

N° Série:/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

BOUBAKER ASMA, ADIDA RABIA

-THEME-

Etude de l'efficacité d'injection d'eau et de polymère dans la zone 4
(champ de HASSI MESSAOUD)

Soutenue le : 23 /06 /2021 devant la commission d'examen

Jury

Président :	SID ROUHOU Hadj Med	M.A.A	Univ. Ouargla
Rapporteur :	ARBAOUI Mohamed Ali	M.A.A	Univ. Ouargla
Examineur :	KHEBBAZ Mohamed El-Ghali	M.A.A	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021

Remerciement

*Tout d'abord, nous remerciant ALLAH tout puissant qui nous a donné le courage, la force et la patience pour donner naissance de ce projet. Nous tenons à remercier nos chers parents Nous présentons également nos profonds remerciements à notre encadreur **Mr. ARBAOUI MOHAMED ALI**.*

*Nous tenons à remercier **Mr. MEHDI REZAGUI** ingénieure production HASSI MESSOUAD Nous remercions également **Mr. DEBBACH REDOUANE** et **Mr. NADIR AMIROUCHE** ingénieures production HASSI MESSOUAD et aux membres de jurés **Mr. KHEBBAZ MOHAMED EL-GHALI** et **Mr. GHALI AHMED** qui ont accepté de juger notre travail. Que toute personne ayant participé de près ou de loin à la réalisation de ce Travail accepte nos grands et sincères remerciements.*

BOUBAKER ASMA

ADIDA RABIA

Dédicace

Du profond de mon coeur, je dédie ce travail à tous ceux qui me sont chers.

A la meilleure de ma mère, à mon cher père que dieu ait leurs âmes, pour leurs bonté, leurs sacrifice, leurs encouragements perpétuels, et leurs soutien, à mon frère Yassine que dieu paix a son âme, ma tante Badra, mes chers sœurs : Zahra, Yassmina, Khadidja, Samiha et Amina

Et mon cher frère Ahmed.

Mes amies Maleke, Assia, hiba, Amel, khouloude, Hanane, Hadjer, Rabia, Chaima, saadia, farah, Laila, Fatima, Salsabil et Rima merci pour les très bons moments.

*Et à ma sœur **Sihem** qui est toujours disponible pour moi, et prêt à m'aider, je lui confirme mon attachement et mon profond respect, je vous souhaite plein de bonheur et de joie dans ta vie, que dieu te garde.*

A mes cher amis : Oussama, Ahmed, Sami, Anwar, Ghafour, Hicham, Soufian, Ghani, et Amine.

BOUBAKER ASMA

Résumé :

Dans ce travail on a étudié l'efficacité d'injection d'eau et polymère comme des méthodes de récupération secondaire et tertiaire dans la zone 4, l'injection d'eau c'est une technique utilisée dans le champ de Hassi Messaoud quand la pression de réservoir par la déplétion naturelle diminué jusqu' à la pression du bulle.

L'injection de polymère utilisé dans le cas où l'injection d'eau est devient non rentable, le rôle principale de l'EOR est l'augmentation de facteur de récupération quand la $S_o=S_{or}$.

Dans la zone 4 de champ de HASSI MESSAOUD, on a appliqué les deux techniques et les résultats obtenues montre que l'efficacité globale d'injection d'eau est de l'ordre de 19%, et la saturation d'huile résiduel (S_{or}) avant l'EOR (l'injection des tensioactifs et polymère) égale à 0.19 tandis que après cette opération est de l'ordre zéro (0,01).

Mots clés : récupération, polymère, EOR, l'efficacité, saturation, tensioactifs.

Abstract :

In our dissertation, we study the efficiency of water and polymer injection as secondary and tertiary recovery methods in the zone 4 in the field of Hassi Messaoud. Water injection is a technic that used when the reservoir pressure decreased to the bubble pressure.

Polymer injection is used in case where the water injection become unavailing, the main role of EOR is to increase the recovery factor when the $S_o=S_{or}$.

In the Zone 4 of HASSI MESSAOUD field, both technics were applicate and the obtained results show that the overall water injection efficiency is about 19% and the residual oil saturation (S_{or}) before surfactant and polymer injection equal to 0.19 in the other side after this operation S_{or} is near to zero (0.01).

Key words: recovery, polymer, EOR, efficiency, saturation, surfactant.

ملخص:

في مذكرتنا هاته قمنا بدراسة فعالية حقن الماء والبوليمر كطريقتين للاسترداد الثانوي والثالثي، في المنطقة 4 بحقل حاسي مسعود. تقنية حقن الماء عادة ما تستخدم عندما ينخفض ضغط الخزان الى قيمة مقاربة لضغط التبخر.

RESUME

يستخدم حقن البوليمر في حالة نقصان او انعدام كفاءة حقن الماء ويعتبر الدور الرئيسي ل EOR هو زيادة معامل الاسترداد عندما يكون $S_o = S_{or}$.

في المنطقة 4 بحقل حاسي مسعود، قمنا بتطبيق التقنيتين وقد اظهرت النتائج ان الكفاءة الكلية لحقن الماء قدرت بحوالي 19% ، وتشبع الزيت المتبقي (Sor) قبل حقن المواد الخافضة للتوتر السطحي والبوليمر مقدر بحوالي 0.19 وبعد هذه عملية الحقن وجدنا انه يساوي الصفر تقريباً (0.01).

الكلمات المفتاحية: استرداد. بوليمر. EOR, الكفاءة. التشبع. التوتر السطحي.

Table de matières

	Remercîment	I
	Dédicace	II
	Résumé	III
	Liste des figures	VI
	Liste des tableaux	XI
	Liste des abréviations	XII
	Introduction générale	1
Chapitre I	: Généralité sur la récupération assistée	2
	I.1.Introduction sur la récupération assistée	2
	I.2.Différentes méthodes de la récupération assistée	2
	I.2.1. La récupération secondaire	2
	I.2.2. La récupération tertiaire	2
	I.3. L'injection d'eau	2
	I.3.1. Configurations d'injection	3
	I.3.1.1. Schéma irrégulier d'injection:	4
	I.3.1.2. Injection périphérique :	4
	I.3.1.3. Injection centrale:	4
	I.3.1.4. Schémas d'injection basale et sommitale	5
	I.3.1.5. Schémas régulier d'injection	6
	I.3.2. Techniques de suivi de la performance d'injection	7
	I.3.2.1. Taux de remplacement de vide (Voidage Replacement Ratio "VRR")	7
	I.3.2.2. Impact de l'injection sur la récupération	8
	I.4. Equation du débit fractionnaire	8
	I.4.1. Rapport des mobilités	8
	I.4.2. Théorie de Buckley -Leverett	9
	I.5. Calcul d'efficacité globale d'injection d'eau	13
	I.5.1. Efficacité de déplacement	13
	I.5.2. Efficacité superficielle	14
	I.5.3. Efficacité verticale	15
	I.5.3.1. Méthode de Dykstra-Parson	15

TABLE DES MATIERES

	I.6.La récupération tertiaire (EOR) :	16
	I.6.1. L'EOR CHIMIQUE :	16
	I.6.2. L'injection de polymère :	16
	I.6.3. Types des polymères	17
	I.6.3.1.Les polysaccharides :	18
	I.6.3.2. Les polyacrylamides	19
	I.7. Mécanisme des forces capillaires	19
	I.8. Propriétés des polymères en solution	19
	a. Sélection du polymère:	19
	b. Dégradation du polymère:	20
	I.9.Ecoulements monophasiques de solutions de polymères en milieu poreux:	20
	I.9.1. Rôle de la mouillabilité dans l'adsorption de polymère:	20
	I.10. Amélioration de l'efficacité du balayage	21
	I.11. Les Tensioactifs	23
	I.11.1. Structure	23
	a) La partie hydrophile	23
	b) La partie hydrophobe	23
	I.12.Utilisation des tensioactifs dans la récupération assistée	24
Chapitre II :	Evaluation des réserves	25
	II.1 Introduction	
	II.2. Méthodes d'estimation des réserves en place :	25
	II.2.1. Méthode volumétrique	25
	II.2.1.1 Calcule des paramètres pétrophysique moyens:	26
	II.2.2 Méthode dynamique (bilan matière)	26
	II.2.2.1. Hypothèses de la méthode du bilan matière	26
	II.2.2.2. Principe de la méthode du Bilan Matière	27
	a) Volume poreux occupé par l'huile initialement en place à P_i :	28
	b) Volume poreux occupé initialement par le gaz dans le chapeau de gaz :	28
	c) Volume poreux occupé par l'huile restant à une pression de réservoir P :	28
	d) Volume poreux occupé par le gaz dans le chapeau de gaz à P	29
	e) Volume poreux occupé par le gaz libéré dans le réservoir :	29

f) Volume poreux occupée par les entrées d'eau nettes :	29
g) Changement en volume due à l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle :	29
h) Volume poreux occupé par le gaz et l'eau injectés :	29
II.2.2.3 Indices de drainage :	30
II.2.2.4 Solution de l'équation bilan matière :	31
II.3. Outil d'estimation du volume des hydrocarbures en place:	33
II.3.1 Présentation de MBAL :	33
II.3.2 Fonctionnement :	34
II.3.4 Contexte technique :	34
Chapitre III : Etude de performance de la récupération dans la zone 4	36
III. Présentation de la zone 4 du champ de HMD	36
III.1. Localisation	36
III.2. Etat actuelle de la zone 04	37
III.3. Historique de production et d'injection de la zone 4	39
III.4. calcul de réserves	39
III.4.1. La méthode volumétrique	39
III.4.2. La méthode de BILAN MATIERE	39
III.4.2.1. Software utilisé (Mbal)	39
a) Les données d'entrée	39
b) Les données de réservoir	40
III.4.2.2. Comparaison des résultats	41
III.5. Performance de l'injection d'eau dans la Zone 4	41
III.5.1. Analyse du VRR (Voidage Replacement Ratio) total	41
III.5.2. Impact de l'injection sur le taux de récupération	44
III.5.3. Calcul de l'efficacité globale de la zone 4	44
III.5.4. Calcul de l'efficacité du déplacement	44
III.5.5. Efficacité superficielle	46
III.5.6. Efficacité verticale	46
III.5.7. Efficacité globale	46
III.6. SWCTT A HASSI MESSAOUD	47
III.6.1. Zones visées par le SWCTT à Hassi Messaoud	47
III.6.2. Principe d'un test SWCTT	47
III.6.3. Objectifs de l'étude	48

TABLE DES MATIERES

III.6.4. Critères de choix des puits pour le projet SWCTT	48
III.6.5. Données à acquérir sur les puits pilotes	50
III.6.6. Détermination des plannings des tests SWCTT	50
III.6.7. SWCTT#1	50
III.6.8. SWCTT#2	53
III.6.9. Tests préliminaires de récupération d'huile	59
III.6.10. Modèle sectoriel ZONE 4 :	61
III.6.11. Saturation actuelle du modèle sectoriel de la Zone 4	61
III.6.12. Puits intercalaires	62
III.6.13. Contrôle du débit des puits	63
III.6.14. Balayage à l'eau du modèle sectoriel de la Zone 4	63
III.6.15. Balayage par solution de tensioactifs et polymères sur le modèle sectoriel de la Zone 4	65
III.7. Etude de puits OMJ 723	70
III.7.1. Puits OMO163	70
III.7.2. La préparation de puits pour le SWCTT	71
III.7.3. Indice d'injectivité	73
III.8. Mise en œuvre du procédé EOR	74
III.8.1. Description des installations de surface	74
III.8.2. Les produits chimiques utilisés pour l'EOR	75
III.8.3. Déroulement du SWCTT	75
III.8.4. Les traceurs utilisés dans le projet SWCTT	75
III.8.5. Le fonctionnement de traceurs	76
III.9. Les problèmes rencontrés durant le SWCTT pour	77
III.10. Les résultats	78
III.10.1. Interprétation des résultats	78
Conclusion	80
Recommandations	81
bibliographies	82
Annexes	83

Liste des figures

Figure I.1 :	Schéma d'injection périphérique	4
Figure I.2 :	Schéma d'injection centrale	5
Figure I.3 :	Schéma d'injection basal et à la crête	5
Figure I.4 :	schémas réguliers d'injection	6
Figure I.5 :	Schéma explicatif de phénomène de mobilité.	8
Figure I.6 :	Déplacement linéaire du système eau-huile	9
Figure I.7 :	Courbes des perméabilités relatives et du débit fractionnaire en fonction de la saturation	11
Figure I.8 :	Rapport des perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau	12
Figure I.9 :	Détermination de S_{wf} et S_{wmb} , S_{wm}	12
Figure I.10:	(a) Water flooding avec rapport de mobilité défavorable ($M > 1$), (b) Flux d'eau augmentés par polymère avec un rapport de mobilité favorable ($M < 1$) [3].	16
Figure I.11 :	La technique d'injection de surfactant et polymère en récupération assistée. [8]	17
Figure I.12 :	Schéma représentative de l'amélioration de l'efficacité de balayage dans un milieu hétérogène	18
Figure I.13 :	Monomère d'acrylamide et molécule de polyacrylamide.	18
Figure I.14 :	Types piégeage.	21
Figure I.15 :	Evolution des courbes de perméabilité relatives avant et après injection de polymère, milieu mouillable à l'eau.	22
Figure I.16 :	Evolution des courbes de perméabilité avant et après injection de polymère mouillable à l'huile	22
Figure I.17 :	Schéma structural d'un tensioactif.	23
Figure I.18 :	Micelle des tensioactifs.	24
Figure II.1 :	Schéma de principe du bilan matière.	28
Figure II.2 :	L'équation générale de bilan matière	28
Figure II.3 :	Soutirage F vs E_o	32
Figure II.4 :	Soutirage F vs $(E_o + mE_g)$	32
Figure II.5 :	Soutirage F vs $(E_o + mE_g)$ N et M sont inconnues	32
Figure III.1:	Localisation de zone 4 sur le champ de Hassi Messaoud.	33

Figure III.2 :	Production annuel de la zone 4	36
Figure III.3 :	porosité moyenne par drain dans la zone 4	37
Figure III.4 :	saturation moyenne en eau par drain dans la zone 4	38
Figure III.5:	Perméabilité moyenne par drain dans la zone 4	38
Figure III.6 :	Courbe de VRR & débit d'huile & pression de réservoir du la zone 4	42
Figure III.7 :	Historique de l'injection d'eau dans la zone 4	42
Figure III.8 :	Taux de récupération en fonction de HCPVi	43
Figure III.9 :	Variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction de la saturation d'eau.	44
Figure III.10 :	Débit fractionnaire en fonction de la saturation d'eau	45
Figure III.11 :	design de surfactant	49
Figure III.12 :	Localisation du puits OMO163 (ZONE 4)	49
Figure III.13 :	Données de production du puits OMO163 (ZONE 4). Qoil ~ 100 m ³ /jour. Pgis ~ 170 kg/cm ² (05/2012). FW = 0%. Production sous Gas Lift.	50
Figure III.14 :	Volume d'eau à injecter lors du SWCTT#1 sans tenir compte de la température.	51
Figure III.15 :	Volume d'eau à injecter lors du SWCTT#1 pour abaisser la température autour des puits	52
Figure III.16 :	Température autour du puits OMO163 durant une injection d'eau à 120°C en bas du puits après le SWCTT#1	54
Figure III.17 :	Saturation en eau autour des puits après injection d'un bouchon de tensioactif au débit de 150 m ³ .j ⁻¹ et pour une adsorption de 1 000 µg/g	56
Figure III.18 :	Failles et dimensions du secteur ZONE 4	61
Figure III.19 :	Saturation en huile le 01/01/2013 dans le modèle sectoriel ZONE 4	61
Figure III.20 :	Saturation en huile le 01/01/2013 dans le modèle sectoriel ZONE 4 vu « en coupe »	62
Figure III.21 :	Production cumulée d'huile par puits du Water Flood Z4	63
Figure III.22 :	Water Cut par puits lors du Water Flood Z4	63
Figure III.23 :	Volume poreux d'eau injecté par drain Water Flood Z4	64
Figure III.24 :	Production cumulée d'huile par drain Water Flood Z4	64
Figure III.25 :	Saturation en huile le 01/01/2043 après le Water Flood Z4	64
Figure III.26 :	Saturation en huile le 01/01/2043 après le Water Flood vu « en coupe » Z4	64
Figure III.27 :	Concentration en tensioactif après 5 ans d'injection à 6000 ppm Zone 4	66

Figure III.28 :	Concentration en polymère injecté après 10 ans Zone 4	67
Figure III.29 :	Volume poreux d'injection par drain SP Flood Z4	67
Figure III.30 :	Production cumulée d'huile par drain SP Flood Z4	67
Figure III.31 :	Huile produite en plus par puits par rapport au Water Flood lors du SP Flood en Zone 4	67
Figure III.32 :	Comparaison de la saturation en huile le 01/01/2043 pour le Water Flood et le SP Flood Zone 4	68
Figure III.33 :	Saturation en huile le 01/01/2043 après le SP Flood vu « en coupe » Zone 4	69
Figure III.34 :	Localisation du puits OMJ723	70
Figure III.35 :	Historique de production d'OMJ723	71
Figure III.36 :	La variation de la pression au cours d'injection.	72
Figure III.37 :	La variation de la pression et le débit en fonction de temps,	73
Figure III.38 :	Schéma des installations de surface d'un SWCTT.	75
Figure III.39 :	Schéma d'injection de traceur lors d'un SWCTT.	76
Figure III.40 :	Schéma du temps de repos lors d'un SWCTT.	76
Figure III.41 :	Schéma du temps de production lors d'un SWCTT.	77
Figure III.42 :	Profile de production des traceurs lors d'un SWCTT.	77

Liste des tableaux

Tableau II.1 :	Indices de drainage	31
Tableau III.1 :	PVT DATA	40
Tableau III.2 :	Perméabilité relative.	41
Tableau III.3 :	calcule le débit fractionnel	45
Tableau III.4 :	Quantité d'eau à injecter lors du SWCTT#1 sans tenir compte de la température	51
Tableau III.5 :	Quantité d'eau à injecter lors du SWCTT#1 pour abaisser la température autour des puits	52
Tableau III.6 :	Tableau récapitulatif du SWCTT#1	53
Tableau III.7 :	Quantité d'eau à injecter pour ramener la température autour du puits à 120°C	55
Tableau III.8 :	Temps et volume de solution de tensioactif injecté dans le puits OMO163 lors du SWCTT#2 en fonction de l'adsorption	55
Tableau III.9 :	Temps et volume de solution de tensioactif injecté dans le puits OMO163 lors du SWCTT#2 en fonction de l'adsorption avec un débit d'injection $Q_{inj} = 15 \text{ m}^3 \cdot \text{j}^{-1}$	56
Tableau III.10 :	Temps et quantité de produits chimiques nécessaires au SWCTT#2 avec une adsorption de $1\,000 \mu\text{g/g}$ et un débit de $150 \text{ m}^3 \cdot \text{j}^{-1}$	56
Tableau III.11 :	quantité de tensioactifs nécessaires au SWCTT#2 avec K_r en croix à faible tension interfaciale	57
Tableau III.12 :	Temps et quantité de polymère injecté en post-flush lors du SWCTT#2	57
Tableau III.13 :	Volumes de solution de polymère et d'eau non-traitée à injecter en « post-flush » des tensioactifs lors du SWCTT#2	57
Tableau III.14 :	récapitulatifs du SWCTT	57
Tableau III.15 :	Quantités de produits chimiques nécessaires lors des SWCTT	58
Tableau III.16 :	Volume d'eau chauffé à 120°C lors des SWCTT	59
Tableau III.17 :	Synthèse des résultats des expériences de récupération sur roche modèle HMD_EOR01 à 04.	59
Tableau III.18 :	Facteur de récupération (% OOIP) par drain le 01/01/2013 dans le modèle sectoriel ZONE 4	62

Tableau III.19 :	Résultats de simulation du Water Flood Zone 4	65
Tableau III.20 :	Bilan matière du tensioactif injecté durant 5 ans à 6000 ppm Zone 4	65
Tableau III.21 :	Bilan matière du polymère injecté durant 10 ans Zone 4	66
Tableau III.22 :	Production additionnelle due au SP Flood par rapport au Water Flood Zone 4	68
Tableau III.23 :	Analyse Gain/Coût lors de l'utilisation de tensioactifs et de polymères, ZONE 4	69
Tableau III.24 :	Indice d'injectivité	73
Tableau III.25 :	L'investigation à mener pour résoudre les problèmes d'injectivité.	78
Tableau III.26 :	Résultats des tests de traceurs.	79

Liste des abréviations

Np : Production d'huile cumulée, STm ³ .	rw : rayon du puits, mètre.
N : Volume d'huile initiale en place , STm ³ .	S : skin factor .
VR : volume de roche imprégnée	Pinj : Pression d'injection au fond du puits, kgf/cm ² .
hu : Hauteur utile du réservoir, mètre.	Pwh : Pression d'injection en surface, kgf/cm ² .
ht : Hauteur totale du réservoir, mètre.	pw : Masse volumique de l'eau, kg/m ³ .
Φ : Porosité, fraction.	g : accélération de la pesanteur , m/s ² .
k : perméabilité de la formation, md.	H : Hauteur de la colonne hydrostatique, mètre.
Swi : Saturation interstitielle de l'eau, fraction.	F : soutirage des fluides dans les condition
m : Rapport du volume de gaz cap initiale au volume d'huile initiale, fraction.	v : vitesse de la saumure (ou vitesse de Darcy) λ_w : mobilité de l'eau
Bo : Facteur volumétrique du fond d'huile, Rm ³ /STm ³ .	λ_o : mobilité de l'huile
Boi : Facteur volumétrique du fond d'huile dans les conditions initiales, Rm ³ / STm ³ .	λ_p : mobilité de la solution polymère γ_{ow} : tension inter-faciale huile / eau
Bg : Facteur volumétrique du fond de gaz, Rm ³ /STm ³ .	Θ : angle de contact entre la phase de mouillage et la roche $\Delta\rho$: différence de densité huile / eau
G : Volume de gaz libre , STm ³ .	IPA : Iso-Propyle Acetate
Gp : Production de gaz cumulée en, STm ³ .	NPA : Normal-PropyleAcetate EtAC : Ethyl-Acetate
Ginj : Injection de gaz cumulée en, STm ³ .	Ev : Efficacité verticale du balayage, fraction.
Rp : GOR de production, m ³ / m ³ .	Sw : Saturation en eau, fraction.
Rs : GOR de dissolution , m ³ / m ³ .	So : Saturation en huile, fraction
Rsi : GOR de dissolution dans les conditions initiales, m ³ / m ³ .	SwaBT : Saturation en eau après la percée (derrière le front), fraction.
We : Entrées d'eau cumulées , STm ³ .	Sor : Saturation résiduelle en huile, fraction.
Wp : Production d'eau cumulée en , STm ³ .	VRR : Taux de remplacement du vide (<i>Voidage Replacement Ratio</i>), fraction.
Winj : Injection d'eau cumulée en, STm ³ .	Qo : Débit de production d'huile, STm ³ /h.
Bw : Facteur volumétrique du fond d'eau, Rm ³ / STm ³ .	
Cw : Compressibilité isotherme de l'eau, cm ² /kgf.	
Cf : Compressibilité isotherme de la formation, cm ² /kgf.	
WOR : <i>Water-oil Ratio</i> , m ³ /m ³ .	

<p>WOR' : Dérivée du WOR par rapport au temps.</p> <p>Fw : débit fractionnaire d'eau (<i>water cut</i>)</p> <p>M : Ratio de mobilité entre fluide déplaçant et fluide déplacé, fraction.</p> <p>μ_o : Viscosité de l'huile, cp.</p> <p>μ_w : Viscosité de l'eau, cp.</p> <p>kro : Perméabilité relative à l'huile, fraction.</p> <p>krw : Perméabilité relative à l'eau, fraction.</p>	<p>Qw : Débit de production d'eau, STm³/h.</p> <p>Qw inj : Débit d'injection d'eau, m³/h.</p> <p>RF : Taux de récupération (<i>Recovery Factor</i>), fraction.</p> <p>HCPVi : <i>Hydrocarbon Pore Volume Injection</i>, fraction.</p> <p>re : rayon du drainage, mètre.</p> <p>Et : Efficacité globale du balayage, fraction.</p> <p>Ed : Efficacité de déplacement, fraction.</p> <p>Ea : Efficacité surfacique du balayage, fraction.</p>
---	---

Introduction Générale

Introduction générale

La production des hydrocarbures en déplétion naturelle est effectuée par différents mécanismes, que sont la compressibilité de la roche et des fluides, l'expansion du gaz cap, du gaz dissous et le drainage par l'aquifère.

Le soutirage d'huile et de son gaz associé est accompagné par une diminution d'énergie, d'où la nécessité d'intervenir afin de faire face à la chute de pression. C'est pourquoi on fait recours à une énergie supplémentaire à savoir le maintien de pression par injection d'eau. Cette dernière a ses avantages mais présente des inconvénients qui peuvent causer la fermeture du puits. De ce fait, le monitoring (diagnostique et surveillance) d'un tel procédé devient plus qu'indispensable.

Les processus de récupération assistée (EOR : Enhanced Oil Recovery) sont définis pour inclure les processus qui augmentent la récupération du pétrole au-delà de la récupération secondaire.

Les tensioactifs doivent être résistants et actifs aux conditions de réservoir telles que les salinités et les températures. En abaissant les tensions interfaciales, les tensioactifs contribuent à la réduction des forces capillaires.

Dans ce contexte, en premier nous allons étudier les performances de la zone 4 du champ de Hassi Messaoud par injection d'eau. Ce projet qui a débuté en 1978 a donné des résultats satisfaisants jusqu'aux années 1993 où le pourcentage d'eau devient important, provoquant une diminution de la production d'huile. Deuxièmement on a étudié l'influence de l'injection des surfactants et polymères en vue d'augmenter le taux de récupération et son application par le test SWCTT dans le réservoir de la zone 4 du champ de Hassi Messaoud de l'huile.

Le présent travail est structuré en trois chapitres, suivi d'une conclusion. Le premier chapitre présente un aperçu général sur la récupération assistée. Le deuxième chapitre décrit les deux méthodes d'estimation des réserves volumétrique et bilan matière. Le troisième chapitre a été consacré à l'étude des performances et l'efficacité de l'injection d'eau et comporte les résultats de l'injection de surfactant et polymères dans la zone 4 de gisement de Hassi Messaoud (HMD) et l'estimation des valeurs de saturation résiduelle d'huile et on achève ce mémoire par une conclusion et recommandations.

Quelle sont les méthodes de récupération le plus efficace dans la zone 4 sur le champ de HASSI MESSAOUD ?

Chapitre I : Généralité sur la récupération assistée

I.1.1 Introduction :

La récupération par drainage naturel ne donne pas généralement un taux de production satisfaisant, c'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans le gisement de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération. Les premiers procédés utilisés (injection d'eau ou injection de gaz) étaient mis en œuvre, dans un second temps, après la décompression du gisement, d'où leur nom de procédés de récupération secondaire.

Actuellement, ces injections sont mises en œuvre parfois dès le début de la vie de gisement. Encore faut-il être sûr, avant d'entreprendre l'un de ces procédés, de l'insuffisance de mécanismes nature, ce qui n'est pas facile de connaître au début de la production du champ. Aussi faudra-t-il un minimum de production (1a2ans de production par exemple).

Depuis quelques décennies ont été étudiées et mises en œuvre sur champs d'autres techniques plus élaborées, dont l'utilisation se justifie par la recherche accrue d'un taux de récupération plus élevée : C'est la récupération améliorée ou tertiaire.

I.2. Différentes méthodes de la récupération assistée

I.2.1. La récupération secondaire

Pour augmenter ce taux de récupération, les procédés secondaires consistent à injecter par un puits d'injection du gaz ou de l'eau afin de drainer «pousser» le pétrole et de récupérer par le puits de production la fraction restée en place lors de la récupération primaire. Ces méthodes sont employées couramment sur les gisements suffisamment importants ; elles permettent d'atteindre un taux de récupération de l'ordre de 25% à 35% du pétrole en place (OOIP). [1]

- L'injection d'eau.
- L'injection de gaz : Avec un déplacement miscible et non miscible.
- L'injection alterné eau-gaz (WAG).

I.2.2. La récupération tertiaire

Qui permettent d'accroître d'avantage ces taux de récupération. Trois techniques distinctes peuvent être utilisées :

- Méthodes chimique (polymères, microémulsion).
- Méthodes thermiques : pour l'huile lourdes (vapeur, combustion in situ).
- Méthode miscible (Co₂-Ch₄).

Ces techniques permettraient un gain de 20% des taux de récupération dans la plupart des champs.

I.3. L'injection d'eau :

L'injection d'eau, qui est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, reste le plus employé (80% de l'huile produit aux Etats -Unis en 1970 l'a été par injection d'eau). Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. [1]

Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut être employé pour :

- Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère (ou de gas-cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie.
- Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.

L'injection d'eau peut être soit répartie soit localisée dans un aquifère sous -jacent ou de bordure.

I.3.1. Configurations d'injection :

La première étape dans la conception d'un projet d'injection d'eau est le choix de la configuration appropriée dont l'objectif est d'avoir un contact maximal avec l'huile et cela soit par la conversion de puits producteurs en puits injecteurs ou par le forage de nouveaux puits. Pour le choix d'une configuration adéquate, les facteurs suivants doivent être pris en considération :

- L'hétérogénéité de réservoir et de la perméabilité directionnelle
- La direction des fissures de la formation
- La durée désirée et prévue de l'injection
- L'espacement, la productivité, et l'injectivité des puits

Au début du siècle précédent, un projet d'injection d'eau commençait par l'injection d'eau dans un seul puits. A mesure que la zone inondée s'étendait et que les puits adjacents étaient inondés, ceux-ci étaient convertis en injecteurs pour prolonger l'aire balayée par l'eau. C'était appelé le "*circle flooding*" Cette configuration a été progressivement remplacée par d'autres dont on peut citer :

I.3.1.1. Schéma irrégulier d'injection:

On peut avoir ce schéma dans le cas où les conditions de surface ou/et la présence de puits horizontaux résulte en une non uniformité de la position des puits producteurs ou injecteurs. Aussi par la conversion de certains puits producteurs pour des raisons économique dans les petits réservoirs qui sont développés pour la production primaire, la présence des failles, la localisation d'une variation de la porosité ou de perméabilité peuvent également mener aux schémas irréguliers. [1]

I.3.1.2. Injection périphérique :

Les injecteurs sont situés à la frontière externe du réservoir et l'huile est déplacée vers l'intérieur (voir fig I.1) L'injection périphérique garantit généralement une récupération maximum d'huile avec un minimum de production d'eau. Pour cela, plusieurs conditions doivent être réunies. Par exemple, la perméabilité de la formation doit être assez grande pour permettre le déplacement de l'eau injectée à un débit donné sur de grandes distances. De plus, la ligne d'injection doit rester aussi proche que possible du front, les puits producteurs ayant un water-cut élevé sont convertis. [1]

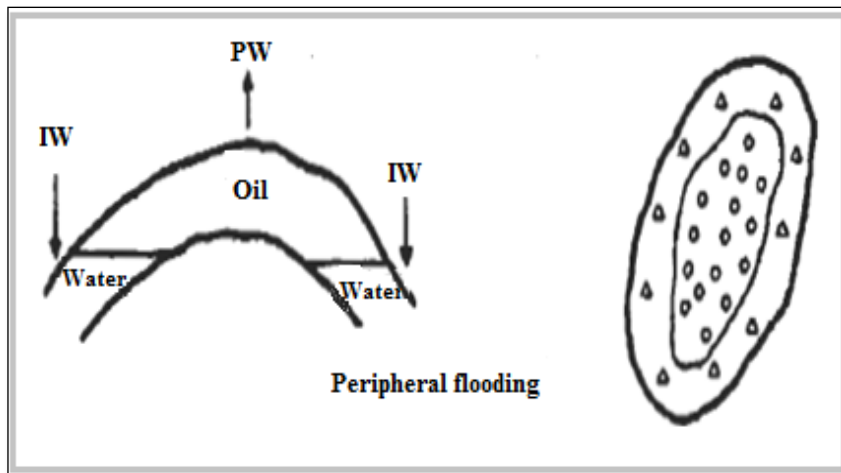


Figure I.1 : Schéma d'injection périphérique [1].

I.3.1.3. Injection centrale:

L'injection centrale est le cas opposé de L'injection périphérique. Dans ce schéma, les injecteurs sont au centre du champ, et l'injection progresse vers l'extérieur. L'exemple le plus simple est celui d'un gisement anticlinal à chapeau de gaz, les puits d'injection sont le plus souvent regroupés au top de l'anticlinal, comme représenté sur la figure (I.2). [1]

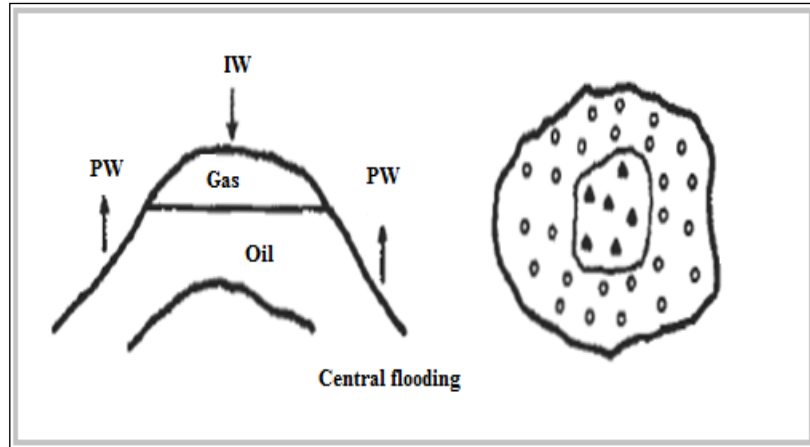


Figure I.2. Schéma d'injection centrale [1].

