouchon de gaz est injecté, suivi par plusieurs petits bouchons d'eau et de gaz, le processus est appelé injection hybride de WAG. D'autres types sont basés sur les pressions d'injection et la méthode d'injection [3].

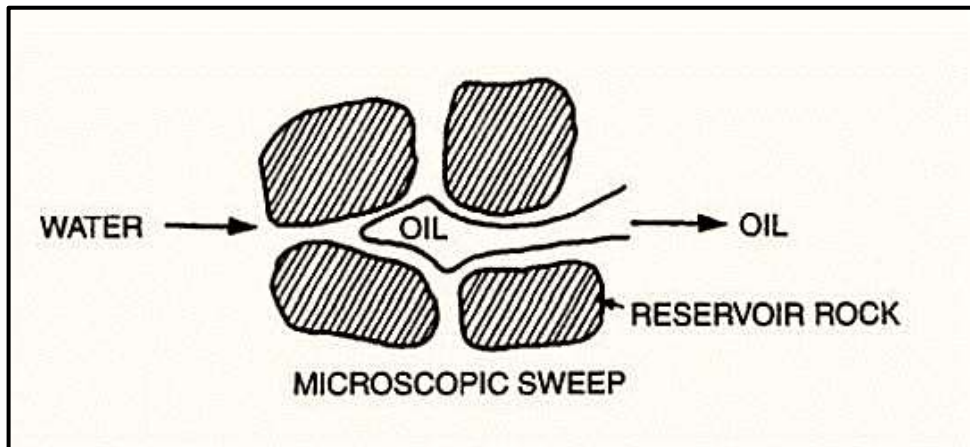
II-5 Mécanisme de récupération d'huile par le WAG :

Le processus WAG fonctionne en expulsant l'eau du réservoir lorsque les hydrocarbures commencent à migrer vers celui-ci. Cependant, en raison de la pression capillaire et de l'effet de mouillabilité des hydrocarbures, le pétrole ne peut pas déplacer toute l'eau. Cela laisse derrière lui une partie de l'eau, appelée saturation en eau irréductible (S_{wi}), qui entoure les grains de sable et occupe de petits espaces capillaires. Cela entraîne une

résistance élevée au flux pour le pétrole en raison de la présence de la saturation en eau irréductible. Lorsque de l'eau est injectée dans un réservoir, elle ne peut pas éliminer tout le pétrole des pores, laissant une saturation en huile résiduelle lors de l'injection d'eau (Sorw). L'injection de gaz au-dessus de la pression minimale de miscibilité (MMP) entraîne la formation d'un bouchon miscible, qui déplace efficacement le pétrole restant. La saturation résiduelle lors de l'injection de fluides miscibles (Sorm) est la fraction du pétrole qui reste, composée généralement de molécules d'hydrocarbures lourds. Au fur et à mesure que l'injection de gaz progresse, le gaz déplace efficacement le bouchon miscible, circulant autour de l'eau fixée sur les parois des pores et du pétrole résiduel.

L'efficacité globale de déplacement dans tout processus de récupération de pétrole peut être vue comme le résultat de la combinaison des efficacités de déplacement à l'échelle microscopique et macroscopique [34].

$$E = E_{micro} - E_{macro} \text{ (I-2)} \quad \text{(II-1)}$$



FigureII-4 : Schéma du déplacement microscopique à l'échelle des pores [12].

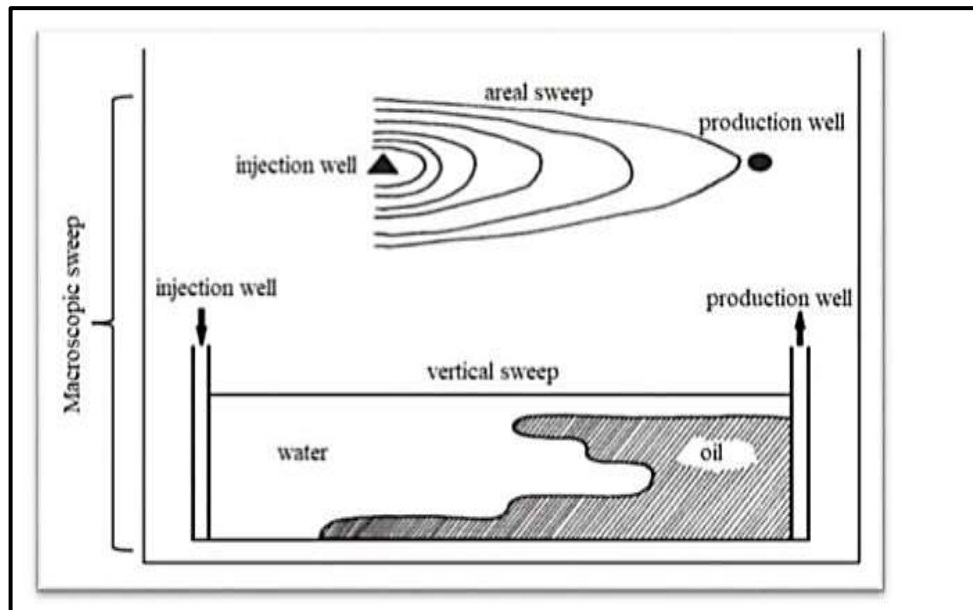


Figure II-5 : Balayage surfacique et verticale du profil macroscopique [34].

E : représente l'efficacité de déplacement totale.

Efficacité microscopique : est l'efficacité de déplacement microscopique qui se réfère au déplacement d'huile au niveau des pores. En d'autres termes, E_{micro} représente l'efficacité du fluide déplaçant à faire mobiliser l'huile de ces pores dès que la phase injectée soit en contact avec l'huile. L'efficacité du déplacement microscopique dépend de la pression et de la température du réservoir, de la composition du pétrole, du comportement et des propriétés du fluide, de l'historique de saturation du système roche-fluide, du taux de mobilité, de la mouillabilité et de la structure de la roche [16].

Efficacité macroscopique : est l'efficacité de déplacement macroscopique qui se rapporte à la réussite des fluides déplaçant en communiquant avec l'huile sur l'échelle du réservoir. Le E_{macro} est l'efficacité du fluide de déplacement à balayer un volume du fluide d'un réservoir, à la fois sur les échelles verticale et superficielle, ainsi que l'efficacité avec laquelle le fluide de déplacement déplace l'huile en place vers les puits producteurs.[16]

II-6 Avantages de la technique WAG :

- L'injection WAG permet d'améliorer la récupération d'huile en combinant les efficacités de déplacement macroscopique et microscopique.
- La WAG gère efficacement la mobilité du réservoir en contrôlant le traitement du gaz et en réduisant le cycle du gaz, améliorant ainsi l'efficacité globale.

- La WAG aide à récupérer le pétrole résiduel que les techniques traditionnelles peuvent avoir échoué à extraire, augmentant ainsi la quantité totale de pétrole récupérable.
- La technique WAG aide à maintenir la pression moyenne dans le réservoir.

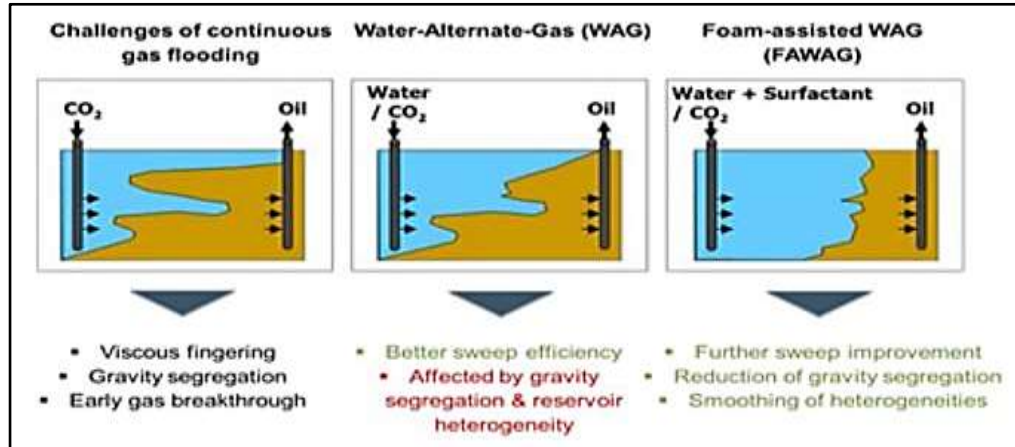


Figure II-6 : Comparaison schématique sur d'une injection de gaz, d'une injection alternée eau-gaz et d'une injection de mousse [35].

II-7 Echecs associés au processus WAG :

À l'origine, le procédé de Water Alternating Gas (WAG) a été proposé pour optimiser l'efficacité du balayage lors de l'injection de gaz. Il fusionne les avantages de l'inondation d'eau pour une efficacité de déplacement microscopique accrue et une amélioration macroscopique, certains problèmes de fonctionnement sont très difficiles à éviter car l'alternative entre le gaz et l'eau, sinon cela causerait beaucoup de problèmes plus que l'injection continue de gaz, les problèmes les plus courants dans les champs WAG sont :

II-7-1 Première percée dans les puits de production :

Ceci est souvent dû à la migration d'azote ou de gaz sec (gaz injecté) à travers des zones fractures naturelles. En fait, lors de l'injection de gaz, la perméabilité relative du gaz est élevée car elle donne un taux de mobilité élevé pour l'injection de gaz [3].

II-7-2 La réduction d'injectivité :

La perte d'injectivité ou l'échec du maintien de la pression dans le réservoir lui-même, la cause de la réduction de l'injectivité pourrait être un changement dans la perméabilité relative dû à l'écoulement triphasiques, peut également être le résultat d'une redistribution du profil de pression lorsque l'injection passe du gaz à l'eau et que la perméabilité verticale est limitée [3].

II-7-3 Corrosion :

La dégradation ou la destruction d'un matériau, notamment d'un métal, par des réactions chimiques, la forme de corrosion la plus courante est la rouille, qui se produit lorsque le fer se combine avec l'oxygène et l'eau (surtout du côté de l'injection) [3].

II-7-4 Formation des dépôts :

Représente un problème majeur dans l'industrie pétrolière, dans ce cas de la procède de WAG avec l'alternance d'injection entre le gaz et l'eau permet de fait des changements spécifique sur la température et la pression surtout dans les puits injecteurs et ce dernier permet de la formation d'hydrates et d'asphaltènes.

II-7-5 Différence de température des phases injectées :

Dans l'injection WAG, injectez le gaz et l'eau des mêmes puits, le gaz et l'eau ont des températures différentes, en raison de la température différente entre l'eau et le gaz, le tuyau sera exposé aux différentes températures (Expansion et contraction) liées défaillances de tubes.

II-8 Conditions d'application du WAG :

Les conditions d'application du WAG dépendent de plusieurs facteurs, notamment la composition des fluides et la pression du réservoir. Le WAG peut être utilisé dans les conditions miscibles et non miscibles. Voici quelques considérations clés :

- ✓ **Conditions non miscibles :** Dans ces conditions, derrière le front de gaz, le pétrole reste principalement sous forme liquide. Le déplacement du pétrole par le gaz au niveau des pores est généralement plus efficace que par l'eau. Cela conduit à une récupération d'huile additionnelle, qui peut varier entre 2 et 4 %.
- ✓ **Conditions miscibles :** Dans ce cas, derrière le front de gaz, les hydrocarbures sont présents principalement sous forme de vapeur. La saturation résiduelle en huile est minimale au niveau microscopique. La récupération supplémentaire d'huile due au WAG peut atteindre entre 3 et 8 %.

Il est essentiel de déterminer la miscibilité du gaz injecté avec le pétrole en fonction des valeurs de pression statique du réservoir. Cette évaluation est cruciale pour garantir l'efficacité de l'injection de gaz dans le champ pétrolier.

II-9 Efficacité du balayage :

L'objectif principal de la technique WAG est d'améliorer la récupération du pétrole, ce qui peut être réalisé en affinant le facteur d'efficacité de récupération (RF).

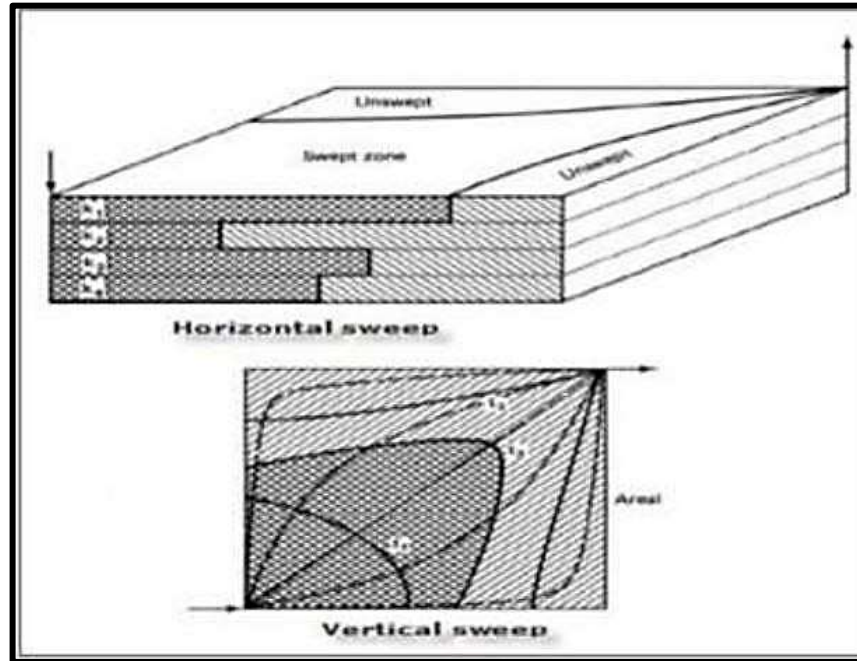


Figure II-7 : Efficacité de récupération WAG verticale et horizontale [34]

La récupération de l'huile peut être définie comme suit :

$$REC = Eh \cdot Ev \cdot Em \quad (\text{II-2})$$

Où :

REC : La récupération.

Eh : L'efficacité horizontale.

Ev : L'efficacité verticale.

Em : L'efficacité microscopique de balayage

✓ L'efficacité horizontale de balayage

L'efficacité horizontale de déplacement **Eh** est fortement influencée par la stabilité du front qui est défini par la mobilité des fluides. Le rapport de mobilité **M** est par l'équation suivant :

$$M = \left(\frac{k_{rw} / \mu_w}{k_{ro} / \mu_o} \right) \quad (\text{II-3})$$

Avec, M est la mobilité, kr_w est la perméabilité relative d'eau, μ_w est la viscosité d'eau, kr_o est la perméabilité relative d'huile, μ_o est la viscosité d'huile.

✓ L'efficacité verticale de balayage

L'efficacité verticale de balayage E_v est influencée par la relation entre les forces de viscosités et les forces gravitationnelles le rapport entre la viscosité et la gravité est exprimée par l'équation suivant :

$$R^v/g = \left(\frac{v \cdot \mu_o}{k \cdot g \cdot \Delta \rho} \right) \left(\frac{L}{H} \right) \quad (\text{II-4})$$

v : La vitesse de Darcy.

μ_o : La viscosité de l'huile.

K : La perméabilité d'huile.

g : La force de gravité.

$\Delta \rho$: La différence de densité entre les fluides.

L : distance entre deux puits.

H : La hauteur de la zone balayée

"L'efficacité verticale de balayage" se réfère à la capacité d'un processus d'injection, tel que le WAG, à déplacer efficacement les hydrocarbures vers le haut ou vers le bas dans un réservoir pétrolier. Cela dépend de facteurs tels que l'angle de pente du réservoir, la distribution de la perméabilité et de la porosité dans la verticale, et d'autres propriétés de la roche réservoir. Une efficacité verticale de balayage élevée est souhaitable pour garantir une récupération maximale du pétrole. En générale le balayage par le WAG sera optimisé si le rapport de mobilité est favorable ($M < 1$), la diminution du rapport de mobilité peut être réalisée par l'augmentation de la viscosité du gaz et la réduction de la perméabilité relatives des fluides. La mobilité du gaz peut être réduite en injectant l'eau et le gaz alternativement.

II-10 Paramètres opérationnels :

Exemple un champ a commencé l'injection d'eau et de gaz depuis 2005 dans les zones de tête et de queue pour améliorer la récupération du pétrole et maintenir la pression du réservoir au niveaux des puits producteur en peut appliquer différentes configurations et

schémas d'injection ont été adaptés aux objectifs de gestion du réservoir, aux engagements de développement du champ et aux opportunités d'optimisation de la production réalisées.

Il est centré autour sur ces trois paramètres essentiels :

- **Taux d'injection** : présenté rapport entre le débit d'injection de gaz et d'eau et la modification de ces paramètres en relation avec les caractéristiques du réservoir, l'efficacité de balayage en peut effectuer et comment en peut éviter le phénomène de finring.
- **Cycle d'injection** : c'est la dure d'injection soit pour le gaz soit pour eau par exemple injection de gaz du 6 moins et après 6 moins d'eau, et ce facteur essentiellement lie au facteur du puits producteur comme le GOR WC.
- **Volume d'injection** : représente le volume du produit injecte (gaz, eau) et la précision de ce volume après l'étude (RST) en peut fait pour donne une idée sur le pourcentage d'huile résiduelle qui est dans le réservoir.

Toute modification de ces paramètres pourrait avoir un impact négatif sur capacité de balayage donc sur le facteur de récupération (pourcentage d'huile résiduelle récupère).

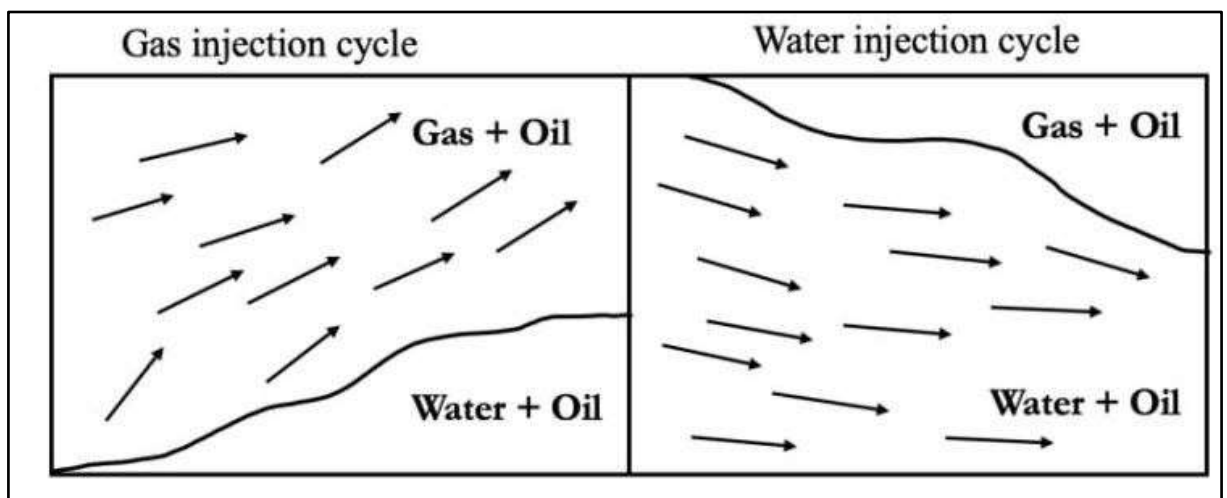


Figure II-8 : Cycles d'injection de gaz et d'eau pendant le WAG.

II -11 Généralité sur la mousse :

La mousse a été utilisée depuis longtemps pour améliorer la récupération de l'huile. Dans les études précédentes, les avantages de l'utilisation de la mousse ont été démontrés, notamment en augmentant l'efficacité du balayage et diminution de la mobilité du gaz.

L'utilisation de la mousse a été brevetée pour la première fois par **Bond** et **Holbrook** afin d'améliorer l'efficacité du balayage des moteurs à gaz. La mousse est une phase mixte de gaz, d'eau et de mousse qui se compose de films liquides / lamelles [36]

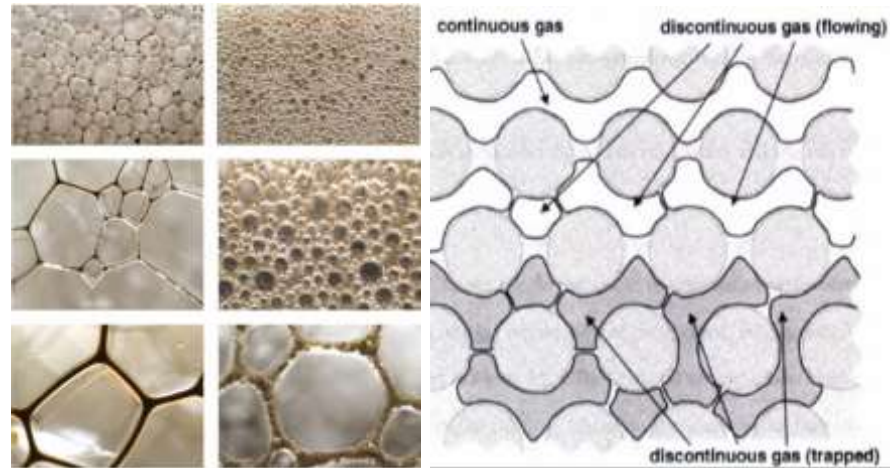


Figure II-9 : Foam texture.

II-11-1 Structure de la mousse :

La mousse a été donnée une variété de définitions et descriptions par divers auteurs. Mais tout le monde était d'accord sur une chose : « le produit d'une phase gazeuse qui se disperse en phase liquide ». En général, on utilise un agent de mousse comme un surfactant pour préparer la phase liquide. Dans l'industrie pétrolière, la mousse peut être utilisée à différentes étapes, telles que le forage de puits, l'injection dans le réservoir et la récupération de pétrole. L'idée d'utiliser la mousse comme méthode de récupération de l'huile a été initialement avancée par Bond et Holbrook, qui ont démontré comment créer de la mousse dans un réservoir à huile en injectant successivement du gaz et une solution de surfactant aqueux afin d'améliorer l'efficacité du balayage [37].

Les bulles de mousse sont reliées par des couches liquides très minces, connues sous le nom de lamelles. Les limites du plateau ressemblent à des tubes liquides à la jonction des lamelles. La phase liquide et sa lamelle adjacente sont en contact avec chaque lamelle [37].

Les canaux de mousse relient les lamelles et produisent des phases liquides continues, ce qui en fait les principaux éléments de la production et de la stabilité de la mousse. Une illustration de la structure de la mousse est présentée dans la figure II-10 ci-dessous :

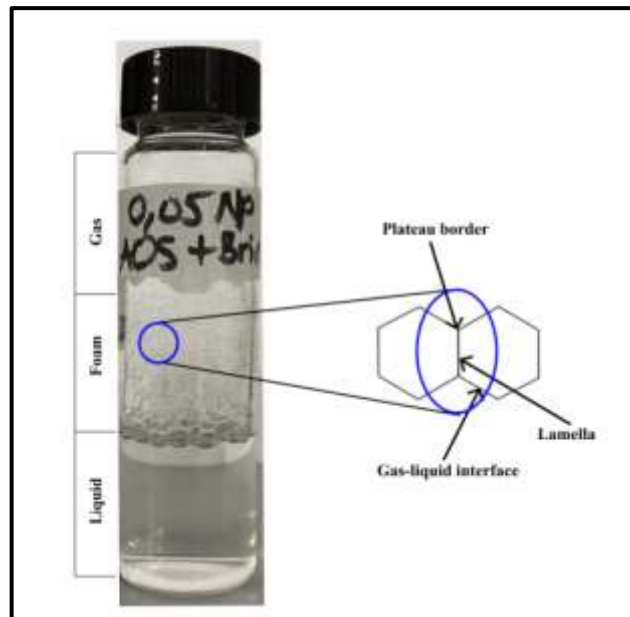


Figure II-10 : Structure de la mousse.

La condensation de molécules relativement grandes de gaz est ce qui forme la Foam. Physiquement, la production de mousse est très complexe. Il existe trois mécanismes qui conduisent à la production de mousse :

- Snap-off
- Lamella-division
- Leave-Behind

Snap-off :

Snap-off a été expliqué à l'origine par Roof (1970). Il se caractérise par la formation de lamelles due à une faible pression capillaire. Au niveau des pores, le film d'eau humidifiant les parois rocheuses gonfle et empêche ainsi toute nouvelle migration de gaz à travers elle. (Figure II-11) (Roof, 1970 ; Falls et Hirasaki, 1988). Cela conduit à l'accumulation de bulles de gaz sur les côtés opposés de la gorge, formant ainsi des lamelles. Kovsky et Radke (1994) ont présenté des détails plausibles sur ce mécanisme et ont suggéré que c'était la mécanique dominante de formation de mousse [36].

La division de Lamellae :

Le deuxième mécanisme de formation de mousse est la division de Lamellae. Ici, l'accumulation de gaz entraîne l'élargissement des lamelles nouvellement formées. Au

cours de sa migration à travers les pores, si cette grande bulle de gaz rencontre un point ramifié et avec une pression capillaire suffisante, son flux est détourné dans deux directions qui provoquent sa division (Figure II-12) (Kovscek et Radke, 1994). Comme indiqué plus en détail, la division des lamelles dépend de la taille de la bulle (plus grande que la gorge des pores), de la pression capillaire et de la présence d'une voie ramifiée. En outre, la division Lamella est considérée comme le principal mécanisme de production de mousse dans le flux de gaz liquide stable [36].

Leave-Behind :

Le mécanisme Leave-Behind se produit lorsque le gaz qui coule à travers les pores adjacents provoque la formation de lamelles dans la gorge entre les deux pores. Cela s'accompagne du déplacement de la phase d'humidification et donc les surfaces précédemment humides sont remplies de gaz qui conduisent à la formation de lamelles (Figure II-13). Les mousses produites exclusivement par Laisser-arrière donne une réduction d'environ cinq fois de la perméabilité du gaz à l'état stable [36].

Hirasaki et Lawson (1985) ont observé que les petites bulles sont moins mobiles que les grandes. La faible densité de mousse donne le fractionnement du flux, tandis que la faible viscosité de la mousse fait tendance ou digitation visqueuse [37].

