

Université Kasdi Merbeh 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 :

**Tliba Louey, Ahcene Djamai**

---

# **Etude du drainage d'huile résiduelle dans un micromodel par l'injection du tensioactif et polymère / Application SWCTT au champ HMD**

---

Soutenu le : 31 / 05 / 2017 devant la commission d'examen

Jury :

**Président : Dr Arbaoui Mohammed Ali**

**Rapporteur : Dr. Lebtahi Hamid**

Univ. Ouargla

**Examineurs : Dr. Boufades Djamila**

# *Dédicace*

*NUL PLAISIR NE PEUT EGALER CELUI DE PARTAGER SON  
BONHEUR AVEC LES GENS QUE L'ON AIME.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste  
travail :*

*A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui  
n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.*

*A mon cher père, pour tous les conseils qui m'a donnés, le soutien qui m'a montré et les  
sacrifices qu'il a consentis pour qu'il me voie réussir.*

*A mes chères sœurs  
A mes chers frères*

*A toute ma grande famille.*

*A tous mes amis.*

*A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.*

*TLIBA Louey  
DJAMAI Ahcette*



# REMERCIEMENTS



*Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.*

*Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur le **Docteur LEBTAHI Hamid** pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux.*

*Nous remercions chaleureusement notre encadreur à PED **Mr. GUELLIL Djamel**, pour son aide, ses encouragements et ses conseils judicieux durant toute la période du projet.*

*Également nous adressons un grand merci aux : **Mr. ROUGI Rgouf** ; **Mr. MAHBOUB Youcef** et **Mr. STOUH Ammar**, qui nous ont beaucoup aidé à réaliser ce travail dans des bonnes conditions.*

*Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de la faculté Hydrocarbure -Ouergla qui ont contribué à notre formation.*

*En définitive, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur.*

*Http://mao520.yeah.net*  
*Merci*

## TABLE DES MATIERES

### Chapitre I : Enhanced oil recovery

I.1 Aspect TECHNIQUE: .....	2
I.2 Mécanisme physique lié à la récupération tertiaire .....	3
I.3 L'EOE chimique.....	3
I.4 Mécanisme de contrôle de la mobilité .....	4
I.5 Mécanisme des forces capillaires .....	5
I.6 Mécanismes de la technologie d'ASP flooding.....	5
I.6.1 Drainage par tensioactif (surfactant flooding).....	5
I.6.2 Drainage par polymères .....	6
I.7 Microémulsions .....	6
I.7.1 Classification des microémulsions .....	7
I.8: Geologie de la d'etude region.....	7
I.8. 1. Situation du champ de Hassi-Messaoud.....	9

### Chapitre II: Single Well Chemical Tracer Test

Introduction.....	9
II.1 Procédure d'un SWCTT.....	9
II.2 Propriétés du tensioactif utilisé lors de la simulation.....	10

### Chapitre III: Etude de cas

III.1 Problématique .....	15
III.2 But de travail.....	15
III.3 Plan de recherches .....	15
III.4 Caractérisation des REACTIFS, model poreux et logiciel. ....	15
A) Caractéristique du tensioactif : .....	17
B) Détermination de porosité :.....	17
C) Détermination de la perméabilité.....	18
III.5. Mise en evidence les performances de systeme tensioactif polymere dans le micro model poreux .....	21
III.6 SWCTT A Hassi Messaoud :.....	21



## LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Procédé de récupération améliorer du pétrole (EOR). .....	2
Figure I.2 : Schéma des portions de roche partiellement remplies d'eau et de gouttes de pétrole. À gauche, dans une roche qui a une affinité au pétrole. À droite, dans une roche qui a une affinité à l'eau .....	4
Figure I.3 : (a) Waterflooding avec rapport de mobilité défavorable ( $M > 1$ ), (b) Flux d'eau augmentés par polymère avec un rapport de mobilité favorable ( $M < 1$ ). .....	4
Figure I.4: Micelle des tensioactifs. ....	6
Figure I.5 : Molécule de tensioactif. ....	6
Figure I.6 : Type des microémulsions .....	8
Figure I.7 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud .....	8
Figure II.1 : Schéma d'injection de traceurs. ....	10
Figure II.2 : Schéma du temps de repos lors .....	10
Figure II.3 : Profil de production des traceur .....	10
Figure II.4 : Schéma du temps de de production.....	10
Figure II.5 : Tension inter-facial entre l'huile et l'eau en fonction de la concentration en tensioactif .....	11
Figure II.6 : Saturation en huile résiduelle en fonction du logarithme du nombre capillaire ..	11
Figure II.7: Courbe de perméabilité relative en L'absence de tension-action.....	12
Figure II.8: Courbe de perméabilité relative en présence de tensio-actif.....	12
Figure II.9 : Injection d'eau tensioactif avec $K_{rwm} = 1.0$ $K_{rom} = 0.95$ ; $\mu_o = 1.2$ cP $\mu_w = 0.44$ cP $M=2.9$ .....	13
Figure II.10 : Injection d'eau tensioactif avec $K_{rwm} = 0.3$ $K_{rom} = 0.95$ ; $\mu_o = 1.2$ cP $\mu_w = 0.44$ cP $M=0.9$ .....	13
Figure II.11: Réduction de la mobilité en fonction de la concentration en polymère.....	14
Figure II.12: Réduction de la mobilité en fonction du taux de cisaillement pour une concentration en polymere poltmé polymere de 1 g/l.....	14
Figure III.1 : Le micro model poreu.....	17
Figure III.2 : Variation du débit en fonction de la pression .....	18
Figure III.3 : Schéma représentatif de Winsor III . ....	19
Figure III.4 : Variation de la tension inter facial en fonction de la salinité .....	20

Figure III.5 : Les Zones visées par le projet EOR.....	21
Figure III.6 :Installation de surface .....	22
Figure III.:7 Localisation du puits OMJ723.....	23
Figure III.8 : Historique de production .....	24
Figure III.9: opération PLT .....	25
Figure III.10: caractéristique pétrophysique de l'intervalle selectioné.....	26
Figure III.11: La variation de la pression au cours d'injection .....	27
Figure III.12: la variation de la pression et le debit en fonction de temps .....	28
Figure III.13 : Comparaison entre test d'injectivité avant et après la première phase d'injection et le Build up réalisé pour l'OMJ723.....	28
Figure III.14: Résultats d'interprétation du Test d'injectivité <b>31/03/2016</b> .....	29
Figure III.15: Test d'injectivité le <b>01/04/2016</b> .....	31
Figure III.16 : Dépôt remarqué dans les corps de filtres et aussi fond de cuve isotank.....	32
Figure III.17: Dépôt de sels.....	32
Figure III.118 : Dépôts de CaCO3 .....	33
Figure III.19 : Dépôts de sel.....	33
Figure III.20 : Carte de position OMO45.....	35
Figure III .21. Logging d'OMO45 .....	36
Figure III.22 :caractéristique pétrophysique de l'ntervale 3330-3342 .....	38
Figure III.23 : Test d'injectivité avec la stabilité de la pression d'injection Du : 15 :10 à 18: 00: pompe à l'eau traitée avec un débit de 0,66 bpm. ....	38
Figure III.23: Test d'injectivité du 11 au 14/12/2016.....	39
Figure III.24: log-log plot 11 au 14/12/2016.....	39
Figure III..25: Proportion de KH a un rayon de 5m .....	40
Figure. III. 26: Proportion de KH a un rayon de 5m après l'injection de tensioactif .....	41
Figure . III. 27 : Proportion de KH a un rayon de 5m après l'injection de polymères .....	42
Figure . III. 28: Evolution des Pressions et température durant les phases d'injection.....	44
Figure III.29: log-log plot (12/2016) .....	44
Figure III.30 : test d'injectivité (12/2016).....	45
Figure III..31 : Evolution de la pression de fond dynamique en cours d'injection .....	45
Figure III.32 : Faible dépôt de sédiments de sable.....	46
Figure III.33 : Log Log plot ( 27/01/2017 ) .....	46
Figure III.34 : test d'injectivité le ( 27/01/2017 ) .....	46
Figure III.35 : Localisation de MD188 .....	46

Figure IV.36 : Donnée de diagraphie .....	46
Figure III.37 : Log Log plot MD188 .....	46
Figure III.38 : Résultat PLT .....	50
Figure III.39 : Concentration de traceur .....	52
Figure III.40 : Caractérisation de traceurs .....	52
Figure III.41 : Les différents étapes de fonctionnement de traceurs .....	53
Figure III.42 : Courbes de production de traceurs .....	54
Figure III.43 : Concentration de traceur après la première phase d'injection .....	55
Figure III.44 : Concentration de traceur après la deuxième phase d'injection .....	56
Figure III.45 : Interprétation des tests .....	57