I.3.1.4. Schémas d'injection basale et sommitale :

Dans un gisement monoclinale, avec chapeau de gaz ou aquifère, soumis à l'injection d'eau ou de gaz, on a une ou plusieurs lignes d'injecteurs situés en haut de la structure dans le cas d'injection de gaz, ou en bas dans le cas de l'eau. Plusieurs projets d'injection d'eau emploient le modèle basal d'injection avec des gains additionnels grâce à la ségrégation gravitationnelle. La figure (I.3) illustre ce type de schéma. [1]

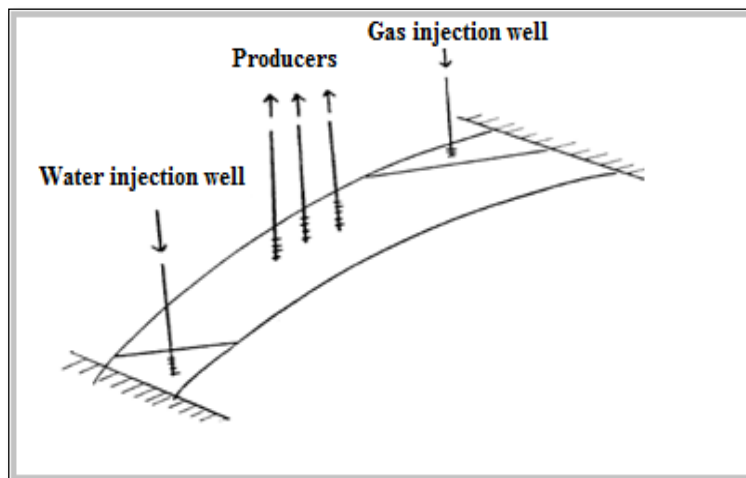


Figure I.3. Schéma d'injection basal et à la crête [1].

I.3.1.5. Schémas régulier d'injection

Ce type d'injection correspond au réservoir à faible pendage et étend, pour obtenir un balayage uniforme, les puits producteurs et les puits injecteurs sont intercalés. dans cette cas on obtient une distribution aussi régulière que celle développée pour la phase d'exploitation naturelle du gisement [1]. Les dispositions les plus courants sont indiquées sur la figure suivante (I.4) :

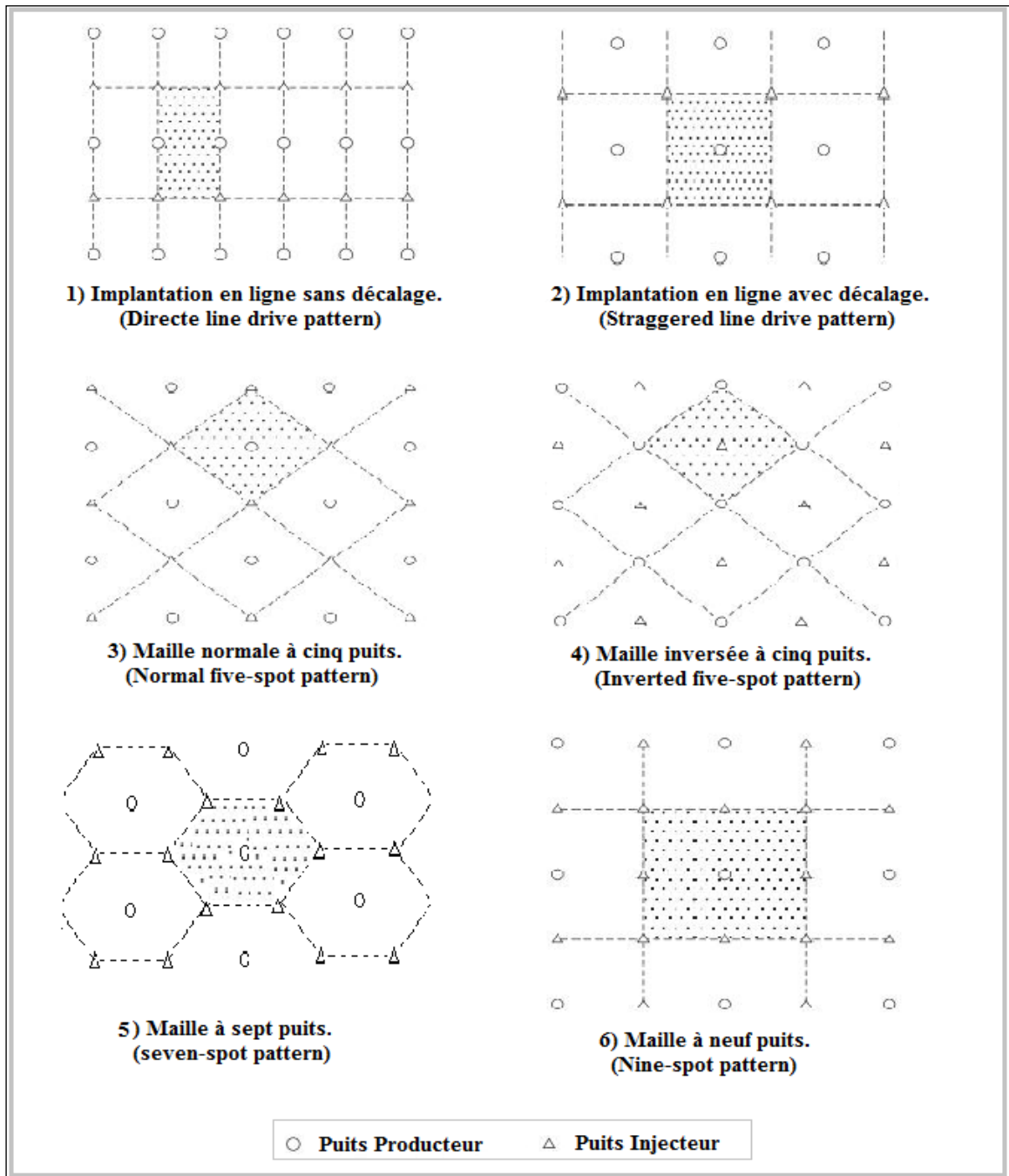


Figure I.4 : schémas réguliers d'injection [1].

I.3.2. Techniques de suivi de la performance d'injection

I.3.2.1. Taux de remplacement de vide (*Voidage Replacement Ratio "VRR"*) :

Le VRR est le paramètre clé qui définit l'équilibre injection-soutirage et permet ainsi de se prononcer sur l'efficacité d'une telle injection .Le VRR est estimé pour un pattern ou pour un champ soumis à l'injection d'eau en utilisant l'équation suivante :

$$VRR = \frac{Q_{w\ inj} \cdot B_w}{Q_o \cdot B_o + W_p \cdot B_w + Q_o \cdot (R_p - R_s) \cdot B_g} \quad (I.1)$$

Cette balance affecte considérablement la distribution de la pression dans le réservoir, cette dernière affecte à son tour la production du champ.

Ainsi le VRR est représenté dans le même graphe avec le trend de pression. Quand le VRR est supérieur à 1 et la pression de réservoir n'augmente pas, on suspecte la perte d'injection en dehors de la zone. De même, quand le VRR est inférieur à 1 et la pression de réservoir ne décroît pas, on suspecte l'afflux des fluides (afflux vertical ou horizontal) dans la zone étudiée. [1]

La représentation de la quantité produite (échelle logarithmique) avec le VRR en fonction du temps permet de bien comprendre la relation entre ces deux variables :

- ❖ Lorsqu'une relation directe est observée entre le VRR et le débit de production d'huile, la quantité d'huile produite diminue quand le VRR est inférieur de 100%, et il s'améliore quand VRR est considérablement supérieur à 100%, on peut en conclure qu'un aquifère ne supporte la production dans ce champ.
- ❖ Un débit de production qui n'est pas en relation directe avec le VRR peut confirmer l'existence d'un aquifère actif.

I.3.2.2. Impact de l'injection sur la récupération

Dans le but d'évaluer l'effet de l'injection sur la récupération, la courbe RF en fonction du HCPVi (*Recovery Factor Vs Hydrocarbon Pore Volume injected*) est utile pour bien comprendre les mécanismes de drainage et la maturité du secteur étudié. [1]

Le RF et le HCPVi sont définis comme suit :

$$RF = \frac{N_P}{N} \quad (I.2)$$

$$HCPVi = \frac{W_{inj} \cdot B_w}{N \cdot B_{oi}} \quad (I.3)$$

I.4. Equation du débit fractionnaire :

I.4.1. Rapport des mobilités :

La perméabilité relative est la proportion de la perméabilité efficace d'une phase à sa perméabilité absolue. La perméabilité relative à une saturation spécifique dépend de la trajectoire qui a été suivie pour atteindre cette saturation. [1]

Quand un balayage est supposé comme un déplacement piston, l'eau coule à une saturation de l'huile résiduelle derrière le front, pendant que l'huile coule à une saturation de l'eau interstitielle en avant du front alors ; La relation de la mobilité est donnée par :

$$M = \frac{K_{rw}@S_{wf} \cdot \mu_o}{K_{ro}@S_{wi} \cdot \mu_w} \quad (I.4)$$

$K_{rw}@S_{wf}$: est la perméabilité relative de l'eau correspondant à la saturation du front.

$K_{ro}@S_{wi}$: est la perméabilité relative de l'huile correspondant à la saturation initial en eau.

Comme la plupart des déplacements ne sont pas piston, la mobilité apparente de la phase de l'eau est calculée en évaluant la perméabilité relative à l'eau à la saturation d'eau moyenne dans un déplacement linéaire à la percée (breakthrough), et la proportion de la mobilité (M) est défini par :

$$M = \frac{K_{rw}@S_{wmbtr} \cdot \mu_o}{K_{ro}@S_{wi} \cdot \mu_w} \quad (I.5)$$

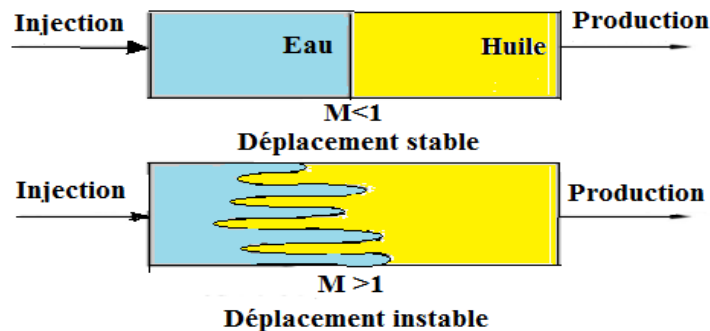


Figure I.5 : Schéma explicatif de phénomène de mobilité. [9]

Cette propriété est un indicateur de performance du déplacement :

- Quand $M < 1$, l'eau se déplace plus lentement que l'huile, et qui mène à une haute saturation de l'eau a la percée et une bonne efficacité de déplacement.
- Quand $M > 1$, l'eau au contraire se déplace plus vite que l'huile et une percée se manifeste rapidement avec une mauvaise efficacité de déplacement.
- Quand $M = 1$, l'eau et l'huile se déplacent avec le même rythme.

I.4.2. Théorie de Buckley -Leverett

Buckley-Leverett ont développé leur théorie par l'application de la loi de Darcy sur deux fluides considérés non miscibles (eau-huile) qui s'écoulent à travers un milieu poreux linéaire incliné avec un angle α , ce milieu est supposé homogène (voir fig I.6).[1]

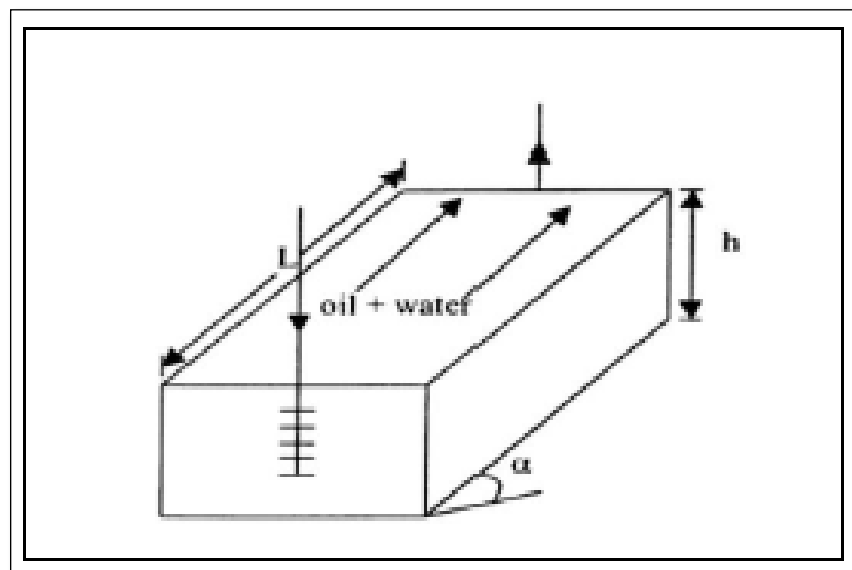


Figure I.6 Déplacement linéaire du système eau-huile [1].

La loi de Darcy pour chaque fluide peut s'écrire comme suit :

$$q_w = \frac{-K_w \cdot A}{\mu_w} \left[\frac{\partial P_w}{\partial x} + g \rho_w \sin \alpha \right] \quad (I.6)$$

$$q_o = \frac{-K_o \cdot A}{\mu_o} \left[\frac{\partial P_o}{\partial x} + g \rho_o \sin \alpha \right] \quad (I.7)$$

k_o, k_w : perméabilités effectives (huile, eau).

μ_o, μ_w : viscosités.

p_o, p_w : pressions.

ρ_o, ρ_w : Densités.

A : section frontale du milieu.

α : angle d'inclinaison.

En réarrangeant les équations (I.6) et (I.7) on obtient :

$$\frac{q_o \mu_o}{AK_o} = -\frac{\partial P_o}{\partial x} - g \rho_o \sin(\alpha)$$

$$\frac{q_w \mu_w}{AK_w} = -\frac{\partial P_w}{\partial x} - g \rho_w \sin(\alpha)$$

La soustraction des équations précédentes donne :

$$\frac{q_w \mu_w}{AK_w} - \frac{q_o \mu_o}{AK_o} = \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_w}{\partial x} \right) - g(\rho_w - \rho_o) \sin(\alpha) \quad (I.8)$$

D'après la définition de la pression capillaire :

$$P_c = P_o - P_w$$

La différentiation par rapport à la direction x nous donne :

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_w}{\partial x} \quad (I.9)$$

En combinant les équations (3.8) et (3.9) on trouve :

$$\frac{q_w \mu_w}{AK_w} - \frac{q_o \mu_o}{AK_o} = \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} \right) - g \Delta \rho \sin(\alpha) \quad (I.10)$$

Les débits fractionnaires des deux fluides sont définis comme suit :

$$F_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad (I.11)$$

$$F_o = \frac{q_o}{q_w + q_o} \quad (I.12)$$

Ces fractions peuvent être exprimées par la façon suivante :

$$q_w = F_w \cdot q_T$$

$$q_o = q_T \cdot (1 - F_w)$$

Si on remplace q_o et q_w dans l'équation (I.11) on arrive à la fameuse équation du Buckley-Leverett :

$$F_w = \frac{1 + \left(\frac{AK_o}{\mu_o q_T}\right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - g\Delta\rho \sin(\alpha)\right]}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}\right)} \quad (I.13)$$

D'après la définition du débit fractionnaire F_w , on voit bien qu'il varie entre 0% et 100%, en effet, lorsque la saturation d'eau égale S_{wi} (saturation irréductible), le débit d'eau est nul et par conséquent f_w devient nul, et dans le cas contraire où la saturation d'huile égale à S_{or} (saturation résiduelle), le débit d'huile est nul, donc $f_w=100\%$. [1]

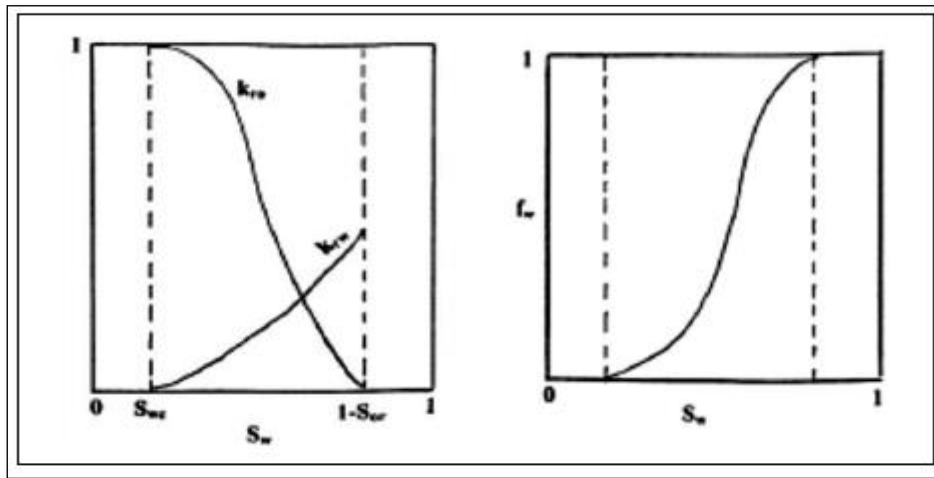


Figure I.7 : Courbes des perméabilités relatives et du débit fractionnaire en fonction de la saturation [1].

Si les forces capillaires sont uniformes et le milieu est horizontal, l'équation (I.13) se simplifie et devient comme suit :

$$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}\right)} \quad (I.14)$$

Les perméabilités relatives k_{rw} et k_{ro} sont fonctions de S_w . Le rapport de ces perméabilités relatives k_{ro}/k_{rw} tracé en fonction de la S_w dans une échelle semilog est généralement approximé par une droite dans sa partie centrale. L'équation de cette droite peut s'écrire comme suit :

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = a e^{b S_w} \quad (I.15)$$

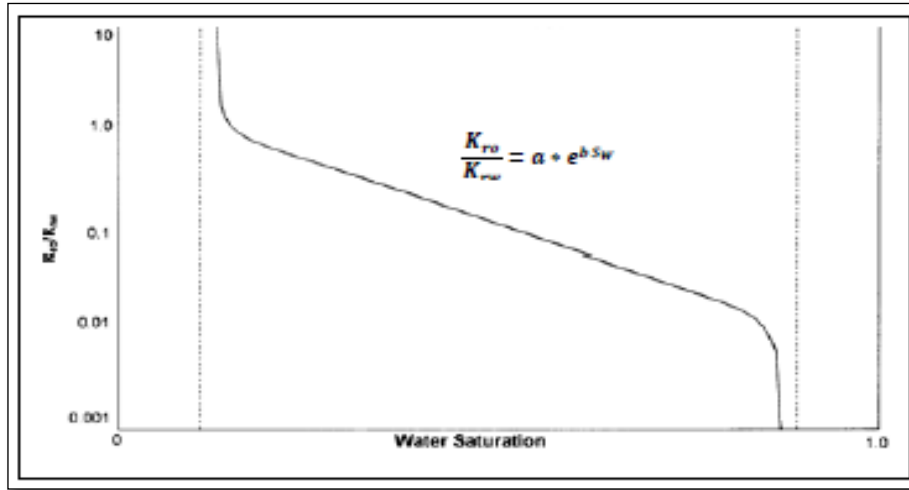


Figure I.8. Rapport des perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau [1].

En Remplaçant l'équation (I.14) dans (I.15) on trouve :

$$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} a e^{b S_w}\right)} \quad (I.16)$$

Les paramètres clés qu'on peut tirer de la courbe de Welge (figure I.9) sont les suivants :

- **Saturation du front d'eau S_{wf}** : Elle se détermine en traçant la tangente de la courbe qui passe par S_{wi} (saturation d'eau irréductible).
- **Saturation moyenne d'eau à la percée S_{wmbr}** : Elle correspond au point d'intersection de la tangente avec la droite dont l'équation $f_w = 1$
- **Saturation moyenne d'eau après à la percée S_{wm}** : Elle se détermine en traçant la tangente de la courbe au point de $S_w > S_{wf}$ et qui coupe la droite ($f_w=1$) dans la valeur voulue. [1]

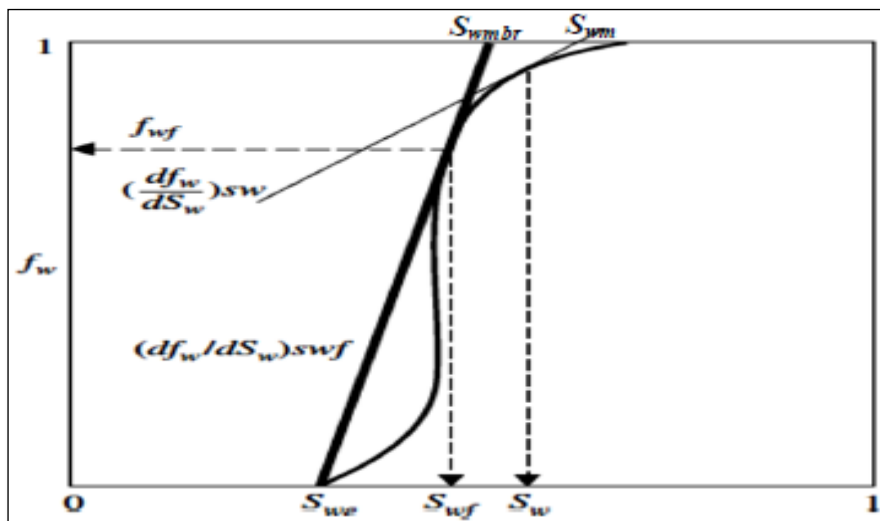


Figure I.9 : Détermination de S_{wf} et S_{wmbr} , S_{wm} [1].

I.5. Calcul d'efficacité globale d'injection d'eau

I.5.1. Efficacité de déplacement

C'est le rapport entre le volume d'huile produit qui est déplacé par le fluide injecté et le volume initial avant injection. [1]

$$E_d = \frac{\text{Volume d'huile initial} - \text{volume d'huile resté}}{\text{volume d'huile initial}} = \frac{V_p \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}} \right) - V_p \left(\frac{S_o}{B_o} \right)}{V_p \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}} \right)} \quad (\text{I.17})$$

Si on suppose que le facteur d'expansion est constant durant la période d'injection, l'équation d'Ed se simplifie et devient comme suit :

$$E_d = \frac{S_{oi} - S_o}{S_{oi}} \quad (\text{I.18})$$

Sachant que : $S_{oi} = 1 - S_{wi}$

$S_o = S_{wm}$

L'équation finale de Ed devient comme suit :

$$E_d = \frac{S_{oi} - S_{wm}}{S_{oi}} \quad (\text{I.19})$$

Ou : S_{wm} est la saturation à un moment donné.

❖ **Rappel** : -la mobilité d'un fluide quelconque est définie comme étant le rapport entre la perméabilité effective de ce fluide et sa viscosité.

-Le rapport de mobilité M est défini comme étant le rapport de la mobilité du fluide injecté et la mobilité du fluide déplacé.

$$\lambda = \frac{K_{eff}}{\mu}$$

$$\lambda = \frac{\lambda_{inj}}{\lambda_{dép}}$$

Après simplification on aura : $M_w = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w} \quad (\text{I.20})$

Il est évident que Le rapport de mobilité ainsi défini dépend d'un paramètre important qui est la saturation, mais quelle valeur de saturation doit être prise en compte ?

Pour cela, Muskat (1946) a met en place les concepts suivants :

- Sachant que l'huile se déplace devant le front d'eau dans la zone non envahie, la perméabilité relative de l'huile doit être déterminée à la saturation initiale du fluide injecté.
- Le fluide injecté derrière le front est caractérisé par la saturation moyenne à la percée.
- Donc on prend $(k_{rw}@S_{wmbr})$, cette valeur de saturation reste constante jusqu'à la Percée.
- Après la percée, la saturation du fluide injecté augmente jusqu'à atteindre S_{wm} dans ce cas on prend $(k_{rw}@S_{wm})$.

On peut écrire comme résumé :

$$\text{❖ A la percée d'eau : } M = \frac{K_{rw}@S_{wmbr}\mu_o}{K_{ro}@S_{wi}\mu_w} \quad (I.21)$$

$$\text{❖ Après la percée d'eau: } M = \frac{K_{rw}@S_{wm}\mu_o}{K_{ro}@S_{wi}\mu_w} \quad (I.22)$$

I.5.2. Efficacité superficielle

Elle est définie comme étant le rapport entre la surface balayée par le fluide injecté et la surface totale, elle dépend essentiellement de :

- Rapport des mobilités.
- Configuration des puits.
- Volume du fluide injecté.

D'après les définitions citées ci-dessous on voit bien que le rapport de mobilité avant la percée est constant, après la percée ce rapport augmente à cause de l'augmentation de la saturation du fluide injecté. [1]

Durant la période d'injection, il s'est avéré que l'efficacité superficielle change avec le temps, pour cela le calcul de E_s se fait selon trois phases.

➤ **Phas1** : avant la percée.

L'efficacité superficielle avant la percée est proportionnelle au volume du fluide injecté.

Elle est donnée par la formule suivante :

$$E_s = \frac{W_{inj}}{V_p(S_{wmbr}S_{wi})} \quad (I.23)$$

➤ **Phase2:** à la percée

Willhite (1986) a proposé une corrélation pour E_s qui dépend du rapport de mobilité M .

$$E_{sbr} = 0,5460236 + \frac{0,03170817}{M} + \frac{0,30222997}{e^M} - 0,00509693M \quad (I.24)$$

➤ **Phase 3 :** après la percée

Dyes (1954) a présenté l'augmentation de l'efficacité superficielle après la percée avec l'augmentation du volume injecté par la corrélation suivante :

$$E_s = E_{sbr} + 0,633 \log \left(\frac{Q_{inj}}{Q_{ibr}} \right) \quad (I.25)$$

Où :

E_s : efficacité superficielle après la percée.

Q_{inj} : cumul du fluide injecté.

Q_{ibr} : cumul du fluide injecté à la percée.

E_{sbr} : efficacité superficielle à la percée.

I.5.3. Efficacité verticale

I.5.3.1. Méthode de Dykstra-Parson

Cette méthode considère que le réservoir est découpé verticalement en tranches homogènes rangées dans l'ordre décroissant de perméabilité, le modèle du réservoir supposé par Dykstra-Parson est le même que celui du Stiles, la formule de calcul utilisée est :

$$E_v = \frac{1}{\sum_{i=1}^n H_i} \left[\sum_{i=m+1}^n H_i \left(\frac{M - \sqrt{M^2 + (1 - M^2) \frac{K_i}{K_m}}}{M - 1} \right) \right] \quad (I.26)$$

Avec : H_i : épaisseur de la strate i .

n : nombre total des strates.

K_i : perméabilité de la strate i .

K_m : perméabilité de la couche atteinte par la percée.

Efficacité globale

L'efficacité globale est le produit de trois efficacités : $E_g = E_d * E_s * E_v$

I.6 La récupération tertiaire (EOR) :

I.6.1 L'EOR CHIMIQUE :

Le procédé à base de surfactant, en particulier la méthode ASP (Alcaline / Surfactant / Polymère), a été identifié comme un processus CEOR (Chemical Enhanced Oil Recovery) rentable Produisant des taux de récupération élevés supérieurs à 20% dans certains champs de pétrole comme le champ de pétrole de Daqing en Chine [2].

- l'utilisation des tensioactifs (surfactant) pour diminuer les forces capillaires par l'abaissement des tensions interfaciales et changement de la mouillabilité.
- L'utilisation des polymères pour augmenter les forces visqueuses par l'élévation de la viscosité du fluide déplaçant (eau) et contrôler la mobilité.

Le but principal des processus EOR est d'augmenter l'efficacité globale des déplacements d'huile.

L'efficacité du balayage volumétrique (ou du balayage macroscopique) augmente lorsque M diminue (Figure1.10).

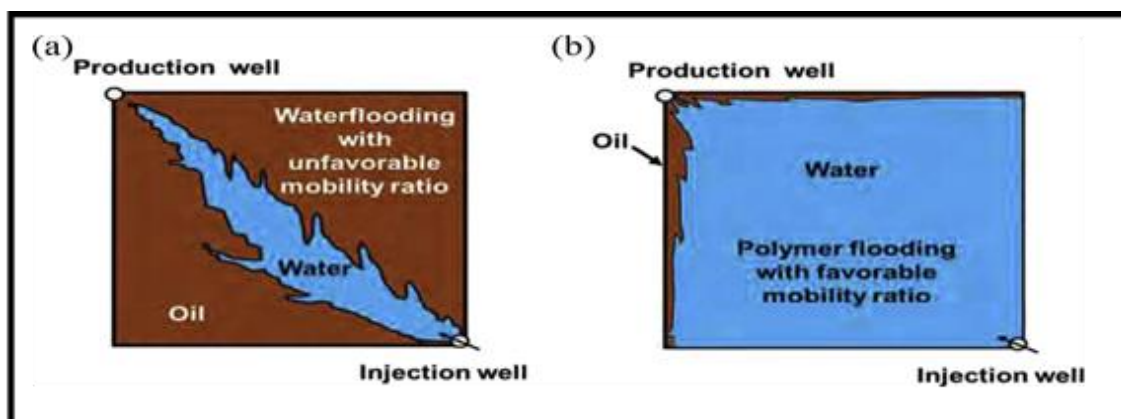


Figure I.10 : (a) Water flooding avec rapport de mobilité défavorable ($M > 1$), (b) Flux d'eau augmentés par polymère avec un rapport de mobilité favorable ($M < 1$) [2].

I.6.2.L'injection de polymères :

Définition : Les polymères sont des macromolécules formés de l'association d'unités élémentaires, La plupart des polymères communs se constituent de répétitions régulières d'un petit nombre. [4]

Les méthodes de récupération tertiaire sont divisées en méthodes thermiques (très utilisées et efficaces dans la récupération de bruts lourds) et en méthodes non thermiques (pour la récupération de bruts légers) elles-mêmes classées en miscibles, immiscibles et chimiques. [5], ces dernières peuvent être utilisées dans des formulations très diverses :

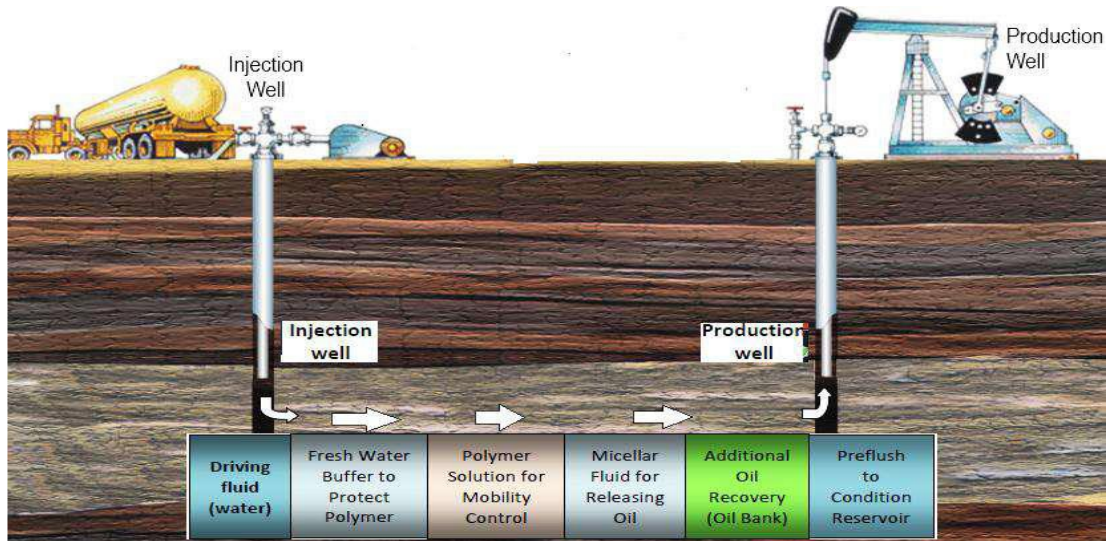


Figure I.11 : La technique d'injection de surfactant et polymère en récupération assistée. [8]

des polymères ("Polymère flooding"), des tensioactifs, des solutions micellaires, des alcalins et des mélanges entre ces composants, comme les formulations ASP (ASP pour injection successive d'alcalins, de surfactants et de polymères).

L'injection de polymère peut améliorer l'efficacité du balayage de deux façons. D'une part, l'incrément de la viscosité améliorante le rapport de mobilités entre le fluide déplacé (huile) et le fluide déplaçant (polymère), en réduisant l'effet de digitations. D'autre part du point de vue microscopique, on réduit la saturation résiduelle car le nombre capillaire est augmenté. [6]

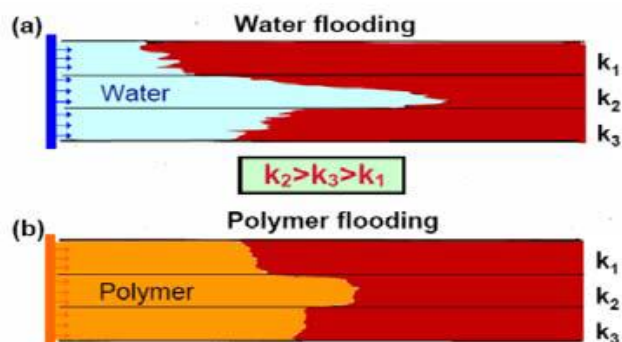


Figure I.12: Schéma représentative de l'amélioration de l'efficacité de balayage dans un milieu hétérogène [6].

Le drainage par les polymères peut impliquer l'ajout de polymère à l'eau d'un flux d'eau pour diminuer sa mobilité.

Le polymère augmente la viscosité de la phase aqueuse et réduit la perméabilité à l'eau due au piégeage mécanique, ce qui entraîne un taux de mobilité plus favorable. [6]. Avant toute application de polymère, il faut déterminer le point de trouble du polymère, pour éviter les précipitations sur les équipements pendant l'injection ou dans le réservoir [6].

L'injection d'une solution de polymère se fait à vitesse d'écoulement plus faible (augmentation de la viscosité) qui implique un temps de récupération économiquement un peu plus défavorable.

1.6.3. Types des polymères

Les polymères communément utilisés pour augmenter la viscosité de la phase aqueuse sont **les polyacrylamides** (- CH₂CHCONH₂-) (Figure 1.12) et **les polysaccharides** de formule (C₆H₁₀O₅)_n. Les polyacrylamides sont des polymères synthétiques (polymérisation de l'acrylamide) solubles en phase aqueuse, qui peuvent être linéaires ou réticulés. [7]

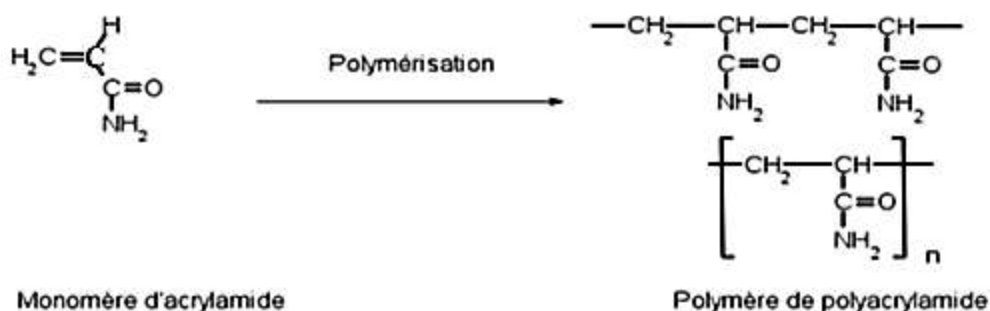


Figure I.13: Monomère d'acrylamide et molécule de polyacrylamide [7].