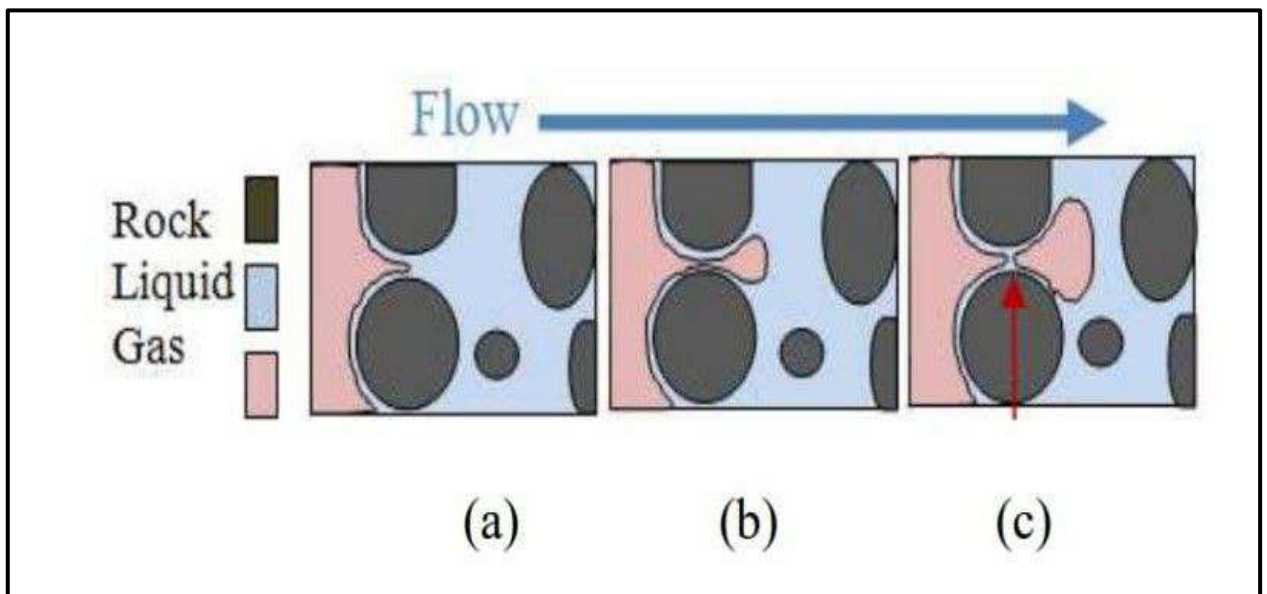


Figure II-11 : mécanisme de déplacement par la mousse (a) débit de déplacement (b) étranglement de la mousse (c) la division de la mousse. (La figure est reproduite à partir de Kovscek et Radke (1994)) [38].

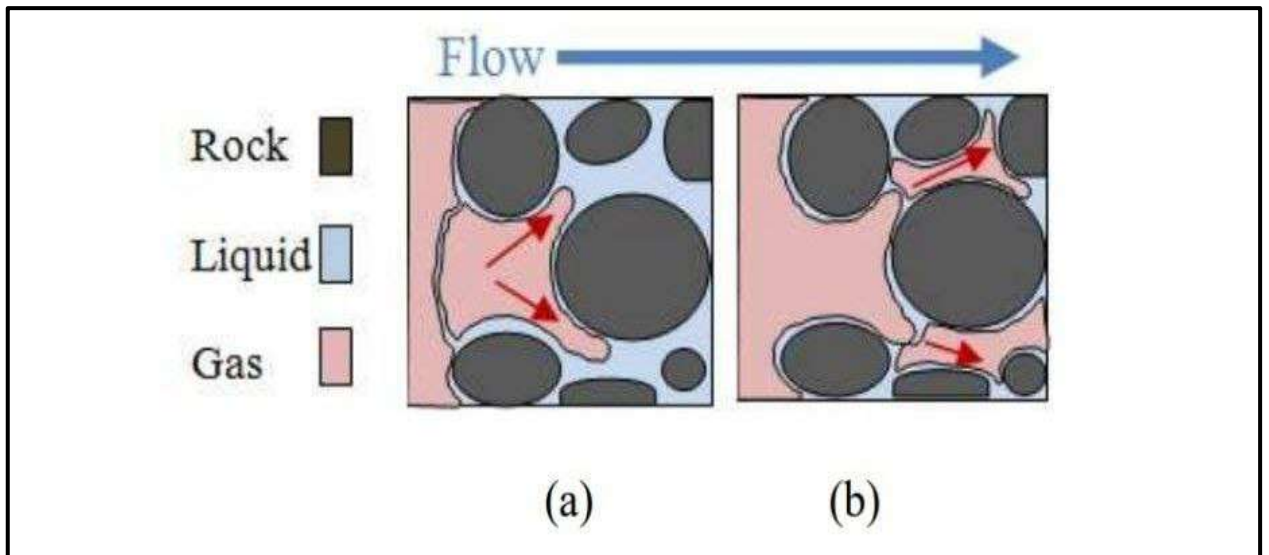


Figure II-12 : évolution de la division de la mousse. (La figure est reproduite à partir de Kovsky et Radke (1994)) [38].

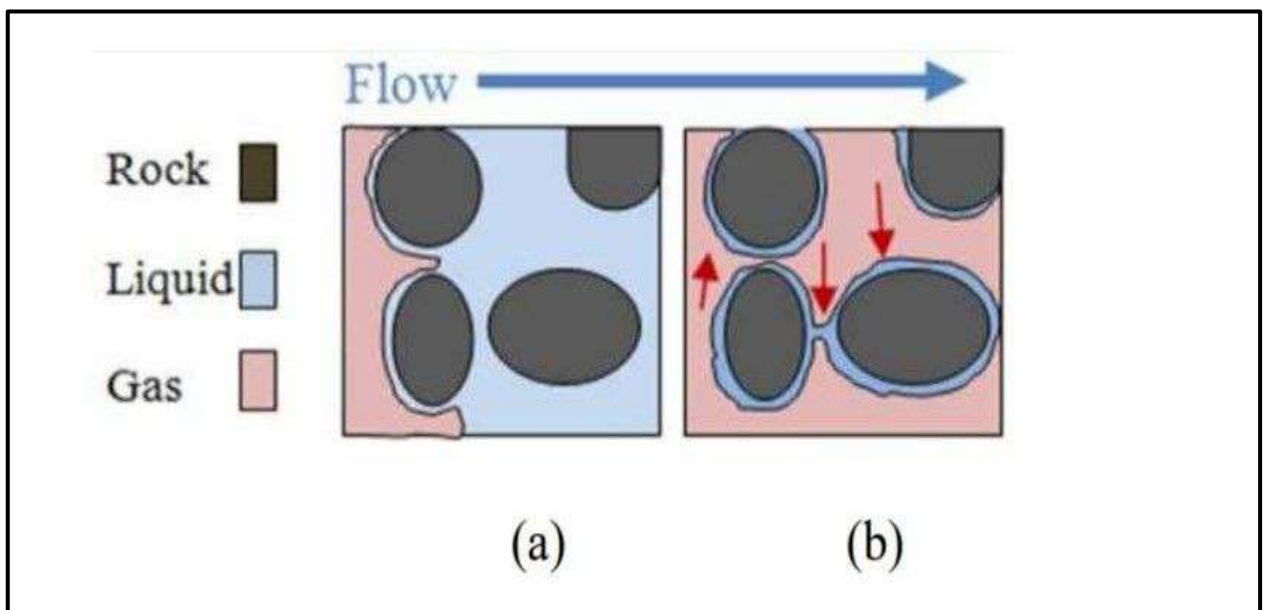


Figure II-13 : (a) déplacement de la phase mouillante par la phase non mouillante (b) déplacement de la casse totalité de la phase mouillante. (La figure est reproduite à partir de Kovsky et Radke (1994)) [38].

II-11-2 Mode d'injection de la mousse :

La génération et l'injection de mousse sont généralement divisées en deux stratégies principales :

- Co-injection
- Surfactant Alternating Gas (SAG)

La co-injection est l'injection simultanée de gaz et de mousse dans le puits. Le mode d'injection SAG consiste à générer de la mousse dans le réservoir en alternant des boues de solution d'actif surfactiel et une injection de gaz. Ici, la formation de mousse se produit des contacts de gaz et d'eau dans les installations de surface. L'alternance des boues de gaz et d'eau peut favoriser la production de mousse dans la région proche des puits

II-11-3 Classification des mousses :**II-11-3-a Structure et des arrangements de phase mousse humide et mousse sèche :**

Lorsque le gaz est rapidement injecté dans un liquide, une structure de mousse persistante se forme. Même si les gaz fusionnent, une fine dispersion peut encore se développer. La mousse humide se compose de taureaux sphériques qui se transforment en cellules polyédriques séparées par des plaques liquides, ce qui entraîne une mousse sèche. Les tensions de surface font aligner les films à des angles égaux à 120 degrés (**Figure II-14**). Le point où ils se rencontrent est appelé la frontière du plateau [39].

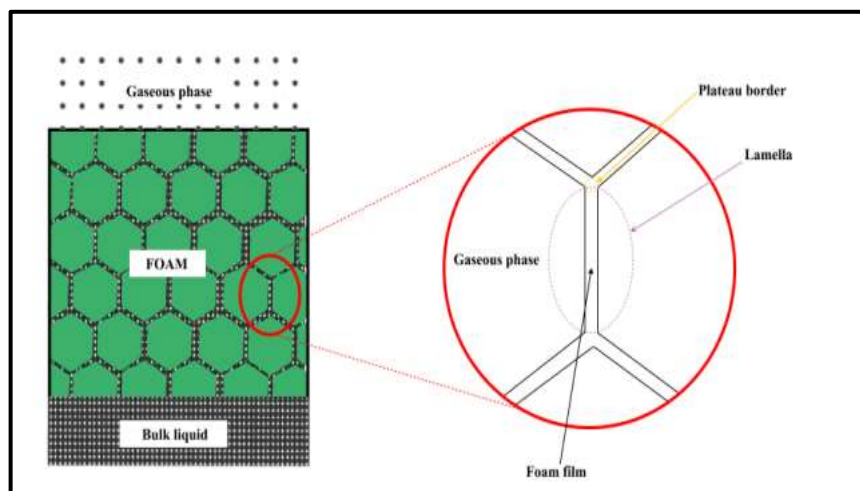


Figure II-14 : Structure polyédrique de la mousse [39].

II-11-3-b Volume de formation et mousse dans les supports poreux :

La mousse en vrac est définie comme un volume de mousse qui est significativement plus grand que la taille des bulles individuelles, la mousse en vrac est généralement considérée comme une phase homogène dans laquelle les phases liquide et gazeuse ont des vitesses similaires. La mousse en vrac peut être générée pour effectuer des tests statiques qui peuvent être utilisés pour le dépistage de différents paramètres, tels que le type d'actif superficiel, la concentration, la salinité, la température et l'effet de la composition de l'huile brute. Dans le milieu poreux, la mousse peut être produite dans trois modes différents.

- In situ : injection directe des phases liquide et gazeuse simultanément dans le milieu poreux.
- Pré-généré : injection de mousse pré-générée à l'aide d'un générateur de mousses ou d'autres dispositifs mécaniques.
- Gaz alternant par tensioactif (gaz) : injection alternante de phases gazeuses et liquides dans le milieu poreux.

II-11-3-c Quantité du gaz :

La qualité de la mousse désigne le rapport entre le volume du gaz et le volume de mousse à une pression et à une température particulière. [60]

$$\Gamma = \frac{VG}{VG + VL} \cdot 100 \quad (\text{II-5})$$

Où :

- Γ = qualité de la mousse%
- VG = volume du gaz, mL
- VL = volume de liquide, mL

La mousse de faible qualité est généralement décrite comme ayant une qualité allant jusqu'à 52%. Dans ce cas, les bulles de gaz sont sphériques et entrent rarement en contact les unes avec les autres. Comme il y a beaucoup de liquide libre dans ce système, la viscosité de la mousse est faible et affectera la capacité du système à perdre du liquide. La mousse de haute qualité, en revanche, a une qualité comprise entre 52% et 96% [40] Parce que les bulles de gaz entrent en contact les unes avec les autres plus fréquemment, la viscosité augmentera la mousse des bulles polygonales de haute qualité.

II-11-3-d Coefficients qualitatifs de Lamella :

Le nombre de lamelles (L) est utilisé pour déterminer l'étendue de l'imbibition d'huile dans la lamelle de mousse. Différents types de pétrole brut font que la mousse se comporte différemment, et les huiles sont normalement considérées comme ayant un impact négatif sur la stabilité de la mousse. Les trois coefficients suivants : coefficient de diffusion (S), coefficient d'entrée (E) et le coefficient de raccordement (B), peuvent être déterminés pour mener une enquête qualitative sur les phénomènes. Les trois coefficients sont donnés par les formules (II-6-7-8) :

$$S = \sigma_{wg} - \sigma_{wo} - \sigma_{og} \quad (\text{II-6})$$

$$E = \sigma_{wg} - \sigma_{wo} - \sigma_{og} \quad (\text{II-7})$$

$$B = \sigma_{wg}^2 + \sigma_{wo}^2 - \sigma_{og}^2 \quad (\text{II-8})$$

Où σ = tension interfaciale, mN/m.

o, w, g = indices de pétrole, d'eau et de gaz, respectivement.

Ainsi, Schramm et al [64] suggèrent la relation ci-dessous :

$$L = 0.15 \frac{\sigma_{wg}}{\sigma_{wo}} \quad (\text{II-9})$$

Les mousses ont été divisées en A, B et C (sur la base des valeurs), représentant respectivement $L < 1$, $1 < L < 7$ et $L > 7$. Les mousses les plus stables, celles qui ne réagissent pas avec l'huile, sont celles de type A. E et sont des valeurs négatives pour eux. Les mousses de type B sont relativement stables et ont des valeurs S négatives et E positives. Dans ce cas, les lamelles de mousse interagissent avec l'huile, mais elles ne s'effondrent pas. Les mousses de type C ont des valeurs positives pour S et E et sont instables. Ces mousses absorbent souvent de l'huile, ce qui fait que les lamelles de mousse se séparent.

II-11-4 Rôle des surfactants dans la formation de la mousse :

Les agents de surface s'arrangent à l'interface gaz-liquide lorsqu'ils sont dispersés dans l'eau, les têtes hydrophiles restant dans la phase liquide et les queues hydrophobes s'étendant hors de cette phase. **(Figure II-15)**. Le tensioactif agit alors comme une masse supplémentaire pour s'opposer à la diffusion d'une substance à travers lui, ce qui contribue

à réduire l'épaississement de la mousse En raison de leur capacité à modifier la mouillabilité des roches.

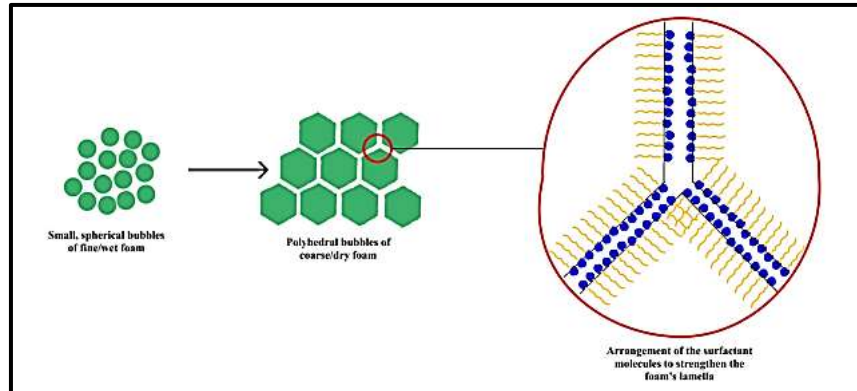


Figure II-15 : Arrangement des molécules de surfaces actives à la lamelle de mousse [41].

La diminution de la tension interfaciale est une autre fonction des surfactants dans le foam-EOR. Dans les réservoirs d'huile, les forces capillaires, visqueuse et gravitationnel interagissent parfois pour réguler le taux de récupération de l'huile [41].

Les équations suivantes décrivent la relation entre ces trois catégories de forces :

- Nombre Bond (NB) = $\frac{\text{Forces gravitationnelles}}{\text{Forces capillaires}}$ (II-10)

- Nombre capillaire (NC) = $\frac{\text{Forces visqueuses}}{\text{Forces capillaires}}$ ((II-11)

Une diminution des forces capillaires entraîne une valeur souhaitable pour le lien et le nombre capillaire dans chacune de ces équations. L'équation suivante décrit la force capillaire comme une fonction de l'IFT entre l'huile et l'eau :

$$FC = \frac{2\sigma_o - w \cos \theta c}{r} \quad \text{(II-13)}$$

Où

- σ_{ow} = tension interfaciale entre l'huile et l'eau, mN/m.
- θ = angle de contact, degrés.
- r = rayon des pores, mm.

Le nombre de bonds est essentiel et la diminution de l'IFT peut avoir un impact positif ou négatif sur l'imbibition. Bien qu'une diminution de l'imbibition capillaire puisse être due à une diminution de l'IFT, l'imbibition peut toujours se produire en raison des forces gravitationnelles. Cela met en évidence la forte corrélation entre les forces capillaires et gravitationnelles et la valeur IFT.

Les surfactants réduisent l'IFT, ce qui affaiblit les forces d'adhérence capillaire qui retiennent l'huile retenue dans les médias poreux. Ainsi, les gouttelettes d'huile traversent plus facilement les pores et se déplacent vers le front de déplacement.

II-11-5 Paramètres influençant l'EOR assistée par la mousse :**II-11-5-a Mobilité :**

La mousse est introduite pour développer un système qui permettrait une mobilité uniforme du gaz pour la récupération de l'huile dans des supports poreux.

La mobilité du gaz peut être contrôlée avec de la mousse en stabilisant le front de déplacement. Les forces visqueuses, capillaires et gravitationnelles sont difficiles à gérer dans le gaz EOR, par conséquent, les agents surfactants sont introduits comme produits chimiques pour minimiser l'instabilité visqueuse. La mousse stabilise l'avant du déplacement par le mouvement de la bulle et la réorganisation de la zone interfaciale de la bulle, Une bulle nécessite plus de pression pour se déplacer à un rythme constant qu'un volume équivalent de liquide. Cela augmente donc la vitesse réelle du gaz [42].

La façon dont le mouvement des surfaces actives à l'interface gaz-liquide provoque un gradient de tension de la surface pour retarder le déplacement de la bulle, la viscosité est également augmentée par la mobilité des surfactifs [73]. À l'échelle des pores, la phase d'humidification occupe les plus petits canaux des poreux tandis que la mousse continue de s'écouler dans les zones de haute perméabilité et de porosité. Il y a une quantité importante de gaz piégé dans les pores de taille moyenne. En conséquence, l'espace des pores qui devrait être rempli de gaz sera bloqué, ce qui réduit la perméabilité relative du gaz.

Au milieu poreux, ce qui peut être fait en introduisant une phase chimique qui peut réduire la tension interfaciale et entraîner le développement d'émulsions huile-eau à l'avant du déplacement. Plus d'huile et d'eau sont solubilisées pour former des émulsions lorsque la phase chimique se déplace à travers le milieu poreux, ce qui conduit à la mobilisation de l'huile.

Mécanisme de contrôle de la mobilité avec de la mousse est l'amélioration du transfert de masse interfaciale. On sait que la mousse augmente la possibilité d'interactions gazeuses avec l'huile car elle peut contrôler la mobilité des gaz dans un milieu poreux. C'est un mécanisme bénéfique pour les gaz, en particulier le CO₂, car l'échange de composants de masse augmente considérablement la miscibilité, par conséquent, la récupération de l'huile. la mousse peut entraîner une grande résistance au débit et une période de rétention

plus longue pour le gaz dans les supports poreux. Cela signifie que la mousse peut empêcher ou arrêter complètement la poussée du gaz (gas fingering), mobilisant l'huile en réduisant sa viscosité et son gonflement.

II-11-5-b Mécanisme de la formation de mousse dans les milieux poreux :

La taille et la distribution des pores de la gorge ont un impact significatif sur la production de mousse dans le milieu poreux, car les bulles de mousses peuvent être remplies dans un ou plusieurs pores. Dans le milieu poreux, la mousse existe comme une phase discontinue. Pour visualiser et déterminer le mécanisme principal de la production de mousse dans le milieu poreux, **Ransohoh et coll [43]**. Ont effectué des essais sur les perles de verre au niveau de l'échelle des pores. Ces mécanismes ont été vérifiés par **Almajid et al [44]**. Dans leur étude à l'aide de micro modèles en silicium.

Le premier de ces mécanismes est Snap-off (Figure II-16). C'est le mécanisme dominant pour la génération de bulles de mousse dans des médias poreux et le plus probable pour la production de mousses lors de la co-injection des phases liquide et gazeuse. C'est un processus mécanique qui se produit à plusieurs reprises au cours d'un flux multiphasique dans un milieu poreux.

On l'appelle le processus mécanique parce qu'il implique la formation de bulles de mousse dans la gorge des pores par la phase d'humidification due à l'écoulement des bulles gazeuses à travers les pores

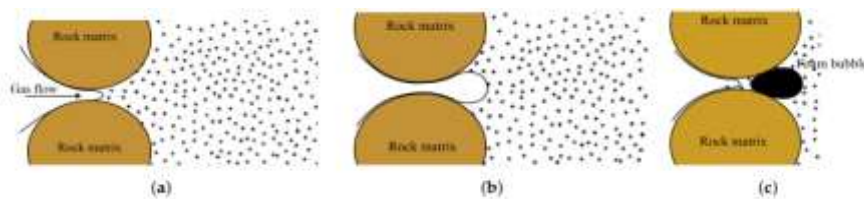


Figure II-16 : Mécanisme de démarrage de la production de mousse dans les milieux poreux.

II-11-5-c Mécanisme de l'instabilité de la mousse :

Toutes les mousses ont une tension de surface élevée ce qui les rend thermodynamiquement instables. La mousse nécessite plus d'effort pour être générée et devient moins stable lorsque la tension de surface augmente. La diffusion de gaz est le mécanisme le plus important puisqu'il que les autres mécanismes, ce qui en fait la cause de l'instabilité de la mousse. Les étapes par lesquelles la mousse peut passer avant d'être

complètement détruite sont décrites à la **Figure II-17**. Alors que certaines mousses subissent des étapes entières, d'autres s'effondrent à la suite d'une perturbation extérieure.

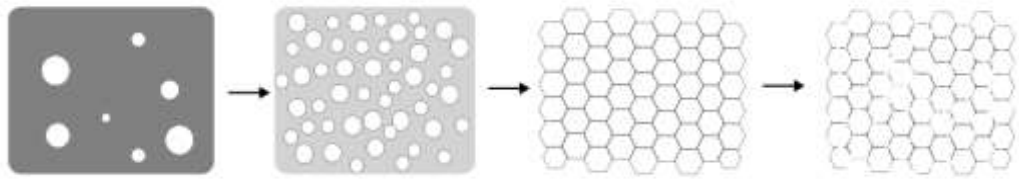


Figure II-17 : Progression de la stabilité de la mousse de la génération à la coalescence.

Pour expliquer la diffusion du gaz, considérons (Figure II-18) ci-dessous :

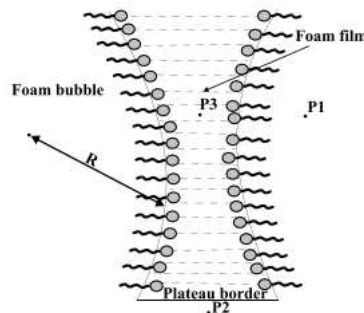


Figure II-18 : Pression de disjonction entre les bulles de la mousse.

Les points P1, P2, P3 représentent des points arbitraires dans une bulle de mousse, à l'extérieur d'une bulle, et dans le film de foudre respectivement. Ainsi, la pression différentielle entre les points dans et à l'extérieur d'une bulle de mousse peut être représentée par l'équation de Laplace présentée ci-dessous :

$$P1 - P2 = \frac{2\gamma}{R} \quad (\text{II-14})$$

Où

- P1 et P2 représentent la pression dans et à l'extérieur de la bulle de mousse respectivement en MPA
- γ est la tension de surface en N/m
- R est le rayon de la bulle en m.

La théorie de la tension de surface postule que la pression à l'intérieur de la bulle est plus élevée que celle de l'extérieur due à la tension à la surface, ce qui tente de réduire la surface et doit être compensée de sorte que la bulle ne s'effondre pas. Ainsi, puisqu'il n'y a

pas de différence de pression par rapport à un contact plat, la pression dans le film doit être plus élevée que celle à l'extérieur de la bulle .

$$P_1 = P_3 > P_2 \quad (\text{II-15})$$

En conséquence, la limite du plateau subit une pression plus faible, ce qui a pour effet de drainer le liquide des films entre les bulles et d'augmenter le risque d'effondrement.

II-11-6 Facteurs affectant la stabilité de la mousse :

II-11-6-a Effet Gibbs-Marangoni :

L'effet Gibbs-Marangoni est basé sur l'équilibre entre le gas dissous instantanément dans la phase aqueuse en créant une élasticité dilatatoire et provoquant le flux de molécules tensioactives vers l'interface [45]. En conséquence la tension superficielle augmente d'après la relation qui permet de calculer l'élasticité de Gibbs ε . formule (II-16).

$$\varepsilon = 2 \frac{d\gamma}{d \ln A} = -2 \frac{d\gamma}{d \ln \Gamma} \quad (\text{II-16})$$

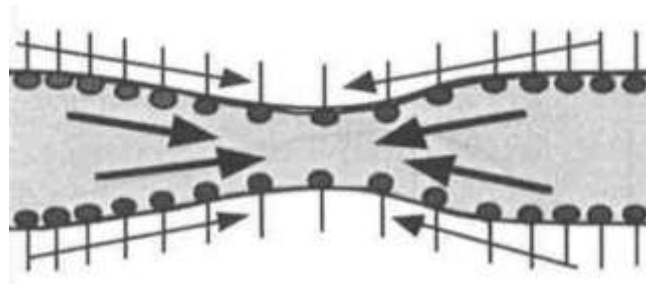


Figure II-19 : Effet Gibbs-Marangoni [45].

Où

- Γ est la tension de surface.
- A l'aire superficielle.
- Γ Coefficient de l'adsorption.
- Le coefficient 2 traduit le fait qu'un film comprend deux surfaces gaz-liquide.

L'effet Gibbs-Marangoni affecte la stabilité de la mousse en raison de l'expansion rapide de la tension de surface due à la concentration élevée des surfactants, créant une surface très mince et peu abrasive [45].

II-11-6-b Tension interfaciale :

Une énergie interfaciale relativement faible est nécessaire pour produire des mousses stables. Des surfactants ou tout autre additif pouvant réduire la tension interfaciale.

Hosseini-Nasab et al. [46] décrivent une technique de mousse pour mobiliser l'huile résiduelle après une inondation d'eau. Ceci a été réalisé en combinant deux formulations d'actifs de surface anioniques, dont la première a été utilisée pour atteindre un faible IFT et la seconde pour créer une mousse stable en Co-injectant des gaz CO₂ et N₂. Selon leurs conclusions, une baisse de l'IFT a entraîné une récupération significativement plus élevée du pétrole avec un facteur de réduction de la mobilité moindre.

II-11-6-c Drainage gravitationnel :

Les effets gravitationnels contrôlent le drainage du liquide, ce qui entraîne un profil vertical du composant liquide. Lorsqu'elle est stable, les liquides se diluent, provoquant la fusion des taureaux de mousse, tandis que l'impact du liquide à haute pression provoque l'instabilité de la mousse.

II-11-6-d Mouillabilité :

Mouillabilité affecte la génération et la stabilisation de la mousse. Par exemple, selon une étude réalisée par **Suffridge et al.** (1989), il a été vérifié que la génération de mousse est favorisée dans les milieux poreux à mouillage par l'eau plutôt que par l'huile. Les auteurs ont conclu que la génération de mousse dans un milieu poreux fortement mouillé par l'huile n'est pas possible.

II-11-6-e Présence d'huile :

Les composants en phase d'huile peuvent provoquer l'instabilité de la mousse, avec une huile à faible masse moléculaire qui raccourcit sa demi-vie. Les agents de mousse appropriés peuvent augmenter la stabilité de l'huile, les surfaces fluorées augmentant la tolérance à la mousse. Les études de flux de mousse montrent une plus grande stabilité lorsqu'une plus grande masse moléculaire d'huile est présente. Les gouttes d'huile peuvent affecter la stabilité de la mousse en pressant entre les surfaces du film pendant la production de mousse, brisant la lamelle. La solubilisation de l'huile de la phase huileuse en phase liquide peut également jouer un rôle.