## LISTE DES TABLEAUX

Tableau III. 1 Le plan d'injection OMJ723 .....	30
Tableau III. 2 Résultat de jaugeage .....	37
Tableau III.3 20/12/2016 Résultats de jaugeage .....	39
Tableau III.4 :Les données de PVT .....	39
Tableau III.5 : La variation de BHP en fonction de débit injecté .....	40
Tableau III.6: Plan d'injection OMO45 .....	43
Tableau III.7: L'investigation à mener pour résoudre les problèmes d'injectivité. ....	47
Tableau III.8: Séquence des test d'injectivité OMO45. ....	49
Tableau III. 9 :Le plan d'injection MD188.....	51
Tableau III. 10 :Le plan d'injection MD188	55

## LISTE DES ABREVIATIONS

AAS : alkyl arylsulfonate

A: alkaline

API: American Petroleum Institute

ASP : alcalin / tensioactif / polymère

Bo : facteur de volume de formation de l'huile

CEOR: Chemical enhanced oil recovery

EOR: enhanced oil recovery

$E_{ro}$  : efficacité de récupération d'huile

$E_{do}$  : efficacité microscopique ou de déplacement

$E_{vo}$ : efficacité de balayage macroscopique ou volumétrique

g : acceleration due to gravity

IFT: tension inter-facial

$K_{ro}$  : perméabilité relative de l'huile

$K_a$  : perméabilité monophasée (perméabilité absolue)

$K_p$  : perméabilité de la solution de polymère

$K_w$  : perméabilité de l'eau

M : rapport de mobilité

$N_c$  : nombre capillaire

N : huile originelle en place

$N_p$  : huile accumulée récupérée

$N_b$  : numéro de bond

$N_t$  : numéro de piégeage total

OOIP : huile originale en place

O / W : huile dans l'eau

P : polymère

$S_{oi}$  : saturation initiale du pétrole

$S_{or}$  : saturation résiduelle en huile

$\mu_o$  : viscosité de l'huile

$\mu_w$  : viscosité de l'eau

$v$  : vitesse de la saumure (ou vitesse de Darcy)

$\lambda_w$  : mobilité de l'eau

$\lambda_o$  : mobilité de l'huile

$\lambda_p$  : mobilité de la solution polymère

$\Upsilon_{ow}$  : tension inter-faciale huile / eau

$\Theta$  : angle de contact entre la phase de mouillage et la roche

$\Delta\rho$  : différence de densité huile / eau

IPA : Iso-Propyle Acetate

NPA : Normal-PropyleAcetate

EtAC : Ethyl-Acetate

## INTRODUCTION

Le pétrole, matière première stratégique, utilisé dès l'Antiquité, a commencé à être exploité en 1850 pour l'éclairage avant d'être utilisé pour la production d'énergie par réaction de combustion. Depuis, sa production annuelle ne cesse d'augmenter conjointement au développement des transports et des besoins en énergie des pays. Les ressources en pétrole sont limitées et, en se basant sur les ressources et les technologies de production actuelles, les réserves sont d'une quarantaine d'années. Il est donc indispensable d'accroître les réserves définies selon la formule suivante :

$$\text{Réserves} = \Sigma (\text{ressources actuellement exploitables} \times \text{taux de récupération du pétrole})$$

Pour atteindre cet objectif, trois possibilités s'offrent aux industriels : la première est d'étendre la recherche géologique de gisements d'huiles conventionnelles (off-shore profond, ... ..), la deuxième est d'exploiter les ressources non-conventionnelles (sables bitumineux, huiles et gaz de schistes...) et la troisième est d'améliorer le rendement de production des réservoirs pétroliers. Les travaux de ce mémoire s'appliqueront d'abord à cette dernière possibilité appelée récupération améliorée du pétrole (RAP) ou encore Enhanced Oil Recovery "EOR". Un test doit être probablement réalisé (SWCTT) afin de déterminer la saturation d'huile résiduelle et l'aptitude du champ pétrolier à l'application de la technologie EOR. Le développement de cette technologie nécessite une recherche préliminaire pour établir une formulation sur la base des essais de drainage réalisés dans des micromodèles poreux conçus avec du sable Saharien.