I.6.3.1. Les polysaccharides : sont des bio polymères susceptibles de former des gels en solution aqueuse ; le plus utilisé en EOR est **le xanthane**, puisque il est très résistant à la dégradation mécanique, et lui permet de maintenir une viscosité élevée dans des gisements à haute salinité.

Leur coût important a limité leur utilisation par rapport aux polyacrylamides. Le xanthane est aussi résistants aux températures modérées ; il commence à être dégradé autour de 90 °C. [7]

I.6.3.2. Les polyacrylamides : en solution aqueuse sont susceptibles de voir leurs caractéristiques rhéologiques modifiées si les concentrations de sel sont élevées (plus de 1 % de sel, comme c'est le cas dans les saumures). Par ailleurs, les polyacrylamides de haute

masse moléculaire donnent des solutions plus visqueuses et plus résistantes par effet du sel, de pH et de la température. Les polyacrylamides sont aussi résistants aux températures modérées bien qu'ils puissent commencer à précipiter dans des eaux salées à près de 80 °C. Enfin, les Polyacrylamides sont souvent plus sensible aux problèmes d'adsorption sur la paroi du gisement. [7]

I.7.Mécanisme des forces capillaires :

Une diminution de la tension interfacielle induit une augmentation du nombre capillaire (N_c) qui est calculé à l'aide de la formule suivante :

$N_c = \text{les forces visqueuses} / \text{les forces de capillarité}$

$$N_c = \frac{v R_m \mu_w}{\gamma_{ow} \cos \Theta}$$

Où v est la vitesse de la saumure (fluide déplaçant) ; R_m : la réduction de mobilité due à l'effet des polymères (lorsqu'aucun polymère n'est utilisé nous avons $R_m = 1$); μ_w : est la viscosité de la saumure ; γ_{ow} est la tension inter-faciale huile / eau et Θ : est l'angle de contact entre la phase mouillante et la roche.

I.8. Propriétés des polymères en solution :

Sélection du polymère :

La récupération assistée du pétrole commence par la sélection du polymère. Le choix d'un polymère se fait sur la base de son pouvoir viscosifiant, son coût et sa capacité à résister à différentes conditions physicochimiques et à l'attaque de différents agents chimiques externes.

Le type d'interaction entre le polymère et la surface solide est déterminé par la structure chimique du polymère. Par exemple, un polymère avec des groupes non-polaires réagit favorablement sur une surface hydrophobe et un polymère avec des groupes polaires montrera plus d'affinité avec une surface hydrophile. [7]

Les polymères utilisés principalement pour augmenter la viscosité de la phase aqueuse sont des polymères synthétiques tels que les polyacrylamides et les bios polymères tels que les polysaccharides. Parmi les polymères utilisés dans la RAP on peut ressortir le xanthane et le polyacrylamide. [7]

Dégradation du polymère:

Lors de l'injection de polymère pour la RAP on peut observer une perte des propriétés viscoélastiques des solutions due aux conditions physico-chimiques. Plusieurs facteurs ont une influence sur la dégradation du polymère. [7]

1.9. Ecoulements monophasiques de solutions de polymères en milieu poreux :

Lors d'une opération d'EOR, l'objectif d'une injection de polymère est de déplacer l'huile non balayée piégée à l'échelle du pore sous l'action des forces capillaires ou bien à l'échelle du milieu poreux à cause de l'existence de zones non balayées (digitations visqueuses). [7]

I.9.1. Rôle de la mouillabilité dans l'adsorption de polymère :

Les milieux poreux peuvent présenter des conditions de mouillabilités différentes d'une franche mouillabilité à l'eau. Par conséquent ce paramètre va jouer également un rôle important dans l'adsorption de polymère sur la surface des pores.

Dans un milieu poreux mouillable à l'eau l'adsorption du polymère augmente en présence de l'huile résiduelle car l'huile reste piégée sous forme de gouttelettes dans les centres des pores ce qui offre une surface d'adsorption importante au polymère. En revanche dans les milieux poreux à mouillabilité franche à l'huile le taux d'adsorption diminue fortement avec la présence de l'huile résiduelle, car dans ce cas l'huile recouvre la surface porale et limite la surface à laquelle le polymère peut avoir accès. [7]

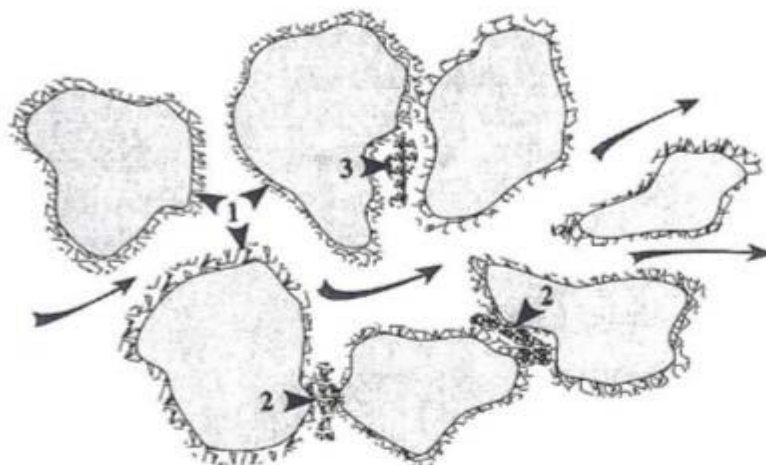


Figure I.14 : Types piégeage [7].

1. l'adsorption résulte d'une interaction entre les molécules de polymère et la surface solide par liaisons physiques (Van der Waals, liaisons hydrogènes) plutôt que de liaison chimiques .Cette interaction provoque une adhésion des molécules à la paroi qui finit par recouvrir la surface solide accessible.
2. La rétention par piégeage mécanique a lieu lorsque les molécules de polymères de taille importante vont se loger dans des pores de petites tailles. La rétention conduit à une obstruction de certains pores et à une réduction de perméabilité qui peut être irréversible.
3. La rétention hydrodynamique est difficile à distinguer du piégeage mécanique et correspond au piégeage de macromolécules dans les points stagnants. Cette rétention est réversible et varie avec le débit d'injection.

I.10. Amélioration de l'efficacité du balayage :

Dans le cas d'une huile visqueuse, le rapport de mobilité défavorable entre l'eau injectée et l'huile déplacée génère un front de déplacement très instable qui se traduit par des instabilités et, un mauvais rendement de balayage. Des voies d'écoulement préférentielles s'établissent très rapidement conduisant à une faible efficacité de récupération R_e qui est fonction de l'efficacité de balayage E_v et l'efficacité de déplacement E_d . [7]

L'efficacité de déplacement est limitée par la saturation résiduelle en huile laquelle est déterminée par la balance entre les forces visqueuses et capillaires (nombre de capillaire). L'écoulement de l'eau peut être amélioré de manière significative en augmentant la viscosité de l'eau injectée, générant ainsi un rapport de mobilité plus

favorable. Il est généralement admis que le déplacement du rapport de mobilité dans une direction favorable améliore l'efficacité de balayage sur une échelle de réservoir, améliorant ainsi la récupération d'huile. [7]

On remarque cependant une différence importante de comportement qui concerne le balayage à l'huile et les valeurs de S_{or} sont différentes en fonction de la mouillabilité, mais le principe de mesure adopté (steady-state) ne permet pas de conclure d'un effet sur les perméabilités relatives en déplacement.

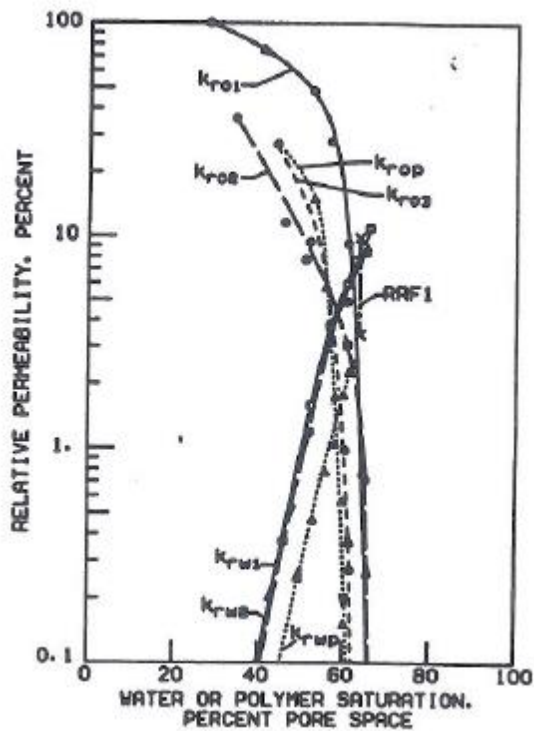


Figure I.15 : Evolution des courbes de perméabilité relatives avant et après injection de polymère, milieu mouillable à l'eau [7].

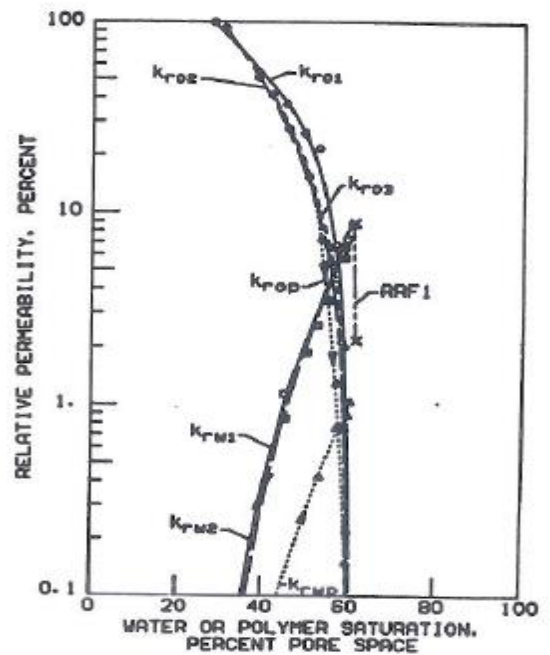


Figure I.16 : Evolution des courbes de perméabilité avant et après injection de polymère mouillable à l'huile [7].

I.11. Les Tensioactifs

Une molécule tensioactive se définit par la présence conjointe d'une partie hydrophile et d'une partie hydrophobe, qui lui donne son caractère amphiphile. C'est l'antagonisme de cette structure qui lui confère ses propriétés particulières d'adsorption aux interfaces. [7]

I.11.1. Structure

Une molécule typique d'agent tensioactif est constituée d'une partie polaire (Hydrophile c'est à dire une forte affinité pour l'eau) et une partie apolaire (Lipophile ayant une forte affinité pour l'huile).

a) La partie **hydrophile** (tête), polaire qui contient des groupes alcool, acide, sulfate, Sulfonâtes, phosphate et amine. Ces derniers sont constitués d'hétéroatomes comme O, S, P, ou N.

b) La partie **hydrophobe** (Queue), apolaire ou peu polaire qui est en général un groupe de chaîne hydrocarbonée de type alkyle*ou alkyl benzène ou fluoro carbonée contenant de 8-18 atomes de carbone, et qui peut renfermer éventuellement des atomes d'halogène et même des atomes d'oxygène. [8]

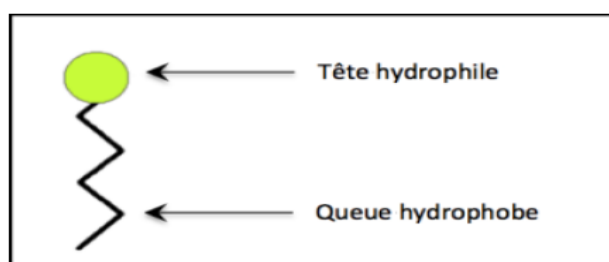


Figure I.17 : Schéma structural d'un tensioactif [8].

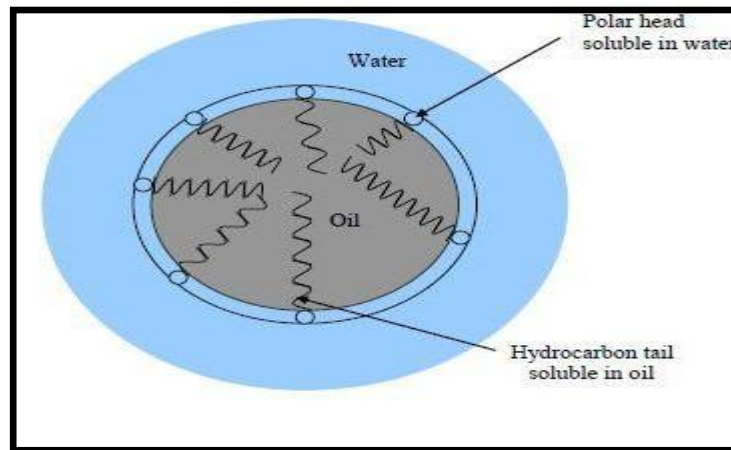


Figure 1.18 : Micelle des tensioactifs [8].

Selon la structure chimique, les tensioactifs se caractérisent par deux propriétés fondamentales :

- ✓ L'adsorption : aux interfaces (liquide-roche, liquide-liquide).
- ✓ L'association : en solution sous forme de micelle. [8]

I.12.Utilisation des tensioactifs dans la récupération assistée

Nous avons vu qu'ils agissent en réduisant la tension interfaciale entre l'eau, l'huile et le solide et/ou en modifiant la mouillabilité de la roche. Pour une action efficace sur la tension interfaciale, il est nécessaire d'abaisser très bas jusqu'à (10^{-3} mN/m). Pour cela, on utilise des systèmes de microémulsions. Ces derniers nécessitent des solutions salines :

- A basse salinité, on a des microémulsions de type I : une phase huileuse contient des traces d'eau et de tensioactifs.
- A haute salinité, on a des microémulsions de type II : une phase aqueuse contenant des traces d'huiles et de tensioactifs.

Chapitre II : Evaluation des réserves

II.1. Introduction

La connaissance du volume d'hydrocarbure dans un gisement est fondamentale, et a une importance majeure, car toute exploitation d'un champ est liée directement à la quantité d'huile ou de gaz contenue dans le réservoir.

Lorsqu'un gisement est découvert est qu'un bon nombre de puits a été fore, l'estimation des réserves en place a pour base l'interprétation fine des diagraphies, des mesures pétro physique, analyse PVT, la réinterprétation géophysique et éventuellement géologique.

Les quantités en place sont classées selon plusieurs critères qui varient dans le temps et qui sont en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenue à partir des puits déjà foré, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires.

Il existe deux groupes de méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs et chaque méthode a ces propres bases et intérêts.

L'évaluation des réserves initiales est faite par la méthode volumétrique qui peut être comparée et raffinée par les calculs du bilan matière basés sur l'historique de la production.

II.2. Méthodes d'estimation des réserves en place :

Il existe deux groupes de méthodes différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs et chaque méthode à ces propres bases et intérêts :

II.2.1. Méthode volumétrique

L'estimation des réserves par la méthode volumétrique est basée sur l'interprétation des données géologique et pétro physiques. Les valeurs de la porosité sont lues rapidement à travers les intervalles de découpage lithologique. [1]

La formule de calcul des réserves est exprimée comme suit :

$$N = V_R \cdot \frac{H_u}{H_t} \cdot \phi_{moy} \cdot (1 - S_w) \cdot \frac{1}{B_{oi}} \quad (II.1)$$

Où :

N : réserves en place exprimées en million m³.

H_u : hauteur utile moyenne de la zone en mètre.

H_t : hauteur total moyenne de la zone en mètre.

V_R : volume de roche imprégnée m³.

Ø_{moy} : porosité moyenne pondérée à la hauteur (fraction).

S_w : saturation moyenne d'eau initiale (fraction).

Boi : facteur volumétrique initial d'huile.

II.2.1.1 Calcule des paramètres pétrophysique moyens:

➤ La porosité moyenne:

$$\begin{aligned} \phi_{\text{moy}} &= \frac{V_{p\text{moy}}}{V_t} = \frac{\sum V_{pi}}{\sum V_i} \quad \text{On a} \quad V_{pi} = \phi_i V_i \\ \phi_{\text{moy}} &= \frac{\sum \phi_i V_i}{\sum V_i} = \frac{\sum \phi_i H_i S}{\sum H_i S} \end{aligned}$$

$$\text{Donc} \quad \phi_{\text{moy}} = \frac{\sum \phi_i H_i}{\sum H_i} \quad (\text{II.2})$$

➤ Saturation initial moyenne

$$\begin{aligned} S_{w\text{ moy}} &= \frac{V_{wt}}{V_{pt}} \quad \text{On a} \quad S_{wi} = \frac{V_{wi}}{V_{pi}} \\ S_{w\text{ moy}} &= \frac{\sum S_{wi} V_{pi}}{\sum V_{pi}} = \frac{\sum S_{wi} \phi_i V_i}{\sum \phi_i V_i} = \frac{\sum S_{wi} \phi_i H_i S}{\sum \phi_i H_i S} \end{aligned}$$

donc :

$$S_{w\text{ moy}} = \frac{\sum S_{wi} \phi_i H_i}{\sum \phi_i H_i} \quad (\text{II.3})$$

II.2.2 Méthode dynamique (bilan matière) :

Pour calculer le volume des hydrocarbures initiale en place dans n'importe qu'elle partie de réservoir ; la porosité, la saturation en eau, doivent être déterminé avec une précision raisonnable. Ce qui n'est pas le cas dans la plupart des situations. Alors la méthode de bilan matière est une seconde alternative pour l'estimation des réserves en place. [1]

II.2.2.1. Hypothèses de la méthode du bilan matière :

Les suppositions misent en évidence sont :

- Le réservoir étant un système fermé permettant ainsi de considérer une pression moyenne sur toute l'étendue du gisement.

- La température de gisement est constante ou varie légèrement d'une manière à être négligeable.
- Le réservoir a un volume constant exceptant l'effet des compressibilités qui sont prises en compte dans l'équation.
- Les propriétés pétro physiques doivent être exprimées avec une certaine précision en utilisant le modèle black-oil.

II.2.2.2. Principe de la méthode du Bilan Matière

L'équation est structurée pour garder simplement l'inventaire de tous les matériaux entrant, partant, et s'accumulant dans le réservoir. Le concept de l'équation d'équilibre de matière a été présenté par Schilthuis en 1941. Sous sa forme plus simple, l'équation peut être écrite sur la base volumétrique comme :

$$\text{Volume initial} = \text{volume restant} + \text{volume récupéré}$$

Le volume total des pores (P.V) exprimé en termes de volume initial N d'huile et volume du chapeau de gaz peut être dérivé présentant le paramètre m définie comme suit :

$$m = \frac{\text{Volume initial du gaz cap}}{\text{Volume d'huile initialement en place}} = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}} \quad (\text{II.4})$$

Le volume total du système d'hydrocarbure est donné par :

$$NB_{oi} + mNB_{oi} = (PV) \cdot (1 - S_{wi})$$

Ou par :

$$PV = \frac{NB_{oi} + mNB_{oi}}{1 - S_{wi}} \quad (\text{II.5})$$

Traitant le réservoir comme récipient idéalisé comme illustré sur le schéma (II.1), des expressions volumétriques d'équilibre peuvent être dérivées pour expliquer tous les changements volumétriques qui se produisent pendant la vie productive normale du réservoir. [1]

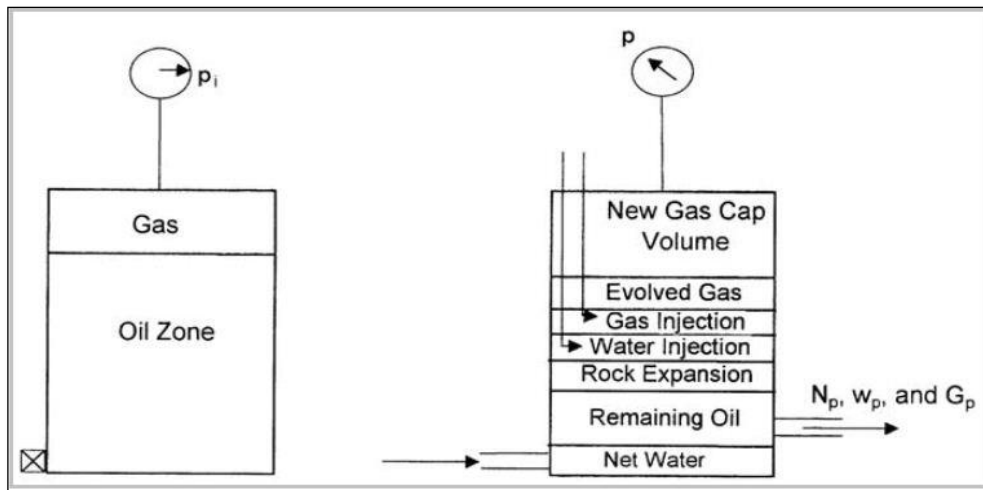


Figure II.1 : Schéma de principe du bilan matière [1].

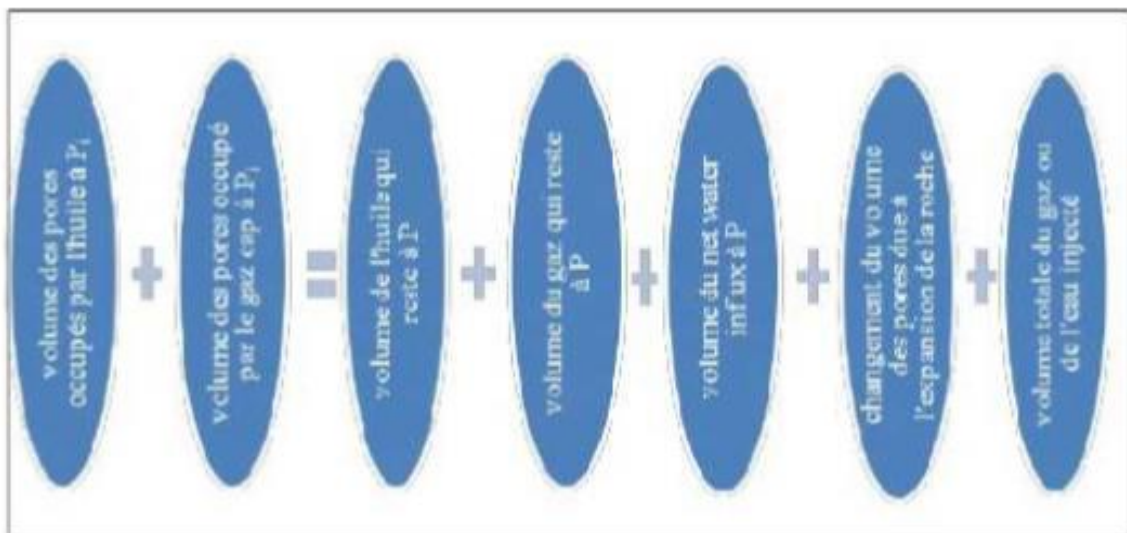


Figure II.2: L'équation générale de bilan matière [1].

a) Volume poreux occupé par l'huile initialement en place à P_i :

$$\text{Volume d'huile initialement en place} = NB_{oi} \quad (\text{II.6})$$

b) Volume poreux occupé initialement par le gaz dans le chapeau de gaz :

$$\text{Volume du chapeau de gaz} = GB_{gi} = mNB_{oi} \quad (\text{II.7})$$

c) Volume poreux occupé par l'huile restant à une pression de réservoir P :

$$\text{Volume d'huile restant} = (N - N_p)B_o \quad (\text{II.8})$$

d) Volume poreux occupé par le gaz dans le chapeau de gaz à P :

Avec le soutirage la pression de réservoir chute à une nouvelle pression P , le gaz dans le chapeau de gaz augmente et occupe un volume plus grand. [9] On suppose qu'aucun gaz

n'est produit à partir du chapeau de gaz pendant le déclin de pression, le nouveau volume du chapeau de gaz peut être déterminé comme :

$$\text{Volume du chapeau de gaz à } P = \left[\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \right] B_g \quad (\text{II.9})$$

e) Volume poreux occupé par le gaz libéré dans le réservoir :

Ce volume peut être déterminé en appliquant l'équation de conservation de masse suivante :

$$\begin{aligned} [\text{Volume de gaz libéré}] &= [\text{Volume de gaz initialement en solution}] - [\text{Volume de gaz produit}] - [\text{volume de gaz reste en solution}] \\ [\text{Volume de gaz libéré}] &= [NR_{si} - N_p R_p - (N - N_p) R_s] B_g \end{aligned} \quad (\text{II.10})$$

f) Volume poreux occupée par les entrées d'eau nettes :

$$\text{Volume des entrées d'eau nettes} = W_e - W_p B_w \quad (\text{II.11})$$

g) Changement en volume due à l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle :

Le coefficient de compressibilité C, qui décrit le changement du volume (expansion) des fluide ou des matériaux avec le changement de la pression, [9] est donné par :

$$C = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \quad \text{d'ou} \quad \Delta V = V \cdot C \cdot \Delta P$$

La réduction du volume poreux dû à l'expansion de l'eau interstitielle dans la zone d'huile et le chapeau de gaz est donnée par :

$$\text{Expantion de l'eau interstitiel} = [(PV) S_{wi}] C_w \Delta P \quad (\text{II.12})$$

Substituant la formule du volume poreux (PV) l'équation devient :

$$\text{Expantion de l'eau interstitielle} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} S_{wi} C_w \Delta P \quad (\text{II.13})$$

De même, la réduction du volume de pore dû à l'expansion de la roche réservoir est donnée par :

$$\text{Expantion de l'eau interstitielle} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} C_f \Delta P \quad (\text{II.14})$$

Combinant les deux équations (2.11) et (2.12) on obtient :

$$\text{Changement total en volume poreux} = NB_{oi}(1+m) \left(\frac{S_{wi}C_w + C_f}{1-S_{wi}} \right) \Delta P \quad (\text{II.15})$$

h) Volume poreux occupé par le gaz et l'eau injectés :

$$\text{Volume de l'injection} = G_{inj} B_{gi} + W_{inj} B_w \quad (\text{II.16})$$

Le MBE peut être écrit sous une forme généralisée comme suit :

$$(a) + (b) = (c) + (d) + (e) + (f) + (g) + (h) \quad (\text{II.17})$$

Remplaçant (a), (b), ..., (h) par les équations correspondants dans l'équation (II.17), réarrangeant cette dernière on obtient l'équation suivante :

$$N \left[B_{oi} - B_o + B_g(R_s - R_{si}) + mB_{oi} \left(1 - \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) \right) - (1 + m) \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) B_o \Delta P \right] + N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] = W_e - W_p B_w + W_{inj} B_w + G_{inj} B_g \quad (2.17)$$

C'est l'équation générale du bilan matière. Cette équation est applicable pour un gisement produisant avec tous les régimes de drainage naturels ainsi que l'injection d'eau et de gaz. [9]

II.2.2.3 Indices de drainage :

Peu de gisements de pétrole produisent par un seul mécanisme de drainage. Il y a habituellement au moins deux, et parfois plus, différentes formes d'énergie de réservoir causant l'expulsion des fluides des puits.

Par exemple, considérer un réservoir d'hydrocarbure en contact avec une couche aquifère extrêmement active tels que le mécanisme d'entraînement principal est commandé par l'eau. Dès que la pression diminuera, l'expansion de fluide et de roche se produit dans le réservoir. Ceci représente un autre mécanisme qui aide à conduire des fluides aux puits.

Si le réservoir a un gaz cap original, une diminution de pression avec la production fait augmenter le chapeau de gaz, conduisant l'huile en bas.

Donc, l'indice de drainage représente le type de combinaison de drainage dans un champ quelconque, il marque l'efficacité du mécanisme de déplacement des fluides et ses proportionnalités vis-à-vis des autres régimes présents.

Basant sur l'équation de bilan matière, le calcul de ces indices permet de se prononcer sur le régime de drainage prédominant dans le gisement en train d'exploitation, et puis sur la suite qu'on donne au processus de production. [9]

Tableau II.1 : Indices de drainage

Indice de drainage	Equation
Solution-gas-drive index (SDI)	$SDI = \frac{N[(R_{si} - R_s)B_g - (B_{oi} - B_o)]}{N_p B_o + N_p (R_p - R_s) B_g}$
Gas-cap-drive-index (GDI)	$GDI = \frac{G(B_g - B_{gi}) - G_{pc} B_g + G_{inj} B_g}{N_p B_o + N_p (R_p - R_s) B_g}$
Water-drive index (WDI)	$WDI = \frac{W_e - W_p B_w + W_{inj} B_w}{N_p B_o + N_p (R_p - R_s) B_g}$
Total (SDI, GDI et WDI)	$SDI + GDI + WDI = 1$

II.2.2.4 Solution de l'équation bilan matière :

Cette technique consiste essentiellement à réarranger l'équation d'équilibre d'une manière à l'avoir sous une forme linéaire.

L'aspect le plus important de cette méthode de solution est qu'il attache une signification à l'ordre des points tracés, la direction dans laquelle ils tracent, et à la forme de la parcelle de terrain en résultant. Ainsi, une signification dynamique a été présentée dans l'image pour arriver à la réponse finale. [10]

$$\text{Soit on a : } F = N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + (W_p - W_{inj}) B_w - G_{inj} B_g \quad \text{bbl/STB} \quad (\text{II.18})$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s) \quad \text{bbl/STB} \quad (\text{II.19})$$

$$E_{f,w} = B_{oi} (1 + m) \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P \quad \text{bbl/STB} \quad (\text{II.20})$$

$$E_g = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad \text{bbl/STB} \quad (\text{II.21})$$

$$W_e = C_s \sum \Delta P Q(\Delta t_D) \quad \text{bbl/STB} \quad (\text{II.22})$$

L'équation de bilan matière peut s'écrire :

$$F = N [E_o + m E_g + E_{f,w}] + C_s \sum \Delta P Q(\Delta t_D) \quad (\text{II.23})$$

Pour les réservoirs saturés, on peut négliger l'expansion de la roche et d'eau ($E_{f,w} = 0$), L'équation (2.22) devient :

$$F = N[E_o + mE_g] + C_s \sum \Delta P Q(\Delta t_D) \quad (II.24)$$

La forme ci-dessus de l'équation est une forme réduite de l'équation de bilan matière, où les trois mécanismes de la production : de l'expansion d'huile, de l'expansion de gaz, et de water drive sont inclus.

L'absence d'un ou deux des mécanismes ci-dessus exige la suppression des limites appropriées de l'équation.

1^{er} cas:

- Ni aquifère actif.
- Ni chapeau de gaz.

L'équation sera : $F = NE_o$

La courbe F vs E_o est une ligne droite passant par l'origine et N sa pente.

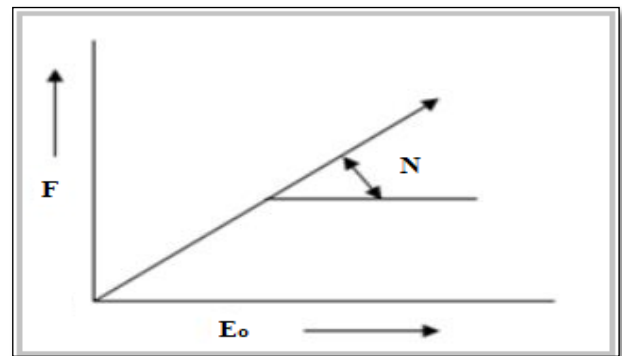


Figure II.3 : Soutirage F vs Eo [1].

2^{ieme} cas :

Avec chapeau de gaz

L'équation (2.23) devient:

$$F = N(E_o + mE_g)$$

La courbe de F vs $(E_o + mE_g)$ est une droite passant par l'origine et N représente sa pente.

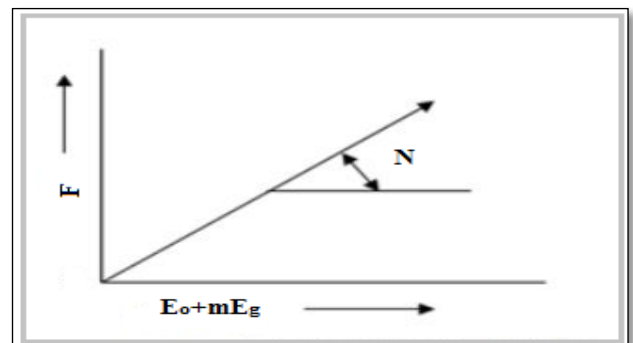


Figure II.4 : Soutirage F vs [1].

3^{ieme} cas:

(Eo+mEg)

- Pas d'aquifère
- N et m inconnus

L'équation de bilan matière est écrite sous deux formes afin d'avoir comme conséquence deux formes de résolution :

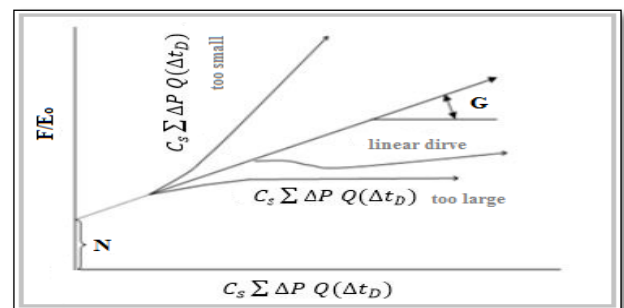


Figure II.5 : Soutirage F vs (Eo+mEg) N et M sont inconnues [1].

1^{er} forme:

$$\frac{F}{E_o} = N + G \frac{E_g}{E_o}$$

Avec:

$$G = \frac{mNE_g}{E_o}$$

On plote $\frac{F}{E_o}$ en fonction de $\frac{E_g}{E_o}$

G : Le chapeau de gaz représente la pente de la droite.

2^{ieme} forme:

$$F = N(E_o + mE_g)$$

On donne des valeurs pour m puis on plote :

F vs $(E_o + mE_g)$

Si m assumée est correcte, la courbe sera une ligne droite passant par l'origine avec N comme pente.

Si m assumée est trop petite la ligne passera par l'origine mais courbera vers le haut.