Le film de pseudo-émulsion, un film aqueux entre les phases gazeuse et pétrolière, affecte la stabilité de la mousse. Les films de pseudo-émulsion stables stabilisent la mousse et augmentent la stabilité avec l'augmentation de la saturation de l'huile. Les gouttelettes d'huile s'écoulent plus lentement dans les limites du plateau en raison de la force flottante et des obstacles, tandis que les films instables provoquent des gouttes de pétrole qui s'agglomèrent et deviennent plus grands.

II-11-6-f Conditions de pression et température :

Les deux principaux paramètres du réservoir qui déterminent la stabilité de la mousse sont la pression et la température. Selon de nombreuses études, une augmentation de la pression est bénéfique pour la stabilité de la mousse. C'est parce qu'il y aura plus de résistance au drainage liquide et à la maturation Ostwald à mesure que la pression augmente puisque les couches liquides deviennent plus grandes et plus fortes, à mesure que la pression augmente, moins de gaz sera diffusé entre les lamelles, ce qui augmente la stabilité de la mousse (Figure II-20).

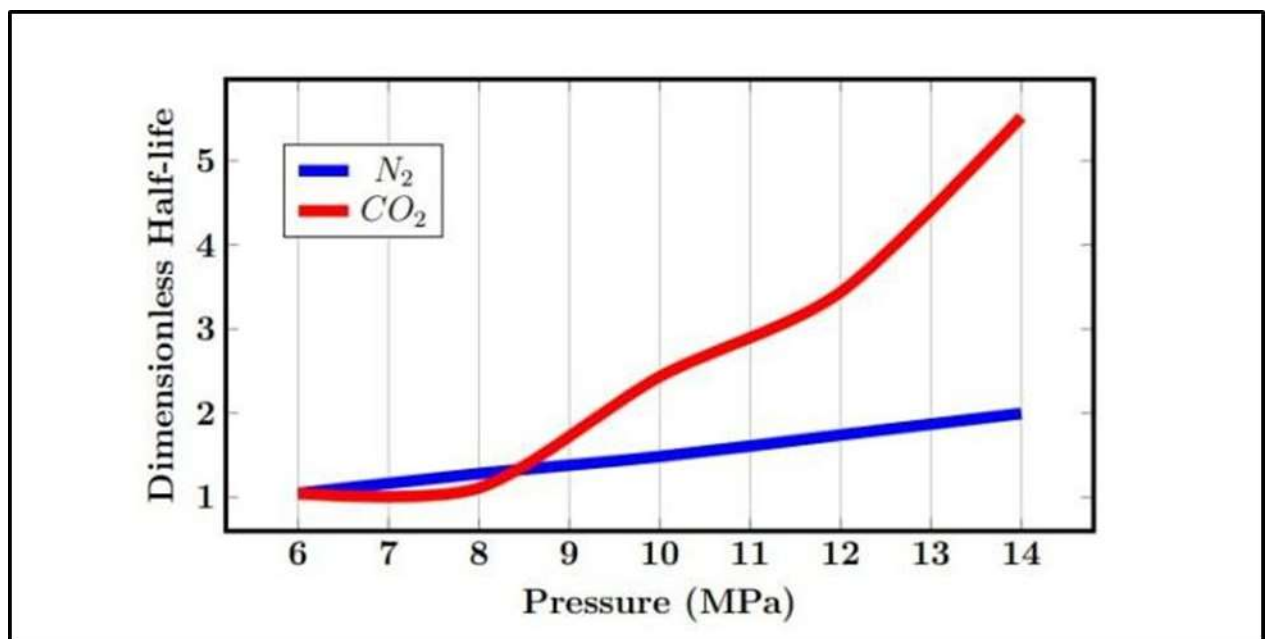


Figure II-20 : Effet de la pression sur la stabilité des mousses CO₂ et N₂.

Dans cette étude, les performances de la mousse dans des conditions de pression et de température élevées ont été étudiées à l'aide d'un compteur de mousse visualisant. L'installation se compose principalement d'une cellule à haute pression, d'un système d'injection de liquide et de fenêtres d'observation pour mesurer les mousses générées dans

la chambre visuelle. Sous des pressions allant de 6 à 14 MPa, six agents surfactants ont été examinés et leur demi-vie a été utilisée pour évaluer la stabilité de la mousse. Le CO₂ et le N₂ ont été Co-injectés pour produire de la mousse.

Selon les auteurs, l'augmentation de la pression augmentera généralement la densité du gaz et le rendra plus hydrophobe, ce qui peut aider à incorporer les queues d'hydrocarbures surfactants dans la phase pétrolière.

Au contraire, l'augmentation de la température provoque généralement une diminution de la stabilité de la mousse parce que la demi-vie est réduite. Cela est dû au fait que lorsque la température augmente, la phase liquide a une plus grande tendance à s'évaporer, ce qui fait que les bulles s'effondrent rapidement et libèrent le gaz qu'elles contiennent. En outre, lorsque la température augmente, la phase gazeuse devient plus soluble et la force interfaciale entre le gaz et les phases liquides diminue. Cela fait que la mousse devient plus instable en augmentant le drainage liquide [60]. La viscosité et l'élasticité de la lamelle de mousse diminueront à des températures plus élevées, ce qui aura un impact significatif sur les performances de la mousse bien que l'étendue de la détérioration de la stabilité de l'ampoule puisse dépendre de la composition chimique ou de la longueur de la chaîne d'hydrocarbures du mousser utilisé. (Figure II-21)

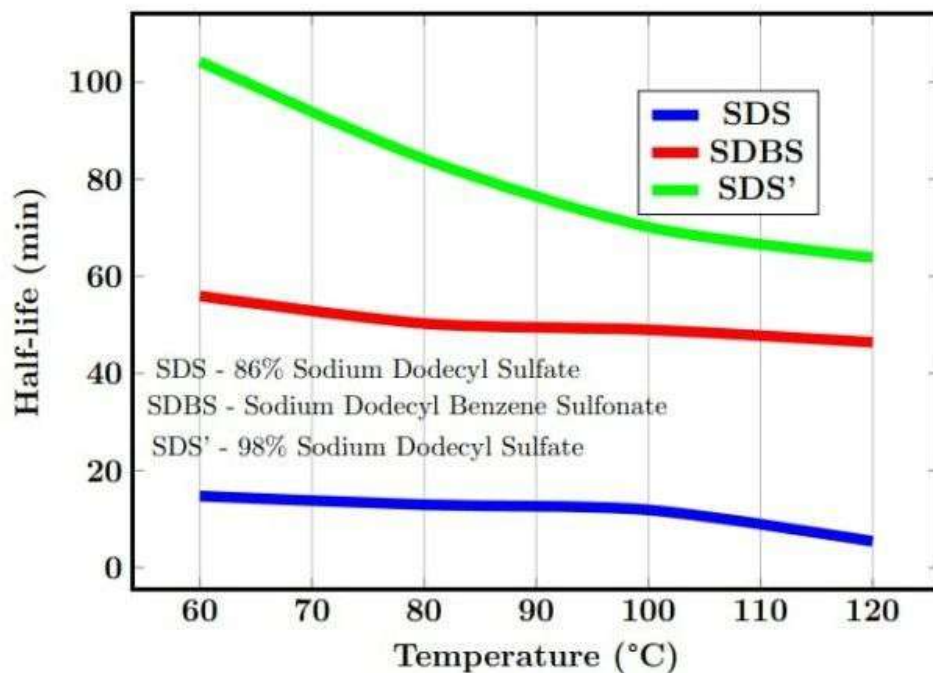


Figure II-21 : Effet de la température sur la stabilité de la mousse.

Le travail de **Wang et al.** Démontre également comment la température affecte la stabilité de la mousse. Des expériences ont été menées pour étudier l'influence de la température sur la stabilité des mousses produites à partir de différents types de surfactants. Bien que les auteurs aient souligné que les anioniques sont moins exposés à la température que les cationiques et les non-ioniques, la stabilité de la mousse a diminué avec l'augmentation des températures dans tous les cas. Ils ont attribué cela à une diminution de la viscosité de surface, ce qui a conduit à un drainage plus rapide des liquides à des températures plus élevées. Les résultats de **Liu et al.** En témoignent davantage. Les auteurs de cette étude ont démontré qu'à des températures plus élevées, la taille de la bulle augmentait de façon incontrôlable, ce qui provoquait un effondrement rapide.

II-11-6-g Salinité :

Le pourcentage d'ions de sel dans la phase liquide est un autre paramètre qui a un impact décisif sur la stabilité des mousses. À haute salinité, la présence d'ions de sel dans le liquide en vrac réduit le potentiel de surface à l'interface gaz-liquide, ce qui réduit la répulsion entre les deux couches. L'augmentation de la salinité, dans ce cas, provoque une diminution de la répulsion à double couche, ce qui favorise le drainage du liquide de la lamelle de mousse. En conséquence, la stabilité de la mousse diminue à mesure que la salinité augmente.

Les interactions ioniques entre l'agent de mousse (surfactant) et le sel peuvent déterminer le comportement de la mousse. En conséquence, selon la force des interactions, la stabilité de la mousse peut être améliorée ou aggravée. Pour illustrer les effets du sel sur la stabilité de la mousse, les deux effets positifs et négatifs sont discutés ci-dessous.

Dans les travaux de **Bello et coll.** la mousse a été produite à l'aide de 0,3 % en poids d'AOS avec une salinité allant de 0 à 15 % de MgCl₂. (Figure II-22) ci-dessous démontre que la stabilité de la mousse n'est améliorée qu'à faible salinité et qu'elle se dégrade lorsque la teneur en sel dépasse 2 %. Les auteurs attribuent cela à la déposition forcée d'ions supplémentaires sur la surface du film de mousse, ce qui a conduit à une neutralisation partielle des charges électriques. Cela a réduit la répulsion électrostatique et a donc rendu les films de mousse instables [36].

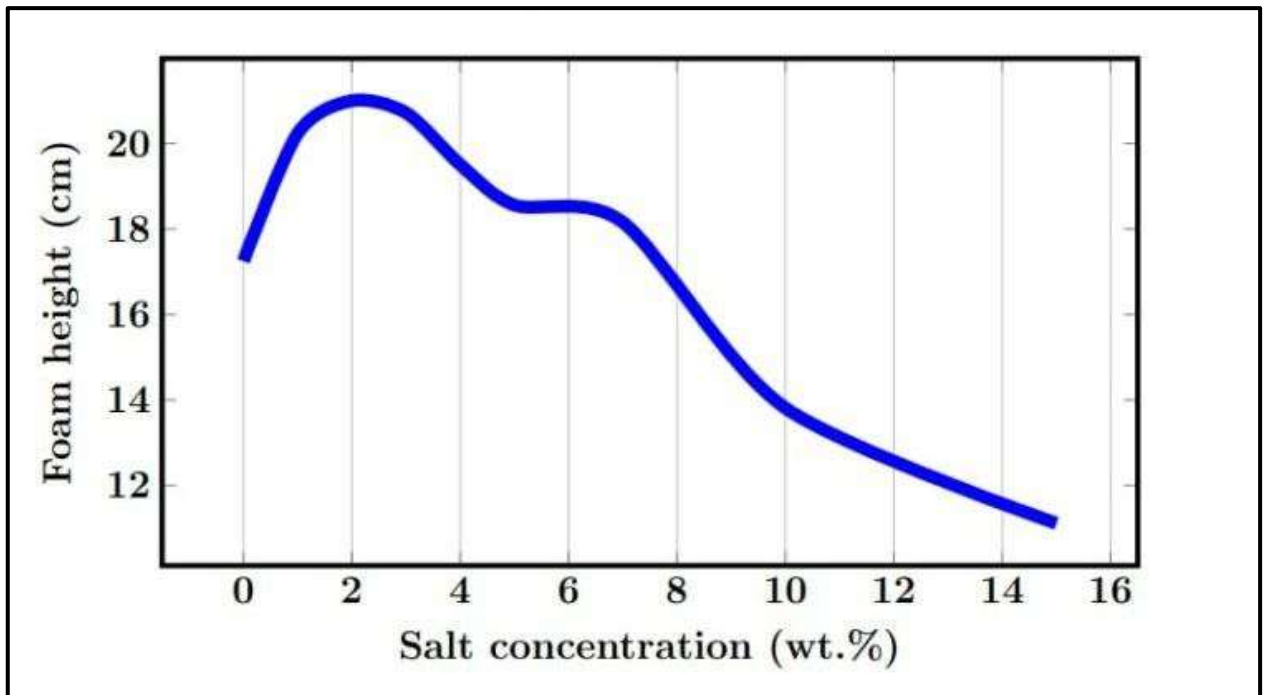


Figure II-22 : Effet de la salinité sur la stabilité de la mousse.

En conclure que la stabilité de la mousse dans des conditions dynamiques pour la salinité allant de 5 à 25 % de NaCl. L'éthome C12 a été employé comme agent de mousse. Selon leurs conclusions, la mousse était nettement plus stable à une salinité plus élevée. (Figure II-23)

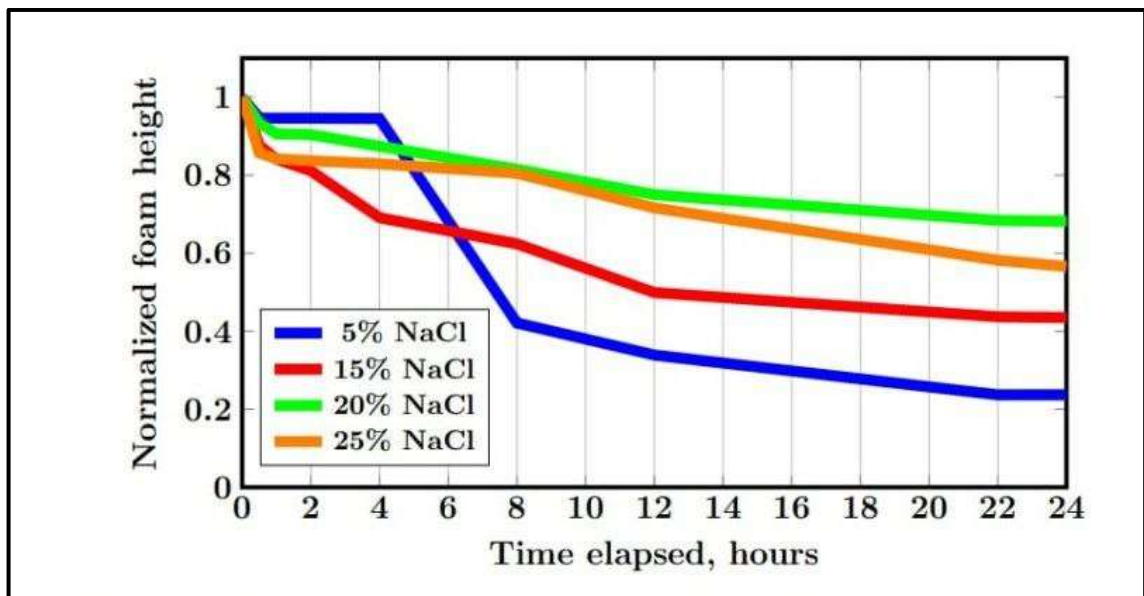


Figure II-23 : L'influence positive de la salinité sur la stabilité de la mousse.

Le succès de cette interaction à une salinité plus élevée est dû à la compression de la double couche électrique et à une augmentation de la pression maximale de disjonction à

une Salinité supérieure. Bello et al. [60] ont affirmé que la coalescence des bulles commence généralement tôt dans de nombreuses surfaces actives dans des conditions de salinité élevée, ce qui aggrave la stabilité de la mousse. Toutefois, les interactions ioniques entre les groupes d'amines protonées et le contre-ion Cl^- ont renforcé la densité moléculaire du surfactant [36].

Conclusion :

A travers ce travail, nous concluons que l'étude des techniques alternatives de récupération du pétrole, telles que le Water Alternating Gas (WAG) et la technique de mousse (foam), revêt une grande importance pour plusieurs raisons telle que :

- ✓ Amélioration de l'efficacité de récupération : Le WAG et la technique de mousse sont conçus pour améliorer la récupération du pétrole en augmentant la mobilité du fluide dans le réservoir. En alternant l'injection d'eau et de gaz, le WAG aide à déplacer le pétrole résiduel de manière plus efficace, tandis que la technique de mousse utilise des agents moussants pour augmenter la viscosité du fluide injecté, ce qui permet de mieux déplacer le pétrole.

Chapitre III

Faisabilité de la FAWAG dans le réservoir TAGI

Introduction :

Le chapitre représente des notions particulières sur deux axes ; premièrement il élabore sur le critère géographique et géologique du champ de BIR RABIA NORD. Après il entre sur une idée sur ces réservoir TAGI 1, TAGI 2, TAGI 3 et ces historique du productivité , telle que en entre dans le 1^{er} axe qui base sur l'application du WAG sur le champ , dans ce axe en base sur les critère de choix de candidat TAGI et ces résultat .Deuxièmement il entre à la axe de l'étude de fusibilité de l'application du nouvelle technologie FAWAG et comment en peut réduire l'échec de WAG ou donne une optimisation de ce technique avec les résultat de l'estimation en Eclipse .

III-1 Présentation du champ BIR RABIA NORD :**III-1-1 Situation géographique :**

Situé dans l'erg oriental, au Nord-Est du Sahara algérien, Bir Rabia Nord (le bassin de BERKINE) se trouve entre la latitude 29° et 30° Nord et les longitudes 3° et 9°, à l'est du champ de Hassi Messaoud, Rhoud el Baguel et Rhoud Nouss. Il englobe trois pays, l'Algérie en partie occidentale, la Libye en partie orientale et la Tunisie au sud dans sa partie septentrionale.

III-1-2 Situation géologique :

Avec une superficie de 300 000 km², le bassin de Berkine est une grande dépression semi-circulaire de 100 000 km², qui s'étend sur 350 km en latitude et longitude. Il constitue la partie méridionale de la province triasique et peut être classé dans les grands bassins intracratoniques (Figure III.1) Le bassin de Berkine est limité par : Le bord sud du môle de Dahar se trouve au nord. Le bassin de Syrte se trouve à l'Est, entre la Tunisie et la Libye. Au Sud, il est séparé du bassin d'Illizi par la mole d'Ahara. Au nord, le prolongement structural du môle d'Amguide-El Biode-Hassi Messaoud se trouve à l'ouest.

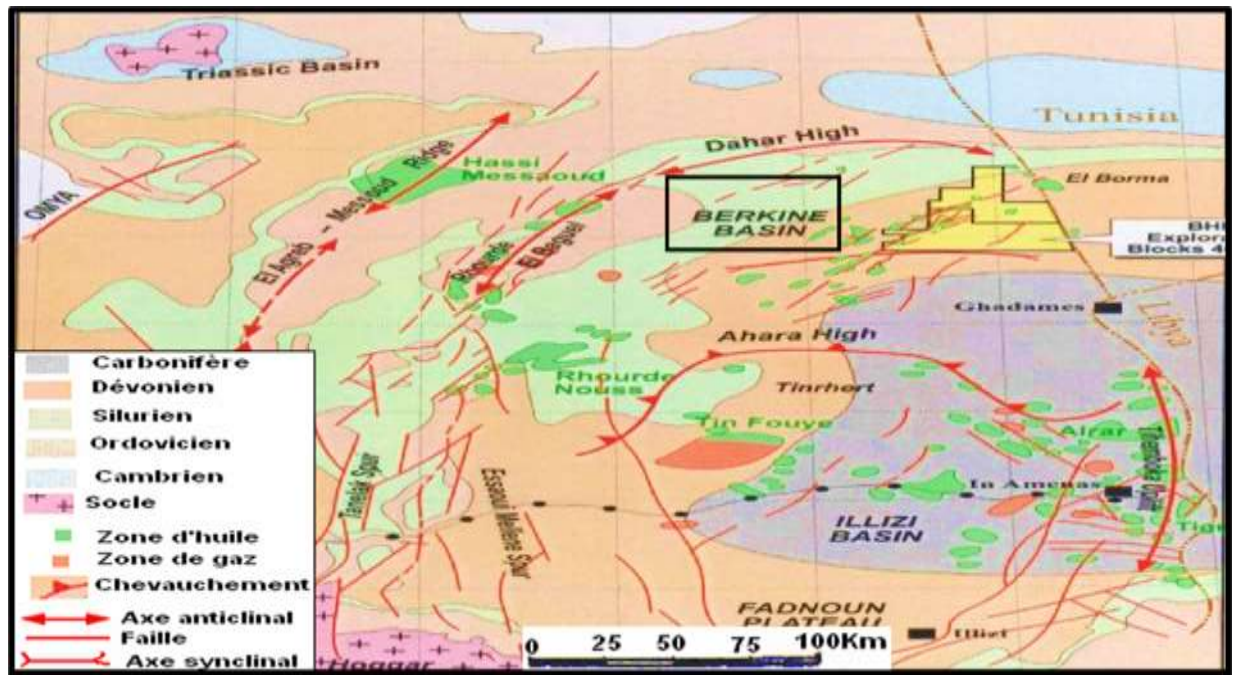


Figure III.1 Situation géographique du bassin de BERKINE[47].

III-1-3 Historique du bassin :

Vers la fin des années 1950, des explorations dans le bassin de Berkine ont débuté avec la découverte du gaz et du condensat en 1958 dans les quartzites de Hamra (Ordovicien) et les réservoirs Triasiques. Environ 150 puits ont été forés, ce qui a conduit à la découverte d'importants gisements d'huile et de gaz. Au milieu des années 80, les ressources étant à disposition, il a été décidé de « faire le plein », cette région allait subir une véritable transformation. En vertu de la Loi 1986-14, modifiée en 1991, des blocs ont été attribués aux entreprises étrangères, ce qui a provoqué un véritable essor des compagnies pétrolières en Algérie. C'est ainsi que l'association Sonatrach-Anadarko a vu le jour pour exploiter les gisements de ce bassin. Ce groupe (51 % Sonatrach, 49 % Anadarko), composé de cadres et de techniciens issus des deux compagnies, est responsable de toutes les opérations pétrolières de l'association Sonatrach-Anadarko, à l'exception de celles du gisement d'Ourhoud. Le bassin de Berkin contient plusieurs réservoirs tels que le TAGI qui se divise en trois parties TAGI 1, TAGI 2 et TAGI3.

III-1-4 Réservoir TAGI de (GSE) :

La découverte du champ était en novembre 1997 lors du forage du puits d'exploration GSE-1, qui était saturé en huile dans le Trias argileux gréseux inférieur (Formation TAG-I). Ensuite, en 1998, on a foré le puits GSE-2 (puits d'évaluation), mais la formation TAG-I qui y était située était entièrement remplie d'eau. Aujourd'hui, on a découvert onze puits : GSE-1, GSE-2, GSE-3, GSE-4, GSE-5, GSE-6, GSE-7, GSE-8, GSE-9, GSE-10 et GSE-11.

III-1-4-a Situation géographique :

Au Nord-Est du bassin de BERKINE, le secteur de SIF FATIMA (bloc 402) se trouve à environ 100 km au sud-ouest du gisement d'El Borma. La superficie de ce bloc (402) est de 103Km². La zone d'étude se situe géographiquement entre les latitudes (31°-32° Nord) et les longitudes (8°-9° Est).

III-1-4-b La stratigraphie :

Il se compose de dépôts mésozoïques, dont la discordance est importante, sur des terrains d'âge paléozoïque, traversés en partie par un épandage détritique daté tertiaire et surmonte en discontinuité le crétacé, couvert de sable dunaire attribué au quaternaire.

ETAGE	AGES	LITHO	DESCRIPTION	EPAIS (m)	
QUAT.	QUATERNAIRE		Sable blanc	38-185	
TERT.	Mio-Pliocène		Sable blanc avec passé de Calcaire gris	138-185	
	Sénonien Carbonaté		calcaire gris-blanchâtre, passé Dolomie de Calcaire dolomitique, d'argile et anhydrite	88-120,5	
CRETACE	Sénonien Anhydritique		Sel blanc, passées d' anhydrite	329,5-331	
	Sénonien Salifère		sel blanc, avec passées d'Argile	152-160	
	Turonien		calcaire gris blanc, passées d'Argile et Dolomie	67	
	Cénomanién		Argile brun-rouge, calcaire et dolomie	231-240	
	Albien		Grès gris, Argile brun, traces de pyrite	90-109	
	Aptien		Dolomie blanc, calcaire gris-clair	25-28	
	Barrémien		Grès gris, et Argile, traces de dolomie	231-324	
	Iléocomien		Argile versicolore, et calcaire et Grès gris	247,5-280	
	JURASSIQUE	Malm		Argile brun-rouge, fine passées de Grés	211-245
		Dogger Argileux		Argile brun-rouge et fine passées de Grés	122-152
Dogger lagunaire			Argile grise, passées de calcaire et dolome	123-138	
Lias Anhydritique			Anhydrite massive et Argile grise	156,5-165	
Lias Salifère			sel massif, fines passées d'Argile gris	60-64	
Lias "HB"			calcaire dolomitique, passées d'Argile	19-23	
Lias S1+S2			sel massif avec intercalations d'anhydrite massive et Argile grise, tendre.	142-223,5	
Lias S3			sel massif avec fines passées d'Argile grise	94-125,5	
Lias Argileux			Argile brun rouge avec passée de sel masif	25-32	
TRIAS		Trias (S4)		Argile brun rouge avec passée de sel masif	30-50
	Trias Argileux		Argile brun-rouge, trace d'anhydrite	19-33	
	Trias Carbonaté		Argile verte a grise, passé de dolomie grise microcristalline, présence de Grés gris-blanc	76-86,5	
	T.A.G.I		Grés blanc à gris brun, intercalé d'Argile brune trace de pyrite	77-100	
DEV. SUP	Strunien F2		Grés blanc à gris beige avec passées d'argile	66-100	
	Famennien		Argile gris-foncé, trace de calcaire argileux et de grés argileux		

Figure III.2 : Colonne litho-stratigraphique de la structure de BERKINE[2].