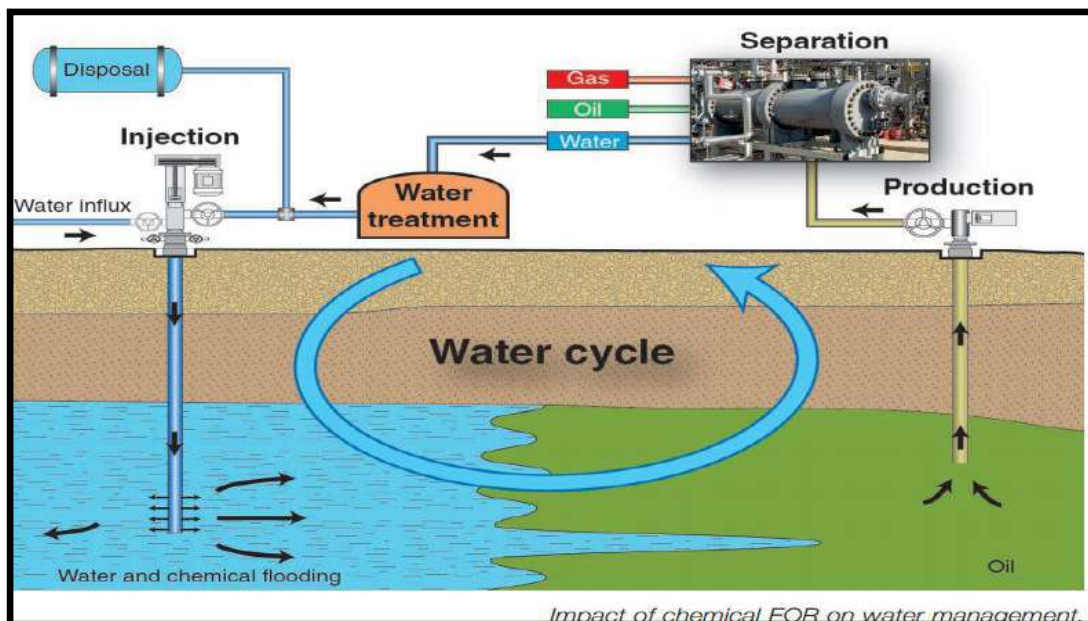
# CHAPITRE I :

## Enhanced Oil Recovery ( EOR)

## I.1 ASPECT TECHNIQUE:

Le pétrole qui est fixé dans la roche à cause des forces capillaires (cas de réservoirs de pétrole léger) ou bien du fait des forces visqueuses très élevées (cas des bruts lourds ou des sables bitumineux), La récupération tertiaire vise alors à le pousser plus efficacement vers les puits producteur.

En général, 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. [1], ces dernières peuvent être utilisées dans des formulations très diverses : 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).

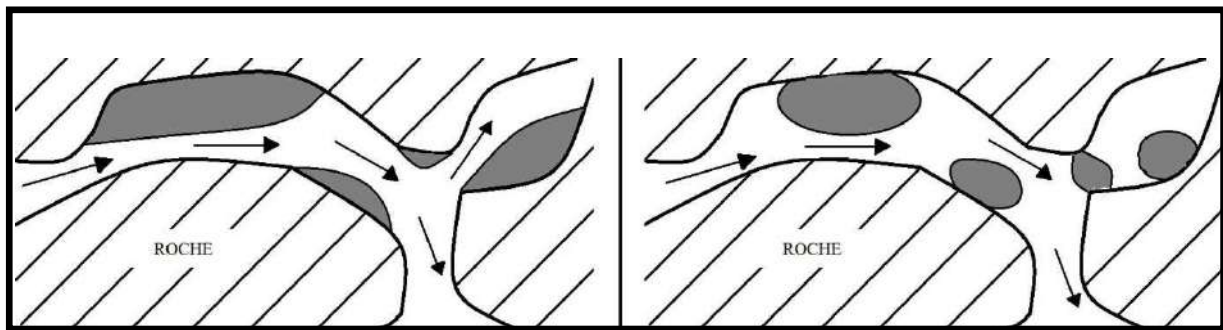


**Figure I.1 : Procédé de récupération amélioré du pétrole (EOR).**

## I.2 MECANISME PHYSIQUE LIE A LA RECUPERATION TERTIAIRE

Outre le pétrole, des quantités importantes d'eau et même de gaz restent piégées. La nature de la roche-réservoir peut avoir une affinité avec le pétrole (dite hydrophobe) ou avec l'eau qui l'accompagne (dite hydrophile). Dans ces conditions, la rétention du pétrole dans la roche est liée aux forces capillaires ; la mobilisation de cette huile résiduelle, implique généralement l'injection de fluides complexes pour vaincre les forces capillaires.