Si m assumé est trop grand, la ligne passera par l'origine mais courbera en bas.

II.3. Outil d'estimation du volume des hydrocarbures en place:

Nous avons estimé le volume des hydrocarbures en place au moyen du logiciel **MBAL** (**M**aterial **B**alance).

II.3.1 Présentation de MBAL :

MBAL est un outil d'analyse de réservoir qui utilise l'historique de production d'un réservoir et les caractéristiques PVT du fluide à produire pour effectuer des calculs de bilan matière, pour estimer les réserves d'huile origine en place (OGIP) et d'identifier les mécanismes de drainage à l'intérieur du réservoir (dilatation des fluides, l'expansion et l'afflux de formation aquifère). [11]

Le logiciel MBAL se présente comme un package constitué de divers modules visant à aider l'ingénieur pour une meilleure compréhension du comportement des réservoirs et d'effectuer la prévision d'exécution. Actuellement, les différents modules dans MBAL sont :

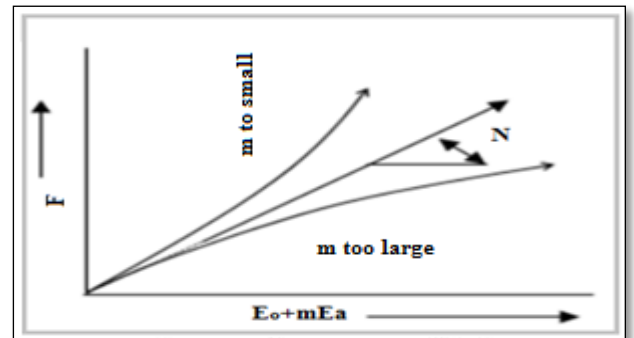


Figure II.6 : F/E_o vs W_e/E_o [1].

- Material Balance.
- Monte Carlo volumetric.
- Decline Curve Analyse.
- 1-D Model (Buckley – Leverett).

II.3.2 Fonctionnement :

Le but de cet outil est d'améliorer les méthodes traditionnelles de répartition de la production. Considérons une situation où l'histoire de la production a été enregistrée pour un ou plusieurs puits. Cependant, les puits produisent plus d'une couche, la production totale est connue mais nous n'avons aucune information sur la production de chaque couche. [11]

Traditionnellement, la seule méthode de calcul du débit d'une couche à partir de la connaissance du $k \cdot h$ de chaque couche, cette méthode présente de sérieuses limitations. En effet, il ne tient pas compte de l'appauvrissement relatif de chaque couche et donc la chute de pression par rapport à chaque couche. En outre, il ne tient pas compte de l'écoulement IP ou fractionnaire de chaque couche. [11]

Ce nouvel outil améliore la méthode de $k \cdot h$. en particulier :

chaque pas de temps le modèle calcule les débits actuels par l'utilisation des pressions actuelles des couches et l'IPR.

La pression à l'étape prochaine est calculée en utilisant soit le bilan matière, soit les calculs de la courbe du déclin.

Les entrées du modèle :

- Description PVT.
- Description du réservoir : les paramètres de base tels que la pression initiale et le totale des hydrocarbures en place.

Description des puits :

- Historique de la production.
- Description IPR, dP etc.

II.3.3. Contexte technique :

L'outil peut gérer :

- N'importe quel nombre de puits et de réservoirs et les connexions entre les puits et les réservoirs.

- Les puits producteurs et injecteurs.
- Réservoir d'huile, gaz ou condensât.

***Chapitre III : Etude de la performance dans la
récupération dans la zone 4***

III. Présentation de la zone 4 du champ de HMD :

III.1. Localisation:

La zone 4 est située au nord du gisement de Hassi-Messaoud, Elle est voisine des zones 7,3 et la zone 2. Nous avons cinq failles qui divisent la zone 4, trois dans le sud de la zone et deux failles dans l'est et l'ouest.

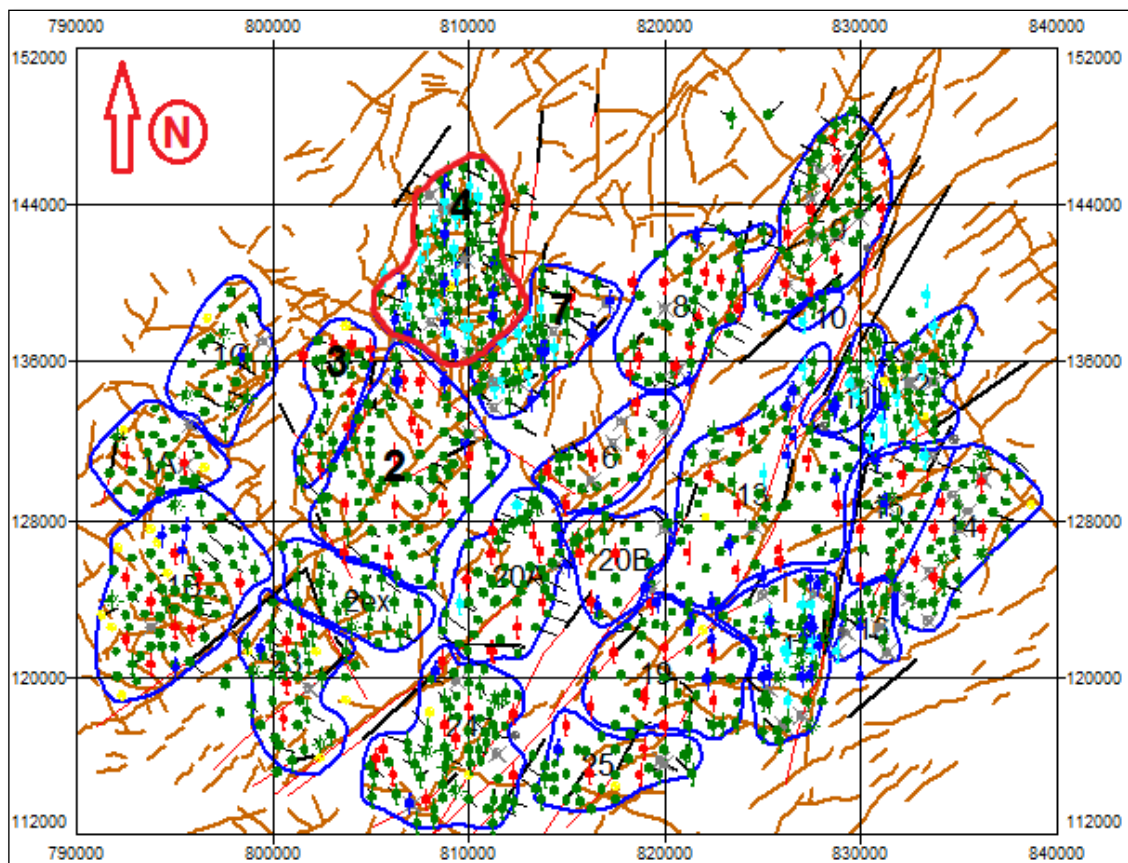


Figure III.1 : Localisation de zone 4 sur le champ de Hassi Messaoud [14].

III.2. Etat actuelle de la zone 04

La zone 4 contient 105 puits dont l'état des puits est résumé comme suit :

- ❖ 12 puits producteurs huile,
- ❖ Douze puits producteurs d'eau,
- ❖ Seize puits injecteurs d'eau,
- ❖ Un puits sec, f
- ❖ 70 puits gaz lift

III.3. Historique de production et d'injection de la zone 4

Le premier puits mise en production dans la zone 4 est le puits OMK13 en Mai 1959 avec un débit d'huile de 12.10 m³/h. Durant la période entre 1959 jusqu'à 1970 la zone 4 a été mise en production par déplétion naturelle. Cette déplétion avait développé une chute importante de pression de gisement. Depuis 1978, un projet d'injection d'eau périphérique a été mis en œuvre afin de maintenir la pression de gisement et d'assurer un bon balayage d'huile.

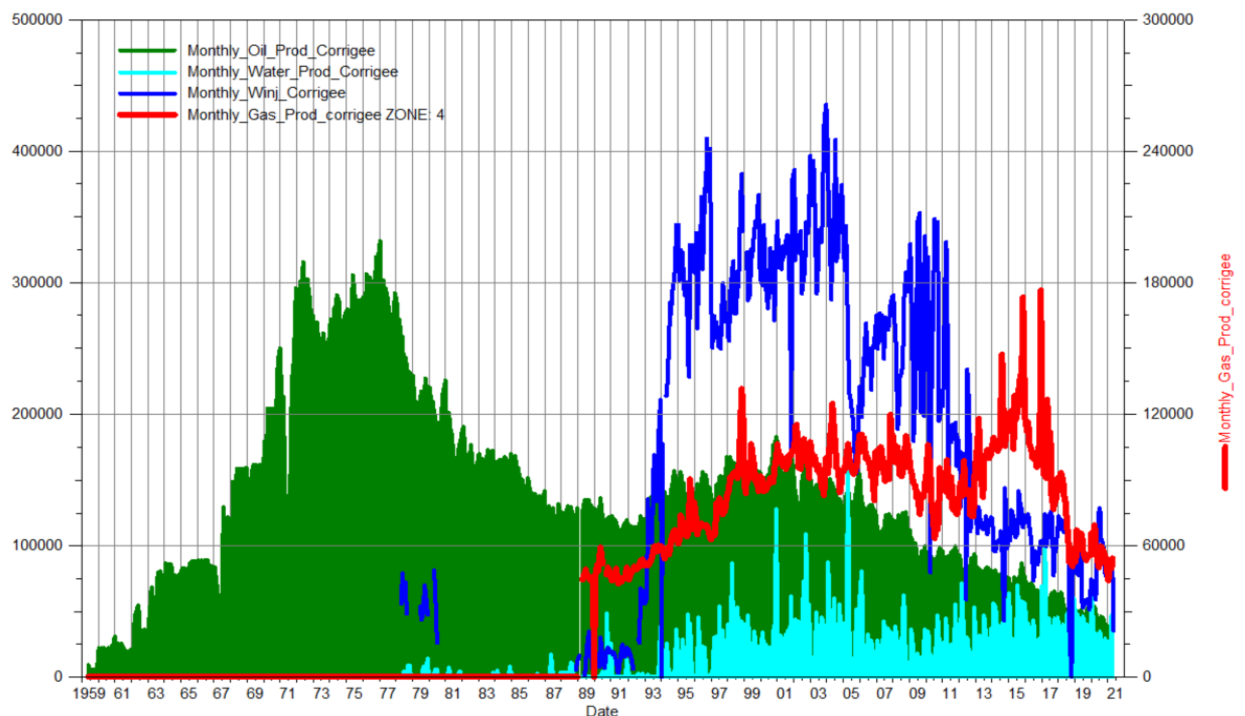


Figure III.2 : Production annuelle de la zone 4 [14].

La figure (III.2) montre la variation de débit de production d'huile, débit d'injection d'eau et le débit de production d'eau dans temps. On remarque qu'au début la production d'huile entre 1964 et 1967 à une moyenne de 82.9751 Km³/mois et le GOR reste constante à une valeur de 195 stm³/stm³. Entre 1964 et 1976 la production d'huile à augmenter jusqu'à 326.424 Km³/mois à cause de forage des nouveaux puits, et le GOR reste constante jusqu'à 1977. Après 1976 nous constatons que le débit d'huile à diminué jusqu'à 107.844 en février 1993 et le GOR à augmenter jusqu'à 400 stm³/stm³, cette augmentation peut être expliqué par la percée des puits situés au sud par le gaz provenant des zones 2 et 3. Après février 1993 nous constatons une augmentation importante dans la production (182.943 Km³/mois), c'est à cause de l'injection d'eau

qui a été mise en œuvre en novembre 1988. Après l'année 2001 la production commence à diminuer à cause de la percée d'eau.

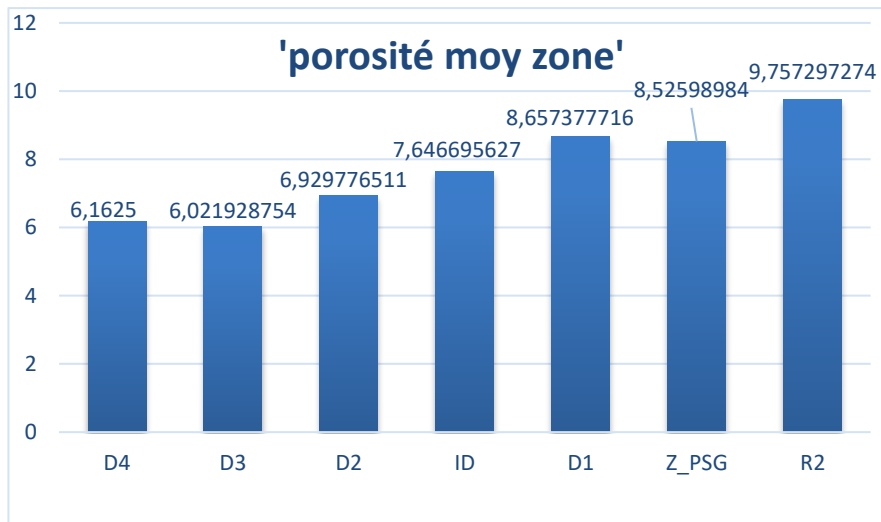


Figure III.3 : porosité moyenne par drain dans la zone 4.

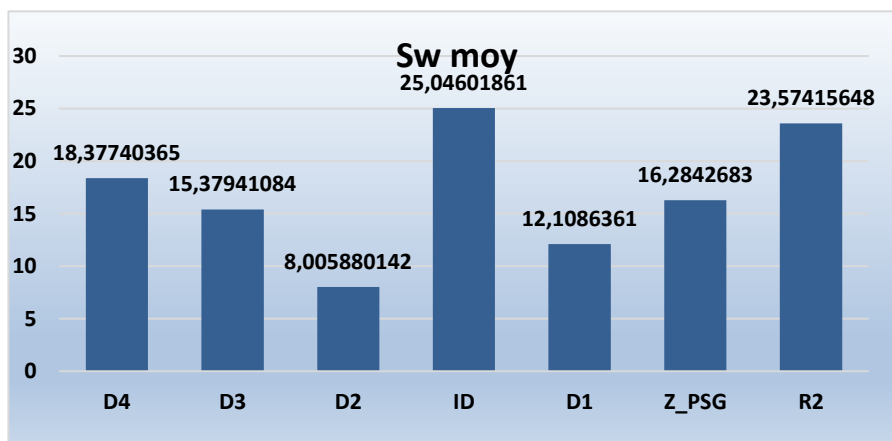


Figure III.4 : saturation moyenne en eau par drain dans la zone 4 .

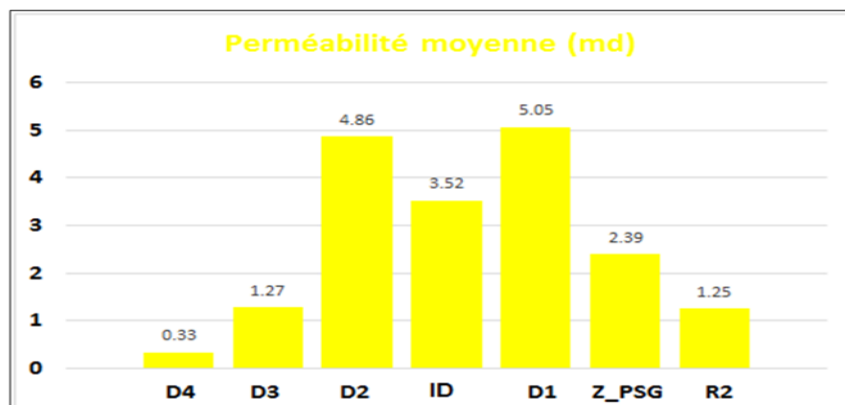


Figure III.5 : Perméabilité moyenne par drain dans la zone 4.

III.4. calcul de réserves :

III.4.1. La méthode volumétrique

➤ Les Réserves en place : $N=490.165607 \text{ S m}^3$

$$N=V_R \cdot \frac{H_u}{H_t} \cdot \phi_{moy} \cdot (1 - S_w) \cdot \frac{1}{B_{oi}}$$

III.4.2. La méthode de BILAN MATIERE :

III.4.2.1. Software utilisé (Mbal) :

Pour estimer les réserves d'huile en place par BILAN MATIERE dans notre réservoir on doit utiliser le logiciel MBAL.

a) Les données d'entrée :

Le logiciel MBAL exige certaines données pour calculer :

Les options du système :

Les définitions des options du système sont :

- Réservoir Fluide: **Oil**
- Model de réservoir: **Single Tanks.**
- PVT Model: **Simple PVT.**
- Historique de production: **By wells.**

Données PVT :

Les paramètres B_o , B_g , R_s , μ_o , μ_g sont introduits dans le logiciel MBAL sous forme d'un tableau donnant les valeurs de ces paramètres à des différents paliers de pression et à une température constante égale à la celle du réservoir (118° C).

- ❖ °API= 45.
- ❖ Salinité de l'eau= 350000 ppm.
- ❖ R_s à la pression de Bulle= 185.20 sm³/sm³.
- ❖ Pression de bulle : 153.9668 kg/cm².

Tableau III.1: PVT DATA.

Pression	Bo	Rs	Viscosité
Kg/Cm2	v/v	v/v	Cp
562.4	1.607	185.2	0.321
492.1	1.626	185.2	0.3
421.8	1.649	185.2	0.279
351.5	1.676	185.2	0.259
281.9	1.708	185.2	0.239
210.9	1.749	185.2	0.219
193.3	1.76	185.2	
175.8	1.773	185.2	0.209
168.7	1.776	185.2	
161.7	1.782	185.2	
154.6	1.787	185.2	0.201
126.5	1.672	151.02	0.228
105.5	1.589	124.74	0.249
84.4	1.513	100.19	0.274
59.8	1.424	73.6	0.309
35.2	1.33	46.8	0.36

b) Les données de réservoir :

Paramètre de réservoir:

- Type de réservoir : **Oil**
- Température : **120°C**
- Pression initial : **562.4 kg /cm²**
- Porosité : 0,08
- Saturation d'eau : 0,10
- Compressibilité d'eau : **use correlation**
- Initial Gas Cap : **0**

Perméabilité relative : on introduit les valeurs de perméabilité relative dans des tableaux suivants :

Tableau III.2: Perméabilité relative.

Sw	Krw	Kro	Kro/Krw
0.10	0.000	1.000	0.00
0.15	0.025	0.550	22.00
0.20	0.060	0.340	5.67
0.25	0.0995	0.225	2.26
0.30	0.140	0.140	1.00
0.35	0.190	0.090	0.47
0.40	0.240	0.050	0.21
0.45	0.295	0.025	0.08
0.50	0.350	0.015	0.04
0.60	0.460	0.000	0.00

III.4.2.2. Comparaison des résultats :

Les réserves calculées par la méthode volumétrique sont **490.165607** MM stm³ par contre les réserves trouvés par la méthode de bilan matière sont **401.23** MM stm³. Cette valeur est plus proche aux estimations données par Franlab (449.49 MM stm³) et par Sonatrach (410 MM stm³). Il est claire que les réserves calculer avec la méthode volumétrique est plus grand à celles calculer avec la méthode de bilan matière, mais généralement les réserves calculés par la méthode de bilan matière donne des résultats plus juste car c'est une balance entre ce qui sort et ce qui reste, et lorsque on utilise la méthode volumétrique on néglige plusieurs condition et on prend les valeurs moyennes qui peuvent nous tromper.

Le mécanisme prédominant avant l'injection d'eau était celui de l'expansion d'huile, car il n'est existé pas un gaz cap.

III.5. Performance de l'injection d'eau dans la Zone 4 :

III.5.1. Analyse du VRR (Voidage Replacement Ratio) total :

Le VRR est le paramètre clé qui définit l'équilibre injection-soutirage et permet ainsi de se prononcer sur l'efficacité d'une telle injection.

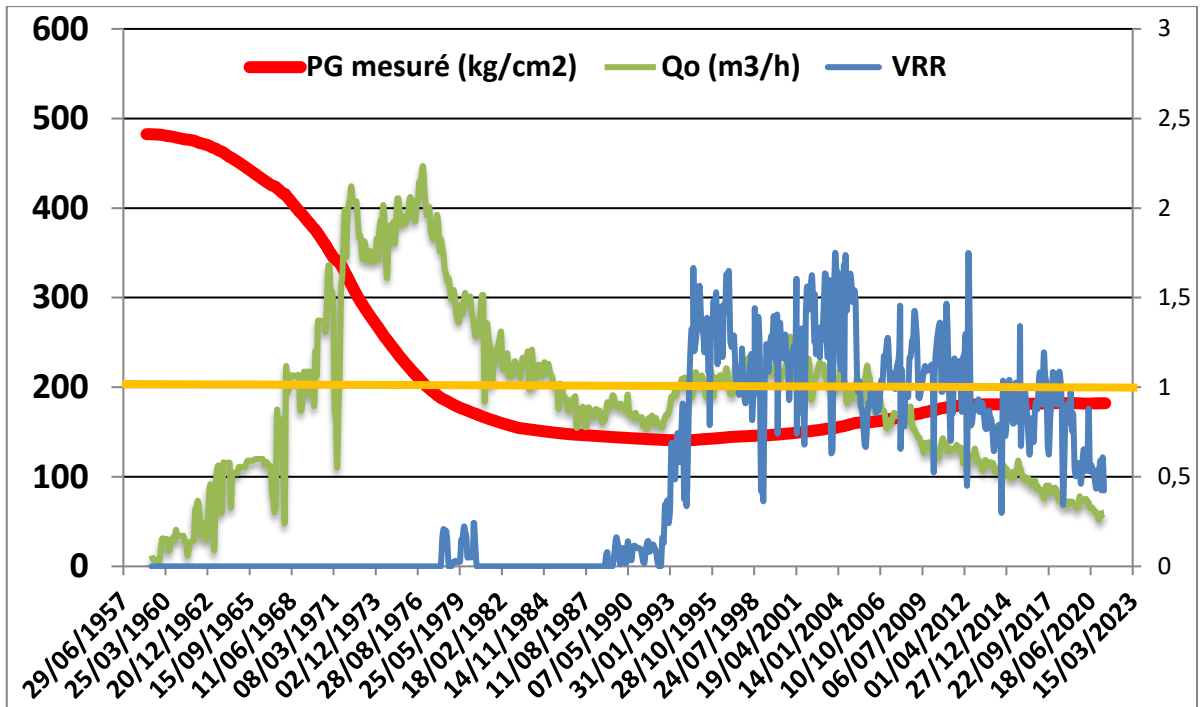


Figure III.6 : Courbe de VRR & débit d'huile & pression de réservoir du la zone 4

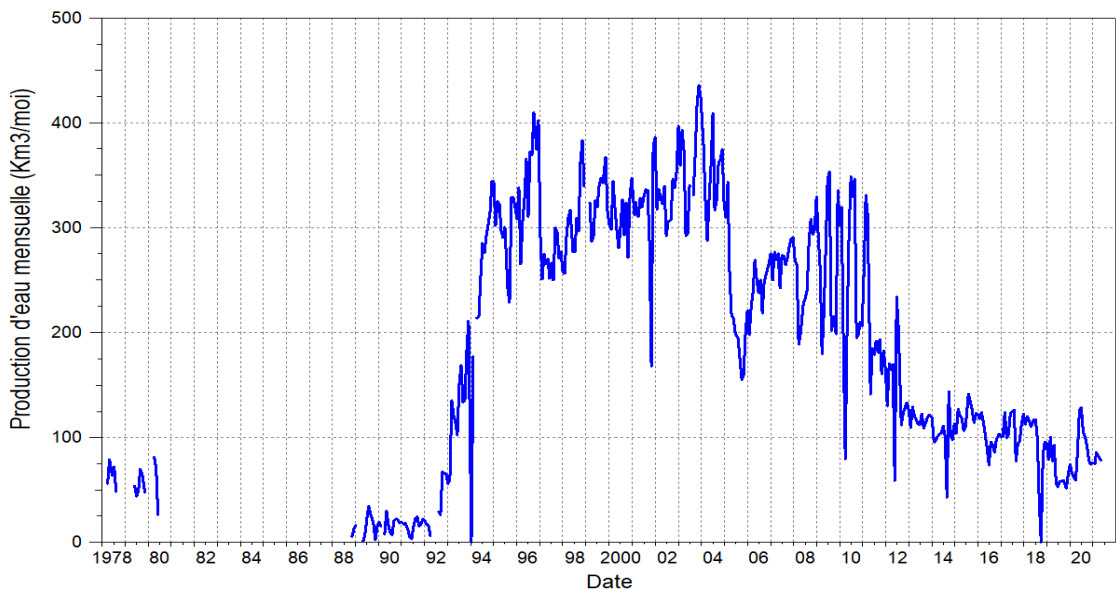


Figure III.7 : Historique de l'injection d'eau dans la zone 4 [14].

A partir de l'initiation de l'injection dans cette zone en avril 1978 et sur une période de 20 ans, le VRR variait fortement et la balance entre l'injection et le soutirage n'était pas assurée à cause d'une grande fluctuation dans l'injection et une faible réponse des puits producteurs à l'injection en raison de leur nombre important par rapport aux injecteurs et aussi à l'étendue du zone et a couse de l'arrêter de l'injection entre juillet 1980 jusqu'à octobre 1988.

De juin 1997 à l'août 2005, le VRR varie légèrement autour de l'unité, un équilibre d'injection-soutirage est donc établi. L'effet de l'injection se fait sentir d'abord par une amélioration de la production d'huile et aussi par l'augmentation de la pression de réservoir au voisinage de certains puits dans cette zone.

Depuis août 2005, le VRR tombe au-dessous de l'unité à cause de la diminution du débit d'injection. Les puits injecteurs sont actuellement en état de sous-injection ce qui a eu un impact négatif sur le maintien de pression et sur la récupération de l'huile.

A partir de l'année 2019 chute remarquable du VRR due à la diminution de débit d'injection et la percé d'eau et aussi l'introduit de facteur de sécurité (abandonné ou fermé des puits injecteur).

III.5.2. Impact de l'injection sur le taux de récupération :

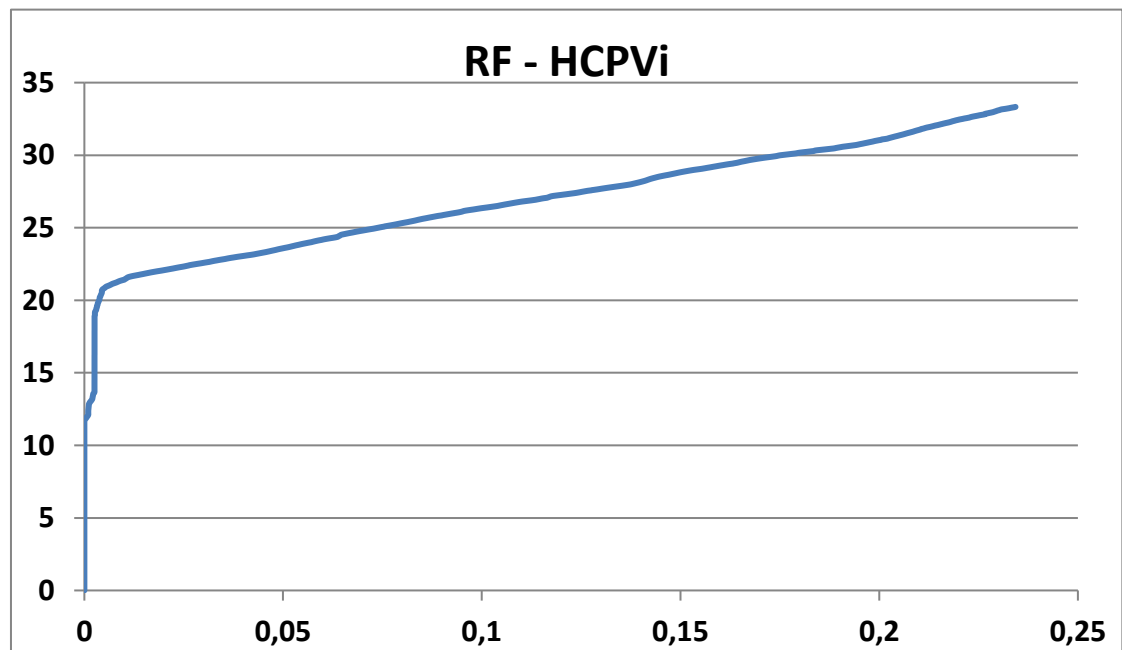


Figure III.8 : Taux de récupération en fonction de HCPVi.

Le taux de récupération dans la zone était de 9% avant l'initiation de l'injection. Cette huile était récupérée grâce à la seule déplétion naturelle vu l'absence d'un aquifère actif ou d'un gaz cap.

Grace à l'injection, la récupération atteint une valeur de 23% après l'injection d'un volume d'eau correspondant à un HCPVi de (0.014×10) . Cette faible valeur indique que cette zone n'est pas encore saturée en eau et qu'un potentiel important d'huile reste à récupérer.

Lorsque le facteur HCPVi atteint une valeur de $(0.024 \cdot 10)$ on aura un taux de récupération remarquable qui environ atteint jusqu'à 34% et ce présent l'impact de maintien avec l'injection.

III.5.3. Calcul de l'efficacité globale de la zone 4 :

III.5.4. Calcul de l'efficacité du déplacement :

Pour le calcul de l'efficacité de déplacement on va utiliser la méthode de Buckley & Leverett.

La figure (III.9) donne la variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction du degré de saturation d'eau S_w .

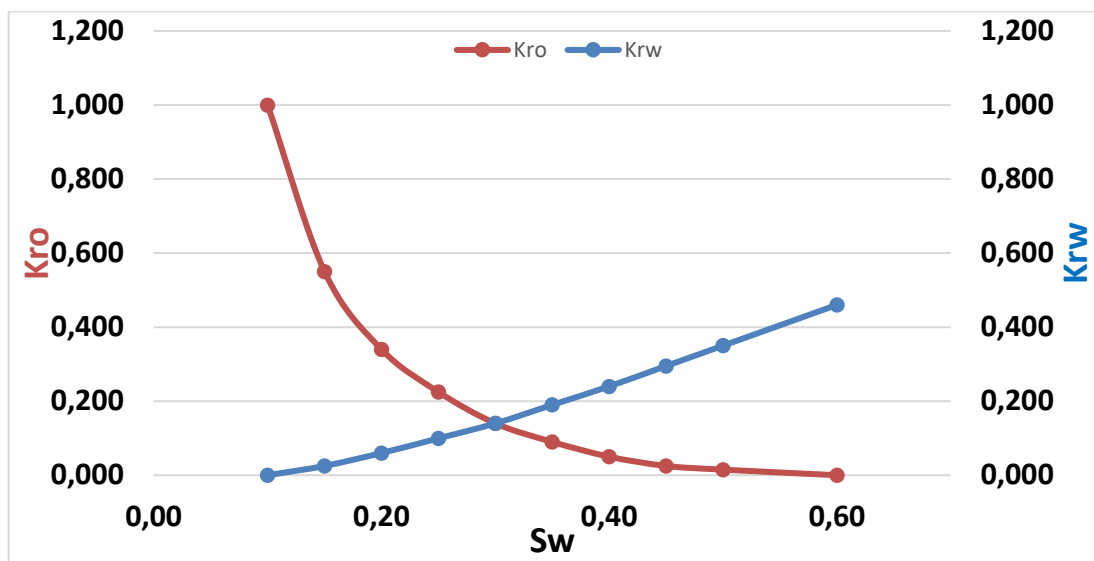


Figure III.9 : Variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction de la saturation d'eau.

L'équation générale du débit fractionnel :

Au niveau de la zone 4 on a :

Le pendage est très faible ($\sin \alpha = 0$) et en négligeant les forces capillaires, cette équation devient :

À la condition de fond :

$$\mu_w : \text{Viscosité d'eau (cp)} \quad \mu_w = 0.45 \text{ c.p}$$

$$\mu_o : \text{viscosité d'huile (cp)} \quad \mu_o = 0.23 \text{ c.p}$$

Tableau (III.3): calcule le débit fractionnel.

Sw	Krw	Kro	Kro/Krw	μ_w/μ_o	$\frac{(Kro/Krw) * (\mu_w/\mu_o)}{(\mu_w/\mu_o)+1}$	$\frac{(Kro/Krw) * (\mu_w/\mu_o)+1}{(\mu_w/\mu_o)+1}$	Fw
0.10	0.000	1.000	0.00	1.96	0.00	1.00	0.000
0.15	0.025	0.550	22.00	1.96	43.04	44.04	0.023
0.20	0.060	0.340	5.67	1.96	11.09	12.09	0.083
0.25	0.0995	0.225	2.26	1.96	4.42	5.42	0.184
0.30	0.140	0.140	1.00	1.96	1.96	2.96	0.338
0.35	0.190	0.090	0.47	1.96	0.93	1.93	0.519
0.40	0.240	0.050	0.21	1.96	0.41	1.41	0.710
0.45	0.295	0.025	0.08	1.96	0.17	1.17	0.858
0.50	0.350	0.015	0.04	1.96	0.08	1.08	0.960
0.60	0.460	0.000	0.00	1.96	0.00	1.00	1.000

A partir de la courbe (III.10), on peut tirer les paramètres suivants :

Swf (saturation du front d'eau) = 44%

Swmbr (saturation moyenne à la percée) = 51%

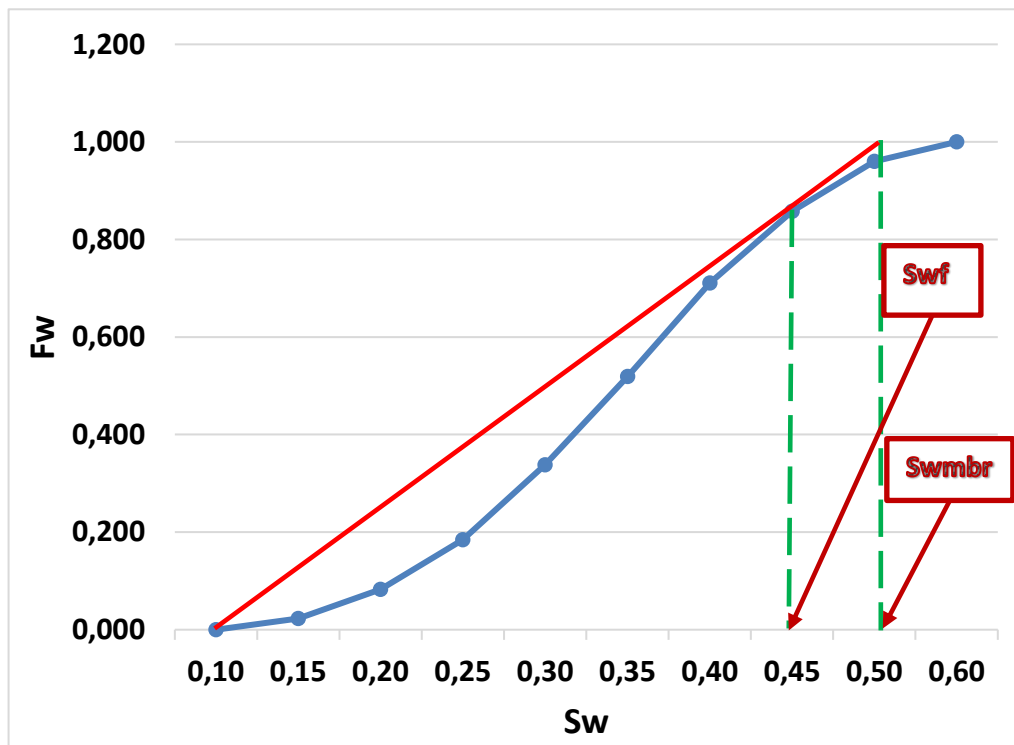


Figure III.10 : Débit fractionnaire en fonction de la saturation d'eau.