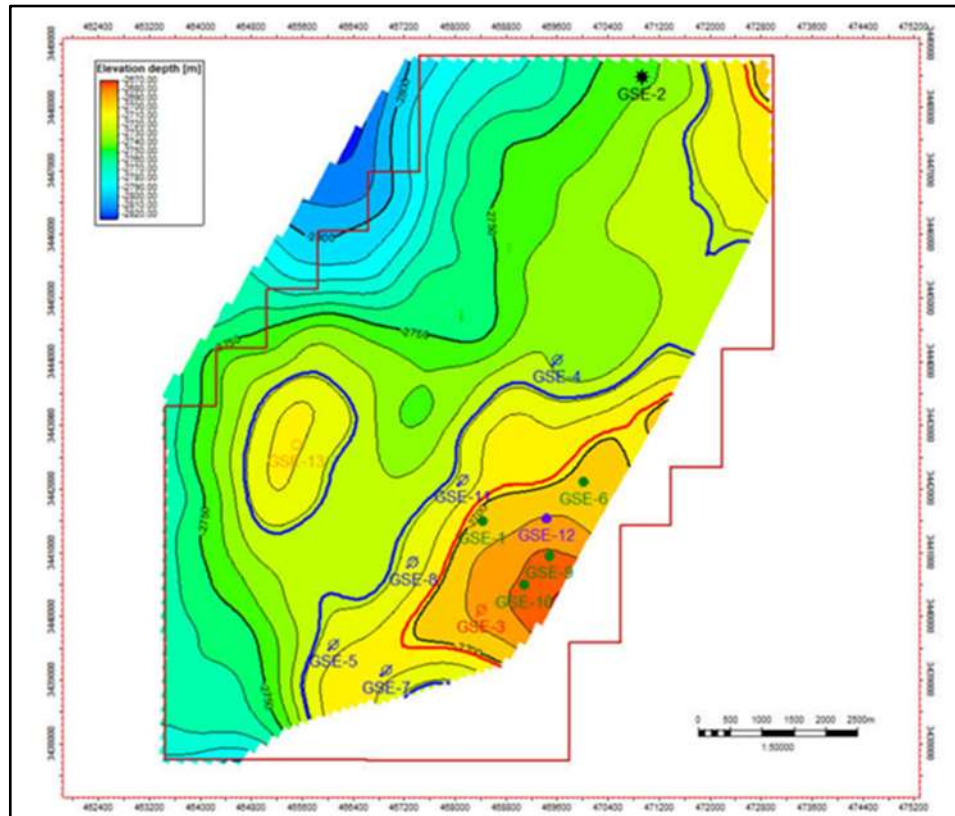


Figure III.3 : Carte structural au toit supérieur TAGI

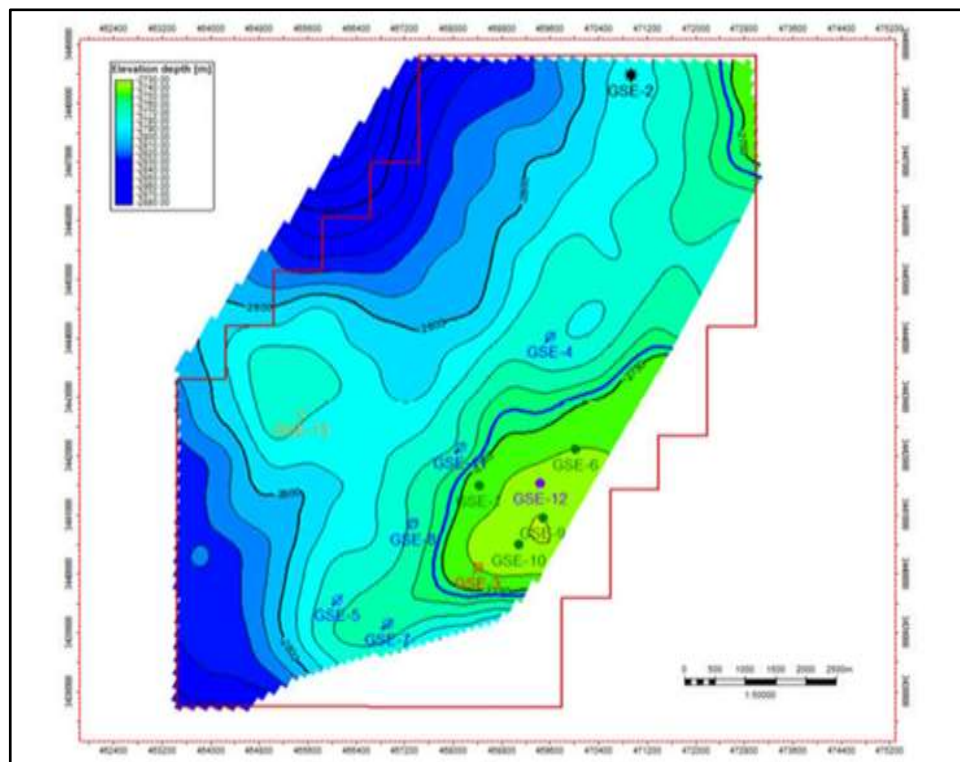


Figure III.4 : Carte structural au toit d'inférieur TAGI.

III-2 Historique et critères de choix du candidat TAGI :**III-2-1 Historique du TAGI :****Tableau III-1 : Historique du TAGI 1, 2 et 3**

Drain	Historique
TAGI 1 et TAGI 2	<ul style="list-style-type: none"> • Découvert : Octobre 1995. • Les puits producteurs : GSA-1, GSA-3, GSA-4, GSA-8, GSA-9, GSA-13, GSA-15. • Les puits injecteurs : GSA-2, GSA-7, GSA-10, GSA-14. • Les problèmes : <ul style="list-style-type: none"> -En 2007, une augmentation de la Water Cut (WC) a été observée au puits GSA-3etGSA-8. -En 2009 et 2010, l'augmentation des Water Cut de GSA-1 et GSA-8. -Fin 2013, la performance du puit GSA13 a chuté suite à de fréquents blocages par le sel. - En 2017, les performances du puits GSA-9 ont fortement chuté en raison d'un problème de dépôt de sel. • Les interventions : <ul style="list-style-type: none"> - stimulation acide soit menée sur les puits GSA-2, GSA-7 et GSA-10 au cours l'année 2004 (le taux de remplacement des vides (VRR) se situe autour de 1,5). - la réalisation d'un Work Over afin de changer la complétion (communication tubing/casing) (+20 bars). - l'installation d'une électrique submersible pompe(ESP) sur le puits GSA-1.

	<p>-la descendu d'un plug dans GSA-8.</p>
<p>TAGI 3</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Découvert : Mars 1997. • Les puits producteurs : GSA-5. • Les puits injecteurs : GSA-12. • Les problèmes : <ul style="list-style-type: none"> -En 2001 et en raison d'une baisse de la pression du réservoir, l'arrêt complet du GSA-5. -Courant 2009, GSA-5 s'est arrêté en raison de percée d'eau et de problèmes de colmatage par le sel. - la fin 2010. Le puit GSA-5 a été fermé en mai 2015 suite à une panne de l'ESP. • Les interventions : <ul style="list-style-type: none"> - En mai 2006, l'injection d'eau (le VRR d'environ 2). - En 2009, la réalisation d'un Work Over afin de l'installation d'une pompe ESP, avec une ligne d'injection d'eau douce au fond du puits.

Au cours de l'exploitation du réservoir la production a montré une diminution asseye remarquable d'où une initiation de l'injection a été réaliser au cours des années 2004.

Dans les scenarios de production entre 1994 jusqu'en 2020 sont représenté dans les figures suivants :

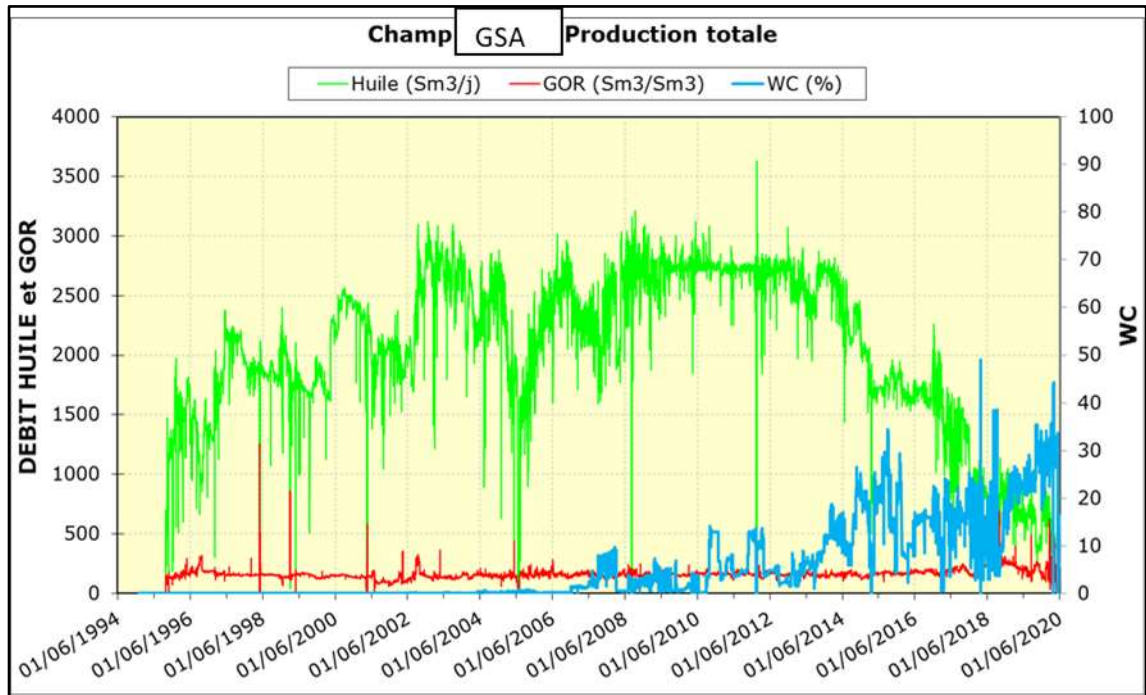


Figure III.5 : Historique de production des niveaux TAGI-1, 2 et 3

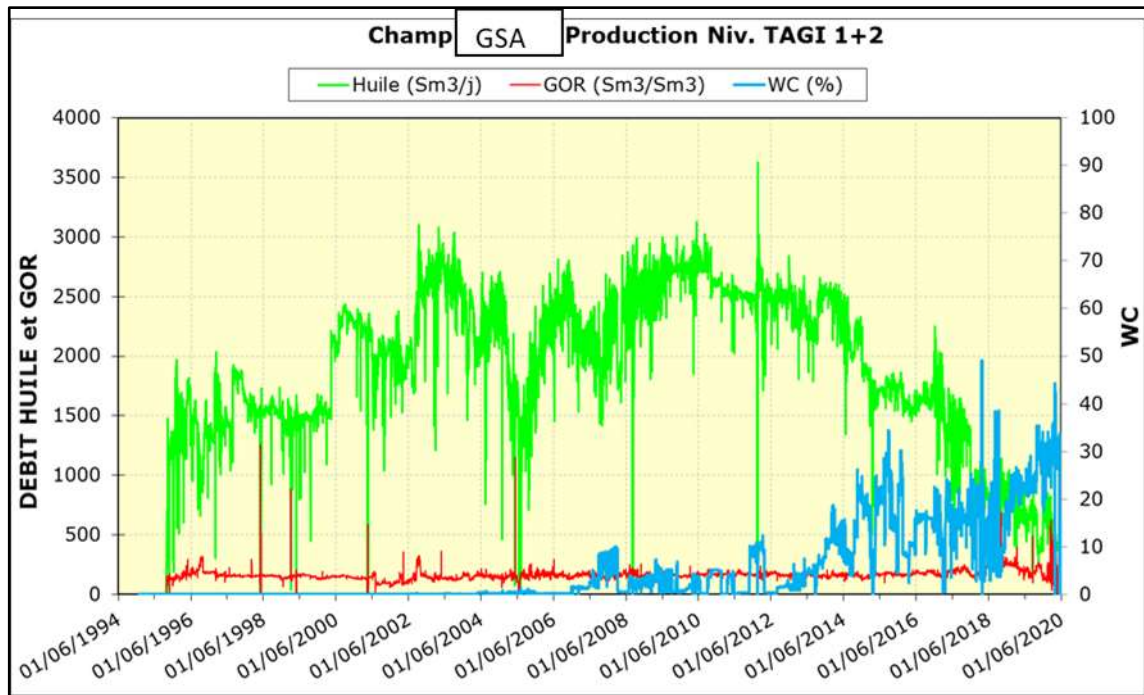


Figure III.6 : Historique de production des niveaux TAGI-1 et 2

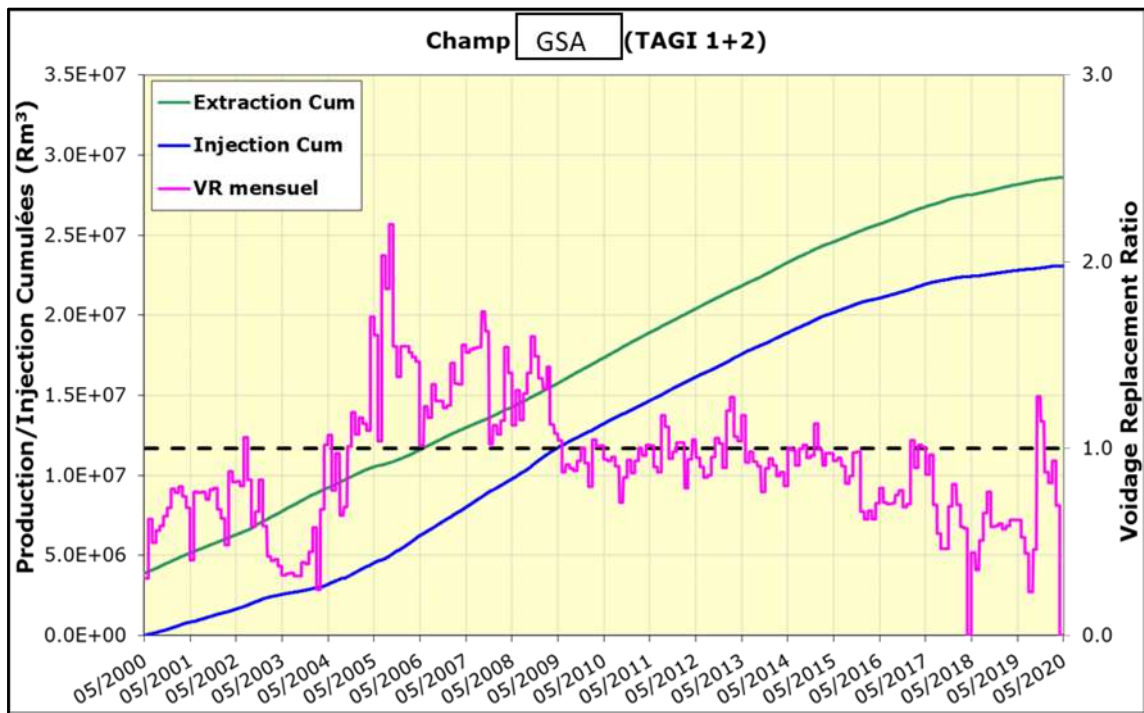


Figure III.7 : Historique du taux de vide des niveaux TAGI-1 et 2

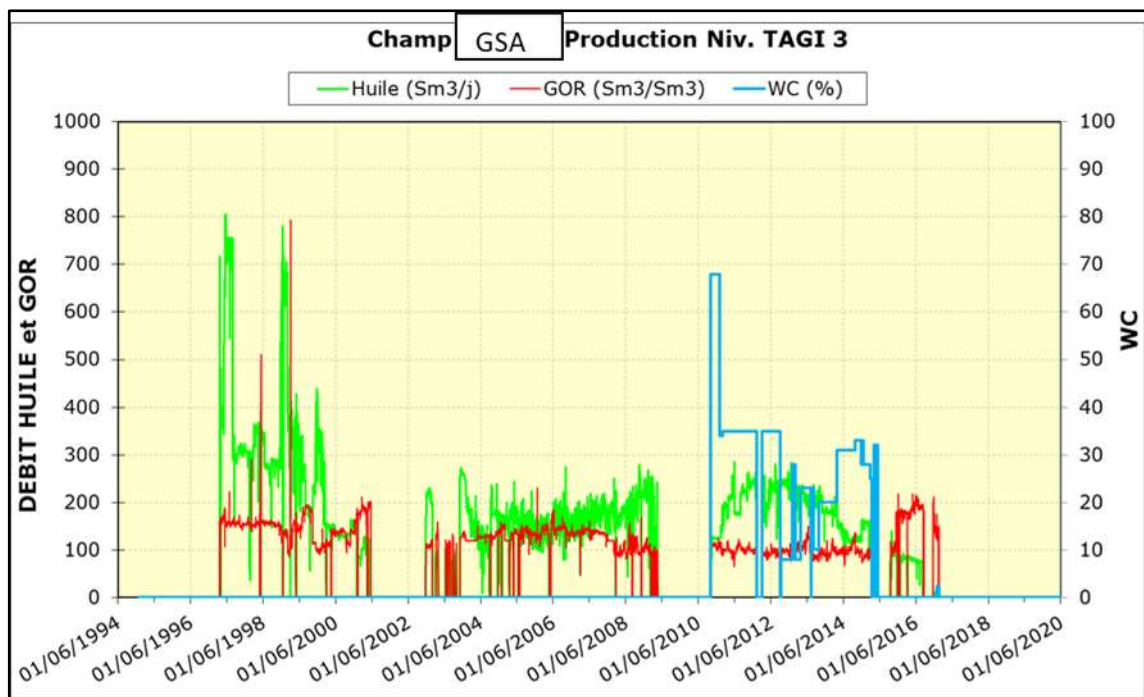


Figure III.8 : Historique de production du niveau TAGI-3

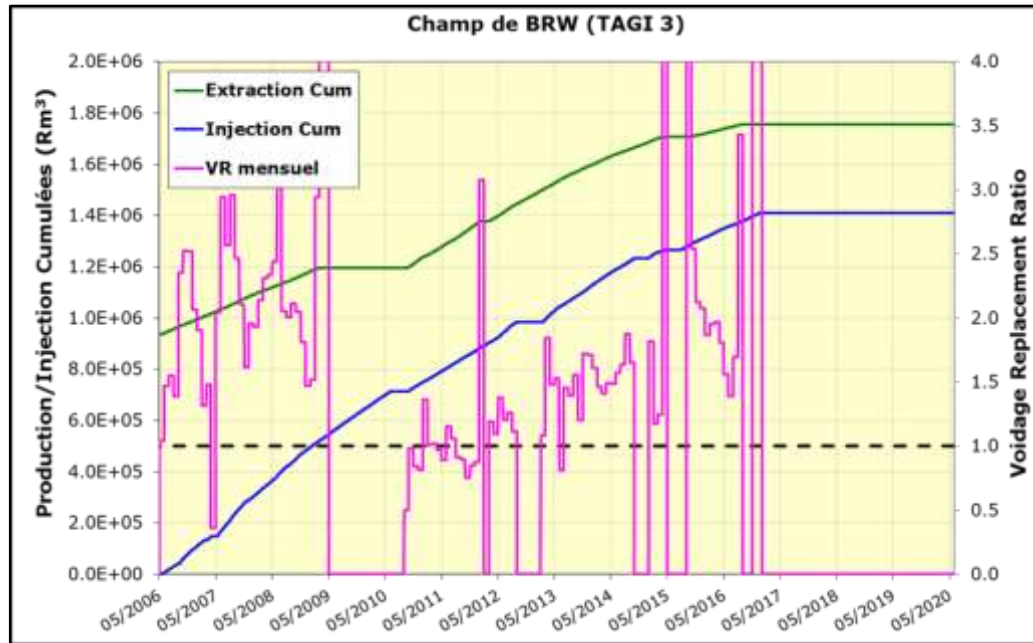


Figure III.9 : Historique du taux de vide du niveau TAGI-3

III-2-2 Critère de choix de candidat TAGI :

La structure est constituée d'un anticlinal triasique légèrement incliné vers le Sud-Est et coïncé entre deux failles normales NE-SW. Le réservoir principal est caractérisé par des grès quartzeux du Trias inter stratifiés avec des schistes de phoque et avec la géologie est connue, absence des failles, Deux corps sableux majeurs nommés TAGI supérieur et moyen au sein de l'argile gréseux inférieur du Trias (TAGI-I) représentent les principaux niveaux de réservoir avec une épaisseur nette allant de 7 m à 31 m à une profondeur moyenne de 2900 m. Des niveaux marginaux appelés TAGI inférieur et basal existent également.

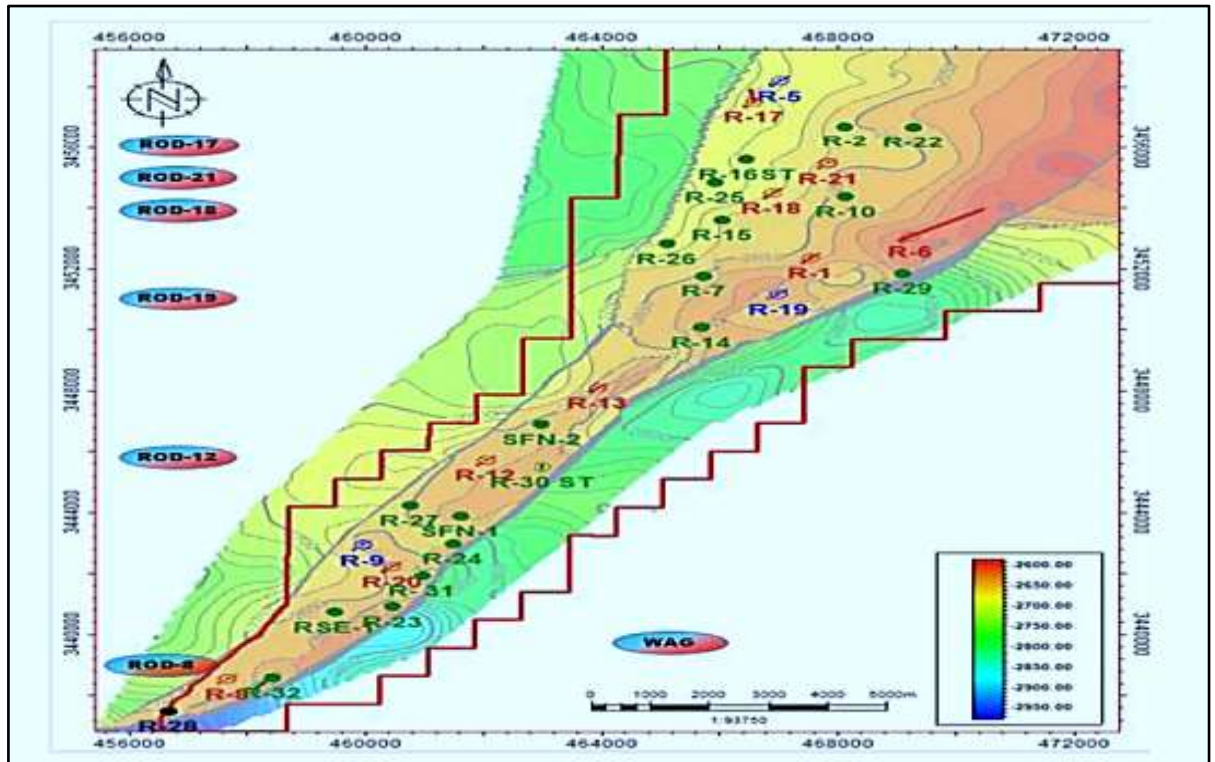


Figure III.10 : Carte structurale du réservoir TAGI

III-2-3 Aperçu sur la zone d'étude :

Le champ BERKINE exploité par fait partie d'un groupe de champs pétrolières exploités par GSE. Le champ contient du pétrole léger sous-saturé (38,9 o API) dans des sables fluviatiles TAGI à une profondeur d'environ 1000 mètres. 2850 m TVDSS. Au niveau TAGI, la structure GSE est en bas-relief, plongeant vers le NW et fermée par une faille NE-SW vers le SE.

Le champ GSA a été mis en service en octobre 1995 et a atteint son plateau de production de 2 700 Sm³/j. Ce plateau a été maintenu grâce au forage de puits de production et d'injection supplémentaires jusqu'en 2014, lorsque la production a commencé à baisser en raison de l'augmentation de la production d'eau.

La production pétrolière cumulée jusqu'à fin mars 2020 (fin de la période de correspondance historique pour cette étude) est de 115,212 MMstb, dont 6,772 MMstb provenaient de TAGI-3.

III-3 Application du WAG au niveau de réservoir TAGI :

III-3-1 Critère de sélection :

Dans le champ « GSA », la sélection de la zone pilote pour l'application WAG, y compris l'identification des paires de puits, était basée sur les critères de sélection suivants :

III-3-1-a Propriétés des fluides :

Une analyse des fluides en laboratoire dédiée au ce champ a été réalisée pour évaluer en profondeur conformité du gaz injecté et du fluide du réservoir par rapport aux conditions de miscibilité. Le schéma de la viscosité du fluide en fonction de la profondeur a été utilisé pour camionner les techniques EOR les plus adéquates. Ainsi, pour une gravité d'huile de 44°API avec une viscosité de 0,4 cP dans des conditions de réservoir situées à une profondeur de formation de 8 200 pieds dans ce le champ s'adapte à l'injection de gaz miscible, comme indiqué sur la figure III.12

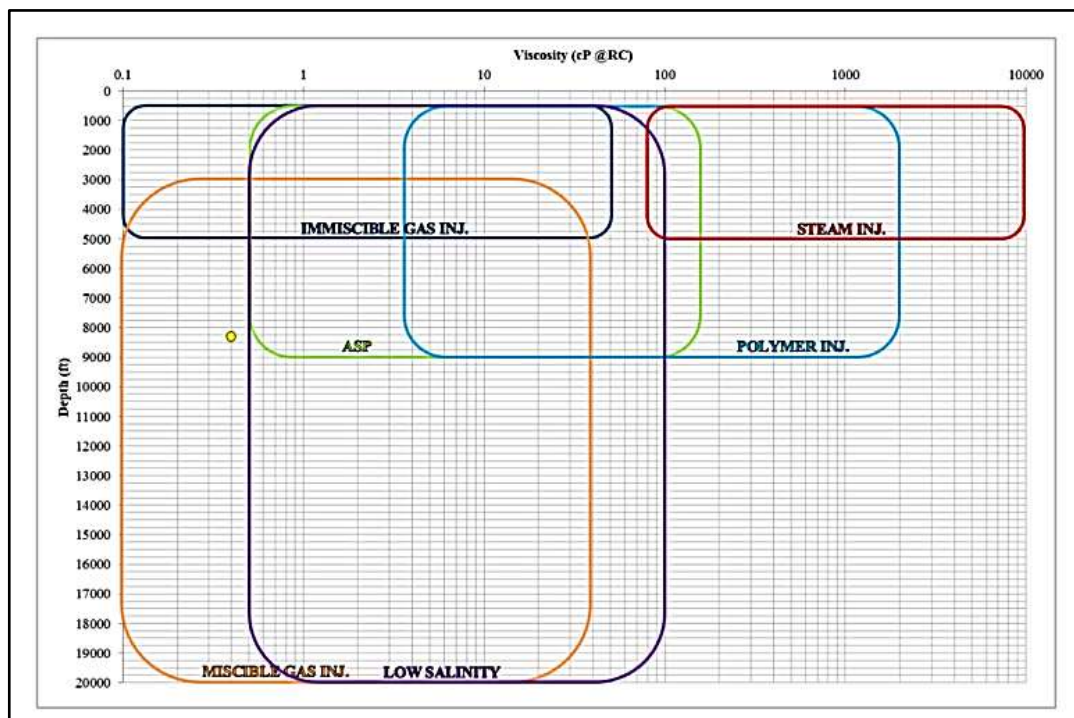


Figure III.11: Processes de WAG screening

III-3-1-c Propriétés pétro physiques :

Des propriétés quasi homogènes caractérisent les réservoirs TAGI. Comme les corps de sable sont continus horizontalement avec une perméabilité assez bonne à excellente, ils se développent clairement connectivité entre producteurs et injecteurs lorsque les impacts de l'injection d'eau et de gaz sont facilement perceptible.