Efficacité de déplacement à la percé est :

$$E_d = \frac{0.44 - 0.1}{1 - 0.1} * 100 = 37.78\%$$

Efficacité de déplacement après la percé est :

$$E_d = \frac{0.51 - 0.1}{1 - 0.1} * 100 = 45.56\%$$

Efficacité de déplacement maximale est :

$$E_{d_{max}} = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi}}$$

$$S_{w_{max}} = 1 - S_{or} = 0.6 \longrightarrow S_{or} = 0.4$$

$$E_{d_{max}} = \frac{1 - 0.1 - 0.4}{1 - 0.1} = 55.56\%$$

III.5.5. Efficacité superficielle :

Pour calculer l'efficacité, on utilise la courbe de Caudle et Witte [Annexe C].

Avec

$$Fw = 1 \text{ au break through}$$

$$Kro = 1 \text{ md}$$

$$Krw = 0.46 \text{ md}$$

Le rapport de mobilité est : $M = \frac{Krw(S_{w_{max}})\mu_o}{Kro(S_{wi})\mu_w}$

$$M = 0.23$$

Après utilisation la courbe (Annexe C) on trouve :

$$Es = 1$$

III.5.6. Efficacité verticale :

L'efficacité verticale théoriquement est considérée comme le réserve calculé par méthode de Person.

Donc on aura :

$$Ev = 52\%$$

III.5.7. Efficacité globale :

L'efficacité globale est le produit de trois efficacités :

$$Eg = Ed * Es * Ev \quad \mathbf{Eg = 19\%}$$

Cette étude a montré que l'efficacité globale de l'injection est de 19%. Ceci se traduit par l'hétérogénéité du réservoir.

L'analyse des performances d'injection en utilisant la courbe de VRR montre qu'il n'y a pas un équilibre injection-soutirage, on peut expliquer cette différence par la percée d'eau.

La courbe de la variation du taux de récupération en fonction de HCPVi (hydrocarbon pore volume injected) a montré que la récupération totale de la zone est de 35% par rapport aux réserves en place.

III.6. SWCTT A HASSI MESSAOUD :

III.6.1. Zones visées par le SWCTT à Hassi Messaoud :

Afin d'étudier la faisabilité de la récupération assistée chimique du pétrole (CEOR) dans la zone productrice (4) située dans la région de Hassi Messaoud (Algérie). La zone (4) et les zones (7.17) représentaient environ 12% de la production du champ à fin octobre 2013 (date début du projet). [13]

III.6.2. Principe d'un test SWCTT :

L'objectif des pilotes mono-puits ou *Single Well Chemical Tracer Tests (SWCTT)* est de démontrer l'injectivité des solutions de polymères et tensioactifs et leur efficacité en termes de réduction de la saturation résiduelle en huile (Sor). [13]

La réalisation d'un pilote SWCTT consiste à injecter successivement sur un puits un bouchon d'eau « classique », afin d'obtenir un niveau de saturation résiduelle à une distance de 3m à 5m autour du puits, puis de mesurer la saturation résiduelle en huile Sorw. Pour cela on injecte un traceur qui va se partager entre l'eau et l'huile résiduelle présente. L'ester en solution dans l'eau va s'hydrolyser et produire un alcool. En produisant ensuite les solutions injectées par le même puits, l'alcool contenu dans la phase eau va ressortir en premier au puits, tandis que l'ester en solution dans l'huile va migrer vers l'eau et sortir avec retard par rapport à l'alcool. Ce retard est fonction du Sorw et sa mesure va permettre de déterminer le Sor. [13]

Après la détermination du Sorw, des bouchons de tensioactifs/polymères sont injectés, suivis par un bouchon d'eau avec traceur, pour mesurer le Sorc, saturation résiduelle à faible tension interfaciale

Il est recommandé de pratiquer ce test sur un puits producteur pour une mesure représentative du Sor plutôt que sur un puits injecteur ayant été balayé sur une longue période.

Afin de garantir une bonne précision de la mesure du Sor lors du test SWCTT, il est recommandé que :

- La zone du réservoir testée ait une perméabilité et une porosité homogène (absence de fractures naturelles ou hydrauliques).
- La saturation en huile soit uniforme (que le puits n'ait pas percé en eau).
- L'épaisseur du réservoir soit constante dans la zone testée.
- Le puits soit vertical et l'envahissement total.

Le partage eau/huile du traceur partitionnant soit suffisamment rapide

III.6.3. Objectifs de l'étude :

- Sélectionner la formulation de produits chimiques (tensioactifs, polymères et additifs éventuels) permettant d'obtenir les performances suivantes :
- Faible tension interfaciale entre l'eau et l'huile.
- Bon contrôle de mobilité de la phase aqueuse.
- Faible adsorption sur la roche réservoir.
- Optimiser les performances de la formulation à l'échelle du laboratoire et évaluer sa robustesse.
- Diminuer les quantités de tensioactifs et de polymère afin d'améliorer l'économie du procédé tout en maintenant ses performances (KPI*).
- Améliorer sa robustesse vis-à-vis des variations des conditions réservoir(T, P,).
- Générer des données laboratoires pour la simulation du procédé.

III.6.4. Critères de choix des puits pour le projet SWCTT :

Afin de garantir une bonne précision de la mesure du Sor lors du test SWCTT, il est recommandé que :

- La zone du réservoir testée ait une perméabilité et une porosité homogène (absence de fractures naturelles ou hydrauliques).
- La saturation en huile soit uniforme (que le puits n'ait pas percé en eau).
- L'épaisseur du réservoir soit constante dans la zone testée.
- sans percée d'eau, ou à défaut montrant un faible débit fractionnaire d'eau ;

- présentant des propriétés pétrophysiques correctes (porosité et perméabilité).
- Le puits soit vertical et l’envahissement total.

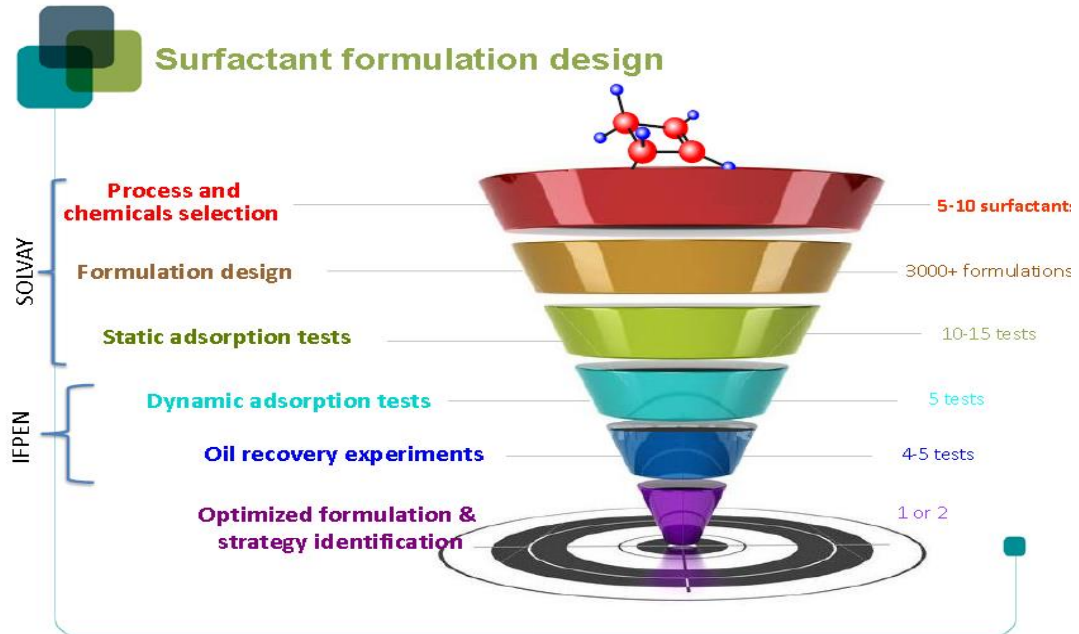


Figure III.11 : design de surfactant [13].

Puits OMO 163 :

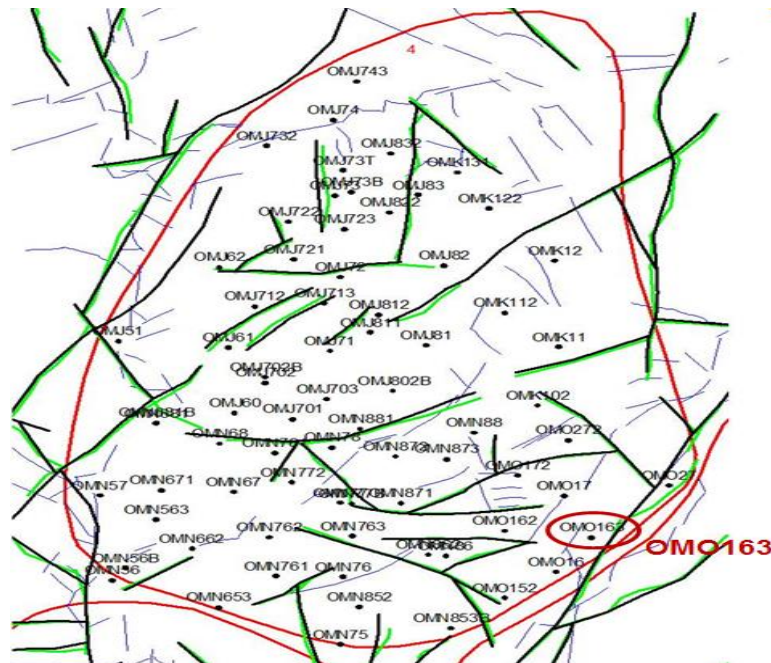


Figure III.12 : Localisation du puits OMO163 (ZONE 4) [13].

ZONE 4 – Puits OMO163

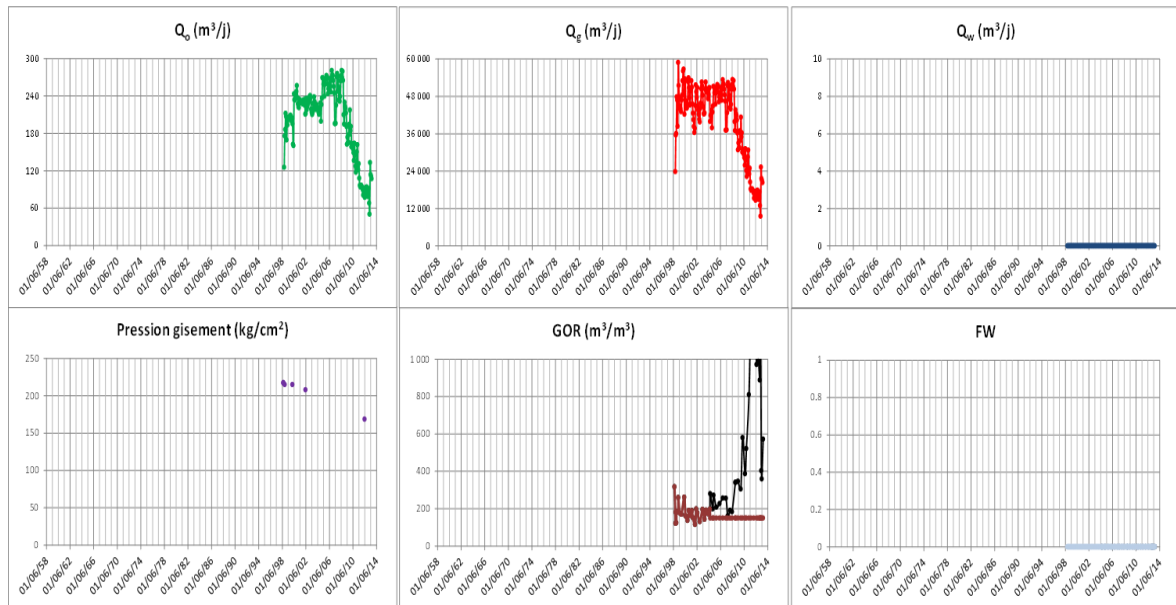


Figure III.13 : Données de production du puits OMO163 (ZONE 4). Qoil ~ 100 m³/jour. Pgis ~ 170 kg/cm² (05/2012). FW = 0%. Production sous Gas Lift [13].

III.6.5. Données à acquérir sur les puits pilotes :

Complétion des puits :

Pour les 3 puits modélisés, les complétions sont :

- un tubing externe de 4''1/2 ;
- un tubing interne (concentrique) de 2''7/8 ou 2''3/8.

Leur longueur est variable par puits, et dépend de la profondeur du haut de l'intervalle ciblé lors du SWCTT. [13]

III.6.6. Détermination des plannings des tests SWCTT :

Grâce aux modèles construits, il est possible de simuler les phases d'injection d'eau ou de solutions chimiques EOR, puis les phases d'injection et production lors de mesures de Sor par traceur. Le déroulement des SWCTT sur chacun des puits se décompose en 2 phases :

III.6.7. SWCTT#1 : La première phase consiste à mesurer la saturation résiduelle en huile après une injection d'eau « classique » (Sorw). [13]

- SWCTT#2 : La seconde phase consiste à mesurer la saturation résiduelle en huile après une injection d’une solution contenant des tensioactifs et polymères (Sorc).

Les différentes étapes du SWCTT#1 sont :

1. Injection d’eau non traitée à 70°C (température attendue en l’absence de chauffage) jusqu’à atteindre la saturation minimale en huile dans un rayon de 5 mètres autour du puits.
2. Injection de traceurs partitionnant permettant de mesurer la saturation en huile.
3. Temps de repos pour laisser la réaction chimique se produire.
4. Mise en production du puits pour récupérer les traceurs et réaliser la mesure.

➤ **Quantité d’eau à injecter lors du SWCTT#1 sans tenir compte de la température :**

Lors du SWCTT#1, l’eau injectée est celle provenant de l’aquifère Albien avec une salinité de 2 g/L et une température au fond du puits de 70°C. [13]

Tableau III.4 : Quantité d’eau à injecter lors du SWCTT#1 sans tenir compte de la température

	OMO163
Volume d’eau injecté	600 m ³
Temps nécessaire au débit de 150 m³.j⁻¹	4 jours

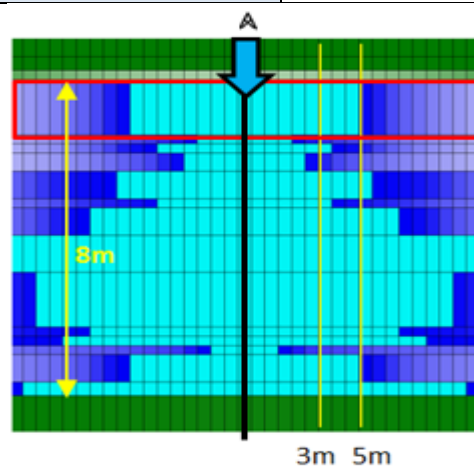


Figure III.14 : Volume d’eau à injecter lors du SWCTT#1 sans tenir compte de la température [13].

➤ **Prise en compte de la température :**

Les traceurs de mesure de la saturation résiduelle nécessitent de travailler à une température fixe, estimée initialement à 70°.

Étant donné que le réservoir est initialement à 120°C, des calculs de temps de réchauffement ou de refroidissement ont été effectués avec les modèles de puits. [13]

Tableau III.5 : Quantité d'eau à injecter lors du SWCTT#1 pour abaisser la température autour des puits.

	OMO163
Volume d'eau injecté	1 100 m ³
Temps nécessaire au débit de 150 m³.j⁻¹	7,3 jours

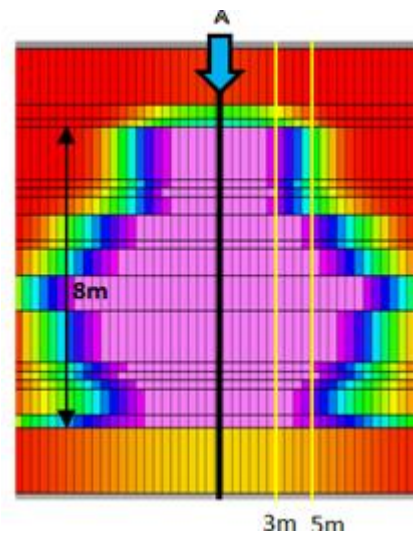


Figure III.15 : Volume d'eau à injecter lors du SWCTT#1 pour abaisser la température autour des puits [13].

Injection des traceurs :

Lors de la réalisation des SWCTT, l'utilisation de traceurs permet de mesurer la saturation résiduelle en huile après un balayage initial à l'eau ou à une solution de tensioactif. [13]

➤ **Tableau récapitulatif du SWCTT#1 :**

Tableau III.6 : Tableau récapitulatif du SWCTT#1.

	OMO163 (ZONE 4) (Hauteur : 8m)	
Phase	Volume solution	Durée ($Q_{inj} = 150 \text{ m}^3 \cdot \text{j}^{-1}$)
Inj. Eau	1 100 m³	7,5 jours
Inj. Traceur (1000 ppm)	50 m³	0,3 jour
Bouchon Eau	25 m³	0,2 jour
Repos	-	3 jours
Production traceur ($Q_{prod} = 100 \text{ m}^3 \cdot \text{j}^{-1}$)	200 m³	2 jours
TOTAL		13 jours

III.6.8. SWCTT#2 :

Le SWCTT#2 a pour objectif de mesurer la saturation résiduelle en huile après une injection d'une solution contenant des tensioactifs et polymères (Sorc). [13]

Les différentes étapes du SWCTT#2 sont :

1. Injection d'eau non-traitée chauffée à 120°C jusqu'à atteindre la saturation minimale en huile sans tensioactif (Sorw) ainsi qu'une température de 120°C dans un rayon de 5 mètres autour du puits.
2. Injection du bouchon de tensioactif à une salinité de 20 g/L chauffé à 120°C jusqu'à atteindre la saturation minimale en huile en présence de tensioactifs (Sorc) dans un rayon de 5 mètres autour du puits.
3. Injection du bouchon de polymère à 70°C afin de drainer l'huile dé-piégée par les tensioactifs.

4. Injection d'eau non-traitée à 70°C afin de nettoyer la zone autour du puits des tensioactifs et polymères qui pourraient faire interférence avec les traceurs et pour ramener la température du réservoir à 70°C dans un rayon de 5m autour du puits.
5. Injection de traceurs partitionnant.
6. Temps de repos pour laisser la réaction chimique des traceurs se produire.
7. Mise en production du puits pour récupérer les traceurs.

➤ Réchauffement de la zone autour du puits avant d'injecter les tensioactifs :

À la fin du SWCTT#1 la température autour du puits a été abaissée à une température de l'ordre de 70°C d'après les calculs précédents. Or, les tensioactifs et polymères ont été sélectionnés pour une température optimale de 120°C (la température du réservoir). Avant d'injecter les tensioactifs lors du SWCTT#2 il est donc nécessaire de réchauffer les alentours du puits pour revenir à la température d'origine du réservoir (120°C). [13]

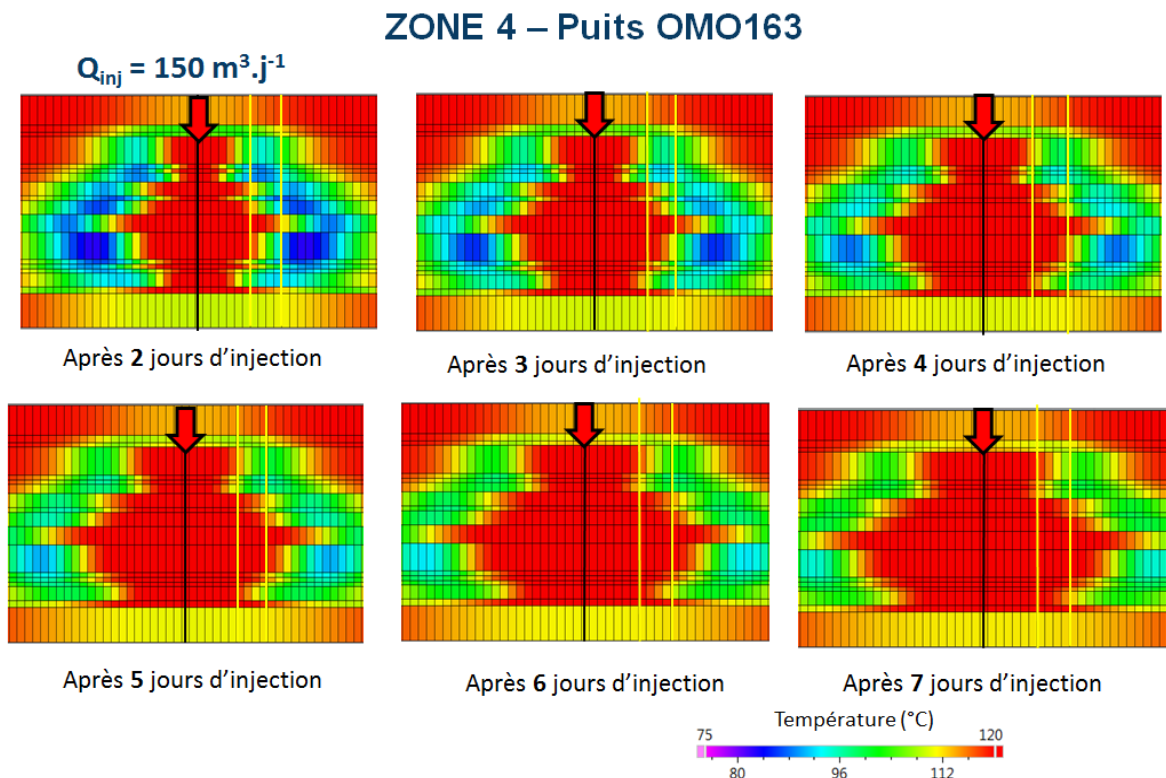


Figure III.16: Température autour du puits OMO163 durant une injection d'eau à 120°C en bas du puits après le SWCTT#1 [13].

Tableau III.7 : Quantité d'eau à injecter pour ramener la température autour du puits à 120°C.

	OMO163
Volume d'eau chauffée à 120°C injecté	1 100 m ³
Temps nécessaire au débit de 150 m³.j⁻¹	7,3 jours

➤ **Injection du bouchon de tensioactif :**

En raison de l'incompatibilité entre les tensioactif et polymères le tensioactif est tout d'abord injecté seul. Le polymère sera, à son tour, injecté seul.

Ce bouchon de tensioactif doit être injecté à une température de 120°C (nécessité de chauffer l'eau).

Le tensioactif nécessite également d'être injecté à une salinité de 20 g/L. Il sera donc nécessaire de rajouter 18 g/L de KCl dans l'eau de l'Albien (la salinité de l'Albien étant de 2g/L) durant toute la période d'injection du tensioactif.

Tableau III.8 : Temps et volume de solution de tensioactif injecté dans le puits OMO163 lors du SWCTT#2 en fonction de l'adsorption.

Zone 4 – Puits OMO163. $Q_{inj} = 150 \text{ m}^3.\text{j}^{-1}$			
	ADS = 200 µg/g	ADS = 500 µg/g	ADS = 1 000 µg/g
Temps d'injection	3.5 jours	5.5 jours	8 jours
Vol. solution injecté	530 m ³	830 m ³	1 200 m ³

Tableau III.9 : Temps et volume de solution de tensioactif injecté dans le puits OMO163 lors du SWCTT#2 en fonction de l'adsorption avec un débit d'injection $Q_{inj} = 15 \text{ m}^3 \cdot \text{j}^{-1}$.

Zone 4 – Puits OMO163. $Q_{inj} = 15 \text{ m}^3 \cdot \text{j}^{-1}$			
	ADS = 200 $\mu\text{g/g}$	ADS = 500 $\mu\text{g/g}$	ADS = 1 000 $\mu\text{g/g}$
Temps d'injection	14 jours	24 jours	38 jours
Vol. solution injecté	210 m^3	360 m^3	570 m^3

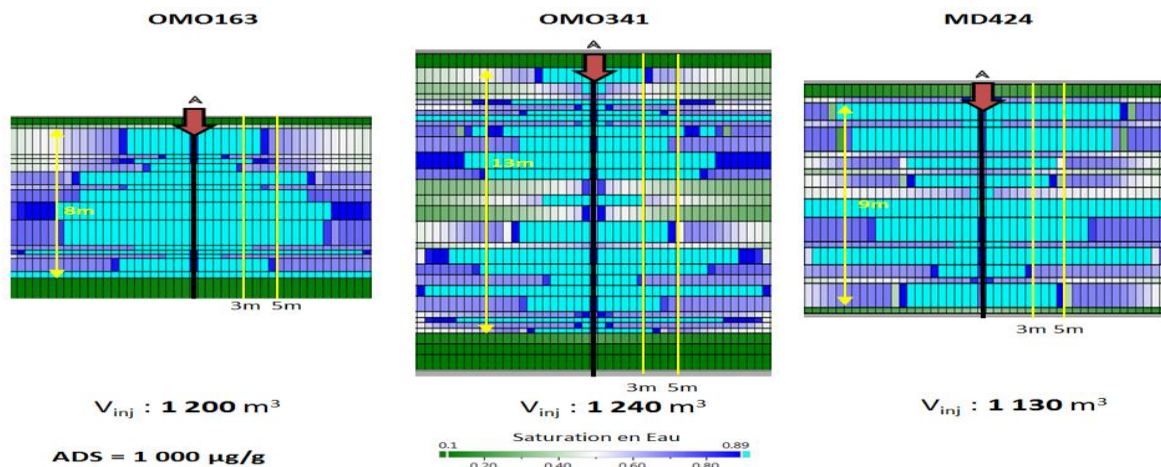


Figure III.17: Saturation en eau autour des puits après injection d'un bouchon de tensioactif au débit de $150 \text{ m}^3 \cdot \text{j}^{-1}$ et pour une adsorption de $1\,000 \mu\text{g/g}$ [13].

Tableau III.10 : Temps et quantité de produits chimiques nécessaires au SWCTT#2 avec une adsorption de $1\,000 \mu\text{g/g}$ et un débit de $150 \text{ m}^3 \cdot \text{j}^{-1}$.

	OMO163 (ZONE 4)
Vol. solution de TA. chauffée à 120°C injecté	1 200 m^3
Temps nécessaire ($Q_{inj} = 150 \text{ m}^3 \cdot \text{j}^{-1}$)	8 jours
Quantité de tensioactifs (10 g/L)	12 000 kg
Quantité de KCl (18 g/L)	21 600 kg

Tableau III.11 : quantité de tensioactifs nécessaire au SWCTT#2 avec Kr en croix à faible tension interfaciale.

	OMO163 (ZONE 4)
Quantité de tensioactif (10 g/L)	12 000 kg

➤ **Post flush :** Injection du polymère puis d'eau « non-traitée »

L'injection de polymère sert à drainer l'huile dé-piégée par le tensioactif à l'extérieur des abords du puits. Le polymère choisi est l'AN170, il sera injecté à une concentration de 1 g/L. [13]

Tableau III.12 : Temps et quantité de polymère injecté en post-flush lors du SWCTT#2.

	OMO163 (ZONE 4)
Vol. solution de poly. injecté à 70°C	1000 m ³
Temps nécessaire (Qinj = 150 m³.j⁻¹)	6,7 jours
Qtité. de polymères (1 g/L)	1 000 kg

Tableau III.13 : Volumes de solution de polymère et d'eau non-traitée à injecter en « post-flush » des tensioactifs lors du SWCTT#2.

	OMO163 (ZONE 4)
Vol. de solution de poly. injecté	1 000 m ³
Vol. d'eau non-traitée injecté	300 m ³

➤ **Injection de traceur :**

De même que pour le SWCTT#1 le traceur sera injecté suivi d'un bouchon d'eau. Un temps de repos estimé à 3 jours sera nécessaire pour réaliser la mesure puis le puits sera mis en production. [13]

Tableaux III.14 : récapitulatifs du SWCTT.

	OMO163 (ZONE 4) (Hauteur : 8m)	
Phase	Volume solution	Durée ($Q_{inj} = 150 \text{ m}^3 \cdot \text{j}^{-1}$)
Inj. Eau « non-traitée » à 120°C	1 100 m ³	7,5 jours
Inj. solution de Tensioactif à 120°C	1 200 m ³	8 jours
Inj. solution de Polymère à 70°C	1 000 m ³	6,5 jours
Inj. Eau « non-traitée » à 70°C	300 m ³	2 jours
Inj. Traceur (1000 ppm)	50 m ³	0,3 jour
Bouchon Eau	25 m ³	0,2 jour
Repos	-	3 jours
Production traceur ($Q_{prod} = 100 \text{ m}^3 \cdot \text{j}^{-1}$)	200 m ³	2 jours
TOTAL		29,5 jours

Tableau III.15 : Quantités de produits chimiques nécessaires lors des SWCTT.

	OMO163 (ZONE 4)
Qtité. de tensioactif (@10 g/L)	12 000 kg
Qtité. de KCl (@18 g/L)	21 600 kg
Qtité. de polymères (@1 g/L)	1 000 kg

Tableau III.16 : Volume d'eau chauffé à 120°C lors des SWCTT.

	OMO163 (ZONE 4)
Vol. de solution chauffée à 120°C	2 300 m ³

III.6.9. Tests préliminaires de récupération d'huile :

Les tests préliminaires de récupération d'huile sur roche modèle, en présence des fluides représentatifs du gisement de Hassi Messaoud, ont pour but de démontrer, dans des conditions bien contrôlées, l'efficacité de la formulation de tensioactifs, et de la stratégie envisagée [13].

Les expériences de récupération tertiaire par injection de tensioactifs et de polymère ont donc, dans un premier temps, été réalisées sur la roche modèle sélectionnée (Grès de Fontainebleau), à la température du réservoir (120°C), avec l'huile brute morte provenant du puits OMO45 et la saumure d'injection (eau de l'Albien à 2g/L TDS) adoucie à l'aide d'un ajout de KCl (salinité totale de la saumure : 17 g/L TDS).

Tableau III.17 : Synthèse des résultats des expériences de récupération sur roche modèle HMD_EOR01 à 04.

Les 3 premières expériences ont été réalisées avec la formulation F#0 (tensioactifs seuls), la quatrième avec la formulation F#1 (tensioactifs + additif).

N°	HMD_EOR01	HMD_EOR02	HMD_EOR03	HMD_EOR04
Process	SP + P (8g/L, 1g/L)	SP + P (10g/L, 1g/L)	S + P (10g/L, 1g/L)	S + P (10g/L, 2g/L)
Formulation	Formulation Laboratoire	Formulation Laboratoire	Formulation Laboratoire	Formulation Industrielle
Polymère	SAV 333 MPM	SAV 333 MPM	SAV 333 MPM	AN170
Volume de formulation injecté	0,5 VP	1 VP	1 VP	1 VP
ROOIP (±10%)	43 %	43 %	70%	66%
Adsorption	0,09 mg/g	0,2 mg/g	0,25 mg/g	0,08 mg/g

Les expériences HMD_EOR01 et 02 montrent que l'injection d'un premier bouchon contenant la formulation de tensioactifs et polymère, suivi d'un second bouchon de polymère ne génère qu'une récupération limitée de l'ordre de 40% ROIP. [13]

L'expérience HMD_EOR03 est identique à l'expérience HMD_EOR02, à l'exception du polymère, qui est absent dans la formulation injectée. Dans ces conditions, la récupération est très favorable avec 70% ROIP. Ce résultat indique que la stratégie d'injection de bouchons successifs de tensioactifs et de polymère est la plus adaptée [13].

III.6.10. Modèle sectoriel ZONE 4 :

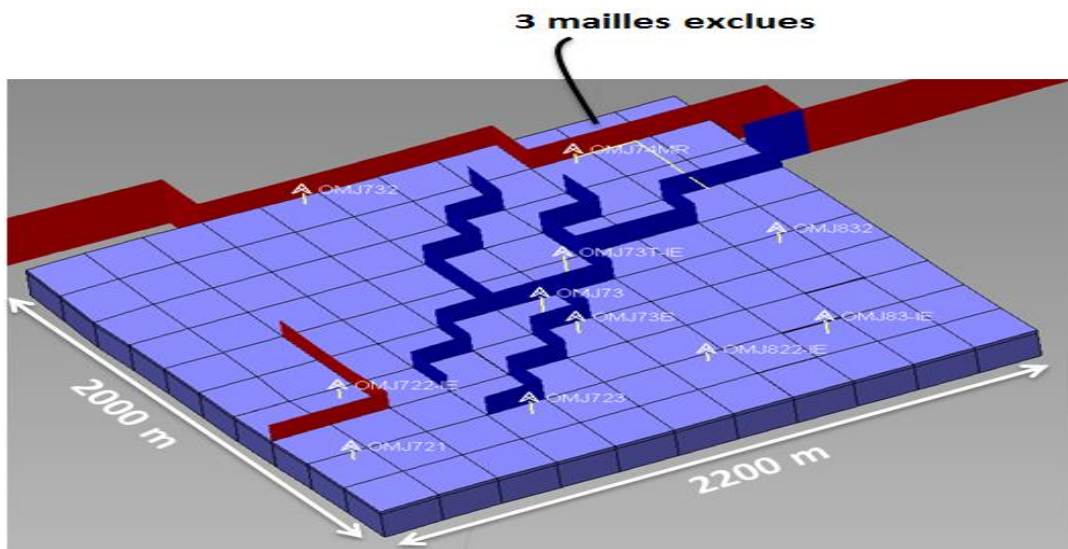


Figure III.18 : Failles et dimensions du secteur ZONE 4 [13].