III-3-1-c Mécanisme d'entraînement de la production :

Le champ "GSA" a démarré l'injection d'eau et de gaz depuis 2005 en tête et en zones de queue pour améliorer la récupération du pétrole et maintenir la pression du réservoir du

TAGI supérieur et moyen les niveaux. Différentes configurations et schémas d'injection ont été adaptés à la gestion du réservoir objectif, les engagements de développement du domaine et les opportunités d'optimisation de la production réalisées.

III-3-2 Essai pilote WAG miscible :

A débuté en mai 2013, lorsque le premier cycle d'injection de gaz a été initié dans le puits **GSA-8** transformé en injecteur de gaz. La période de traitement dure environ trois et six mois (mars 2016) avec un débit moyen d'injection de gaz d'un million de mètres cubes standard par jour (1Msm³/j).

III-3-3 L'impact du post-traitement et de l'injection de gaz :

Sur la production pétrolière dans les puits voisins à partir des données de l'analyse a conduit de définir la première paire de puits ; **GSA-23** comme producteur de pétrole et **GSA-8** comme injecteur du gaz. Comme montre (la figure III.13)

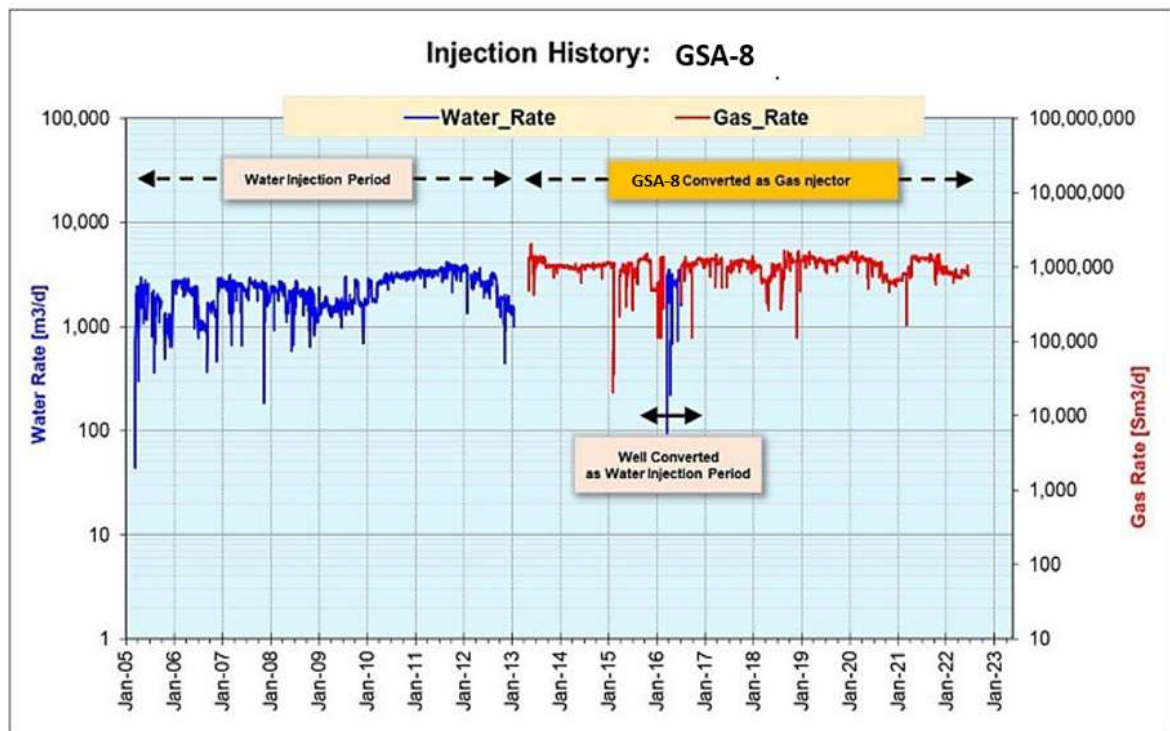


Figure III.12: Surveillance de l'injection du GSA-8 avant et après l'essai pilote WAG

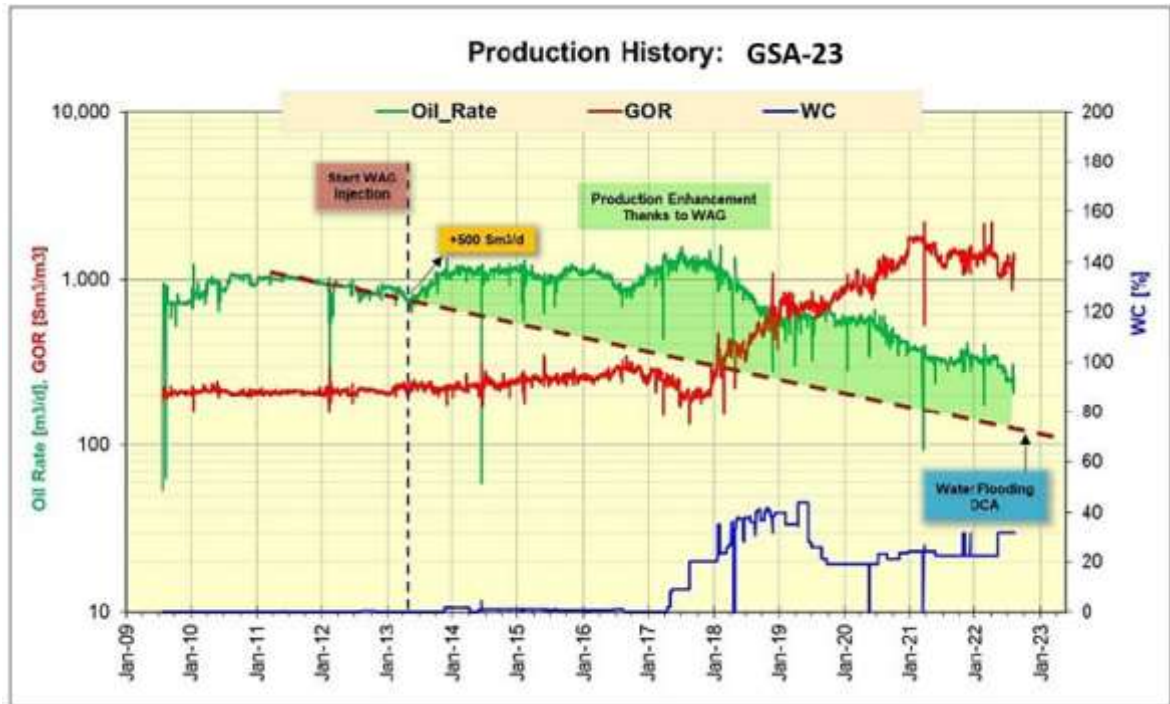


Figure III.13 : Suivi de la production du **GSA-23** avant et après l'essai pilote WAG

La quantification de l'impact de la production lors de l'application du test pilote a été évaluée via la mise en place d'un programme de surveillance rigoureux qui comprenait l'acquisition fréquente de données à la fois pour le pétrole producteurs et injecteurs de gaz tels que les tests de puits de production, les enquêtes de pression et de température de fond de trou, tests d'atténuation, traceurs ainsi que l'utilisation du Réservoir Saturation Tools (RST) et production Logging Tool (PLT).

À l'échelle du laboratoire, des analyses spéciales de carottes ont été effectuées pour évaluer la saturation résiduelle attendue en huile avec et sans application WAG. Les carottes proviennent d'un puits de remplissage GSA-23 foré au cours le déploiement du test pilote WAG.

À l'échelle microscopique, la saturation résiduelle en huile issue des données Special Core Analysis Logging (SCAL) et du RST effectué avant l'injection WAG a montré des valeurs autour de 30% à 32 %. En fait, l'interprétation des logs RST effectuée en premier et les deuxièmes cycles d'injection de gaz ont indiqué des saturations résiduelles en huile de 28 % et 18 % respectivement.

Il est à noter que les valeurs de saturation résiduelle en huile suite au déplacement WAG effectué sur les carottes prélevées dans le puits GSA-23 étaient comparables aux valeurs du deuxième RST après deux cycles WAG. Ainsi, une nette réduction de la saturation résiduelle

en huile a été constatée donnant une amélioration d'environ 10%, ce qui a confirmé l'efficacité du processus WAG.

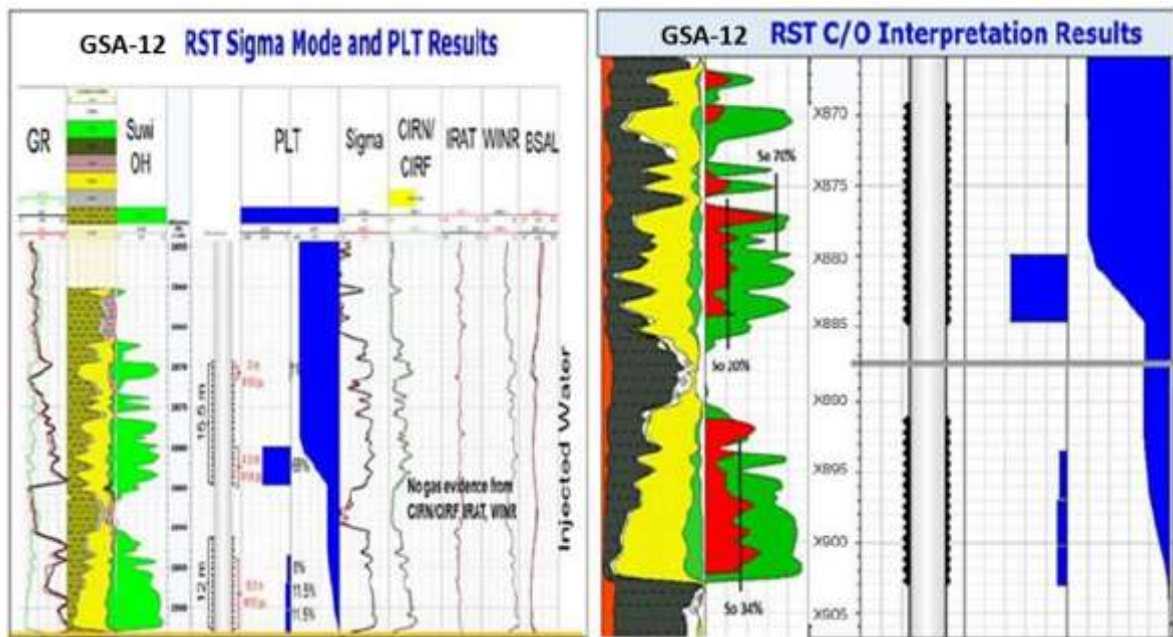


Figure III.14 : Analyse RST intégrée GSA-12 Carbone/Oxygène et Sigma (2014)

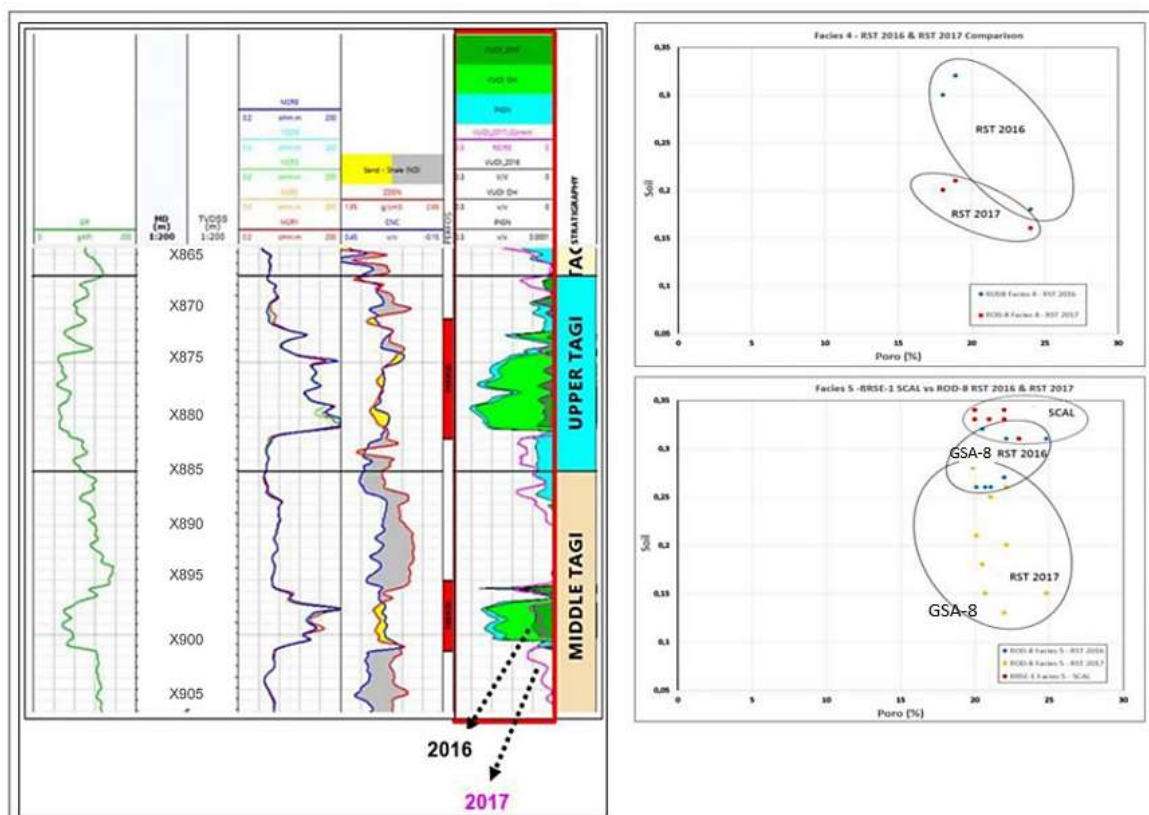


Figure III.15: Analyse RST intégrée GSA-8 et GSA-1 Carbone/Oxygène et Sigma (2017 vs. 2016)

À l'échelle macroscopique, en plus de la conception du cycle WAG, de la durée d'injection par cycle et de l'injection taux, l'évaluation des réserves supplémentaires liées à l'impact du projet pilote WAG à l'échelle du terrain était basée sur l'approche de simulation en comparant le cas pilote WAG (histoire de cas) de cas témoin par exemple la stimulation .L'analyse de l'impact du test pilote WAG sur le pétrole pour les deux paires montre une nette amélioration au niveau du puits et échelles de réservoir. Quant à la première paire ; GSA-23 comme producteur de pétrole et GSA-8 comme injecteur de gaz et en faisant référence au pétrole ligne de base de la prévision, le taux de pétrole supplémentaire a dépassé 3 000 b/j quelques jours après le début de l'injection de gaz en GSA-8 en mai 2013. En parallèle, pour le deuxième couple qui implique GSA-1 comme producteur de pétrole et GSA-12 comme injecteur de gaz, le WAG permet de freiner la baisse de production et aide ainsi le puits à continuer de couler malgré le Water Cut sévères.

Comme le montre le graphique suivant, l'injection d'eau comme stratégie de développement faisait référence au cas témoin de cas où les deux injecteurs sont censés continuer à injecter de l'eau. Au lieu de cela, le cas pilote WAG implique cycles d'injection de gaz et d'eau.

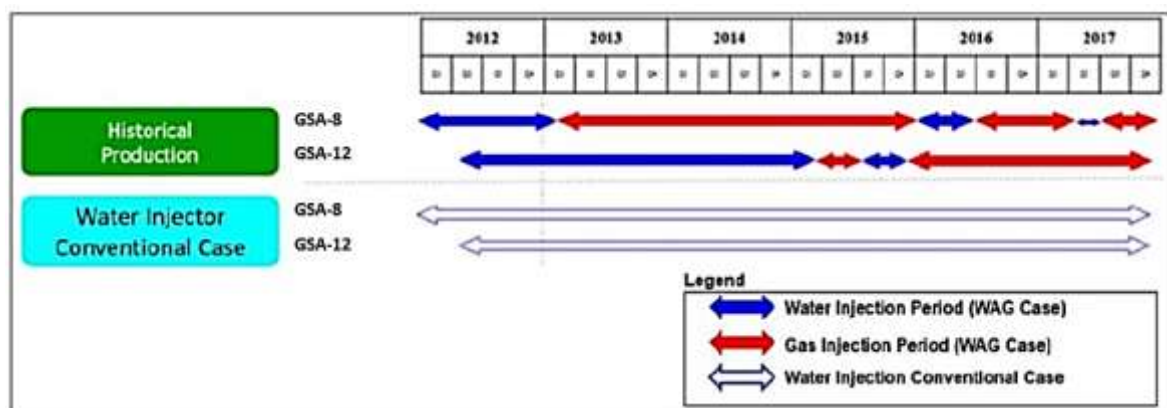


Figure III.16: cas témoin vis à vie cas WAG pilot

L'évaluation des réserves supplémentaires du pilote WAG a été établie sur la base de la production supplémentaire en utilisant les données de production mesurées par rapport au scénario simulé de cas témoin (injection continue d'eau).

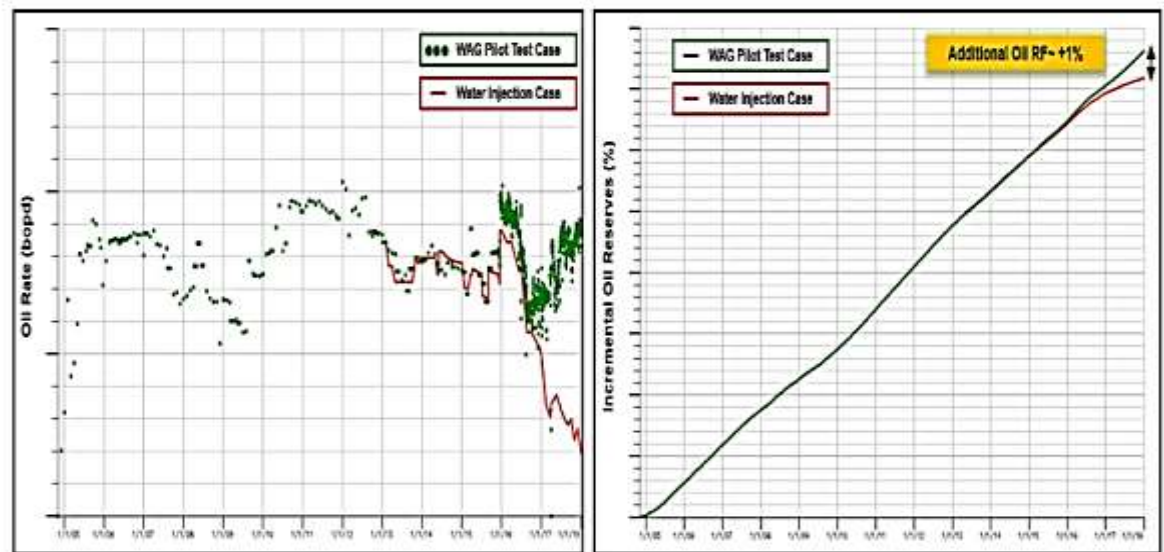


Figure III.17 : Production du champ avec WAG vis à vie cas Conventionnel

III-3-4 Résultats WAG Miscible :

À la lumière des résultats remarquables obtenus lors du test pilote, une conception complète de WAG visant à étendre l'application de cette technique à une plus grande échelle, combinée à des opportunités de développement supplémentaires pour prolonger la durée de vie du champ, a été évaluée. L'examen du plan actuel de développement a révélé un immense intérêt pour l'intégration du champ dans le cadre de l'application d'EOR à l'échelle du champ, ainsi que les horizons possibles pour valoriser les ressources en gaz du champ en examinant les défis complexes reconnus sur le marché du gaz dans des situations géopolitiques très difficiles. En fait, l'efficacité de balayage du système actuel d'injection WAG pourrait avoir atteint son seuil de récupération de pétrole dans certains schémas, et par conséquent, des réserves supplémentaires potentielles seraient récupérées en généralisant l'injection de WAG miscible dans le champ "GSA". Par analogie avec le processus de travail suivi lors du test pilote, d'autres candidats WAG ont été examinés dans la zone nord du champ "GSA". Ces candidats consistent en quatre puits WAG supplémentaires (GSA-17, GSA-18, GSA-19, GSA-21), en supposant de préserver un taux de remplacement du vide réservoir égal à l'unité et en optimisant les cycles et débits d'injection de WAG.

La conception de WAG à l'échelle du champ, y compris les résultats des puits pilotes, a été réalisée en utilisant le modèle de simulation dynamique de réservoir compositionnel du champ "GSA". Après plusieurs sensibilités sur la durée des cycles et les débits d'injection,

la récupération optimale de pétrole a été atteinte en considérant la conception de WAG suivante :

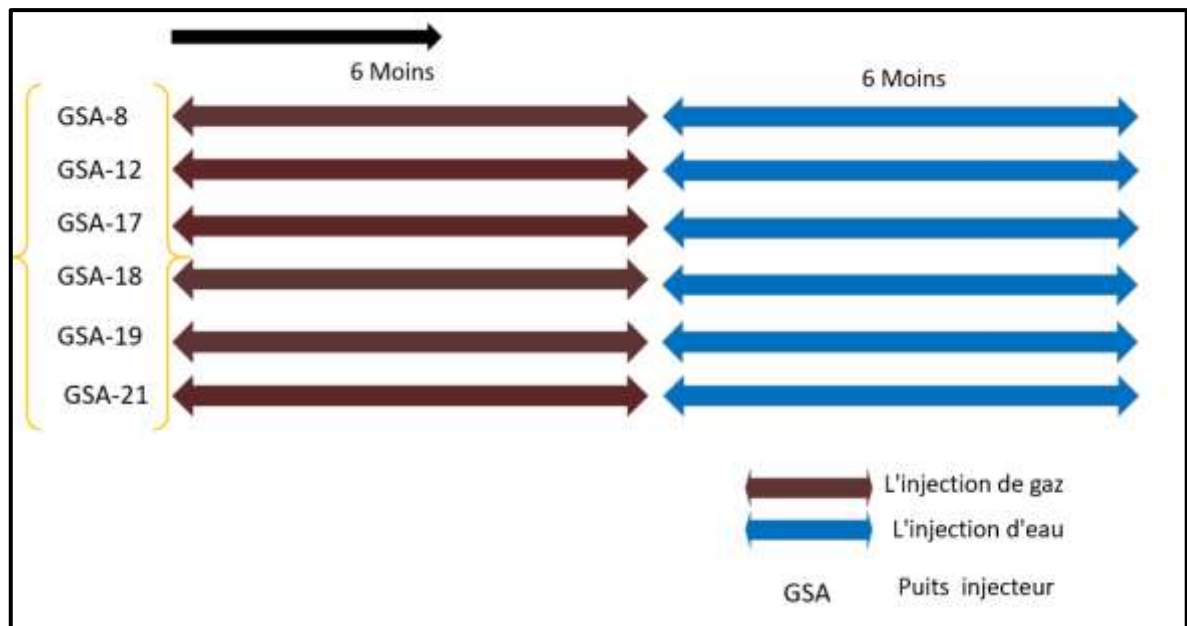


Figure III.18: Cycles d’injection de WAG

Les résultats de simulation du scénario WAG montrent une augmentation claire du taux de production de pétrole au niveau des puits et du champ par rapport au scénario conventionnel. En fait, avec l'application du WAG qui a permis de contrôler le rapport de mobilité et le déplacement frontal, et par conséquent, l'injection cyclique a permis de contacter des canaux non balayés en raison de l'effet de la ségrégation des fluides injectés, un contrôle plus facile des tendances du rapport gaz/pétrole (GOR) et de la coupe d'eau, ainsi que le maintien de la pression du réservoir.

Comme le montre la figure III.18 et la figure-1 III.19, l'efficacité de balayage du scénario WAG a été augmentée par rapport au scénario conventionnel assisté par l'injection d'eau et de gaz.

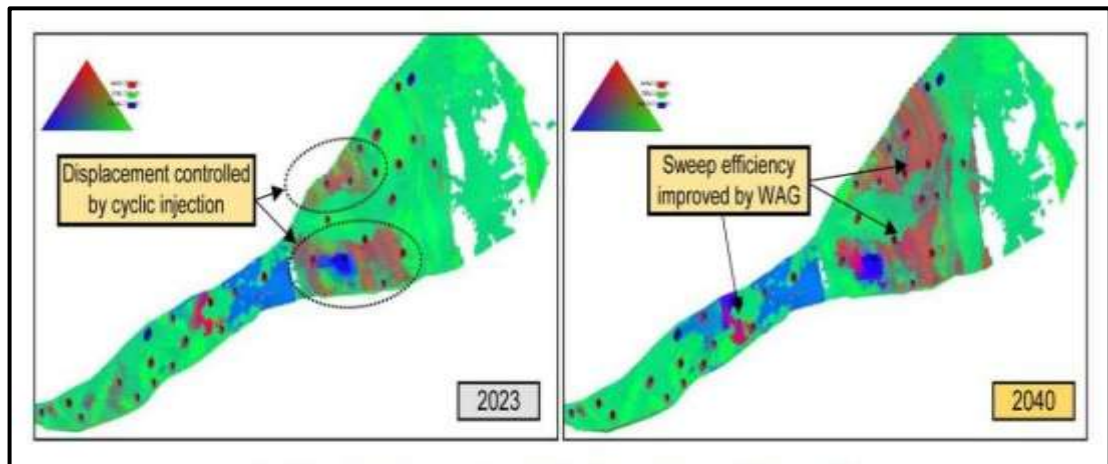


Figure III.19: Tracés ternaires de saturation des fluides du champ "GSA" pour le scénario WAG

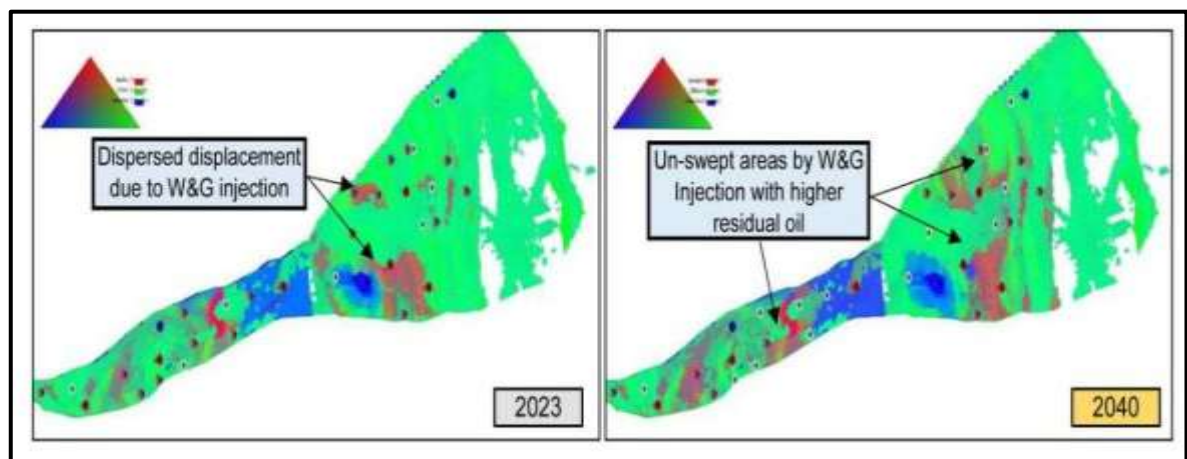


Figure III.20: Tracés ternaires de saturation des fluides du champ "GSA" pour le scénario conventionnel

Ainsi, l'évaluation du gain résultant de l'application de WAG à l'échelle du champ avec une réinjection complète du gaz produit apporte des réserves de pétrole incrémentielles considérables par rapport au scénario de référence, augmentant donc le facteur de récupération du pétrole du champ de 4% sur la durée de vie restante du champ, comme le montre figure III.20.

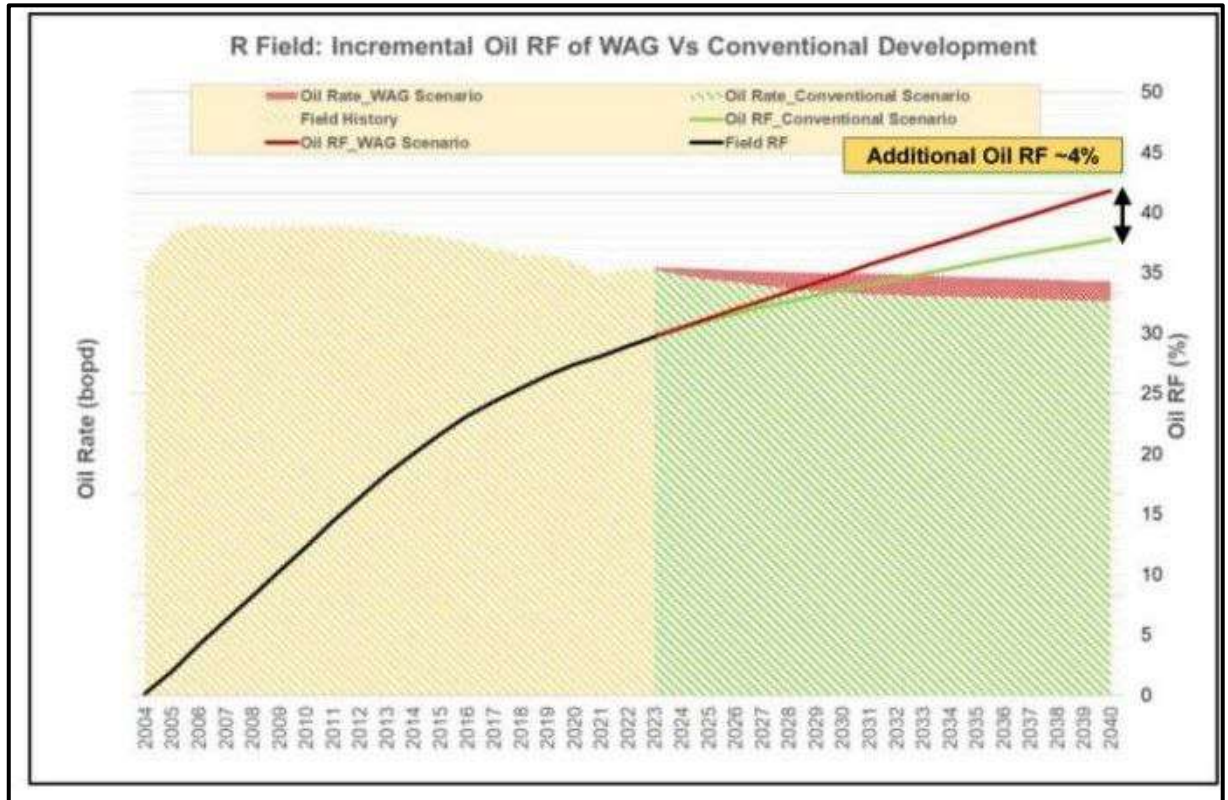


Figure III.21 : Facteur de récupération du pétrole incrémentiel du scénario de développement de champ WAG par rapport aux scénarios conventionnels

III-3-5 Programme surveillance de WAG :

Les opérations au niveau des puits WAG consistent uniquement à réaliser des travaux de réparation pour la conversion d'un producteur de pétrole (GSA-18) en puits injecteur de gaz. L'acquisition et la collecte de données sont des étapes importantes pour évaluer de près l'efficacité de l'injection WAG et son impact sur la récupération du pétrole après la phase de déploiement. Ainsi, un plan de surveillance rigoureux a été mis en place pour les puits WAG et leurs producteurs de pétrole connectés dans le cadre du plan de gestion et de surveillance du champ. Ce programme comprend un calendrier d'acquisition de données telles que les relevés de pression et de température, les tests de puits, les tests de baisse de pression, les journaux de production et d'injection (PLT), les journaux de saturation du réservoir (RST), etc.

Tableau III.2 : Programme de surveillance du WAG

Data	Water Injection cycle	Gas Injection Cycle
	Time line (Month)	Time line (Month)
PLT	12 month (once each injection cycle)	12 month (once each injection cycle)
RST	12 month (once each injection cycle)	
Injectivité teste	6 month (at start of injection cycle)	6 month (at start of injection cycle)
Produced Gas Sampling		Opon to produced GOR trend
Tracer	Opon to needs	Opon to needs

III-3-6 Valoriser de gaz de WAG :

L'analyse effectuée sur l'application de WAG à l'échelle du champ a été intégrée pour évaluer le potentiel d'exportation de gaz vers le marché en tant qu'opportunité révélée par l'examen actuel du champ. En effet, il a été évalué, sur une certaine période de développement du champ sous le scénario WAG, l'apparition d'un excès de gaz qui serait exporté à travers le réseau local comme moyen de valorisation des ressources dans le champ "GSA". Cela a été jugé pertinent par les partenaires et l'opérateur en tenant compte de la demande mondiale croissante continue en gaz et de ses produits associés.

Cet excès de gaz est apparu lors du processus d'optimisation de la conception de WAG, en utilisant l'approche de simulation, et il a été fondé sur l'hypothèse de préserver pleinement les équilibres de production et d'injection du réservoir et les indicateurs de performance du champ. Il convient de noter que même en cas de réduction négligeable de l'injection de gaz, elle était compensée par l'injection d'eau pour garantir un rapport de remplacement du vide autour de l'unité.

De plus, ce gaz destiné à la vente sera traité dans une usine existante à proximité pour extraire le condensat, le GPL et le gaz de vente.

L'exportation d'une partie du gaz n'affecte pas la production de pétrole grâce à l'équilibre avec l'injection d'eau dans WAG, en termes de remplacement du vide, et grâce à la grande

quantité de gaz libre présente dans le réservoir après de nombreuses années d'injection de gaz. En effet, la production actuelle est principalement limitée par une contrainte de production de gaz.

L'évaluation des opportunités de gaz excédentaire fait référence à sa comparaison avec le scénario WAG, qui considère la réinjection de tout le gaz produit. Les opportunités ont été validées à partir des résultats de simulation et donc des considérations pour acheminer un volume de gaz supplémentaire allant de 0,5 à 1 million de mètres cubes standard par jour au cours de la première décennie de l'application de WAG semblent réalisables.

Comme illustré ci-dessous dans la figure III.20, le volume excédentaire de gaz désiré pour la vente, en satisfaisant les équilibres de production et d'injection dans le réservoir, varie de 4 à 9% du gaz original en place.

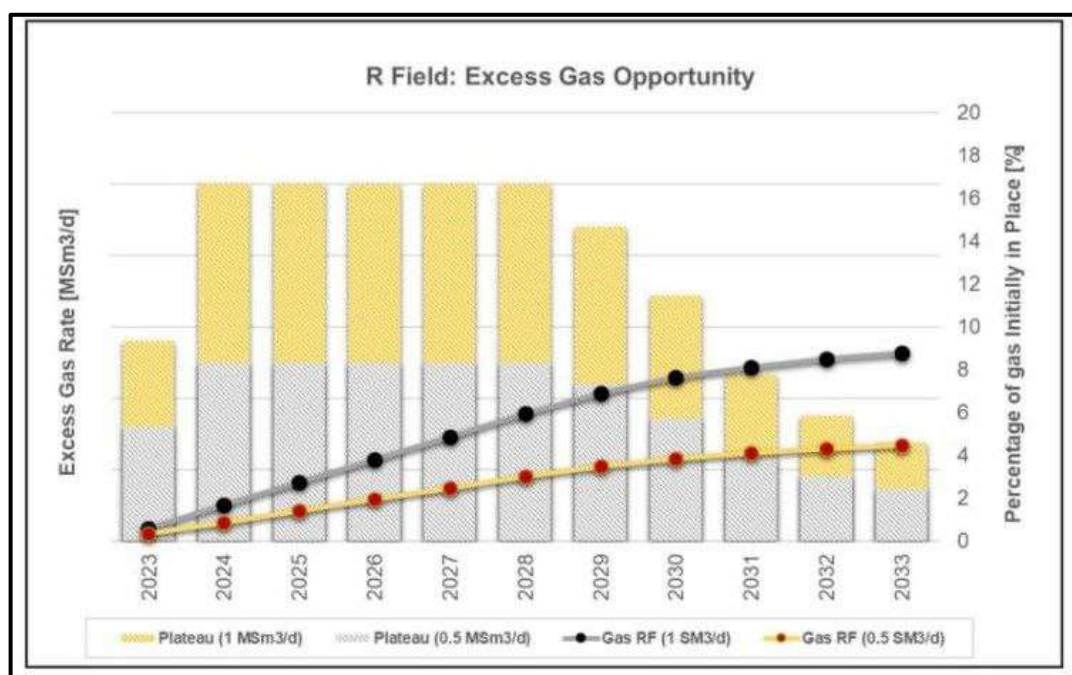


Figure III.22 : Opportunités de gaz excédentaires par l'application de WAG

Commentaires :

Les résultats positifs évidents du test pilote de WAG réalisé dans le champ "GSA" pendant la période d'essai ont confirmé la conformité et la validité de cette technique de EOR pour améliorer l'efficacité du balayage dans un champ Pétrolière. En fait, le pourcentage de réserves de pétrole incrémentielles a dépassé l'unité (1,04 %) sur la période 2013-2017 seulement.

Les résultats remarquables obtenus à l'étape de la conception de WAG pour une application à l'échelle du champ confirment son efficacité, offrant ainsi un grand potentiel pour rajeunir le champ et améliorer la récupération du pétrole sous le système d'injection d'eau et de gaz dans un champ pétrolière.

L'efficacité de l'injection de gaz miscible a été améliorée en utilisant l'injection d'eau pour contrôler la mobilité et le déplacement frontal (Déplacement macroscopique) afin d'éviter les phénomènes de digitation. Cela a également permis de contacter des zones non balayées grâce à la ségrégation des fluides injectés. Cela a permis un contrôle plus facile des tendances du GOR et de la coupe d'eau ainsi que le maintien de la pression du réservoir. L'efficacité microscopique du WAG a été confirmée par le biais des journaux de saturation du réservoir ainsi que des données SCAL.

Le modèle de simulation de réservoir montre que l'injection de WAG à plus grande échelle convient à la stratégie actuelle de développement du champ en augmentant le facteur de récupération du pétrole de 4 % par rapport au système d'injection d'eau et de gaz.

D'autres avantages ont été révélés par la mise en œuvre de la technique WAG en ouvrant des horizons et des opportunités pour la commercialisation du gaz sans compromettre la récupération du pétrole.

L'importance de mettre en place un flux de travail de surveillance rigoureux, avant et après le traitement, servira d'outil de surveillance pour évaluer l'impact de l'injection de WAG sur la production.

III-4 Etude de faisabilité d'injection de mousse pour le candidat TAGI :**III-4-1 Data PVT de réservoir TAGI :****Tableau III-3 : Les paramètres (réservoirs data)**

Reservoir Type		Fluvial Sandstone
Fluid type		Oil
TAGI 1+2		
Reservoir data	OOIP	280 MMSTB
	Depth	2825 m TVDss
	Initial Pressure	324.6 bar
	Initial Temperature	87.5°C
	Saturation Pressure	182.2 bar
	Initial GOR	175 sm ³ /sm ³
	Permeability range	88-188 md
	Porosity range	14-16 %
	Hnet range	24 m
TAGI 3		
Reservoir data	OOIP	33.7 MMSTB
	Depth	2825 m TVDss
	Initial Pressure	338.5 bar
	Initial Temperature	88.8 °C
	Saturation Pressure	144 bars
	Initial GOR	126 sm ³ /sm ³
	Permeability range	Ave 26 md
	Porosity range	Ave 15 %
	Hnet range	Ave 6 m

III-4-2 WAG assisté par la mousse :

WAG assisté par la mousse vise à :

- Réduire la mobilité du gaz dans le réservoir.
- Augmenter l'efficacité de déplacement.
- Minimiser la migration du gaz envers les chemins préférentiels à perte de la charge minime

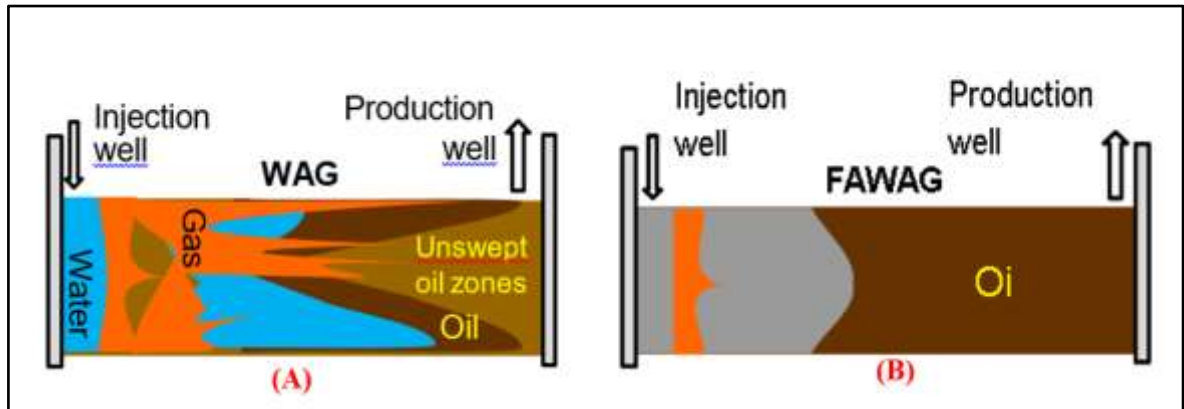


Figure III.23: Technique de WAG (A) WAG conventionnel (B) WAG assistée par la mousse

- La mousse se forme lorsqu'une solution d'eau et de tensioactif entre en contact avec du gaz.
- La mousse est plus visqueuse que le gaz donc elle réduit la mobilité de ce dernier.

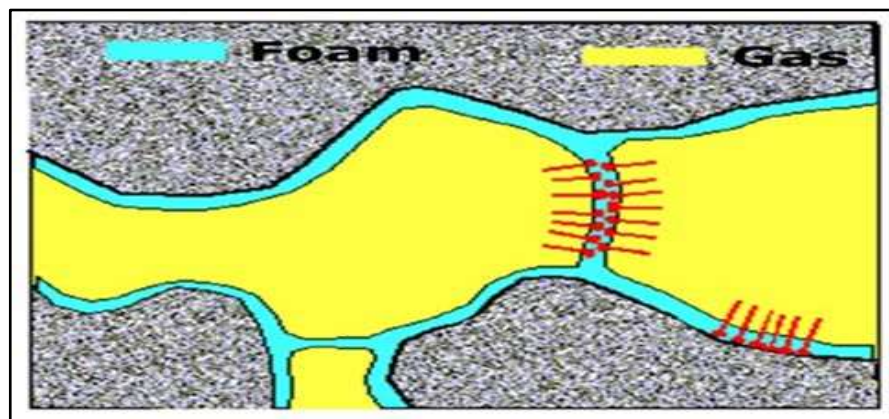


Figure III.24: L'effet du tensioactif sur la contacte de la mousse avec le gaz

III-4-3 Présentation du logiciel Eclipse :

III-4-3-a Définition :

Eclipse est une plateforme de développement open source très populaire, principalement utilisée pour le développement de logiciels dans de nombreux langages de programmation tels que Java, Eclipse offre une multitude de fonctionnalités et de plugins pour faciliter le développement logiciel, y compris des outils de débogage, de gestion de versions, de modélisation.

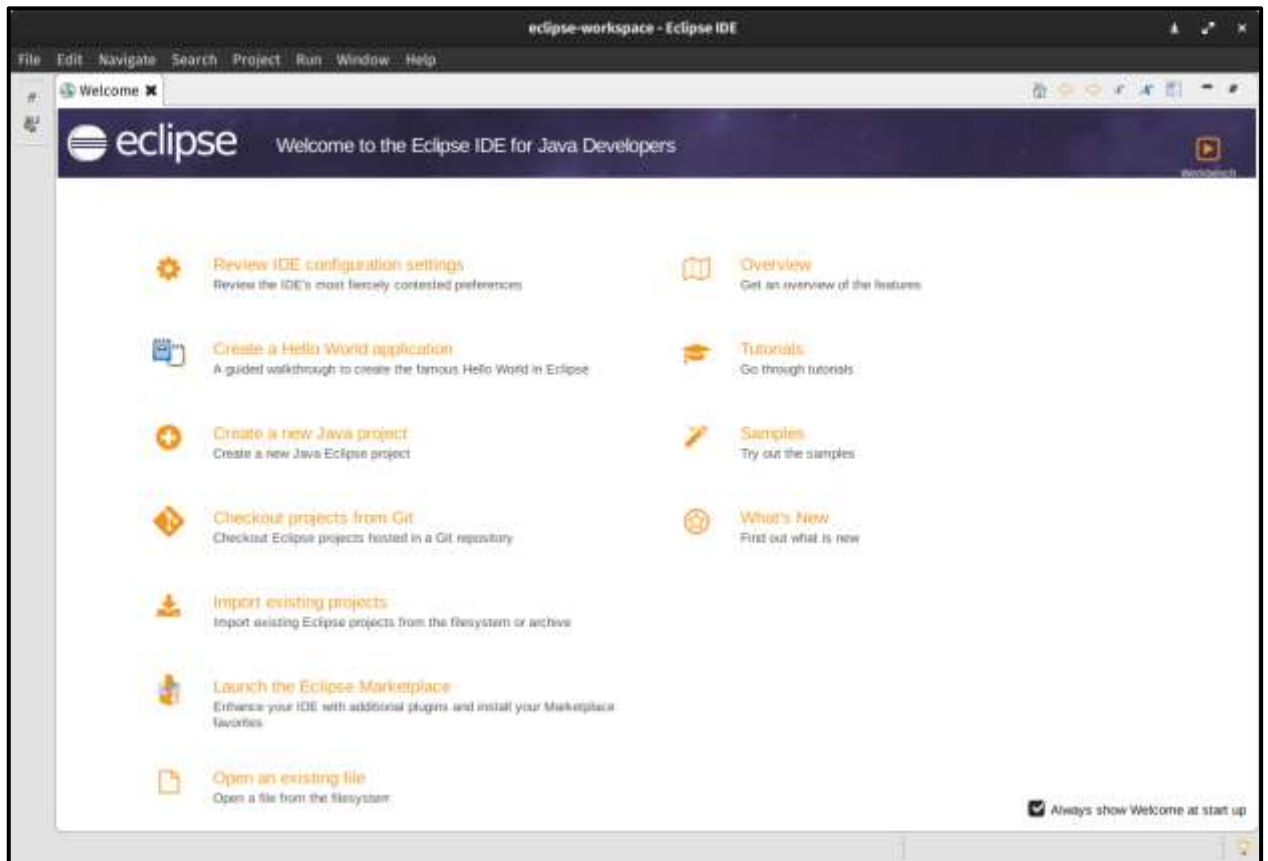


Figure III.25: Page d'accueil ECLIPSE

L'interface du logiciel ECLIPSE se compose des éléments suivants :

- **Zone d'édition (Editor Area)** : C'est l'endroit où vous pouvez écrire et modifier votre code source. Il offre des fonctionnalités de formatage et de contrôle du code.
- **Explorateur de projets (Project Explorer)** : Affiche la structure du projet sous forme de hiérarchie. Permet de naviguer et de gérer les fichiers et les dossiers.
- **Barre d'outils (Toolbar)** : Contient des boutons pour accéder rapidement aux fonctions courantes.
- **Vue d'ensemble du code (Outline)** : Affiche la structure et l'organisation du code source.
- **Fenêtres latérales (Side Windows)** : Contiennent des informations supplémentaires et des outils d'assistance tels que l'explorateur de packages et l'explorateur hiérarchique.
- **Explorateur de packages (Package Explorer)** : Fournit une vue hiérarchique du projet pour naviguer dans les fichiers et les dossiers.

- **Console** : Affiche les résultats des opérations et les messages qui apparaissent pendant l'exécution du programme.
- **Barre d'état (Status Bar)** : Affiche des informations actuelles sur l'état de l'exécution et du projet.
- **Débugueur (Debugger)** : Fournit des outils pour corriger les erreurs et suivre l'exécution du code pas à pas.

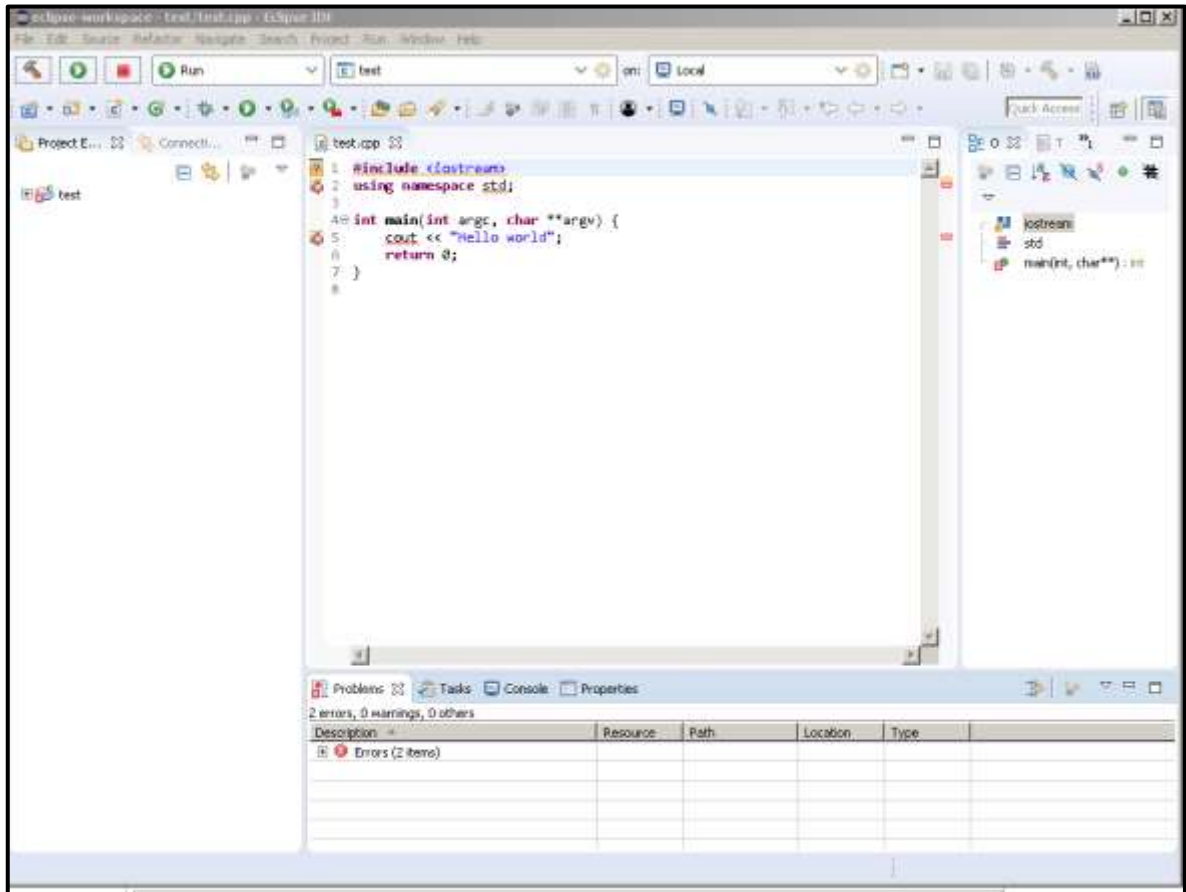


Figure III.26: Interface du logiciel ECLIPSE.

III-4-3-b ECLIPSE dans le domaine pétrolier :

Eclipse est également utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière, mais pas comme un logiciel autonome. Au lieu de cela, il est souvent intégré dans des suites logicielles spécialisées utilisées pour la simulation de réservoirs et la modélisation de réservoirs pétroliers.

Dans le contexte pétrolier, Eclipse peut être utilisé pour modéliser et simuler le comportement des réservoirs pétroliers, y compris la prédiction de la production de pétrole et de gaz, l'optimisation de la récupération, la gestion des pressions et des températures, et

bien plus encore. Il est souvent utilisé par les ingénieurs en réservoir pour prendre des décisions importantes concernant le développement et l'exploitation des champs pétrolifères.

III-4-3-c Utilisation du programme Eclipse :

Grâce à l'exportation d'un cas de simulation géré par le logiciel Petrel, nous avons pu gérer un fichier d'entrée de données ECLIPSE qui comprend plusieurs sections identifiées par un mot-clé.

La liste des mots-clés dans la section en-tête dans leur ordre correct est la suivante :

- **RUNSPEC** : Titre, les dimensions de la grille, les phases présentes, composants de réservoir, etc.
- **GRID** : La section GRID détermine la géométrie de base de la grille de simulation et diverses propriétés de la roche (porosité, perméabilité absolue,) dans chaque cellule de la grille. A partir de cette information, le programme calcule les volumes de pores de blocs de grille, profondeurs point milieu et inter-blocs transmissibilité.
- **EDIT** : Modifications pour calculer des volumes de pores, les profondeurs du centre de bloc de grille et les transmissibilités.
- **PROPS** : Tableaux des propriétés de la roche réservoir et des fluides en fonction de pressions, des saturations et des compositions (densité, viscosité, perméabilité relative, la pression capillaire, etc.).
- **REGIONS** : Divise la grille de calcul en régions pour le calcul de : propriétés PVT (densités de fluide et des viscosités), propriétés de saturation (perméabilités relatives, pressions capillaires et conditions initiales, (pressions d'équilibre et saturations) - fluides en place (liquide dans lieu et inter-régions flux).
- **SOLUTION** : Cette section contient suffisamment de données pour définir l'état initial (pression, saturations, compositions) de chaque bloc de grille dans le réservoir.
- **SUMMARY** : Spécification des données à écrire dans le fichier Résumé après chaque pas de temps. Nécessaire si certains types de sortie graphique (par exemple eau coupée en fonction du temps) doivent être générés après la course est terminée.
- **SCHEDULE** : Spécifie les opérations à simuler (production et d'injection des contrôles et des contraintes) et l'heure à laquelle les rapports de sortie sont nécessaires.