Le modèle sectoriel de la zone 4 a été choisi au nord-est de la zone 4 dans un endroit contenant un faible nombre de failles et une concentration importante de puits. Il est délimité au nord, à l'est et au sud par des failles et à l'ouest par la limite de la zone 4. [13]

III.6.11. Saturation actuelle du modèle sectoriel de la Zone 4 :

Les cartes de saturation en huile au démarrage des simulations (1/1/2013) se trouvent à la Figure III.19 pour les 3 drains principaux du réservoir Ra, ainsi qu'une coupe verticale pour la même date (Figure). Les facteurs de récupération calculés dans chaque drain à la même date sont présentés dans le Tableau [13].

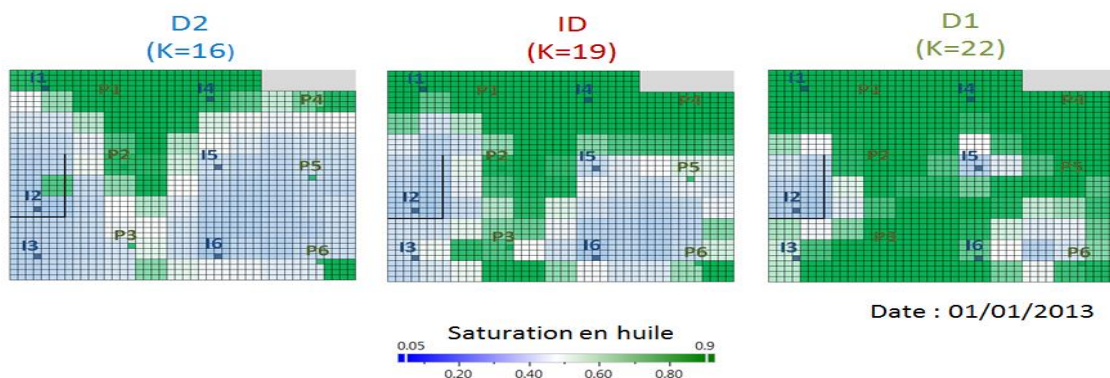


Figure III.19 : Saturation en huile le 01/01/2013 dans le modèle sectoriel ZONE 4 [13].

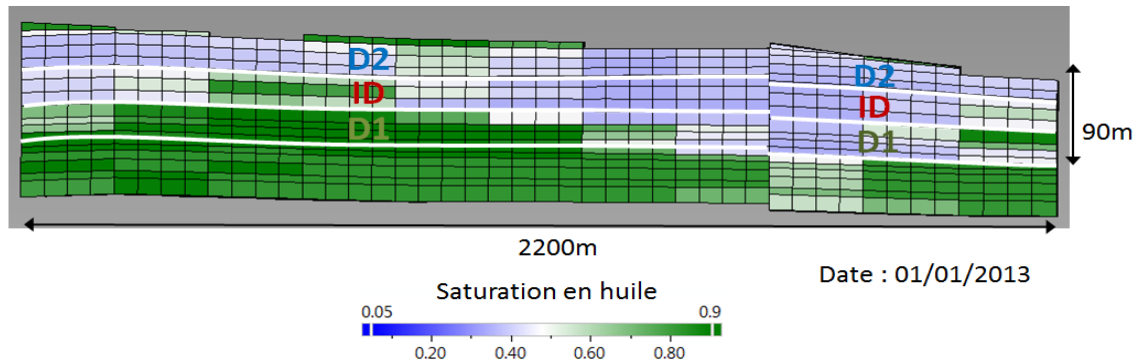


Figure III.20 : Saturation en huile le 01/01/2013 dans le modèle sectoriel ZONE 4 vu « en coupe ». [13].

Tableau III.18 : Facteur de récupération (% OOIP) par drain le 01/01/2013 dans le modèle sectoriel ZONE 4.

Facteur de Récupération du secteur en 2013	25.6%
Facteur de Récupération de D2	29.6%
Facteur de Récupération d’ID	34.2%
Facteur de Récupération de D1	15.2%

Ce modèle secteur a été balayé en grande partie grâce aux puits injecteurs d’eau OMJ722-IE ; OMJ73T-IE ; OMJ822-IE et OMJ83-IE. Le nord du secteur n’a été que peu balayé car les puits OMJ74 et OMJ723 se sont révélés être des puits secs et le puits OMJ74MR n’est ouvert que depuis 2010.

Les drains D2 et ID sont beaucoup plus perméables que le drain D1. Ils ont donc été mieux balayés par les puits injecteurs d’eau que le drain D1.

III.6.12. Puits intercalaires :

Les puits utilisés dans les simulations ne sont pas ceux présents à l’heure actuelle dans ce secteur du réservoir de Hassi Messaoud. Des puits intercalaires ont été ajoutés afin d’obtenir un balayage complet du secteur lors de l’injection de solutions de tensioactifs et de polymères.

Il est vérifié lors de simulations que ces puits peuvent rentabilisés par le gain en production lors du Water Flood (en l’absence de tensioactif et de polymère). En conséquence, les coûts associés au balayage EOR seront attribués à l’incrément de production du balayage EOR par rapport au balayage à l’eau.

III.6.13. Contrôle du débit des puits :

Le contrôle du débit des puits injecteurs et producteurs est assuré par limite de pression. Les puits injecteurs d'eau injectent afin de maintenir dans le réservoir une pression moyenne de 250 kgf/cm². De plus leur pression de fond BHP doit rester en dessous de la pression de 500 kg/cm². La pression de fond BHP des puits producteurs doit rester supérieure à 60 kg/cm².

Les puits producteurs sont fermés lorsque leur Water Cut excède 95%. Cette valeur est plus forte que celle utilisée pour les prévisions (80%), et a été choisie pour maximiser la production en balayage à l'eau. [13]

Tous les puits sont considérés comme n'étant perforés qu'au niveau des drains D2 ; ID et D1.

III.6.14. Balayage à l'eau du modèle sectoriel de la Zone 4 :

Les performances des puits sont présentées de la Figure à la Figure. Les cartes de saturation dans les 3 drains D1, ID, D2 sont présentées sur la figure III.21, ainsi qu'une vue en coupe à la Figure. [13]

Les volumes d'huile produite et le facteur de récupération par drain est présenté dans le Tableau III.19.

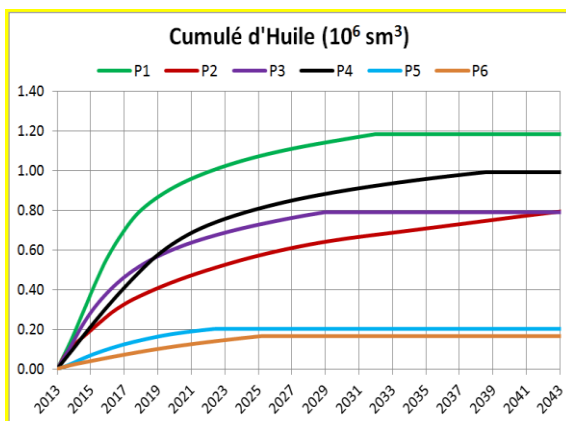


Figure III.21 : Production cumulée d'huile par puits du Water Flood Z4. [13].

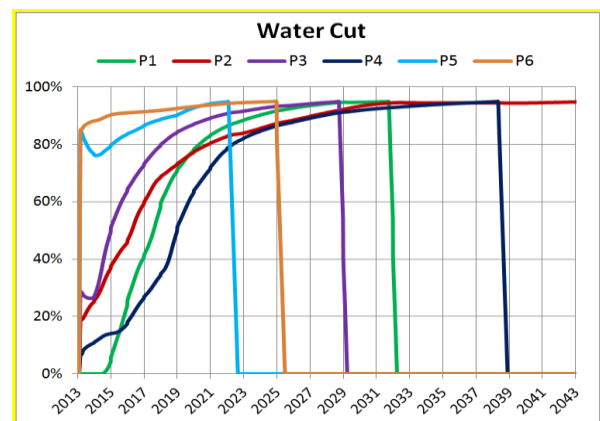


Figure III.22 : Water Cut par puits lors du Water Flood Z4. [13].

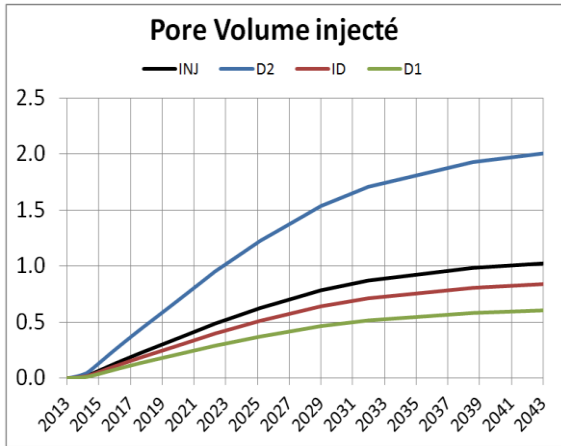


Figure III.23 : Volume poreux d'eau injecté par drain Water Flood Z4. [13].

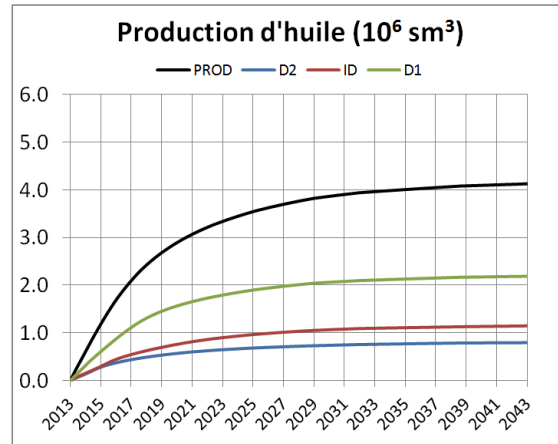


Figure III.24 : Production cumulée d'huile par drain Water Flood Z4 [13].

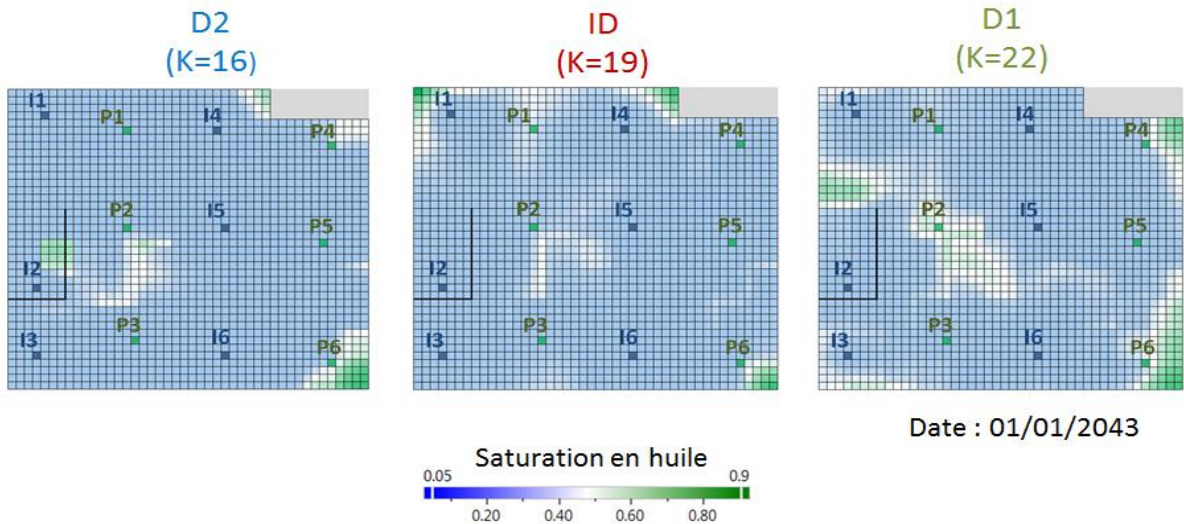


Figure III.25 : Saturation en huile le 01/01/2043 après le Water Flood Z4 [13].

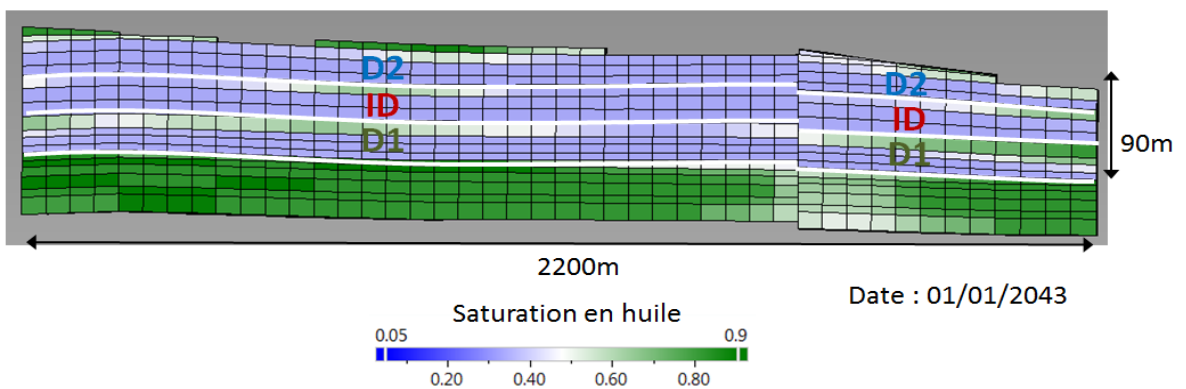


Figure III.26 : Saturation en huile le 01/01/2043 après le Water Flood vu « en coupe » Z4[13].

Tableau III.19 : Résultats de simulation du Water Flood Zone 4.

	Production d'huile entre 2013 et 2043 (10 ⁶ STB)	Facteur de récupération en 2043 (% OOIP)
Modèle secteur	26.0	50.8%
D2	5.0	51.9%
ID	7.2	52.3%
D1	13.8	48.7%

Nous observons Figure que le drain D2 reçoit entre 3 et 4 fois plus d'eau que le drain D1 alors que la hauteur de ces drains est quasi équivalente. Ceci est dû à la grande différence de perméabilité entre ces drains. Malgré cela c'est le drain D1 qui produit le plus d'huile car c'est celui qui a été le moins bien balayé jusqu'en 2013. [13]

Ce facteur de récupération de 50.8% est bien plus élevé que celui observé lors de la simulation de prédiction sur le modèle général de l'ordre de 30% dans l'ensemble de la zone 4. Cela peut s'expliquer par le fait que nous avons augmenté le Water Cut maximum par puits de 80% à 95% et que nous avons augmenté le nombre de puits injecteurs et producteurs. Enfin, nous sommes dans une partie de la zone 4 peu fracturée où nous avons un balayage relativement homogène. [13]

III.6.15. Balayage par solution de tensioactifs et polymères sur le modèle sectoriel de la Zone 4 :

La solution de tensioactif est injectée pendant 5 ans, puis la solution de polymère est injectée pendant 10 ans.

Le

Tableau ci-dessous donne les quantités (tonnage et fraction de volume de pores balayée) de tensioactif injecté pour chacun des drains D1, ID et D2, ainsi que la quantité reproduite. La Figure montre la concentration en tensioactif à la fin de l'injection du bouchon : la solution se trouve autour des puits injecteurs, avant que la solution de polymère la pousse plus en profondeur dans le réservoir, en direction des puits producteurs. [13]

Tableau III.20 : Bilan matière du tensioactif injecté durant 5 ans à 6000 ppm Z4.

Drain	Masse de Tensioactif injecté (tonnes)	Quantité de Tensioactif injecté en pourcentage du volume poreux	Pourcentage de Tensioactif reproduit par rapport à la masse injectée
D2	15 100	46%	22%
ID	10 200	19%	1%

D1	7 600	14%	1%
Total	32 900	24%	11%

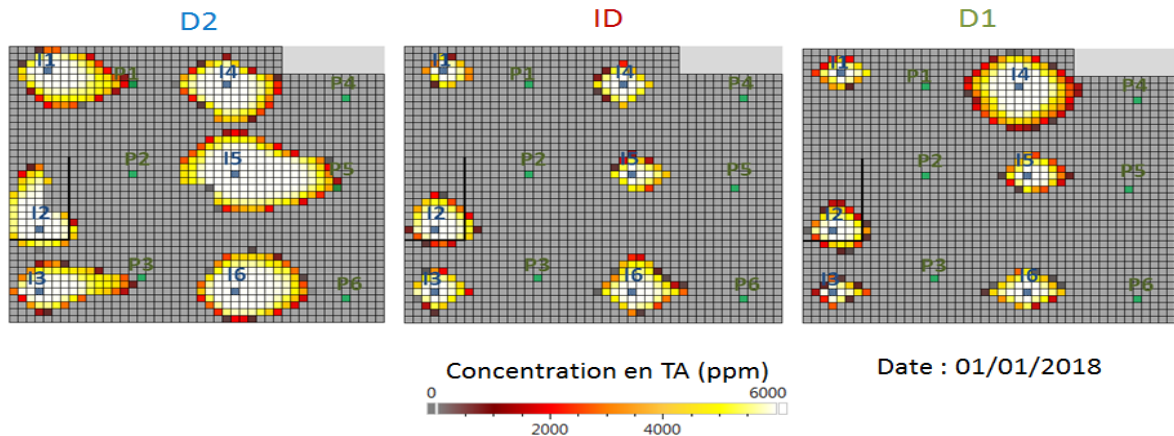


Figure III.27 : Concentration en tensioactif après 5 ans d'injection à 6000 ppm Zone 4 [13].

Le bouchon de tensioactifs est injecté à une concentration de 6000 ppm durant 5 ans, ce qui permet de ne reproduire qu'une faible fraction de ce bouchon (globalement 11% de la masse de tensioactifs). On observe que le drain le plus perméable D2 reçoit presque autant de tensioactif que les drains ID et D1 réunis alors que la hauteur de chacun des drains est quasi équivalente (de l'ordre de 25m chacun). [13]

Le polymère est injecté en bouchons de concentration décroissante : d'abord à une concentration de 1000 ppm durant 6 ans puis à une concentration de 500 ppm durant 2 ans puis une concentration de 250 ppm durant encore 2 ans.

Le Tableau ci-dessous donne les quantités injectées et produites par chacun des drains D1, ID et D2. [13]

Tableau III.21 : Bilan matière du polymère injecté durant 10 ans Zone 4.

Drain	Masse de Polymère injecté (tonnes)	Quantité de Polymère injecté en pourcentage du volume poreux	Pourcentage de Polymère produit par rapport à la masse injectée
D2	4 000	105%	32%
ID	2 700	43%	3%
D1	2 000	31%	3%
Total	8 700	53%	16%

La Figure ci-dessous présente la zone contenant du polymère à la fin des bouchons à concentration décroissante. On remarque le bon balayage dans le drain D2.

Les courbes de performance du balayage par les solutions de tensioactifs et de polymère sont présentées sur la Figure et sur la Figure.

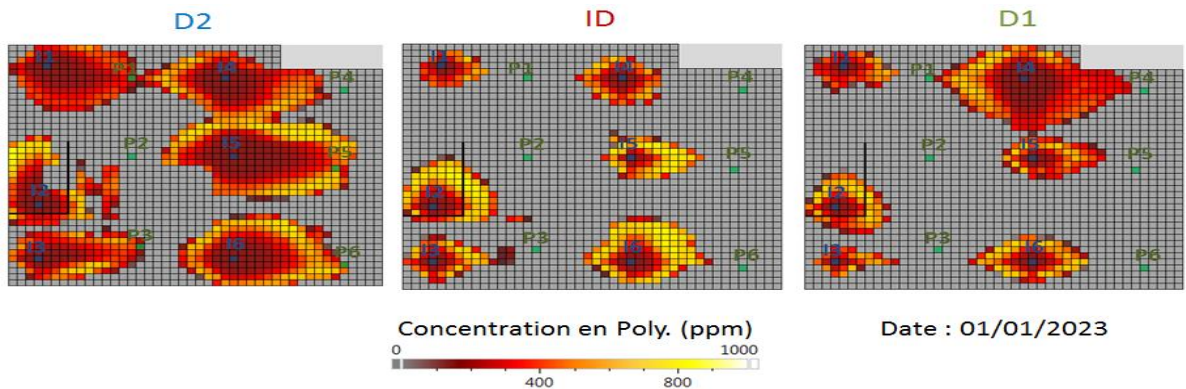


Figure III.28 : Concentration en polymère injecté après 10 ans Zone 4 [13].

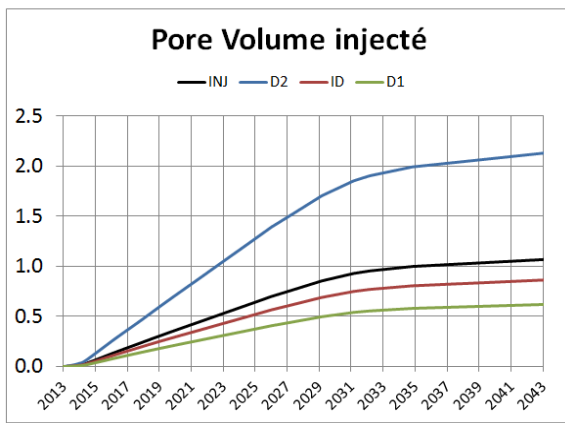


Figure III.29 : Volume poreux d'injection par drain SP Flood Z4 [13].

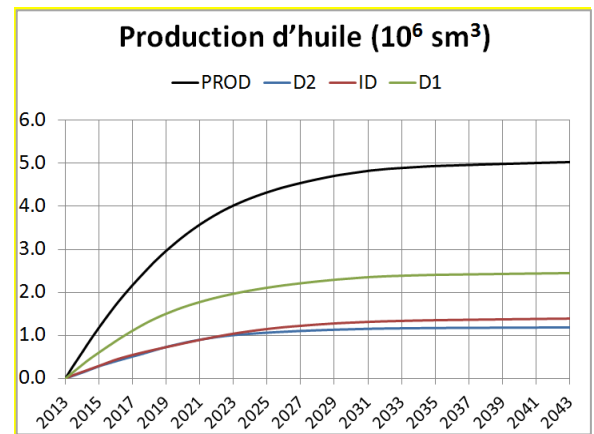


Figure III.30 : Production cumulée d'huile par drain SP Flood Z4 [13].

Les quantités d'huile apportées par les solutions de tensioactifs et polymères sont présentées à la Figure.

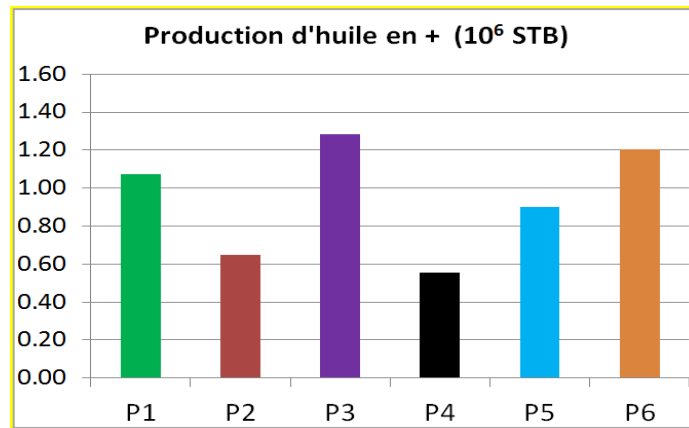


Figure 31 : Huile produite en plus par puits par rapport au Water Flood lors du SP Flood en Zone 4 [13].

Le Tableau donne les résultats de récupération supplémentaire due à l’EOR par drain.

Tableau III.22 : Production additionnelle due au SP Flood par rapport au Water Flood Zone 4.

Drain	Production cumulée d'huile (10 ⁶ STB)	Production supplémentaire par rapport au Water Flood (10 ⁶ STB)	Facteur de récupération (% OOIP)	Gain en Facteur de récupération par rapport au Water Flood
D2	7.5	2.5	63.0%	11.1%
ID	8.8	1.5	56.2%	3.9%
D1	15.4	1.6	52.7%	4.0%
Total	31.6	5.7	56.3%	5.5%

La Figure présente les cartes de saturation en huile à la fin de la simulation de prévision pour chaque drain D1, ID et D2. On constate le meilleur balayage du drain D2. La Figure montre une coupe verticale avec la saturation d’huile résiduelle, où on constate une hétérogénéité verticale de balayage [13].

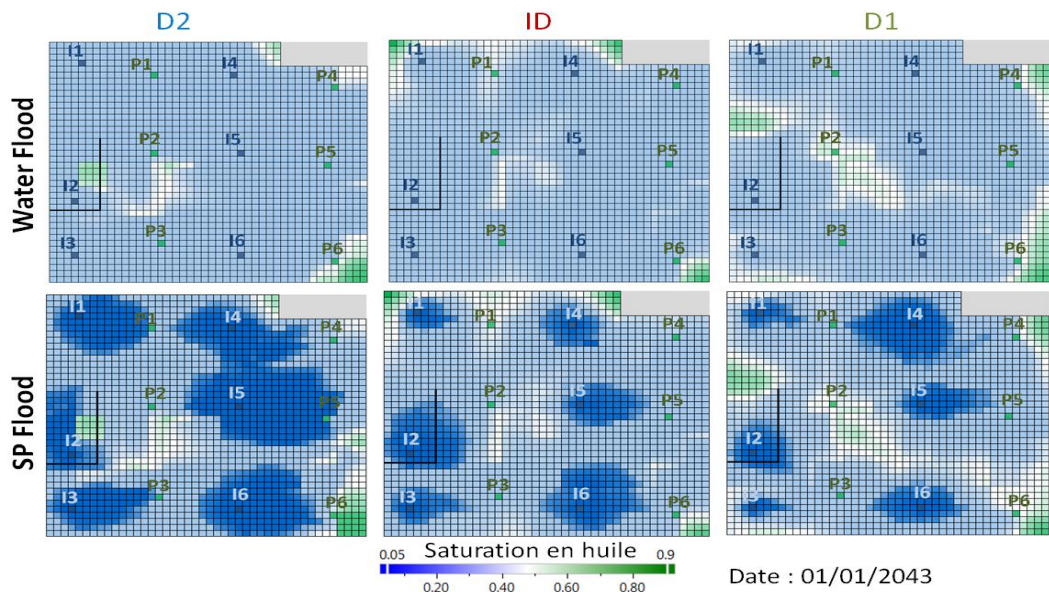


Figure III.32 : Comparaison de la saturation en huile le 01/01/2043 pour le Water Flood et le SP Flood Zone 4 [13].

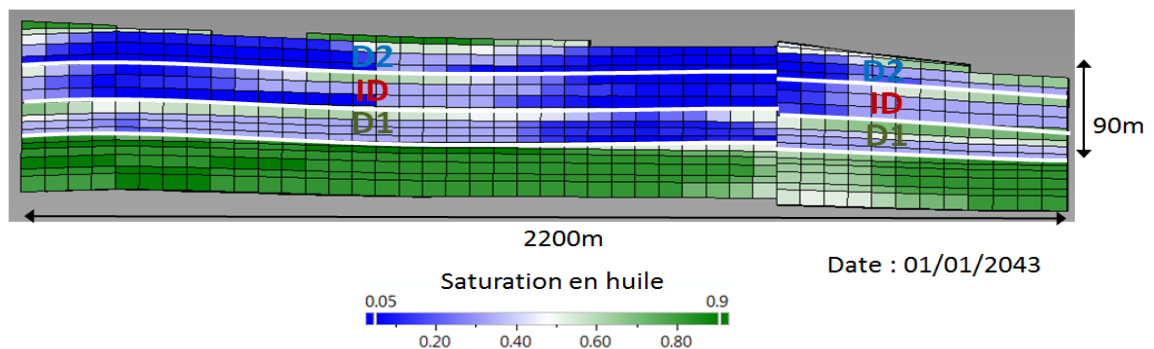


Figure III.33 : Saturation en huile le 01/01/2043 après le SP Flood vu « en coupe » Zone 4 [13].

Le tensioactif et le polymère sont injectés principalement dans le drain D2. C'est de ce drain que provient principalement l'huile additionnelle. Cependant on observe également qu'une grande quantité de tensioactif est reproduite par les puits producteurs au niveau de ce drain. Il semble donc que trop de tensioactif a été injecté dans le drain D2 tandis que trop peu a été injecté dans les drains ID et D1. Cette mauvaise répartition du tensioactif entre les différents drains a pour effet de réduire l'efficacité globale de cette méthode d'EOR [13].

Une d'optimisation résidera dans l'examen de politique d'injection et production sélective, qui seront à comparer à la pratique actuelle d'injection sur toute la hauteur ouverte.

Une estimation des coûts, concentrée sur le coût des tensioactifs et des polymères, est présentée sur le Tableau ci-dessous [13].

Tableau III.23 : Analyse Gain/Coût lors de l'utilisation de tensioactifs et de polymères, ZONE 4.

Quantité de TA injecté	32 900 tonnes
Quantité de Poly. injecté	8 700 tonnes
Production additionnel	5.7 MMSTB
Gain en Facteur de récupération	5.5% OOIP
Qtité. de TA par baril additionnel	5.8 kg/bbl
Qtité. de Poly. par baril additionnel	1.5 kg/bbl
Coût de produit par baril additionnel	44 \$/bbl

Les prix d'achat du tensioactif et du polymère choisis sont tous les deux de 6 \$/kg. Ces valeurs sont des estimations de Beicip-Franlab, qui seront à affiner. Le coût des produits est lié à la température élevée (120°C) du réservoir de Hassi Messaoud. Le coût du KCl ainsi que les autres coûts d'exploitation n'ont pas été pris en compte.

Le résultat de cette simulation est un cas de base où plusieurs paramètres tels que le niveau de Sor obtenu en présence de forts nombres capillaires et l'adsorption du tensioactif sur la roche ont été choisis d'après des cas connus [13].

III.7. Etude de puits OMJ 723 :

Le puits producteur OMJ 723 est sélectionné pour réaliser les pilotes SWCTT. Ces tests seront effectués sur des intervalles restreints de la hauteur totale traversée par le puits. Pour mieux comprendre le déroulement de ces tests, on a pris comme exemple d'un puits pilote.

III.7.1. Remplacement de Puits OMO163 par OMJ 723 :

Un puits de remplacement a également été identifié au cas où le puits OMO163 soit rejeté pour des raisons opérationnelles non connues au moment du choix : il s'agit du puits OMJ723, également complété par un liner cimenté perforé et lui aussi toujours en production (130 m³/jour) sous *gas lift*. Il présente actuellement un *watercut* de l'ordre de 30%, seul élément en sa défaveur [13].

Le Puits OMJ723 est situé au Nord de la zone 4, entouré par des puits injections .C'est un puits Producteur d'huile. Il a été foré le 01/05/1999 ; Le puits était initialement Open hole, puis converti en LCP en août 2000 [12].

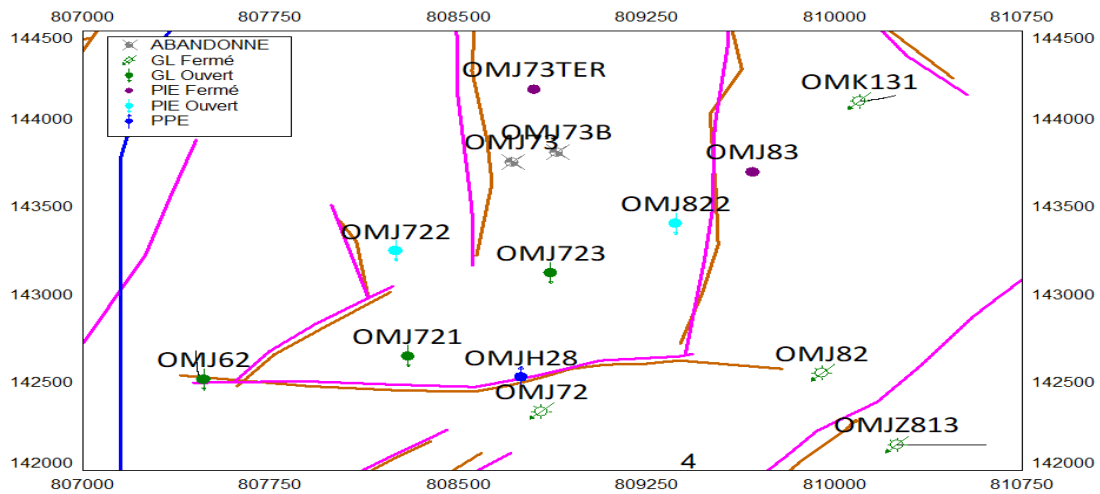


Figure III.34 : Localisation du puits OMJ723 [13].

D’après la carte de localisation :

- OMJ723 puits GL de la zone 4
- Entouré par 3 injecteurs eau actifs
- Entouré par 3 injecteurs eau fermés actifs
- En percée d’eau puis sa MEP

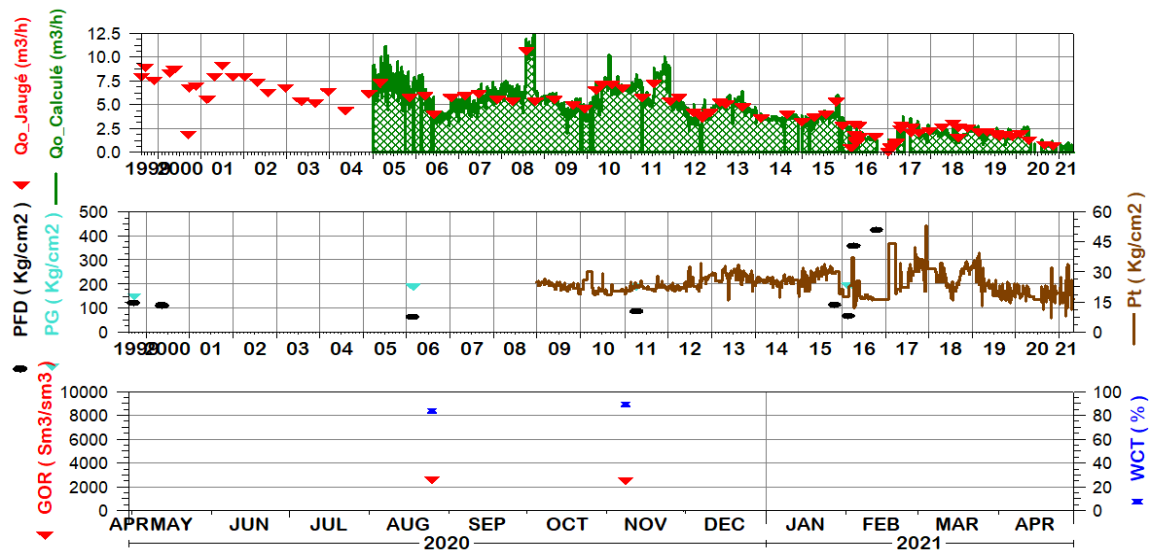


Figure III.35 : Historique de production d’OMJ723.

Après workover et avant démarrage des pilotes :

- **Tests d'injectivité** : avec mesure en tête et au fond de la température et de la pression afin de déterminer l'indice d'injectivité du puits et la température fond pendant l'injection.
- **Test de productivité** : avec mesure au fond de la pression afin de déterminer l'indice de productivité du puits.

Pendant les pilotes :

- Mesure de la pression et température en tête et au fond du puits avec lecture en directe
- Mesure précise des débits en injection et production
- Mesure de la saturation avant et après injection de surfactant

III.7.2. La préparation de puits pour le SWCTT :

Test d'injectivité avec l'eau du 29 au 14/04/2016 :

- **Objectif du test d'injectivité :**

Tester la formation dans le but d'évaluer les caractéristiques de la formation, l'endommagement et la productivité du puits ainsi que son injectivité.[12]

- **Séquences d'injection d'eau et mise en production :**

Test d'injectivité 31/03/2016 :

- 10:10- 12:10 Débit 1 : Q : 0,27 bpm (Pp=0psi, A1 pressure (2"7/8*4"1/2)=100psi
- 12:10-14:10 Débit 2 : Q : 0,44 bpm (Pp=0psi, A1 pressure (2"7/8*4"1/2)=78psi
- 14:10-16:10 Débit 3 : Q : 0,66 bpm (Pp=0psi, A1 pression (2"7/8*4"1/2)=55psi
- 16:10-18:55 Débit 4 : Q : 0,88- 0,86 bpm ; La pression augmente progressivement (Pp= 0- 403psi, A1pressure (2 "7/8 * 4" 1/2) = 394psi.

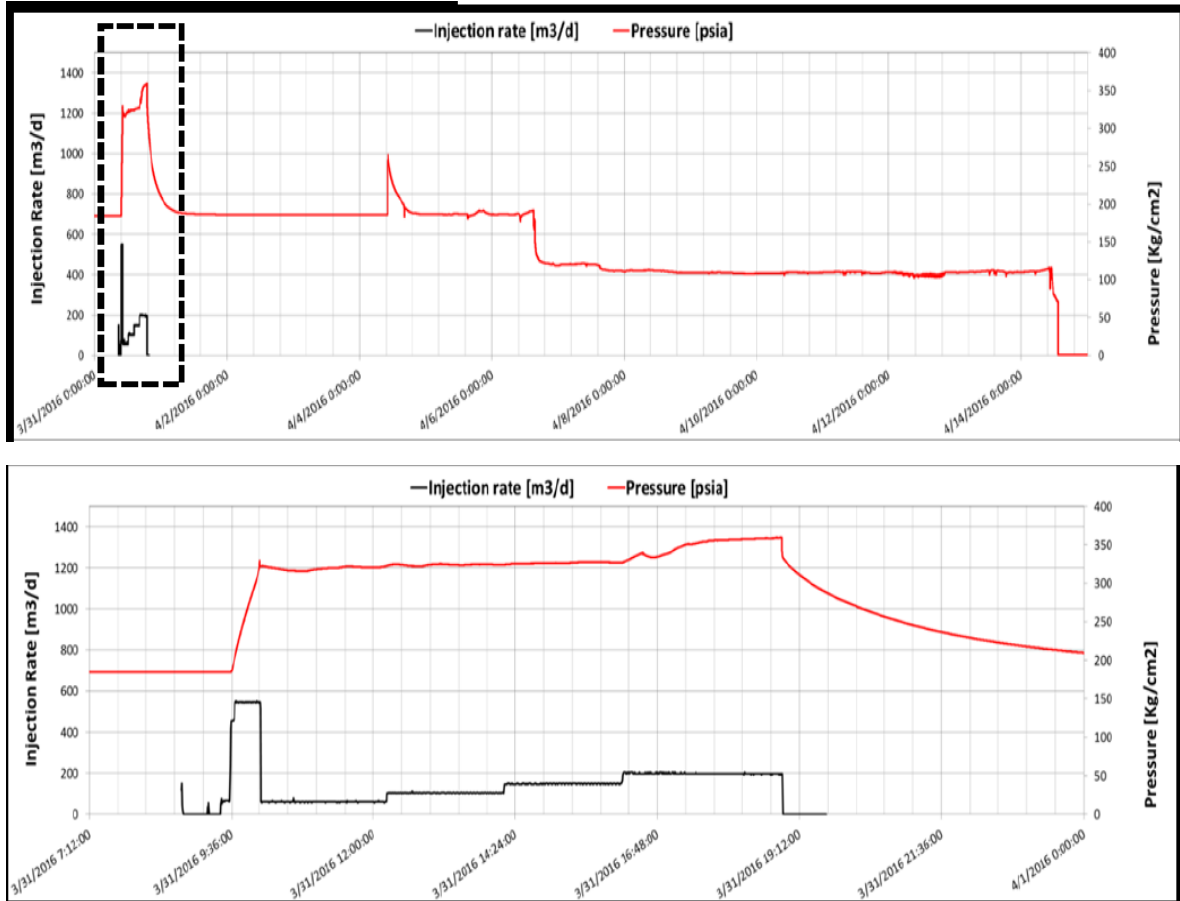


Figure III.36 : La variation de la pression au cours d'injection.

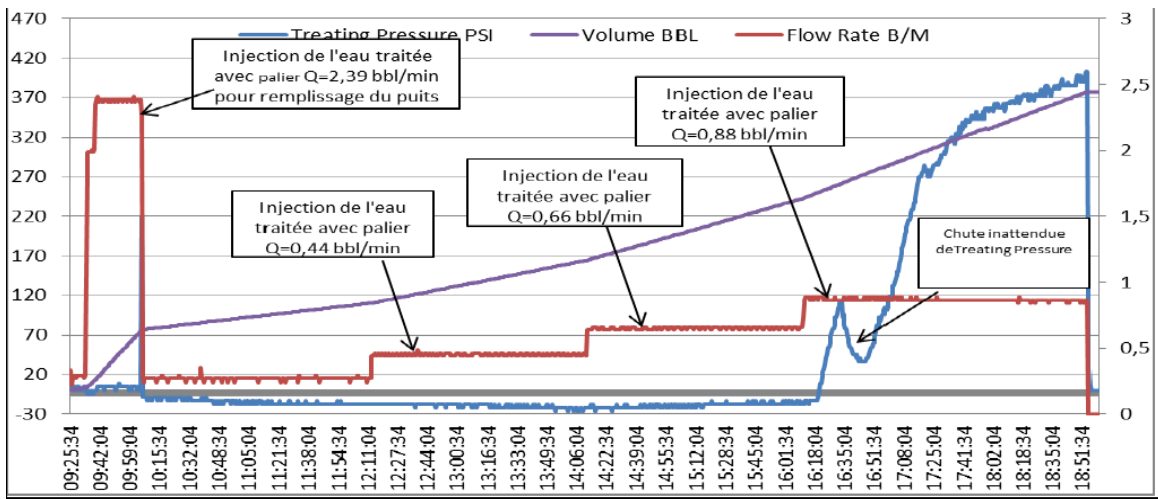


Figure III.37 : La variation de la pression et le débit en fonction de temps.

III.7.3. Indice d'injectivité :

$$I_i = \frac{Q_w}{P_{fd} - P_g}$$

Qw: le débit d'injection en m3 /j.

Pfd : pression de fond dynamique (kg/cm²).

Pg : pression de gisement (kg/cm²).

Tableau III.24 : Indice d'injectivité.

Qw	pression de fond dynamique	Pression de gisement	Ii
8.39 m ³ /j	359.437	185.738	1.159

Après le calcul de l' **Ii** on remarque que :

- La bonne injectivité de puits.
- Un skin négatif qui signifie le bon état des abords du puits ainsi que la matrice.
- Les intervalles EOR ciblés sont confinés.

III.8. Mise en œuvre du procédé EOR :

III.8.1. Description des installations de surface :

Les tests doivent se dérouler sur trois puits distants de plusieurs kilomètres. Il est donc rationnel d'utiliser des installations modulaires (*skids*) transportables et réutilisables, qui permettront de réaliser séquentiellement les trois pilotes. [13]

Les installations de surface de préparation des solutions de tensioactifs et polymère doivent prendre en compte les conditions suivantes :

- Skids (unité) de préparation des solutions de polymère et surfactant.
- Skids d'enrichissement de l'eau d'injection en KCl (nécessaire pour baisser la dureté de l'eau d'injection).
- Skid-1 (unité) : Filtration et stockage d'eau.
- Skid-2: Surfactant: Déchargement/Stockage et préparation/ dosage de solution de surfactant à 16% (160 000 ppm i.e160 g/L).
- Skid-3 KCl : Déchargement/Stockage et préparation/ dosage de solution mère de KCl 20% (200 000 ppm i.e200 g/L).
- Skid-4: Polymère: Déchargement/Stockage et préparation/ dosage de solution mère (10 000 ppm i.e 10 g/L).
- Skid-5: Mélange en ligne et Injection haute pression.

- Skid-6: MCC.
- Skid-7: Air et nitrogène.
- Skid-8: Traceur.
- Skid-9 Chaudière/ Echangeur de chaleur.

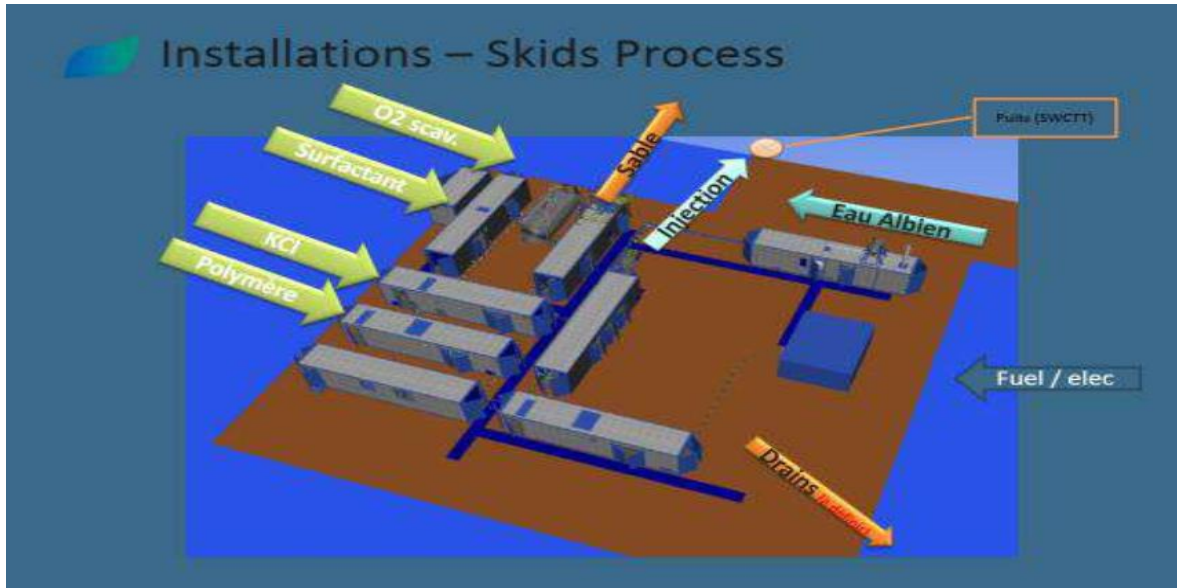


Figure III.38 : Schéma des installations de surface d'un SWCTT [13].

III.8.2. Les produits chimiques utilisés pour l'EOR

- ✓ La formulation de tensioactif.
- ✓ Formulation du KCl
- ✓ La formulation de polymère

L'option du pilote mono-puits SWCTT (Single Well Chemical Tracer Test) a été choisie pour arriver à une mise en œuvre rapide du procédé EOR sur champs [12].

III.8.3. Déroulement du SWCTT :

L'objectif des pilotes mono-puits ou SWCTT est de démontrer l'injectivité des solutions de polymères et tensioactifs et leur efficacité en termes de réduction de la saturation résiduelle en huile (S_{or}).

La réalisation d'un pilote SWCTT consiste à injecter successivement sur un puits un bouchon d'eau, afin d'obtenir un niveau de saturation résiduelle S_{orw} à une distance de 3m à 5m autour du puits, puis de mesurer la saturation résiduelle en huile S_{or} . Pour cela on injecte un mélange de traceurs.

III.8.4. Les traceurs utilisés dans le projet SWCTT :

- Iso Propyl Alcool: (IPA) « mass balance tracer ».
- Normal Propyl Alcool : (NPA) « cover tracer ».
- Ethyl Acetate : (EtAc) « partitioning tracer».

III.8.5. Le fonctionnement de traceurs :

❖ La première étape :

L'eau avec le traceur d'ester et le traceur de couverture est injecté dans la section Arrosée.

❖ La deuxième étape :

Une partie de l'ester s'hydrolyse à l'alcool

❖ La troisième étape :

La séparation d'ester à l'huile et est retardée par rapport à l'alcool Le traceur d'eau rattrape le traceur de partitionnement.

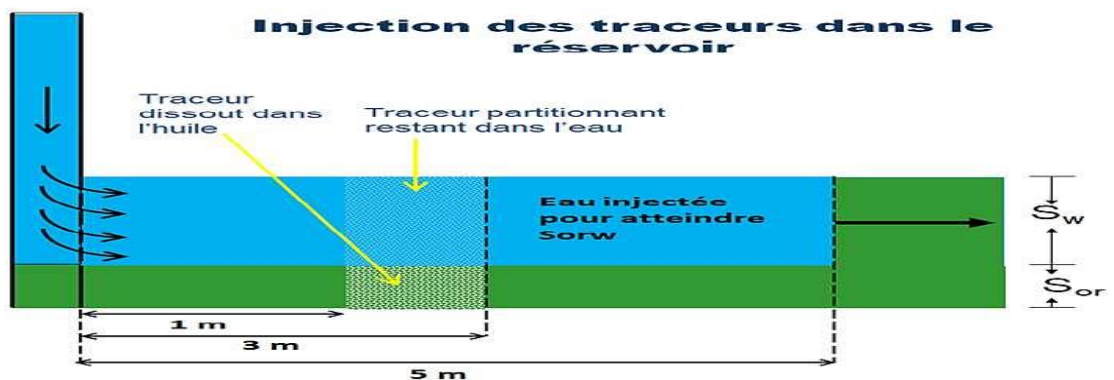


Figure III.39 : Schéma d'injection de traceur lors d'un SWCTT [13].

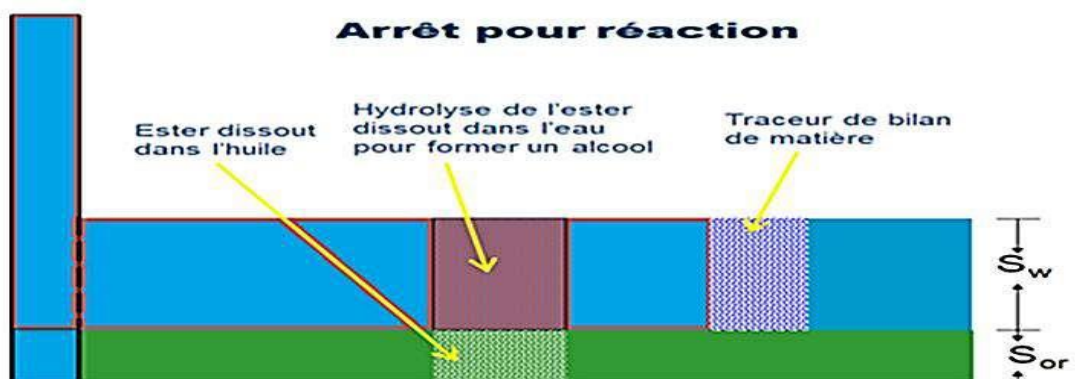


Figure III.40 : Schéma du temps de repos lors d'un SWCTT [13].

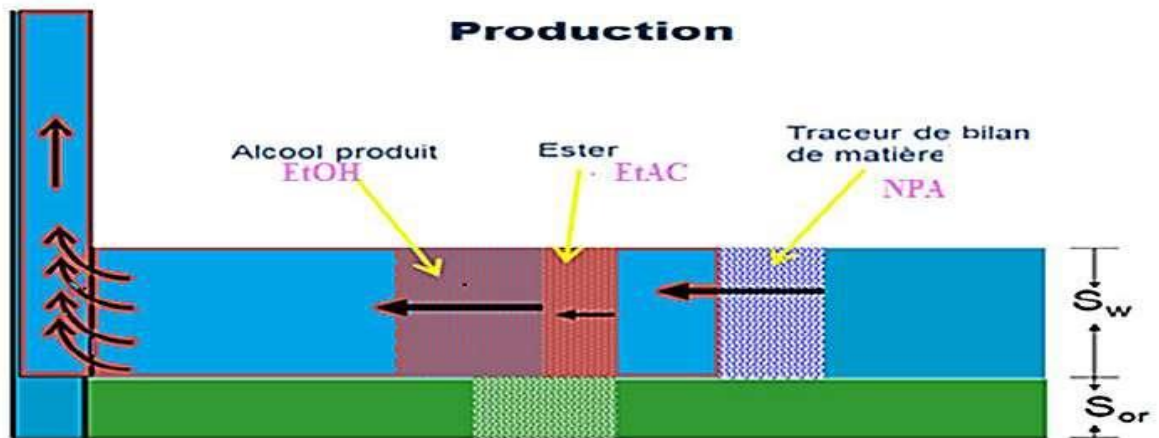


Figure III.41 : Schéma du temps de production lors d'un SWCTT [13].

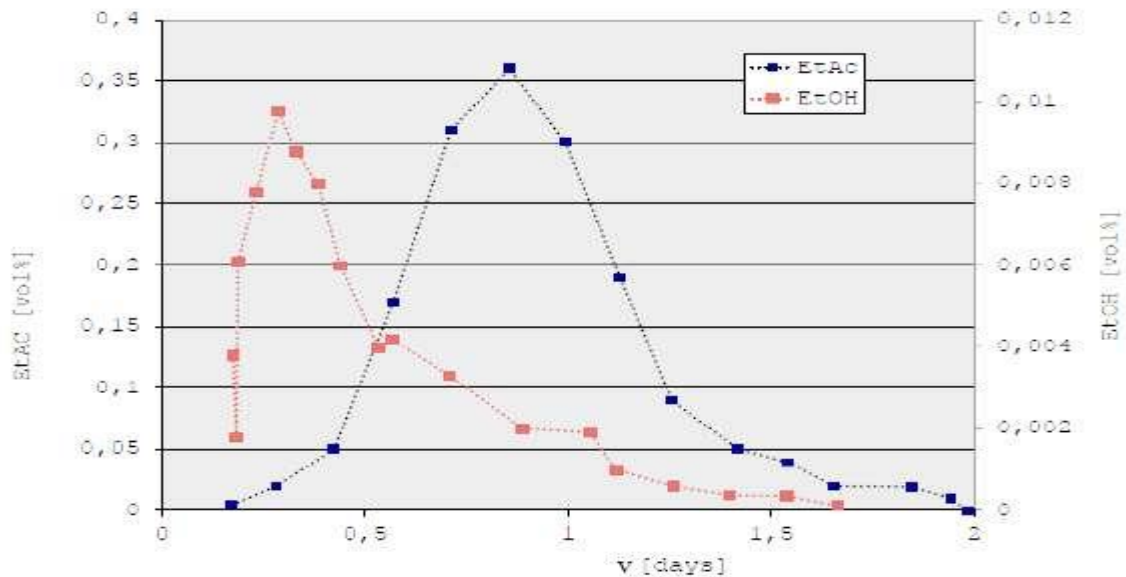


Figure III.42 : Profile de production des traceurs lors d'un SWCTT [13].

III.9. Les problèmes rencontrés durant le SWCTT pour l'OMJ723 :

L'injection des surfactants avec l'eau chaude (eau + surfactant 10 g/l+ Kcl 18g/l) a créé des problèmes de dépôt au niveau de l'échangeur thermique et une baisse d'injectivité.

Tableau III.25 : L’investigation à mener pour résoudre les problèmes d’injectivité.

	OMJ 723
CONDITIONS	<ul style="list-style-type: none"> Eau d’Albien filtrée Pas de traitement chimique Injection de 10 g/l de SURF EOR ASP 5100
CHAUFFAGE	OUI ~ 100°C en tête de puits
ORDRE D’AJOUT	KCl puis TA
DEBITS D’INJECTION	150 puis 200 m ³ /j et diminution de débit à pression constante
OBSERVATIONS	<ul style="list-style-type: none"> encrassement échangeur CaCO₃ mis en évidence Perte d’injectivité Contamination on bactérienne sur circuit Albien
PERFORMANCES	Excellent niveau de désaturation aux abords des puits

Après la détermination du S_{or} , des bouchons de tensioactifs/polymères sont injectés, suivis par un bouchon d’eau avec traceur, pour mesurer le S_{or} , saturation résiduelle à faible tension interfaciale.[12]

III.10. Les résultats :

Calcul de la saturation résiduelle :(puits pilote 1)

Tableau III.26 : Résultats des tests de traceurs.

<i>Avant EOR</i>	Test 1	<i>Après EOR</i>	Test 2
T _{NPA}	53.3 +/- 2	T _{NPA}	31.4 +/-1
T _{EtAc}	52.9+/- 4	T _{EtAc}	31.8 +/- 2
T _{EtOH}	27.4+/- 1.7	T _{EtOH}	28.9 +/- 1

III.10.1. Interprétation des résultats :

- ✓ Après l'interprétation analytique, on a obtenu les saturations suivantes :
- avant EOR ~ 0.19
- après EOR presque zéro.

<i>Après EOR</i>	Test 2	<i>Avant EOR</i>	Test 1
So de NPA	0.02 +/- 0.01	So de NPA	0.19 +/- 0.02
So de EtAc	0.02 +/- 0.02	So de EtAc	0.19 +/- 0.03

Après l'étude

Afin de garantir une bonne précision de la mesure du S_{or} lors du test SWCTT, on recommande les points suivants :

- la zone testée ait une perméabilité et une porosité assez homogène.
- la saturation en huile soit uniforme.
- L'épaisseur du réservoir soit constante dans la zone testée.
- Le puits soit vertical.
- Le partage eau / huile du traceur partitionnant soit suffisamment rapide.
- une pression de bulle très basse pour la réalisation d'un écoulement monophasique.

Conclusion :

Après l'interprétation des résultats en voir que la récupération par l'injection d'eau donne une valeur de 35% et l'efficacité de l'injection de polymère remarquable dans la valeur de la saturation résiduel d'huile avant $S_{or}=0.19$ et après $S_{or}=0.01$.

Conclusion

Conclusions

Après L'étude de la zone 4, du champ de Hassi Messaoud, on constate que les réserves d'huile d'environ **490.165607 MM Stm³** selon la méthode volumétrique et **401.23 MM stm³** par bilan matière et après des calculs approfondi on obtient un taux de récupération pour cette zone par les deux méthodes précédentes égale à 35% (pour la récupération primaire et secondaire).

L'injection d'eau qui a débuté en 1978 a donné des résultats satisfaisants jusqu'aux années 1993 où le pourcentage d'eau est devenu important, provoquant une diminution de la production d'huile.

Pour l'amélioration de production de cette zone on a programmé un projet d'EOR chimique au niveau du puits producteur OMJ 723, ce projet est basé sur l'injection des tensioactifs et polymères.

Ces agents agissant sur la pression capillaire et la mouillabilité, Ils permettent de remobiliser l'huile piégée par les effets capillaires principalement en diminuant la tension interfaciale entre l'huile et l'eau, après l'exécution de programme d'EOR soit par simulation au niveau de laboratoire ou sur le puits OMJ723, on obtient $S_{or} = 0.01$ cette valeur montre l'efficacité de cette opération dans la zone 4.

Notre travail nous a permis de conclure les points suivants :

- ❖ La performance de l'injection dépend étroitement du VRR (voidage replacement ratio). Maintenir ce ratio à un niveau proche de un est nécessaire pour assurer une production stable.
- ❖ La récupération maximale de la zone 4 par les trois méthodes est 35 % (par la récupération primaire et secondaire).
- ❖ L'efficacité du balayage calculée montre que l'injection peut apporter de bons résultats à condition que les débits d'injection et de production critique soient respect.
- ❖ La percée dans la plupart des puits avait lieu à travers le D2
- ❖ D'après les expériences réalisées sur une roche réservoir vieillie on obtient des résultats qui montrent une récupération significativement plus élevée (80% ROIP).

Recommandations

- Contrôler le débit d'injection, pour éviter la percée d'eau, et pour réaliser une injection sélective.
- Opter pour des solutions telles que LCP (liner cimenté perforé) et techniques « shut off » afin de réduire les problèmes de la percée ou faire appel à des complétions dites intelligentes (smart well completion) si elles sont rentables.
- Utiliser des traceurs chimiques peut aider à trouver les puits producteurs qui sont en communication avec les puits injecteurs.
- Placer des Plugs (bouchons de ciment ou mécanique) qui isolent les intervalles inondés par l'aquifère.
- Modifier de la concentration du tensioactif pour éviter les problèmes d'adsorption et de colmatage de la matrice.
- Poursuivre l'étude de drainage dans des carottes de gisement pour identifier l'interaction entre le tensioactif et les polymères avec les roches réservoirs et confirmer que le puits est 100 % produit d'eau d'injection et $S_o = S_{or}$.
- Assurer que le puits n'est pas en contact avec d'autres puits pour éviter l'endommagement du réservoir par les tensioactifs injectés.
- Diminution de la quantité de sel ajoutée. Dans cette étude, l'élimination des ions divalents de l'eau de l'Albien peut donc permettre de réduire la quantité de sel nécessaire à l'obtention de tensions interfaciales très basses et ainsi d'améliorer l'économie du procédé.
- Amélioration des performances de tension interfaciale.
- Amélioration de la stabilité des produits chimiques. L'élimination des ions divalents de l'eau de l'Albien est donc un facteur favorable qui doit permettre d'améliorer la stabilité long terme, critère nécessaire à l'application à grande échelle du procédé EOR chimique.

Bibliographie

- [1] Tarek Ahmed: livre “Reservoir Engineering Handbook, quatrième édition”, Gulf Professional Publishing, 2010.
- [2] Shutang G, Qiang G. Recent progress and evaluation of ASP flooding for EOR In Daqing oil field. In: Proceeding of the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, April, 2010;
- [3] O. LOUISNARD, Cours de mécanique des fluides, San Francisco, California 94105, USA, 25 septembre 2012.
- [4] M. Eriksson, POLYMÈRES : détermination des propriétés et applications des composites, Gymnase Auguste Piccard Lausanne, NOV_2009.
- [5] P. T. Jaeger and R. Eggers, “Interfacial properties at elevated pressures in reservoir systems containing compressed or supercritical carbon dioxide,” J. Supercrit. Fluids, vol. 66, pp. 80–85, 2012.
- [6] Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles: nouvelle approche Jose Luis Juarez Morejon.
- [7] J. Avendano, Viscoélasticité et récupération améliorée du pétrole, Paris-Est, Français: Université Autre, 10 May 2012.
- [8] Energy Information Administration, Annual Report, 1980,
- [9] Reservoir Engineering Handbook: oil recovery mechanisms and the material balance equation, chapter 11.
- [10] Forrest F. Craig Jr: “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, deuxième édition”, SPE Monograph Series, 1971.
- [11] Mémoire fin d'induction: estimation de réserve et l'utilisation des courbes de déclin (HGA Périphérique HMD), GHETTAS Yassine, SH-DP HASSI MESSAOUD 2015.
- [12] EOR dans les zones sous injection d'eau principes de l'EOR chimique et de SWCTT, alger: beicip franlab, 10/09/2013.
- [13] Beicip-Franlab : Rapport_HMD-EOR-2014 pour sonatrach Étude de faisabilité d'EOR chimique dans les Zones d'injection d'eau de Hassi Messaoud.
- [14] Étude de la Zone 4 : Études intégrées de caractérisation et de réservoir engineering du champ de Hassi-Messaoud Contrat E-03-PED-01 Note technique NT/HMD/2005/25.

Annexe "A"

La courbe de Caudle et Witte :

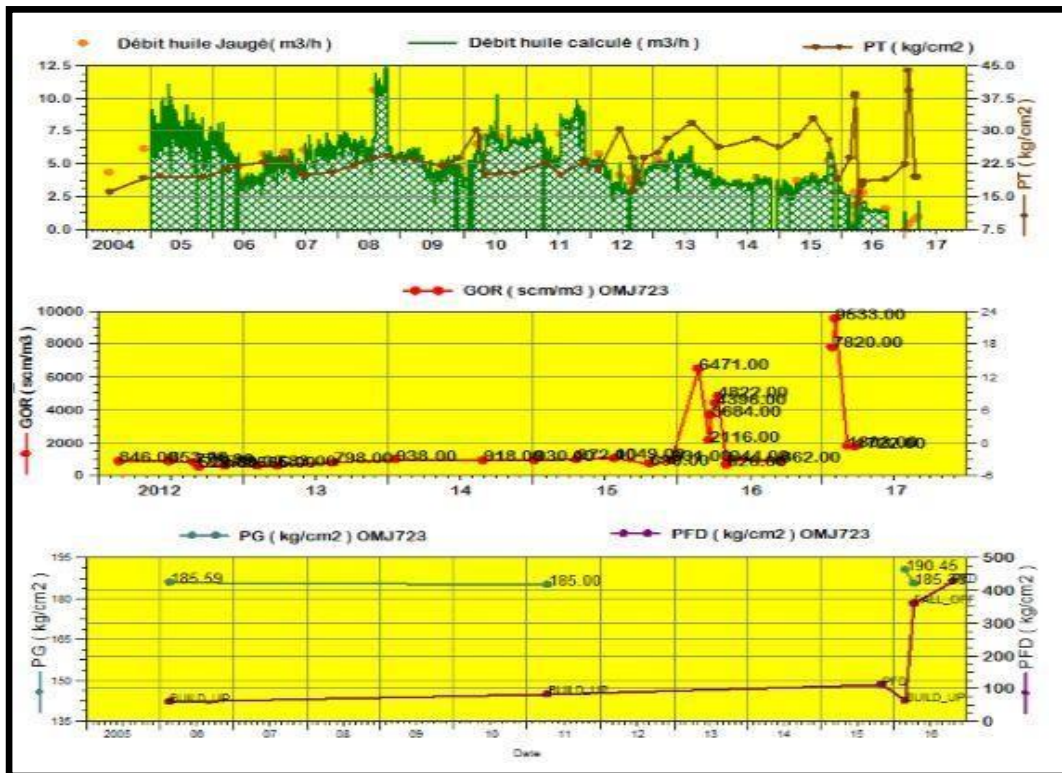
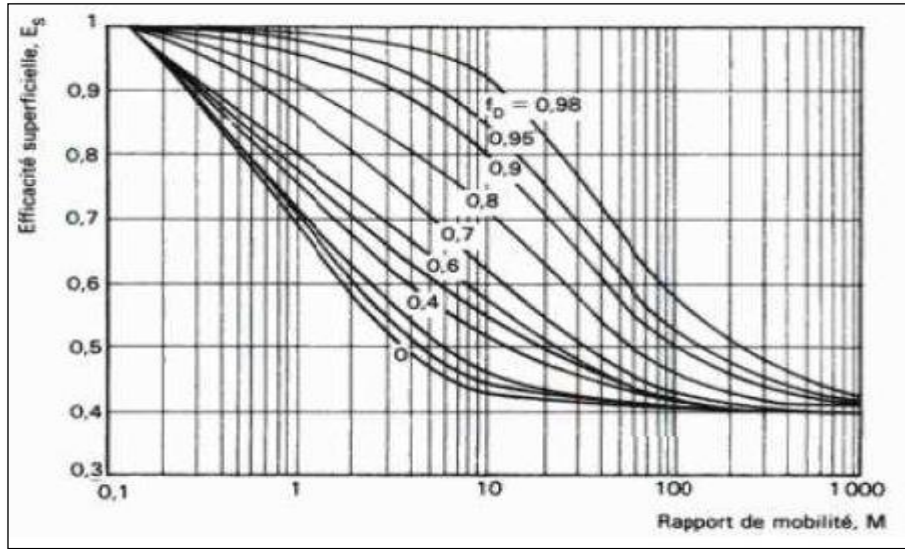


Figure A.1 : Historique de production d'OMJ723

ZONE 4 – Puits OMO163

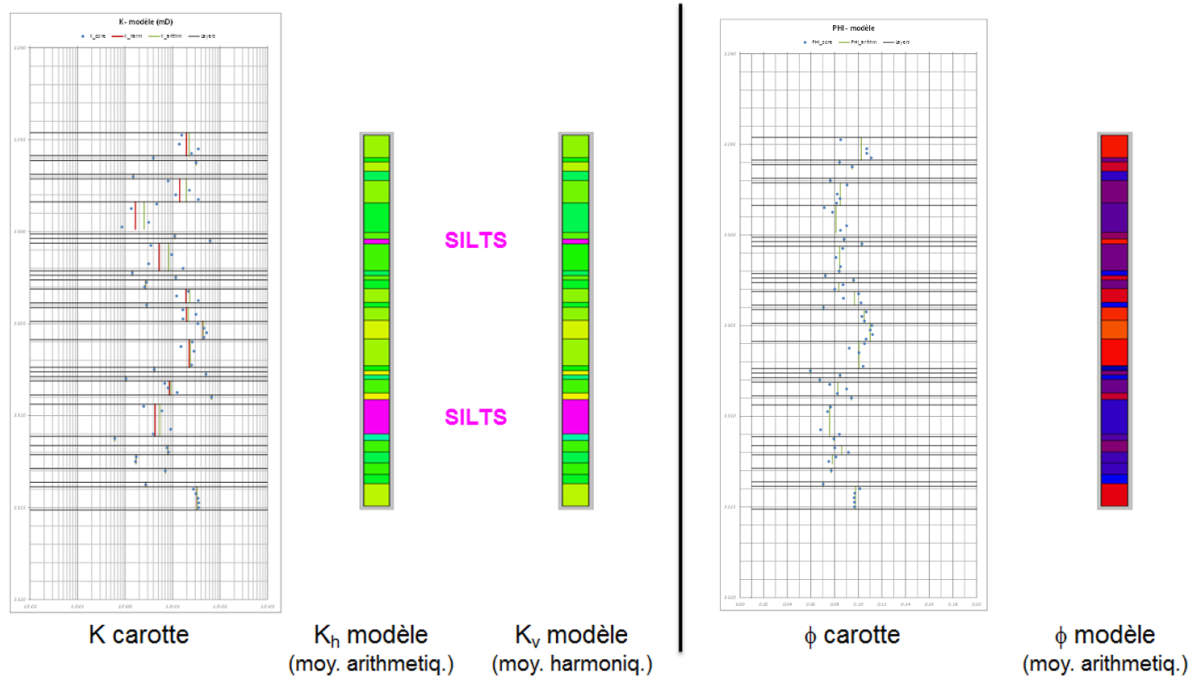


Figure A.2 : Géométrie verticale de la grille de simulation du puits OMO163 (ZONE 4)

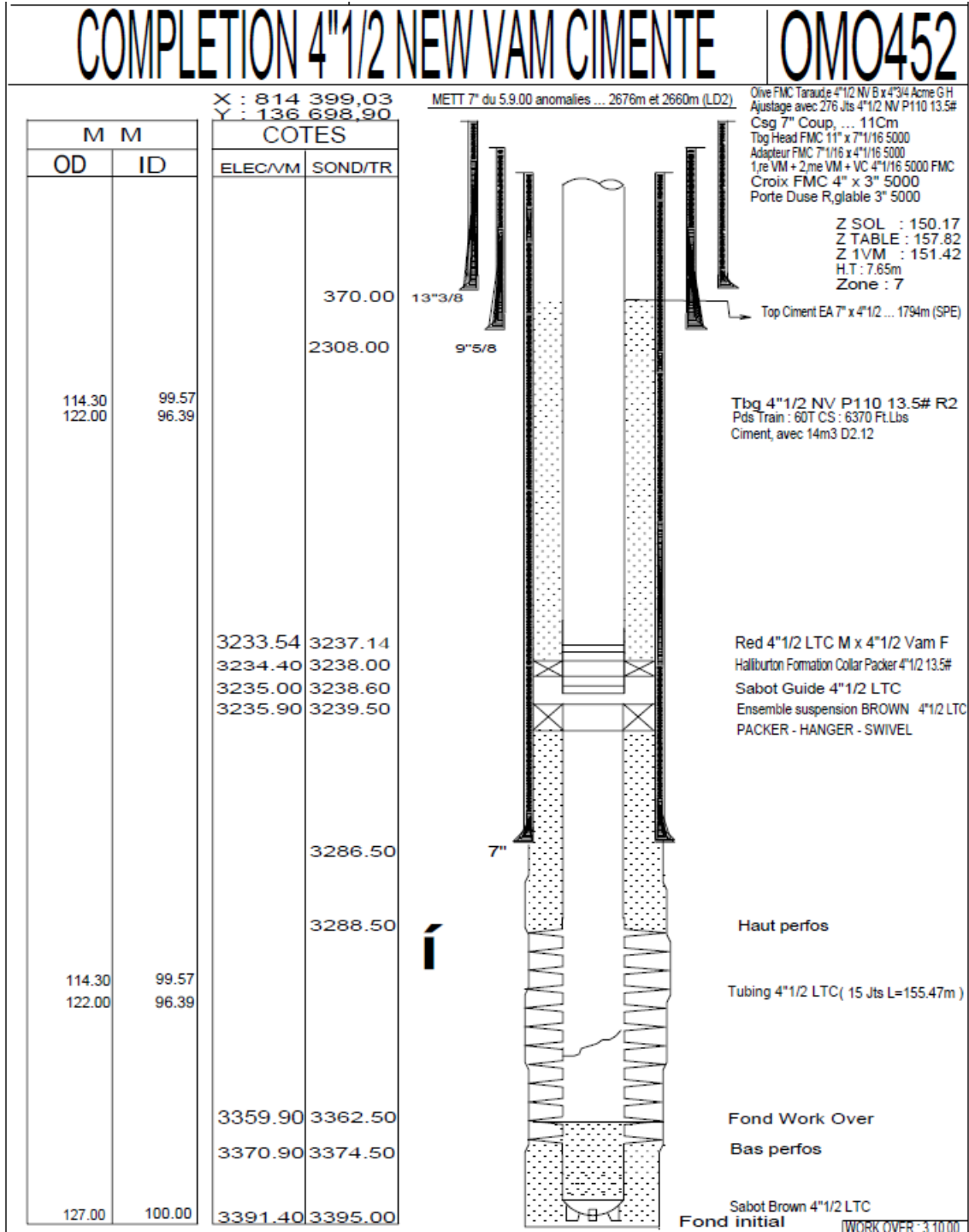


Figure A.3 : complétion de puits OMO163.