III-4-4 Input data dans logiciel ECLIPSE :

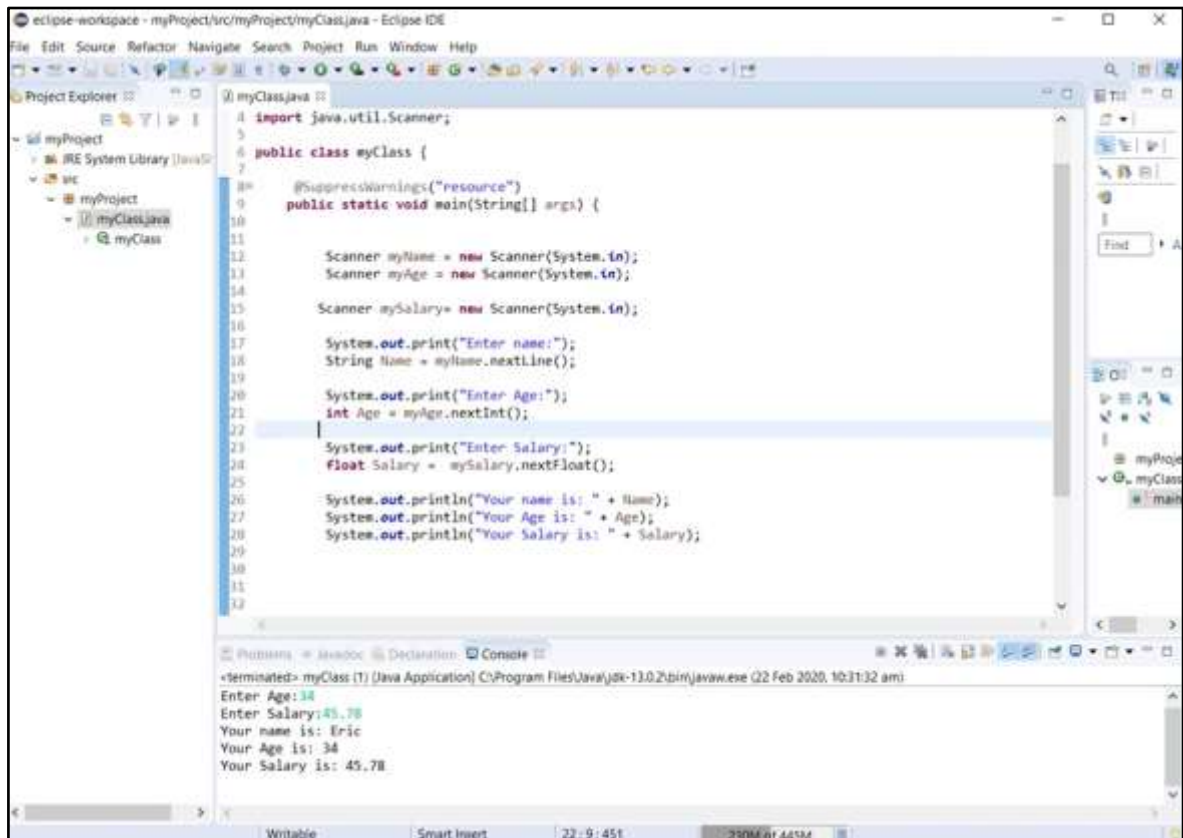


Figure III.27 : Input data dans logiciel ECLIPSE.

III-4-5 Modélisation des propriétés du Foam par Eclipse :

Le modèle de mousse a été étendu pour fournir de l'eau comme une phase de transport du gaz. Parallèlement, un nouveau modèle fonctionnel pour le facteur de réduction de la mobilité du gaz (M_{rf}) a été mis en œuvre. Le traceur de mousse pour le modèle fonctionnel est des bulles générées dans l'eau et la vitesse du gaz n'est pas considérée.

La répartition de la mousse entre tous les membres de l'équation C_f est décrite par l'Équation (1) comme une fonction des propriétés de l'eau :

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{V_{S_w} C_f}{B_r B_w} \right) + \frac{d}{dt} (V \rho_r C_f^a \frac{1-\phi}{\phi}) = \sum \left[\frac{TK_{rw}}{B_w \mu_w} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] C_f + Q_w C_f - \lambda (S_w, S_o) V C_f \quad \text{(III-1)}$$

L'équation de base pour la modélisation est dérivée de la combinaison de la loi de Darcy et de l'égalité Buckley-Leverett. Le volume de la mousse générée, lorsqu'un surfactant est ajouté à l'eau, est calculé comme suit :

$$\left(\frac{V_{S_w} C_f}{B_r B_w} \right) \quad \text{(III-2)}$$

La partie du surfactant adsorbée par la roche est représentée par :

$$V \left(\frac{1-\phi}{\phi} \right) \rho_r C_f^x \tag{III-3}$$

Pendant le temps d'accroissement dt, la mousse qui passe à travers sur un milieu poreux de roche est calculée comme suit :

$$\left[\frac{TK_{rw}}{B_w \mu_w} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] C_f \tag{III-4}$$

La mousse circulant dans la phase de l'eau est QWCF. La dégradation de la mousse due à l'huile et l'eau au cours du temps est modélisée par le déficit de mousse $\lambda(S_w, S_o) V C_f$.

Le facteur de réduction de la mobilité de la mousse (M_{rf}) est un multiplicateur numérique tiré du modèle fonctionnel d'Eclipse :

$$M_{rf} = \frac{1}{1 + (M_r \cdot F_s \cdot F_w \cdot F_o \cdot F_c)} \tag{III-5}$$

Pour ce modèle, le facteur de réduction de la mobilité des gaz est modélisé en termes d'un ensemble de fonctions qui représente les facteurs de Réduction individuels dus à : la concentration d'actif superficiel (F_s), la saturation de l'huile (F_o), la saturation d'eau (F_w) et le nombre capillaire (F_c). Ceux-ci sont combinés de façon multiplicative avec un facteur de réduction de la mobilité de référence (M_r) pour déterminer le facteur net de réduction de la Mobilité (M_{rf}), comme indiqué à la figure III.28.

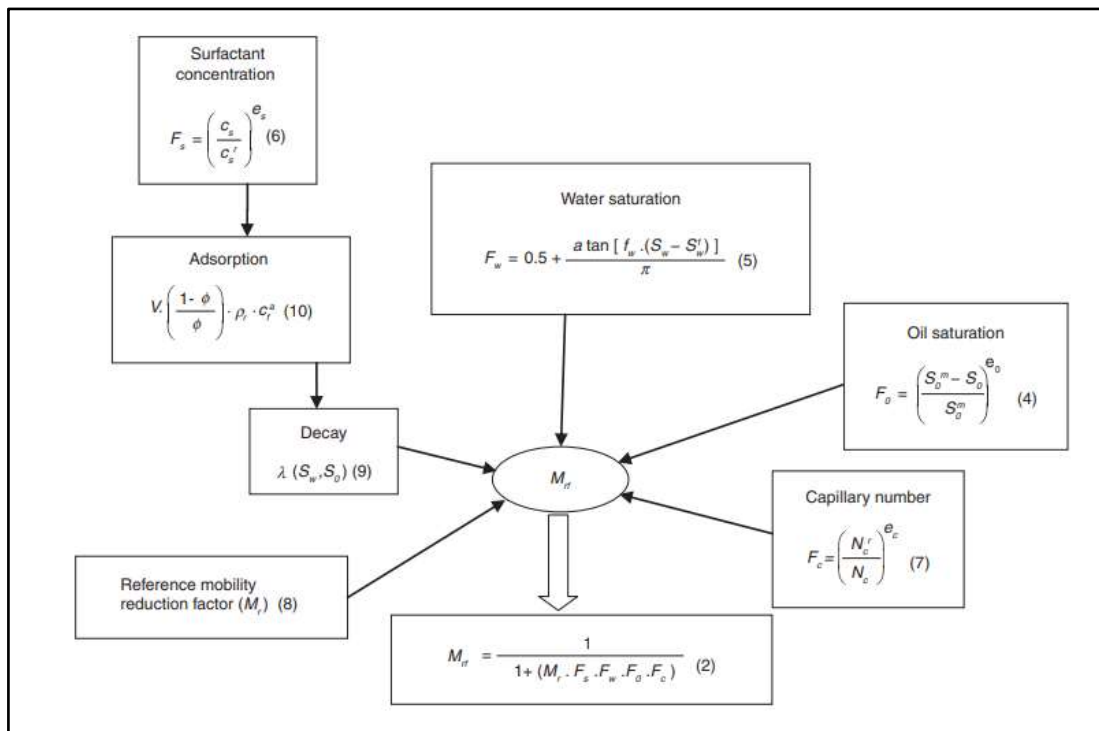


Figure III.28 : Concept du modèle de mousse

Chacune des fonctions de contrôle de la mousse, telles que F_s, F_o, F_w , et F_c , dépend de la façon dont le surfactant se comporte lorsqu'il interagit avec le milieu poreux et est régulée

par deux paramètres : la propriété elle-même, qui doit être trouvée par des tests de laboratoire, et son exposant/facteur de pondération.

Le facteur de réduction de la mobilité (M_R) est généralement dans l'intervalle de 5 à 100 et correspond à la résistance au débit pour une taille de bulle minimale en l'absence de facteurs qui augmentent la taille de la bulle. Les valeurs de (M_{rf}) peuvent varier entre 0 et 1, où « 0 » signifie aucune présence de gaz. Les valeurs de (M_{rf}) peuvent varier entre 0 et 1, où « 0 » signifie aucun flux de gaz.

Les variations de ces cinq fonctions peuvent produire un grand nombre de combinaisons ou un effet direct sur la propriété de la mousse. La fonction la plus importante est (F_S), tandis que les autres fonctions ont tendance à la modifier, ce qui, après avoir été multiplié par M_r , entraîne une réduction du débit de gaz.

Pour étudier la contribution de chacune des fonctions à une performance générale, leurs altérations ont été initialement étudiées comme une analyse de sensibilité. L'effet individuel de chacune des fonctions sur la mobilité de la mousse est estimé sur l'hypothèse que les autres fonctions sont égales à 1. Par exemple, dans l'équation (3) la mobilité de la mousse est calculée en fonction de la concentration du surfactant (F_S). Pour calculer le MRF comme une fonction du nombre capillaire (F_c) ou de la saturation d'huile (F_o) ou de l'eau (F_w), (F_S) doit être remplacé par l'une ou l'autre fonction dans cette équation :

$$M_{rf} = \frac{1}{1+(M_r+F_S)} \quad \text{(III-6)}$$

µIII-4-6 Résultats de modalisation :

La mousse est modélisée en rééchelonnant la perméabilité relative du gaz par un facteur de réduction (FOAMMOB)

$$K_{rg}^f = K_{rg} \cdot M_{rf} \quad \text{(III-7)}$$

Où

- K_{rg}^f : la perméabilité relative de gaz en fonction de facteur réduction.
- K_{rg} : la perméabilité relative de gaz.
- M_{rf} : la mobilité relative en fonction de facteur réduction

Le modèle fonctionnel de la mousse est choisi selon :

$$M_{rf} = f(S_h, S_e, C_{surf}) \quad \text{(III-8)}$$

Où

- M_{rf} : la mobilité relative en fonction de facteur réduction
 - f : fonction
 - S_o : saturation d'huile
 - S_e : saturation de l'eau
 - C_{surf} : concentration de surfactant
- Comme hypothèse simplificatrice préliminaire, on suppose que la mousse est un fluide stable, non dégradable et non adsorbant.
 - La plupart des dépendances pour les facteurs définissant le Mrf sont des lois de puissance normalisées.

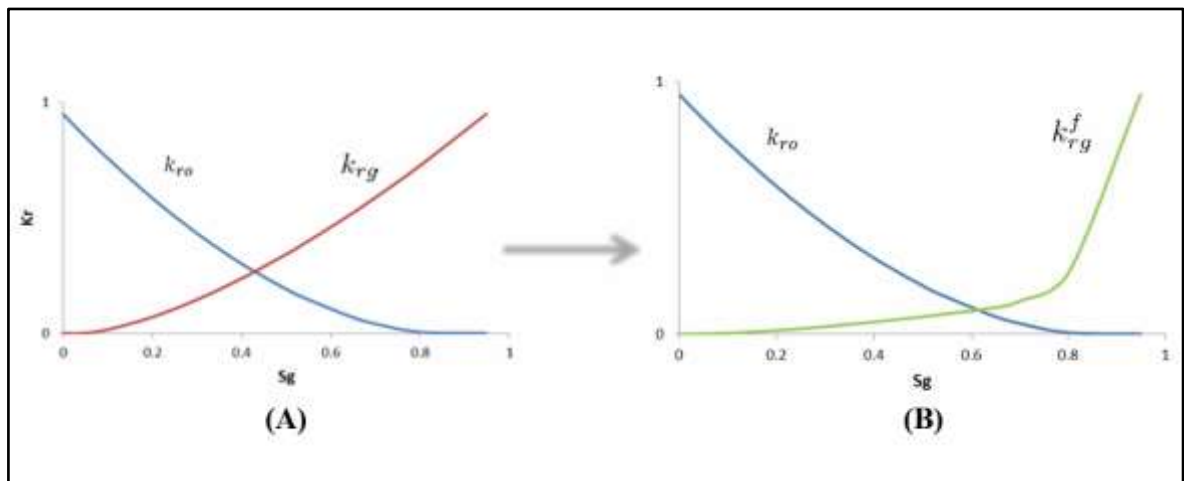


Figure III.29 : Courbe de la perméabilité relative en fonction de la saturation du gaz (A) cas conventionnel, (B) WAG assistée par la mousse.

Il est connu que la mousse favorise les interactions gazeuses avec l'huile, car elle a la capacité de réguler la circulation des gaz dans le milieu poreux (permet de mobiliser l'huile résiduelle en diminuant sa viscosité et son volume) donc, elle a un effet direct sur la perméabilité relative et la mobilité du gaz. Dans les milieux poreux, la présence de la mousse (courbe B) peut provoquer une résistance au débit considérable et une durée de rétention plus longue pour le gaz. C'est-à-dire que la mousse peut empêcher ou stopper totalement la poussée du gaz (gas fingering).

III-4-7 Stratégie de Modélisation de l'injection de Mousse :

- De l'eau (avec tensioactif) est injectée dans l'intervalle perforé entier.
- L'injection de mousse est réalisée pendant 20 jours en phase aqueuse avant le changement du gaz.

Concentration de tensioactif de 10000 / 5000 ppm

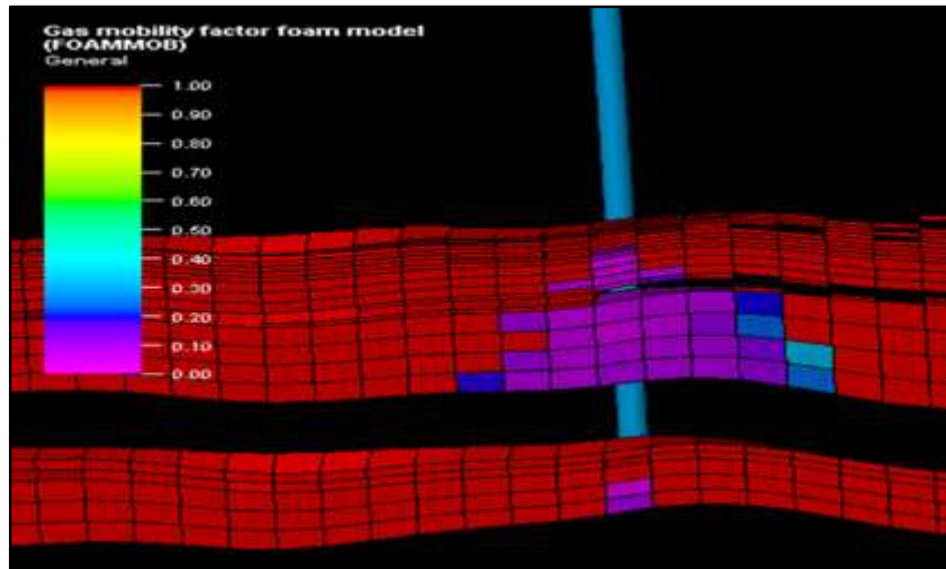


Figure III.30 : La mobilité du gaz en présence de mousse est réduite jusqu'à un facteur de 0,01.

III-4-8 État actuel des puits du champ BRN :

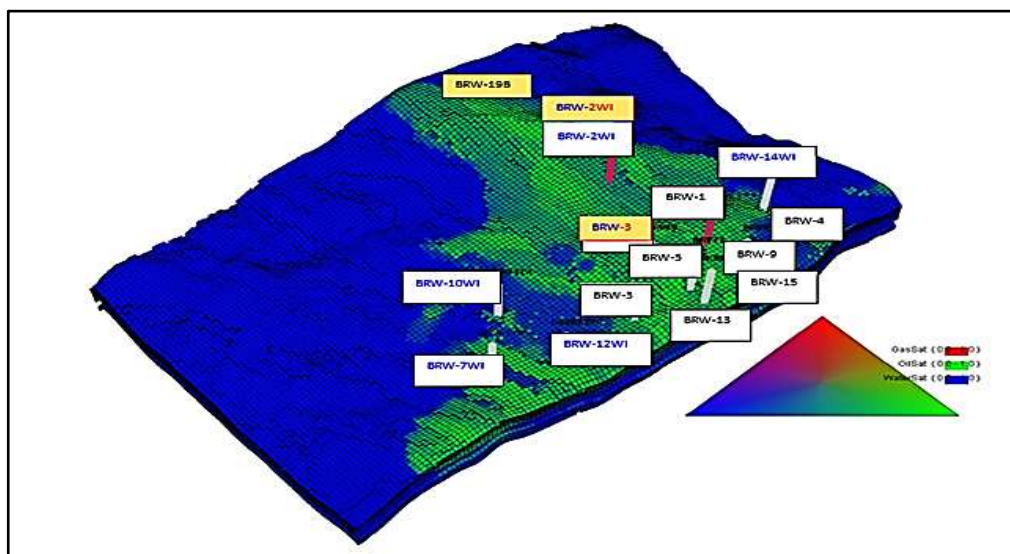


Figure III.31 : Prévision des puits concernés par le projet FAWAG

Tableau III-4 : Les puits producteur et injecteur du champ BRW

Puits producteur	Puits injecteur d'eau
BRW-1	BRW-2WI
BRW-4	BRW-10WI
BRW-8	BRW-14WI
BRW-9	BRW-7WI (shut-in)
BRW-13	BRW-12WI (shut-in)
BRW-15	
BRW-3(shut-in)	
BRW-5(shut-in)	
BRW-6(shut-in)	

III-4-9 Prévision d'action pour BRW :

- ✓ Nov. 2018 : BRW-8 ESP replacement
- ✓ Jul. 2019: Start WAG in BRW-3 & BRW-2WI
- ✓ Nov. 2019: BRW-9 ESP installation
- ✓ Nov. 2021: drilling of BRW-19B
- ✓ Oct. 2022 : BRW-15 ESP installation

III-4-9 a Prévision : injection optimisée de la mousse :

Cas de base (WAG)

Démarrage de WAG le 1er juillet 2019

Injecteurs BRW-2WI et BRW-3

Cycles de 6 mois

FAWAG :

Démarrage de FAWAG le 1er décembre 2019

Injection de mousse uniquement dans BRW3

20 jours d'injection de mousse en phase aqueuse avant le changement du gaz

Concentration de tensioactif : 10000 ppm - 5000 ppm

Injection de mousse pendant 3 cycles.

III-4-9 b Prévission : injection optimisée de mousse : effets sur les producteurs :

BRW-8 : seul producteur affecté par la limite de GOR élevé.

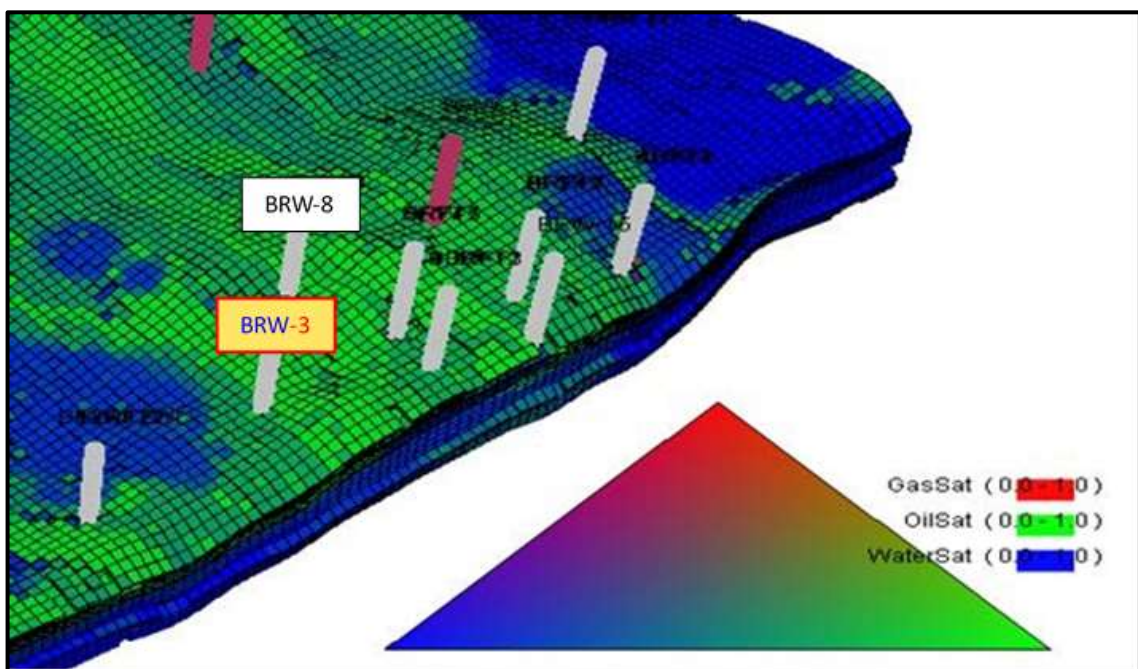


Figure III.32: Prévission des puits (BRW-3 et BRW-8) par le projet FAWAG

III-4-9 c Prévission : injection optimisée de mousse : Producteur BRW-8 :

- L'injection de mousse retarde la mise hors service de BRW-8.
- Décembre 2030 pour le cas de base.
- Mars 2033 pour FAWAG (5000 ppm).
- Juillet 2034 pour FAWAG (10000 ppm).

Cas le plus probable de WAG (sans mousse)

FAWAG_BRW3 (10000 ppm)

FAWAG_BRW3 (5000 ppm)

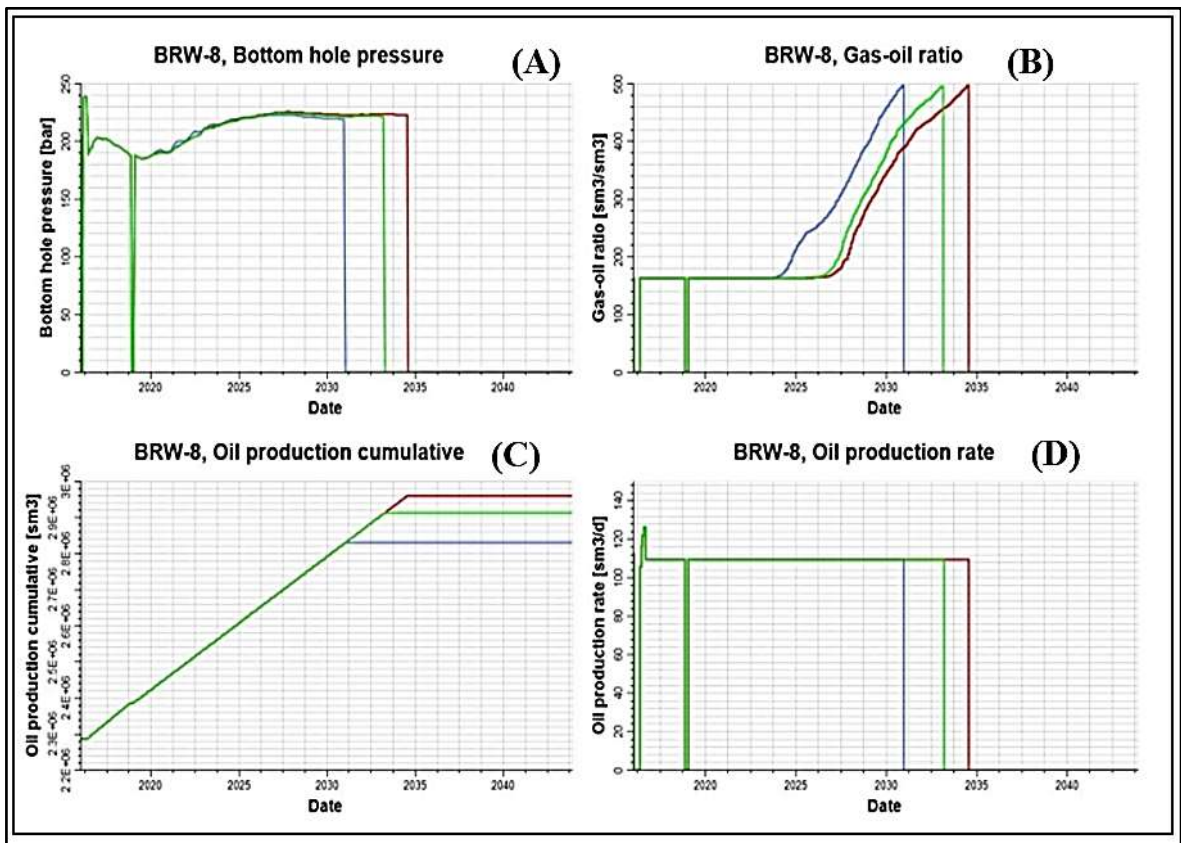


Figure III.33: profile de puits BRW8 et provisoire de l'application de FAWAG.

- **Interprétation des courbes :**

Dans la courbe A qui présente la pression de fond du puits en fonction des années on remarque que dans l'intervalle [0_2030] aucune différence entre les 3 cas, mais après 2030 on remarque que la pression de fond du puits est diminuée dans le cas du WAG et l'injection de la mousse de 5000 ppm rapidement par rapport le cas de l'injection de 10000 ppm donc l'augmentation de la mousse aide à l'augmentation de la durée du vie de puits.

Dans la courbe B qui présente GOR par rapport des années en remarque que dans l'intervalle de [0_2024] aucune différence entre les 3 cas, au début d'année 2025 on remarque

une augmentation Rapidement à la valeur supérieure de GOR dans le cas de WAG et injection de la mousse de 5000 ppm par rapport le cas de l'injection de la mousse de 10000ppm donc l'augmentation de la mousse cause un retardement sur le GOR a sa valeur supérieure.

Dans courbe C qui présente huile cumulative de production en fonction des années, on remarque que dans l'intervalle [0_2031] aucune différence entre les 3 cas, mais après 2031 on remarque un retardement de la stabilisation a la valeur supérieure dans le cas de l'injection de mousse de 10000 ppm par rapport au les 2 cas de WAG et cas de l'injection de mousse avec 5000 ppm.

Dans le courbe D qui présente débit de production de huile en fonction des années, on remarque que les paramètres et les même dans l'intervalle [0_2030], mais après 2030 on remarque chute de production dans le cas de l'injection de la mousse de 10000 ppm par rapport aux 2 autres cas dans l'augmentation de l'injection de la mousse permet l'augmentation de la durée de vie du puits.

Tableau III-5 : Résultats d'application FAWAG

CAS	Cum.huil(10 ⁶ S M ³)@dec2043	DELTA%
WAG	2.83	-
FAWAG_BRW3 10kppm	2.96	+4.6%
FAWAG_BRW3 5kppm	2.91	+2.8%

• **Commentaires :**

- ✓ L'effet principal de FAWAG est de réduire la production de gaz en diminuant la mobilité du gaz.
- ✓ La mousse est le plus efficace lorsque la limite de production de gaz maximale est atteinte.

- ✓ Les résultats de la prévision ne montrent pas de critiques significatives liées à la production de gaz pour les puits producteurs, puisqu'une seule mise hors service pour la limite de GOR est attendue uniquement pour le puits BRW-8.
- ✓ Un effet positif peut être obtenu pour le puits BRW-8 par trois cycles d'injection de mousse, 20 jours avant la fin du cycle d'injection d'eau. La récupération supplémentaire de pétrole est de +0,6 MMstb en cas d'application de mousse par rapport à l'absence de mousse.
- L'analyse doit être refaite dès que la percée du gaz se produira pour mieux calibrer la concentration de la mousse et optimiser le schéma d'injection.

III-4-10 Applications de FAWAG sur terrain :

- **FAWAG dans le champ de de Snorre :**

Le champ de pétrole de Snorre est situé dans la partie norvégienne de la mer du Nord. Qui est considérée comme la plus grande application de la mousse dans l'industrie pétrolière (**Figure III.35**), Développé pour la première fois en 1992, La perméabilité de la formation varie entre 400 et 3500 mD, et la viscosité de l'huile est de 0,789 cP. En 1995, un projet pilote de WAG avec deux puits d'injection et trois puits de production a été lancé

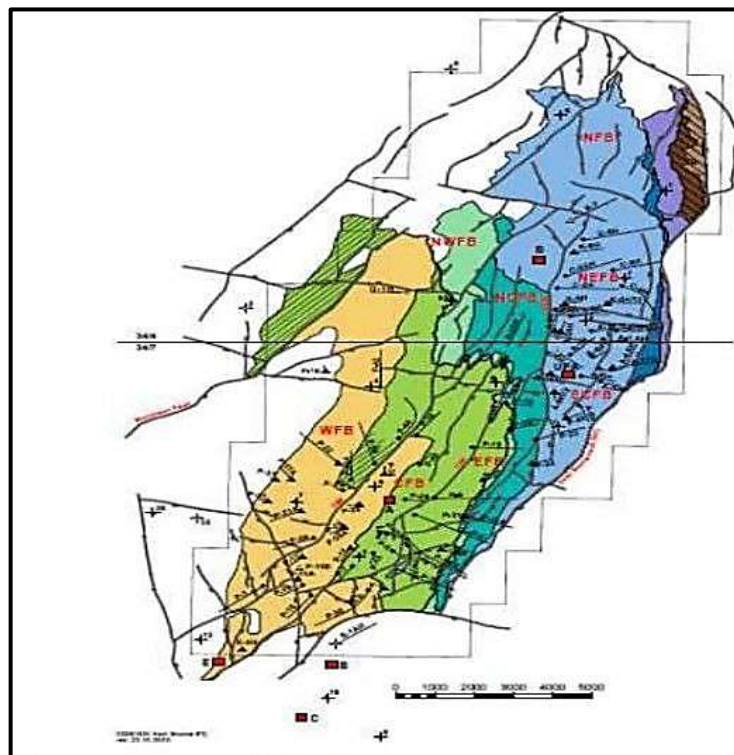


Figure III.34: le champ pétrolier de snorre.

Le gaz d'injection utilisé était un mélange d'hydrocarbures avec une fraction molle élevée de composants intermédiaires. Après un certain temps, un puits produit avait une éruption précoce de gaz. La mousse a été appliquée avec succès pour le contrôle de la mobilité et le blocage du gaz dans les puits de production (**Figure III.35**), Le sulfonât alpha-oléphine C14-16 a été utilisé comme agent surfactant pour produire de la mousse. Car il est plus stable dans l'état du réservoir, a un faible facteur d'adsorption et il est respectueux de l'environnement.

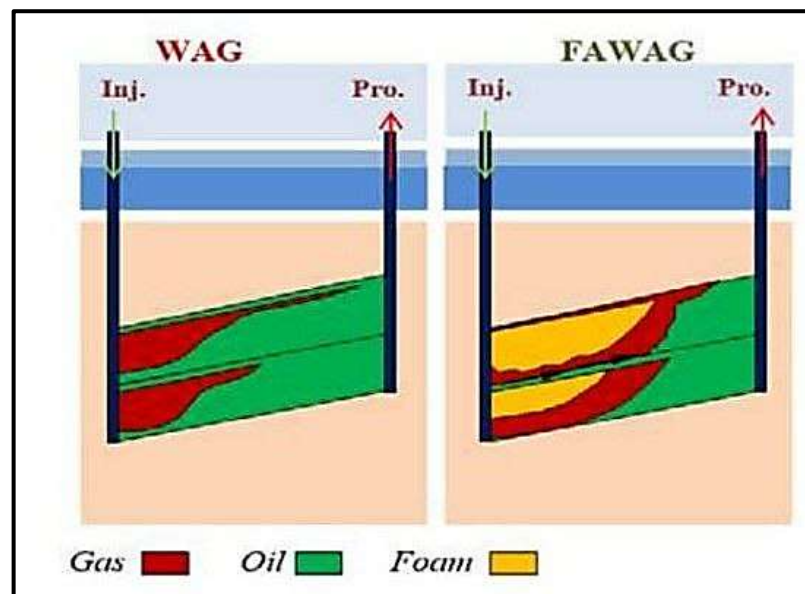


Figure III.35: Comparaison schématique sur d'injection alternée eau-gaz et d'une injection de mousse.

Dans l'injection FAWAG, deux modes de production de mousse sont pratiqués

- Gaz alternatifs à effet de surface (SAG)
- Co-injection

La technique FAWAG a d'abord commencé avec le mode SAG suivi par la co-injection en 1999. Après 2 ans d'application, des problèmes tels que fracturation et fuite de gaz dans les puits d'injection ont été observés. La mousse a été considérée comme appropriée pour résoudre les problèmes.

Il a été observé que le mode d'injection SAG était plus efficace plutôt que la co-injection et aussi il était plus facile d'effectuer en dessous de la pression de fracture, Les injections ont entraîné l'utilisation de 140 tonnes de surfactant avec 0,5 et 0,2% de concentration avec les objectifs suivants :

- Pour augmenter l'efficacité du balayage
- Pour accroître le stockage du gaz dans le réservoir
- Pour réduire le GOR dans le puits producteur

La FAWAG à Snorre a été un succès et environ 33% du gaz de reprise libre a été réduit au cours du processus de FAWAG par rapport à l'injection de WAG. Cette méthode réussie a montré qu'il est possible de générer de la mousse à une grande distance entre l'injecteur et le producteur. FAWAG était très sensible aux hétérogénéités du réservoir et la communication verticale a indiqué que dans le champ Nord, la plage de pression n'est pas un facteur important pour la production de mousse, mais en revanche la température supérieure à 200°C peut dégrader la mousse.

Conclusion :

A travers ce travail, nous ne concluons que l'étude des techniques alternatives de l'injection, telles que le Foam Assisted Water Alternating Gas (FAWAG) revêt une grande importance sur l'optimisation de l'ancienne technique WAG telle que :

- ✓ La réduction de la mobilité de Gaz injecté permis de éviter l'échec de fingering de technique de WAG qui cause par l'injection de cycle de gaz à grand débit, et la réduction de la mobilité par la mousse assistée par les surfactants permet de donner le temps nécessaire pour le gaz injecté pour miscible et faire le gonflement des huiles résiduelle dans les pores et la sortie vers le milieu extérieur.
- ✓ La présence de la mousse assistée par les surfactants permet une synergie du gaz en évitant les chemins préférentiels, donc la migration vers les fractures et les fissures du réservoir.



Conclusion et Recommandations

Conclusion

Ce travail s'est articulé autour de trois grands axes : premièrement il prend une idée générale sur la récupération du pétrole est sûrement basé sur la technique de récupération assistée. Cette méthode est utilisée lorsque les techniques d'extraction conventionnelle, comme la simple pression naturelle ou l'injection d'eau et gaz, ne sont plus efficaces pour extraire le pétrole restant dans le réservoir. Dans les phases avancées de la production pétrolière, la récupération assistée du pétrole est fréquemment employée afin d'optimiser le rendement des gisements et de prolonger leur durée de vie économique. Toutefois, sa mise en place peut être onéreuse et requiert une expertise technique avancée pour être efficace.

En deuxième axe, basé sur l'analyse de divers paramètres cellulaires tels que l'injection, la production, le GOR, water Cut et la pression du réservoir et sûrement sur l'alternance des cycles d'injection d'eau et gaz (WAG) qui assure meilleure efficacité de récupération du pétrole par rapport aux méthodes conventionnelles d'injection d'eau ou de gaz seules, Le processus de WAG se déroule généralement en cycles, où une phase d'injection d'eau est suivie d'une phase d'injection de gaz. L'eau est injectée pour le balayage d'huile résiduelle dans les pores des réservoirs vers les puits de production, tandis que le gaz, tel que le dioxyde de carbone (CO₂) ou le gaz naturel, est injecté pour une efficacité de déplacement basée sur la réduction de sa viscosité et en augmentant la pression dans le réservoir.

Le modèle de simulation de réservoir avec les résultats d'injection de WAG a montré que la stratégie actuelle de développement du champ augmente le facteur de récupération du pétrole de 4 % par rapport au système d'injection d'eau et de gaz.

D'autres avantages ont été révélés par la mise en œuvre de la technique WAG en ouvrant des horizons et des opportunités pour la commercialisation du gaz sans compromettre la récupération du pétrole.

L'importance de mettre en place un flux de travail de surveillance rigoureux, avant et après le traitement, servira d'outil de surveillance pour évaluer l'impact de l'injection de WAG sur la production. L'étude de sensibilité a donné les résultats suivants :

- GSA-2 & GSA-7 : cas d'injection de gaz (162,43 MMSTB).
- GSA-2 & GSA-10 : cas d'injection de gaz (161,58 MMSTB).
- GSA-10 & GSA-14 : cas d'injection de gaz (157,16 MMSTB).

Le meilleur scénario est que GSA-2 et GSA-7 sont des injecteurs de gaz (162,43 MMSTB).

Conclusion et Recommandations

A la fin, Le procédé de "Foam Assisted Water Alternative Gas" (FAWAG) est une technique considérée comme une optimisation de l'ancienne technique WAG et correction pour leurs échecs. Elle implique l'injection alternée de mousse, d'eau et de gaz dans le réservoir. La mousse, généralement composée d'eau, de surfactants et du gaz, réduit la perméabilité relative de Gaz par l'utilisation de certains concentration dur surfactant dans la mousse (10000 ppm) qui en relation directe avec la mobilité relative de Gaz ($\text{mobilité de gaz} = \frac{\text{perméabilité relative de gaz}}{\text{viscosité de gaz}}$) donc la réduction de la perméabilité relative de gaz permet de la réduction de Mobilité du gaz jusqu'à un facteur de mobilité = 0.01 (Concentration de tensioactif de 10000)et crée des chemins favorables au déplacement du pétrole vers les puits de production. Cette technique améliore le taux de récupération du pétrole en empêchant l'eau de contourner les zones de pétrole et en facilitant son déplacement vers les puits.

Dans FAWAG, l'injection de mousse en phase aqueuse pendant 3 cycles uniquement dans le puits BRW3. Par conséquent la récupération supplémentaire de pétrole dans le puits BRW-8 a augmenté d'environ +0,6 MMstb en cas d'application de mousse par rapport à l'absence de mousse.

Les résultats indiquent que l'injection FAWAG est le processus le plus efficace par rapport aux modes d'injections de gaz et de l'eau seuls. La récupération d'huile supplémentaire utilisant la technique FAWAG peut atteindre 4.6 % des OOIP, ainsi que le GOR et le water Cut seront de plus en plus contrôlables facilement par rapport aux techniques classiques.

Recommandations

- 1) L'utilisation de la technique FAWAG dans le champ GSE aide à augmenter la récupération d'huile.
- 2) Les futurs travaux devraient couvrir davantage les paramètres FAWAG tels que la salinité, la pression d'injection et le type d'agent surfactant.
- 3) La simulation de la FAWAG doit être effectuée sur un réservoir synthétique plus hétérogène afin d'étudier en détail l'effet de ces paramètres.
- 4) Une étude de laboratoire doit également être réalisée dans le but de vérifier le résultat obtenu pour ce travail de simulation.

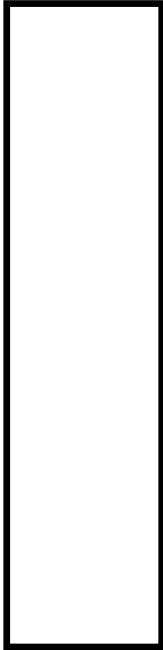
Références bibliographiques

- [1] MULTON, Bernard. L'énergie sur la terre : analyse des ressources et de la consommation. La place de l'énergie électrique. La Revue 3 E. I, 1998, p. pp. 29-38.
- [2] CHEKOURI, Sidi Mohammed, CHIBI, Abderrahim, et BENBOUZIANE, Mohamed. Algeria and the natural resource curse: oil abundance and economic growth. Middle East Development Journal, 2017, vol. 9, no 2, p. 233-255.
- [3] ELSHARAFI, Mahmoud Omran, et al. Literature review of water alternation gas injection. Journal of EarthAFZALI, Shokufe, REZAEI, Nima, et ZENDEHBOUDI, Sohrab. A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection. Fuel, 2018, vol. 227, p. 218-246.
- [4] Hirschberg, A. (1984). The role of asphaltenes in compositional grading of a reservoir's fluid column. Paper No. SPE 13171, January, pp. 89–94.
- [5] LARIVE, Elodie. Etude expérimentale des roches à très faible perméabilité par la mise en œuvre d'une perméamétrie de précision. Institut des sciences de la terre de l'eau et de l'espace de Montpellier, 2002.
- [6] WALSH, J. B. et BRACE, W. F. Cracks and pores in rocks. In: 1st ISRM Congress. OnePetro, 1966.
- [7] LIU, Sai, DOU, Xiaoxiao, ZENG, Qingdong, et al. Critical parameters of the Jamin effect in a capillary tube with a contracted cross section. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, vol. 196, p. 107635.
- [8] AI, Wei. Glissement moléculaire dans les matériaux lignocellulosiques : mesures de perméabilité apparente et identification de paramètres morphologiques. 2016. Thèse de doctorat. Université Paris-Saclay.
- [9] Anthony Hutin May 2020. Les milieux poreux en ingénierie de réservoir. DOI:10.5281/zenodo.6394975.
- [10] WALSH, Joseph B. et BRACE, W. F. The effect of pressure on porosity and the transport properties of rock. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 1984, vol. 89, no B11, p. 9425-9431.
- [11] DAVID, Christian, GUEGUEN, Yves, et PAMPOUKIS, Georges. Effective medium theory and network theory applied to the transport properties of rock. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 1990, vol. 95, no B5, p. 6993-7005.
- [12] COSSÉ, René. Techniques d'exploitation pétrolière : Le gisement. Éditions Technip, 1988.

- [13] Total. LE PROCESS : INTRODUCTION AU GISEMENT. SUPPORT DE FORMATION Cours EXP-PR-PR015 Révision 0.1. 28/04/2007.
- [14] MORROW, Norman R., LIM, Hau T., et WARD, Jill S. Effect of crude-oil-induced wettability changes on oil recovery. SPE Formation Evaluation, 1986, vol. 1, no 01, p. 89-103.
- [15] DONALDSON, Erle C. et THOMAS, Rex D. Microscopic observations of oil displacement in water-wet and oil-wet systems. In: Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. OnePetro, 1971.
- [16] Franck Laurel Nono Nguendjio. Caractérisation polyphasique de la zone de transition dans un réservoir pétrolier carbonaté. Mécanique [physics.med-ph]. Ecole nationale supérieure d'arts et métiers - ENSAM, 2014. Français. NNT : 2014ENAM0012. Tel-01078317
- [17] Wang, Y., Xu, H., Yu, W., Bai, B., Song, X., & Zhang, J. (2011). Surfactant induced reservoir wettability alteration: Recent theoretical and experimental advances in enhanced oil recovery. Petro Sci, 8(4), 463-476. <https://doi.org/10.1007/s12182-011-0164-7>
- [18] Cuiec L.: Evaluation of reservoir wettability and its effect on oil recovery, 2001.
- [19] MEYBODI, Hamid Emami, KHARRAT, Riyaz, et ARAGHI, Majid Nasehi. Experimental studying of pore morphology and wettability effects on microscopic and macroscopic displacement efficiency of polymer flooding. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, vol. 78, no 2, p. 347-363.
- [20] ADJOU, Zakaria. Etude des écoulements multiphasiques dans les capillaires à mouillabilité mixte. 2024. Thèse de doctorat. Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [21] Chemical flood enhanced oil recovery: A review Ajay Mandal
- [22] COTTIN, Christophe. Drainage dans des micro modèles de milieux poreux Application à la récupération assistée du pétrole. 2010. Thèse de doctorat. Bordeaux 1.
- [23] Chemical flood enhanced oil recovery: A review Ajay Mandal
- [24] Speight, James G. Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands. 2 Greenway Plaza, Suite 1020 Texas: GULF, 2009
- [25] Chizmadjev U.A., Markin V.S., Tarasevich M.R., Chirkov U.G. (1971) Macrokinetics of processes in porous media. Moscow, Nauka, 364 p.
- [26] AMAZIANE, Brahim. Application des techniques d'homogénéisation aux écoulements diphasiques incompressibles en milieu poreux. 1988. Thèse de doctorat. Lyon 1.
- [27] VON NEUMANN, John, BURKS, Arthur W., et al. Theory of self-reproducing automata. IEEE Transactions on Neural Networks, 1966, vol. 5, no 1, p. 3-14.

- [28] TOFFOLI, T. et MARGOLUS, N. Mashiny kletochnykh avtomatov [Machines of cellular automata]. Moscow, Mir Publ, 1991.
- [29] IFP training, RESERVOIRE ENGINEERING GRADUATE CERTIFICATE_ WEEK 8 _ DRIVE MECANISME EOR A special course by IFP training for REPSOL ALGERIA Alger December 11 T 15 2016.
- [30] IFP training, formation professionnalisante PRO / EXP01 GROUP 3
Ingénieurs Production Fondamentaux de Géosciences et Réservoir
Engineering _ Mécanismes de drainage / Récupération assistée (EOR) et récupération tertiaire. HMD/ Centre IAP – 04-09 avril 2015
M. Jean-Pascal DEJEAN
- [31] Mohammed A Samba and Mahmoud O. Elsharafi: Literature Review of Water Alternation Gas Injection. Petroleum Engineering Department, Sebha University, Libya / School of Engineering, Midwestern State University, Wichita Falls, TX 76308, USA. Journal of earth energy engineering JEEE Vol. 6 No. 1 Novrianti, Mursyidah, Teguh ISSN 2540 – 9352.
- [32] SKAUGE, Arne et SORBIE, Ken. Status of fluid flow mechanisms for miscible and immiscible WAG. In: SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. SPE, 2014. p. SPE-169747-MS.
- [33] TUNIO, Saleem Qadir, CHANDIO, Tariq Ali, et MEMON, Muhammad Khan. Comparative study of FAWAG and SWAG as an effective EOR technique for a Malaysian field. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 2012, vol. 4, no 6, p. 645-648.
- [34] Mohammed A Samba and Mahmoud O. Elsharafi: Literature Review of Water Alternation Gas Injection. Petroleum Engineering Department, Sebha University, Libya / School of Engineering, Midwestern State University, Wichita Falls, TX 76308, USA. Journal of earth energy engineering JEEE Vol. 6 No. 1 Novrianti, Mursyidah, Teguh ISSN 2540 – 9352.
- [35] GASSARA, Omar. Modélisation des écoulements de mousse dans les milieux poreux en récupération assistée du pétrole. 2017. Thèse de doctorat. Paris 6.
- [36] SHABIB-ASL, A., AYOUB, M. A., ALTA'EE, A. F., et al. Comprehensive review of foam application during foam assisted water alternating gas (FAWAG) method. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 2014.
- [37] Hirasaki, G.J. The Steam-Foam Process. *J. Pet. Technol.* 1989, 41, 449–456.
[CrossRef]

- [38] KOPLIK, J. et LASSETER, T. J. Two-phase flow in random network models of porous media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1985, vol. 25, no 01, p. 89-100.
- [39] CHANDLER, Richard, KOPLIK, Joel, LERMAN, Kenneth, et al. Capillary displacement and percolation in porous media. *Journal of Fluid Mechanics*, 1982, vol. 119, p. 249-267.
- [40] Belyadi, H.; Fathi, E.; Belyadi, F. Chapter Seven—Unconventional reservoir development footprints. In *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs*, 2nd ed.; Belyadi, H., Fathi, E., Belyadi, F., Eds.; Gulf Professional Publishing: Houston, TX, USA, 2019;pp. 97–106. [CrossRef]
- [41] Wu, Y.; Shuler, P.J.; Blanco, M.; Tang, Y.; III, W.A.G. An Experimental Study of Wetting Behavior and Surfactant EOR in Carbonates with Model Compounds. In *Proceedings of the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, OK, USA, 22–26 April 2008
- [42] Worthen, A.J.; Bryant, S.L.; Huh, C.; Johnston, K.P. Carbon dioxide-in-water foams stabilized with nanoparticles and surfactant acting in synergy. *AIChE J.* 2013, 59, 3490–3501. [CrossRef].
- [43] Ransohoh, T.C. Mechanisms of Foam Generation in Glass-Bead Packs. *Soc. Pet. Eng.* 1988, 3, 573–585. [CrossRef]
- [44] Almajid, M.M.; Kovscek, A.R. Pore-level mechanics of foam generation and coalescence in the presence of oil. *Adv. Colloid Interface Sci.* 2016, 233, 65–82. [Cross Ref].
- [45] SALAGER, Jean-Louis, ANDÉREZ, José María, et FORGIARINI, Ana. Influence de la formulation sur les mousses. *Actualite Chimique*, 1999, p. 10-22.
- [46] Hosseini-Nasab, S.M.; Zitha, P.L. Investigation of Chemical-Foam Design as a Novel Approach toward Immiscible Foam Flooding for Enhanced Oil Recovery. *Energy Fuels* 2017, 31, 10525–10534...
- [47] MEMOIRE DE FIN D'ETUDE L'EFFET DE L'APPLICATION DE LA TECHNIQUE WAG (WATER ALTERNATIVE GAS) SUR LA PRODUCTION DES PUIITS D'HUILE AU CHAMP DE GSE (BIR SIF FATIMA).



Annexes

ANNEXE A

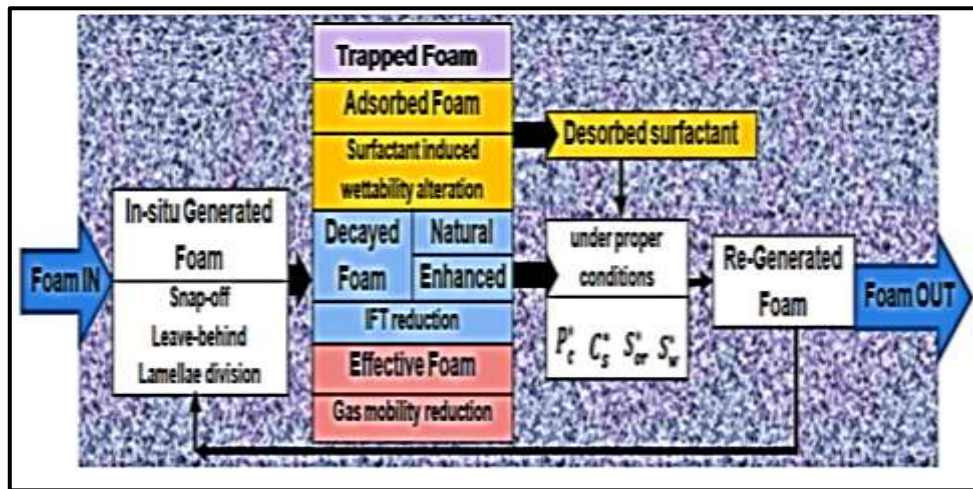


Figure 1 : Équilibre de mousse dans une cellule unitaire de roche réservoir.

ANNEXE B

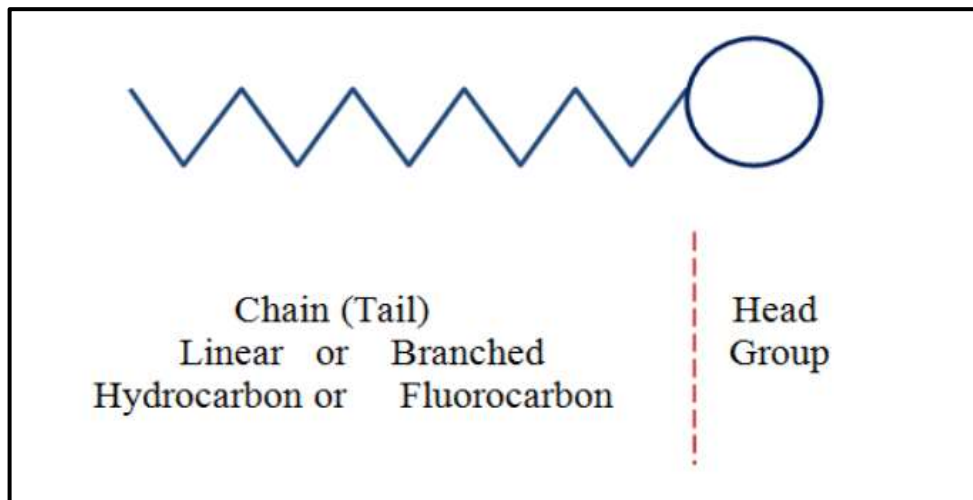


Figure 2 : molécule de tensioactif typique

ANNEXE C

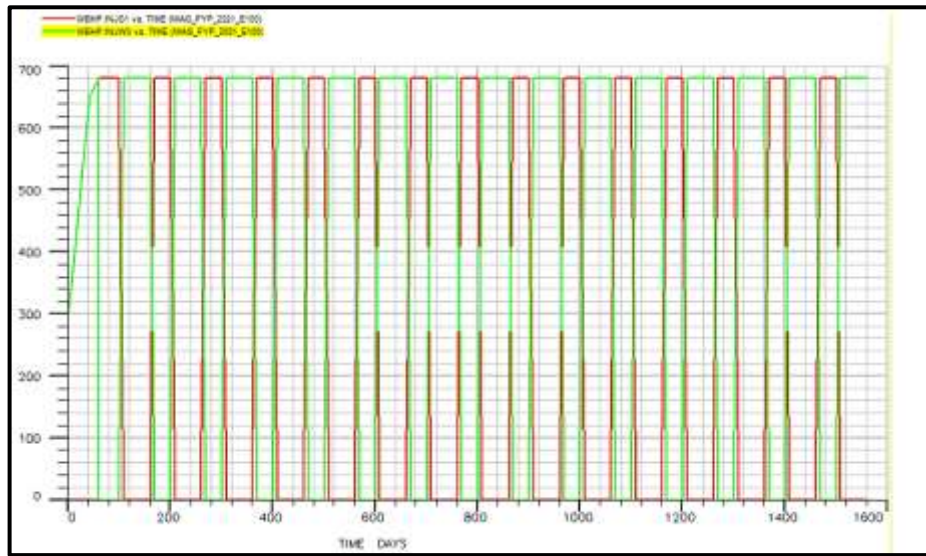


Figure 3 : FAWAG Injection Cycles