ZONE 4 – Puits OMO163

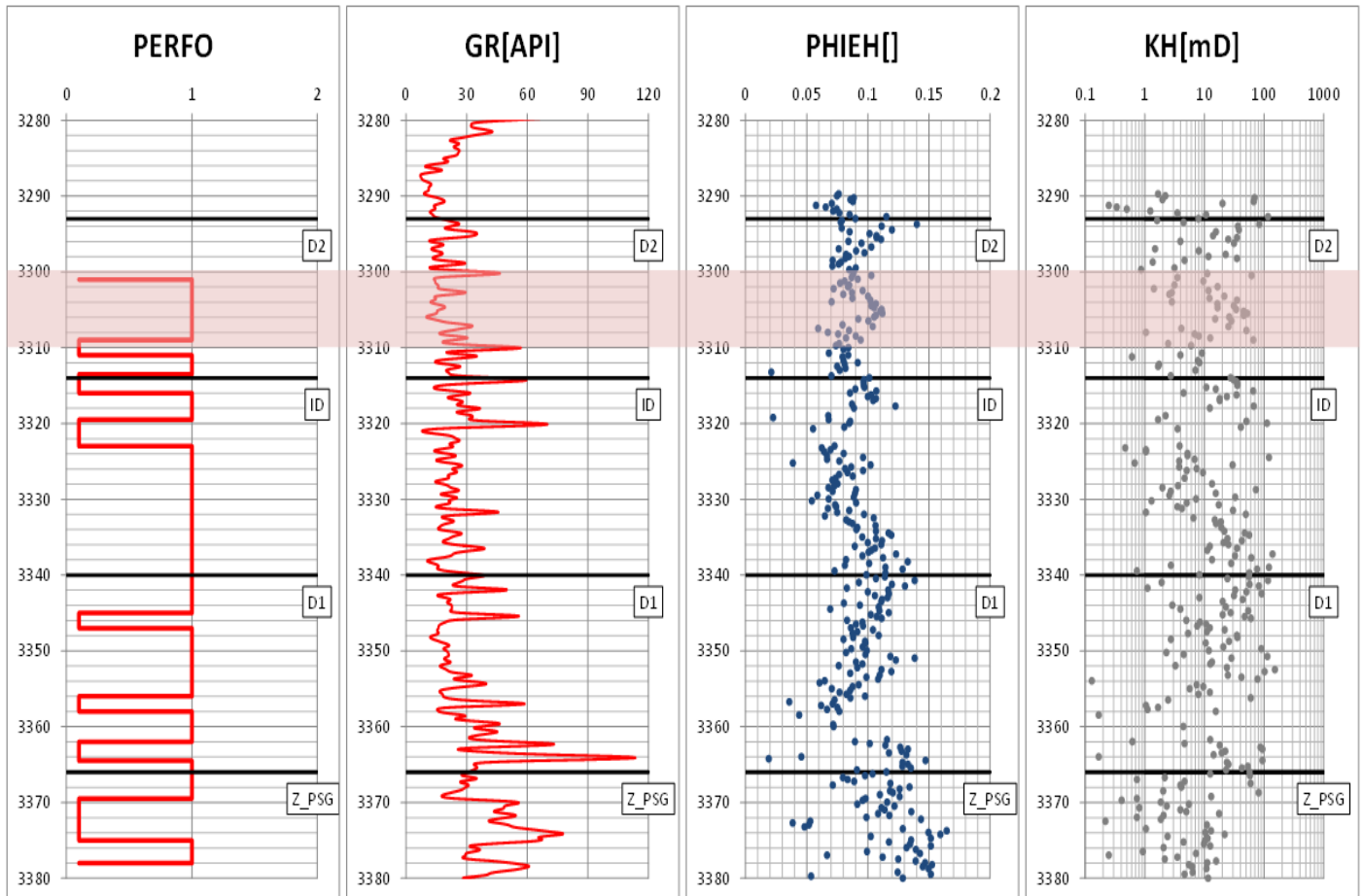


Figure A.4 : Log et mesure sur carotte du puits OMO163 (ZONE 4). Intervalle présélectionné : 3301 - 3309 m MD (3126 - 3134 m TVDSS). Hauteur totale de 8 m. Perméabilité médiane de 16 mD. Porosité médiane de 9 %.

ZONE 4 : Perforations des puits

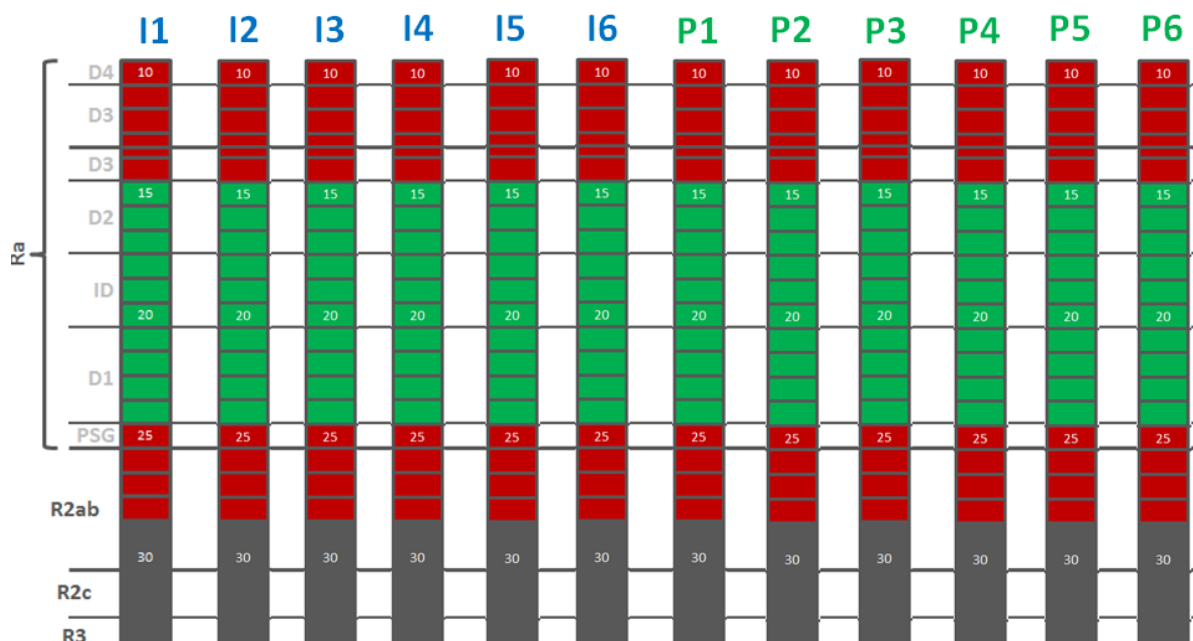


Figure A.5 : Perforations des puits intercalaires dans le modèle sectoriel ZONE 4

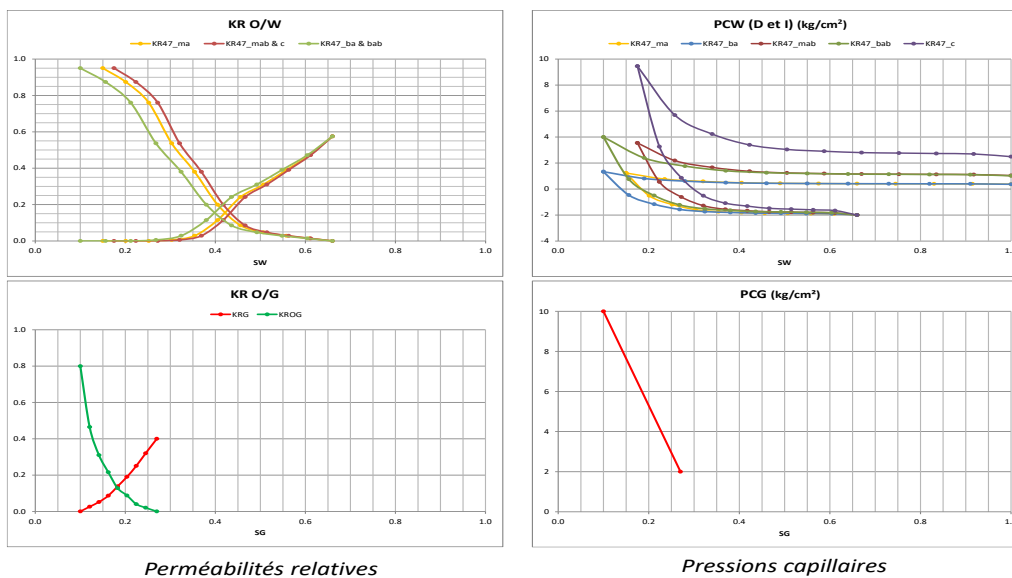


Figure A.6 : Courbes de perméabilités relatives et de pression capillaire (drainage) utilisées dans les modèles sectoriels

ZONE 4 – Puits OMO163

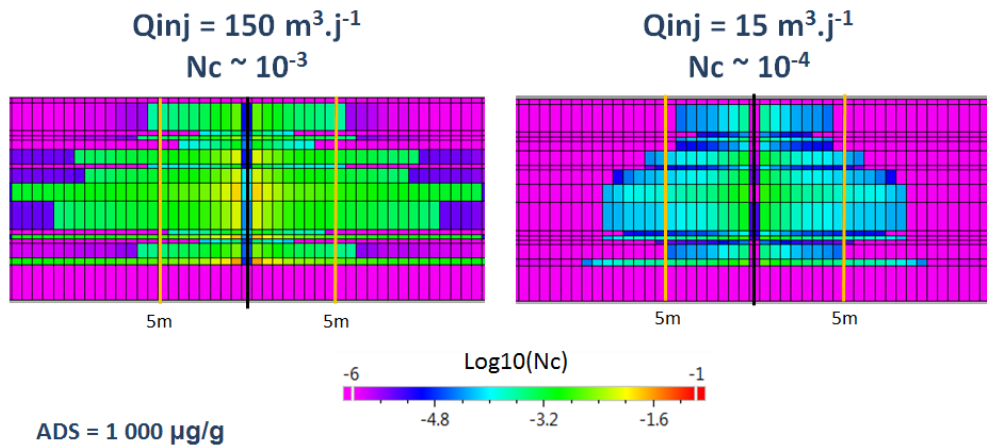


Figure A.7: Nombre capillaire en fonction du débit d'injection autour du puits OMO163 lors de l'injection de tensioactif pendant le SWCTT#2

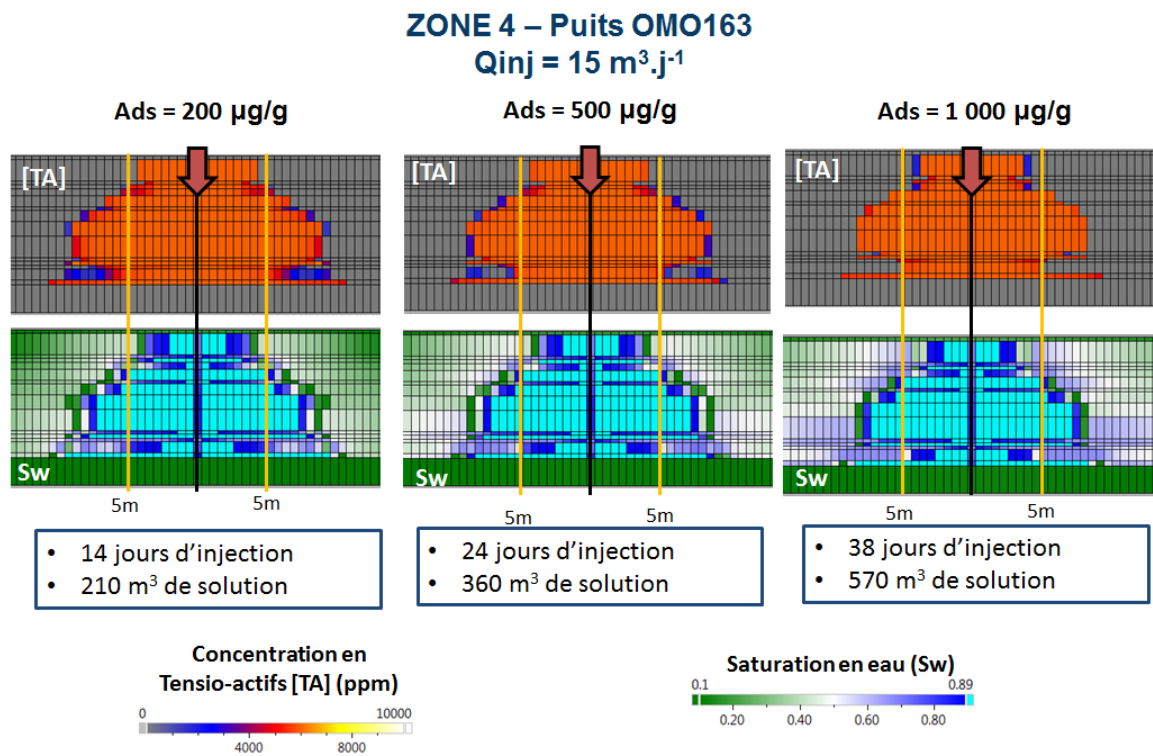


Figure A.8 – Concentration en tensioactifs et saturation en eau autour du puits OMO163 en fonction de l'adsorption lors du SWCTT#2 avec un débit d'injection de $15 \text{ m}^3 \cdot \text{j}^{-1}$

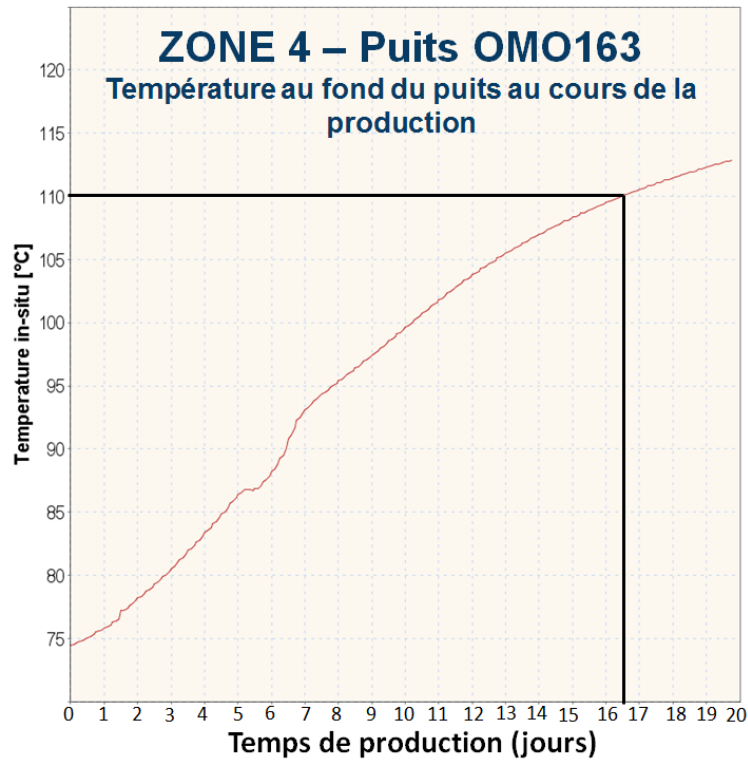


Figure A.9 – Température au fond du puits OMO163 lors de la mise en production à la fin du SWCTT#1

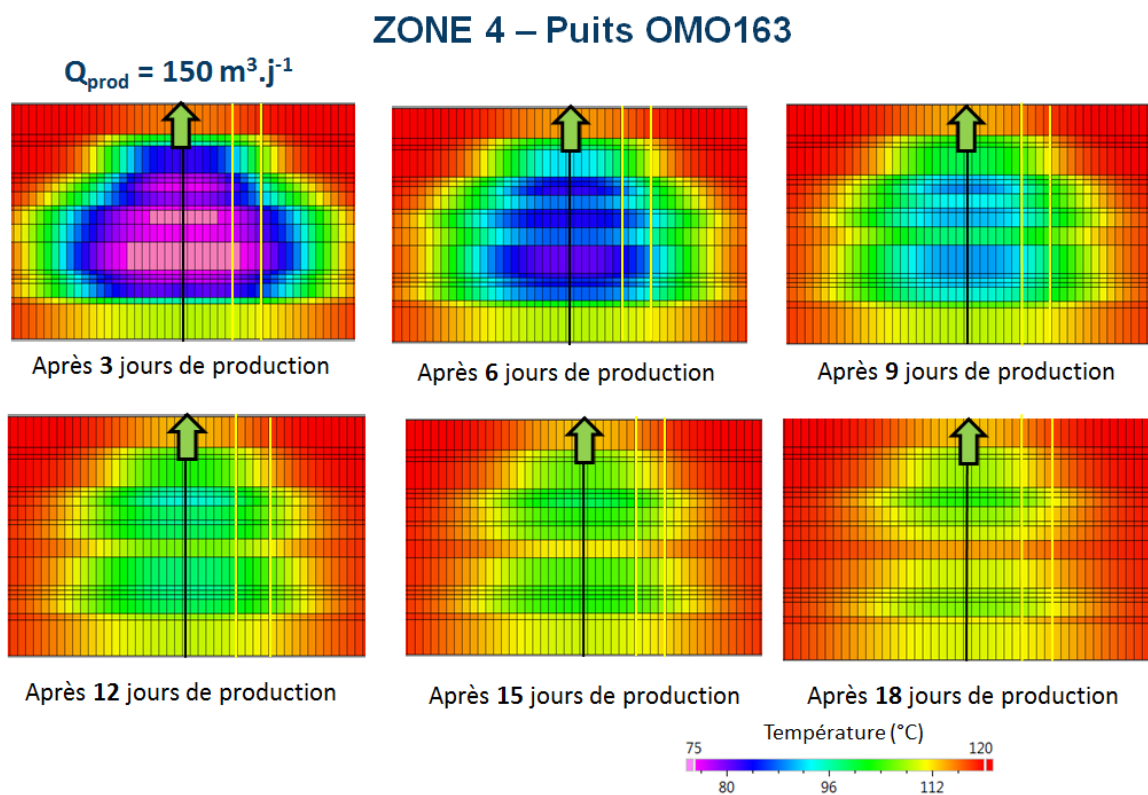


Figure A.10 – Température autour du puits OMO163 durant la période de production à la fin du SWCTT#1

ZONE 4 – Puits OMO163

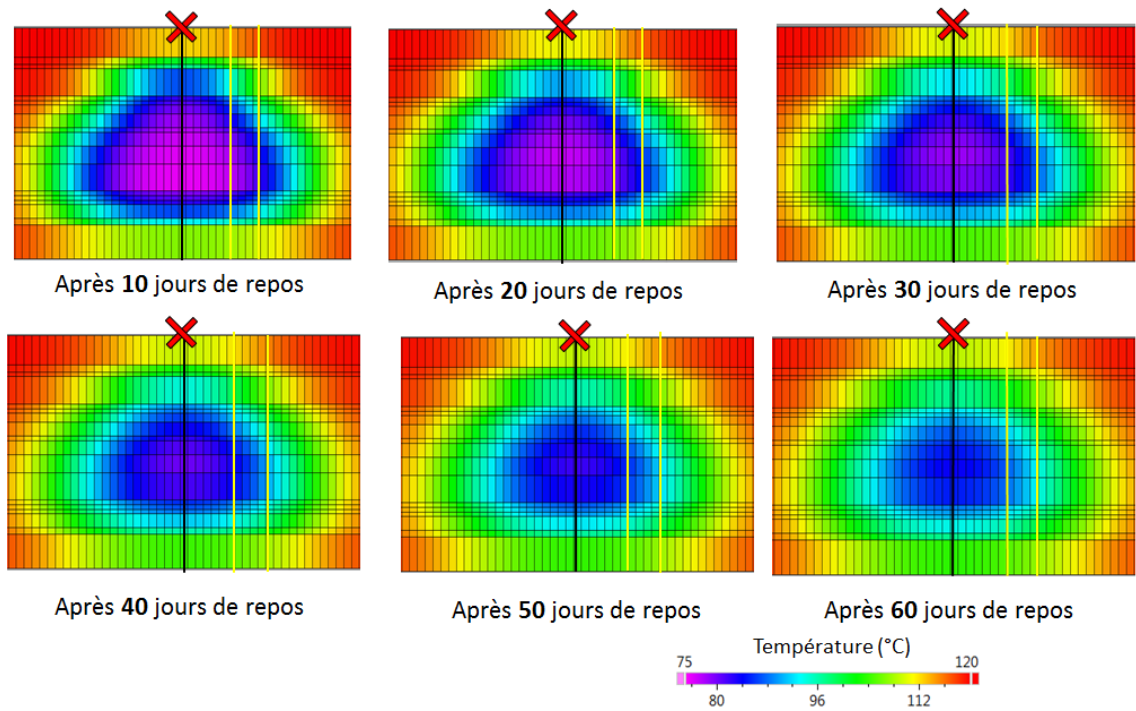


Figure A.11: Température autour du puits OMO163 en le laissant reposer après le SWCTT#1

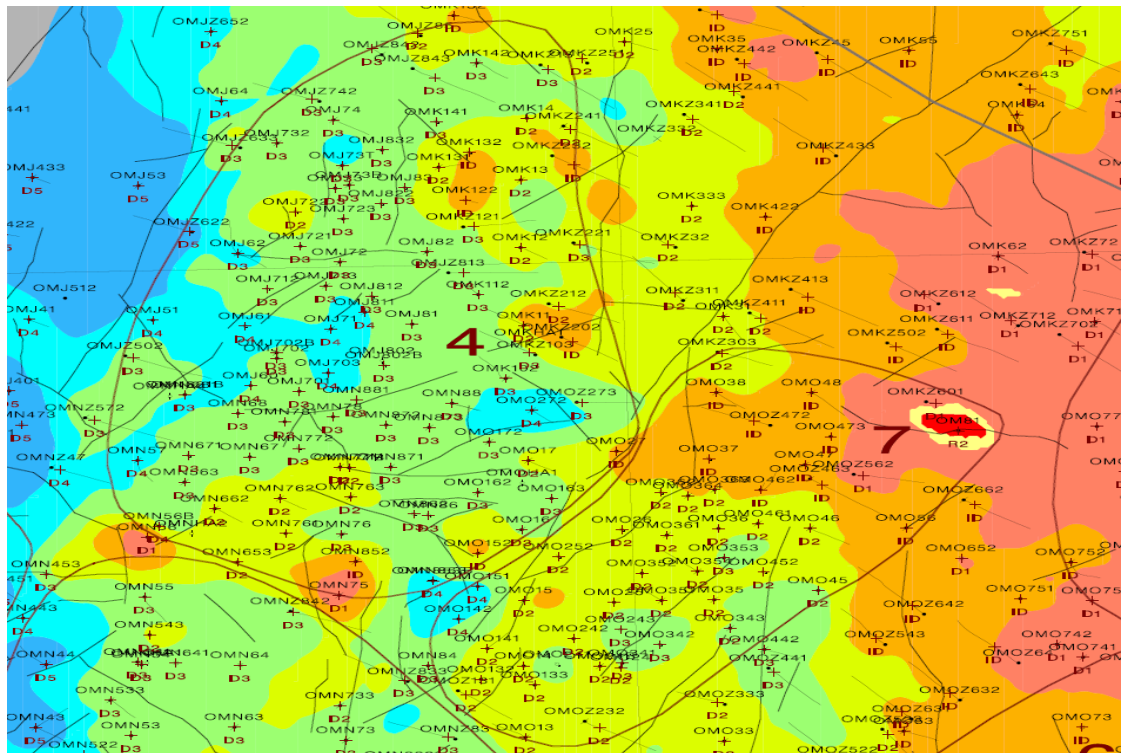


Figure A.12 : Écorché du réservoir Cambrien sous la Discordance Hercynienne pour les Zones 4 et 7

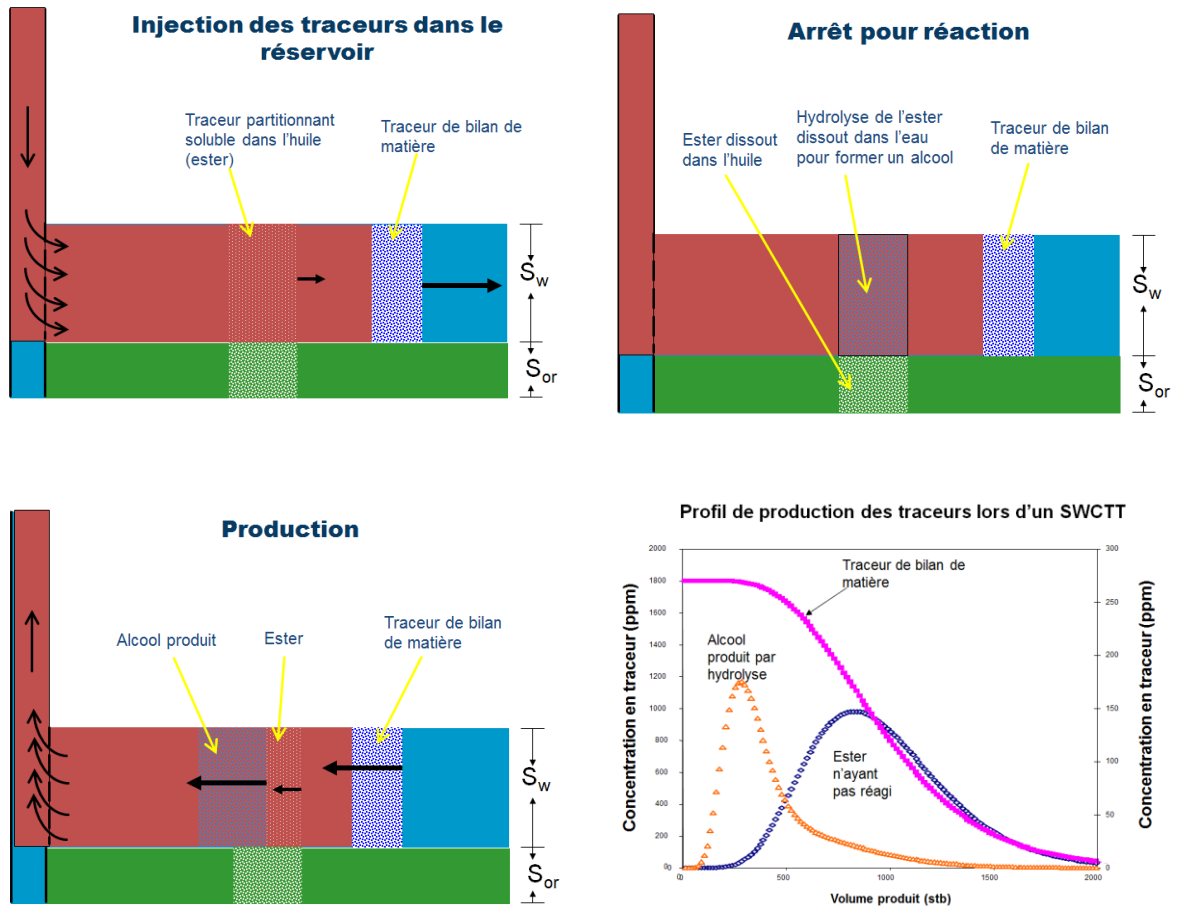


Figure A.13 : Schéma de principe d'un SWCTT

ANNEXES

Description	Stage	Activité	Fluid injecté (par SNF)	Température du fluide injecté en	Volume injecté (Sm3)	Volume produit (Sm3)	Injection	Production	Repos	Date de démarrage		Comment
	1	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	1200		8,00			192,00	29/09/16 11:35	Actual time
Test 1												
Sor après inj. d'eau	2	Injection de 3 tracers (partitioning tracer, cover tracer & mass balance tracer)	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	18,75		0,125			3,00	07/10/16 20:50	Actual time
	3	Injection d'eau (Overflush 3.3 m) avec tracer de bilan matière	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	56,25		0,375			9,00	07/10/16 23:50	
	4	TV displacement	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	10,8		0,072			1,73	08/10/16 8:50	
	5	Repos							3,0	72	08/10/16 10:33	
	6	Production				150		2,0		48	11/10/16 10:33	
Injection de Surfactant & Polymère (SP)	7	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	120°C	1125		7,50			180	13/10/16 10:33	13/10/16 17:50
	8	Injection du surfactant	Surfactant (10 g/l) + sel (18g/l)	120°C	1200		8,00			192	21/10/16 7:08	21/10/16 7:08
	9	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	75		0,50			12,0	29/10/16 7:08	29/10/16 7:08
	10	Injection du polymère	Polymer (1g/l) + sel	Ambiante	900		6,00			144	29/10/16 19:08	29/10/16 19:08
	11	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	300		2,00			48	04/11/16 19:08	04/11/16 19:08
Test 2												
Sor après injection de SP	12	Injection de 3 tracers (partitioning tracer, cover tracer & mass balance tracer)	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	18,75		0,13			3,00	06/11/16 19:08	06/11/16 19:08
	13	Injection d'eau (Overflush 3.3 m) avec tracer de bilan matière	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	56,25		0,38			9,00	06/11/16 22:08	06/11/16 22:08
	14	TV displacement	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	10,80		0,07			1,73	07/11/16 7:08	07/11/16 7:08
	15	Repos							3,0	72	07/11/16 8:51	07/11/16 8:51
	16	Production				150		2,0		48	10/11/16 8:51	10/11/16 8:51
					Nb de Jours		33,14	4	6		12/11/16 8:51	12/11/16 8:51
					Durée complète		43,14				FIN	

Figure A.14 : plan d'injection.