Une représentation simplifiée de cette situation implique au moins une surface solide (la roche) et deux fluides immiscibles (pétrole et eau) dont les quantités sont non négligeables, comme le montre dans la Figure II-2, [2]



**Figure I-2 : Schéma des portions de roche partiellement remplies d'eau et de gouttes de pétrole. À gauche, dans une roche qui a une affinité au pétrole. À droite, dans une roche qui a une affinité à l'eau.[2]**

## I.3 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 [3].

Le but principal des processus EOR est d'augmenter l'efficacité globale des déplacements d'huile. Sur la base de l'équilibre global des matériaux du réservoir, l'efficacité globale de récupération d'huile ( $E_{ro}$ ) peut être définie comme suit :

$$E_{ro} = N_p/N \quad (1)$$

Où  $N$  est l'huile d'origine,  $N_p$  est l'huile accumulée récupérée après le processus de récupération. L'efficacité globale consiste en efficacité microscopique ou de déplacement ( $E_{do}$ ) et en efficacité de balayage macroscopique ou volumétrique ( $E_{vo}$ ).

### I.4 MECANISME DE CONTROLE DE LA MOBILITE

Le rapport de mobilité est défini comme la mobilité du fluide de déplacement (c'est-à-dire l'eau) divisée par la mobilité du fluide déplacé (c'est-à-dire l'huile). Dans un système de déversement d'eau, c'est le rapport entre les mouvements d'eau et de pétrole. Le rapport de mobilité,  $M$ , pour un flux d'eau est donné par l'expression suivante :

$$M = \text{Mobilité eau} / \text{Mobilité huile}$$

$$= (K_{rw} \cdot \mu_o) / (K_{ro} \cdot \mu_w) \quad (2)$$

Où  $K_{rw}$  et  $k_{ro}$  sont des perméabilités relatives d'eau et d'huile, respectivement ;  $\mu_o$  et  $\mu_w$  sont des viscosités huile et eau, respectivement [4].

L'efficacité du balayage volumétrique (ou du balayage macroscopique) augmente lorsque  $M$  diminue (Figure II.4).

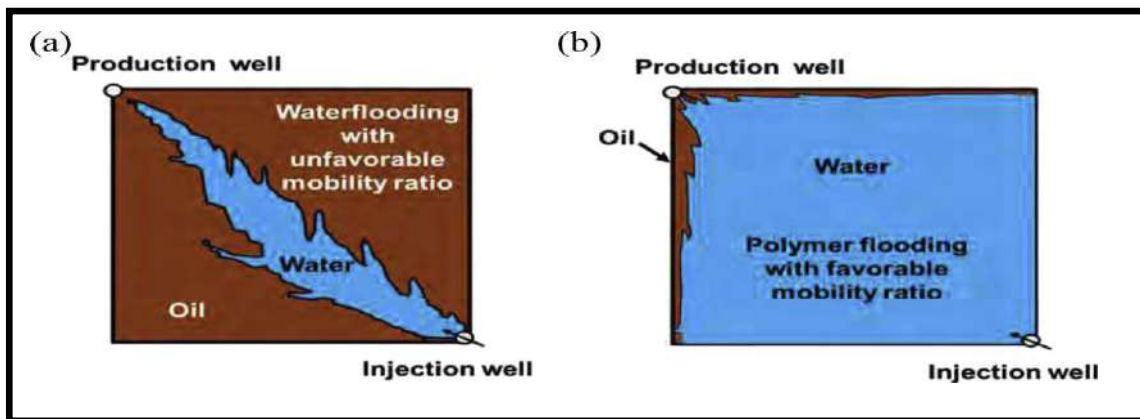


Figure I.3 : (a) Water flooding avec rapport de mobilité défavorable ( $M > 1$ ), (b) Flux d'eau augmentés par polymère avec un rapport de mobilité favorable ( $M < 1$ ) [5].



## I.5 MECANISME 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 :

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

$$= \frac{v R_m \mu_w}{\gamma_{ow} \cos \Theta} \quad (3)$$

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  $R_m = 1$ ) ;  $\mu_w$  : est la viscosité de la saumure ;  $\gamma_{ow}$  est la tension inter-faciale huile / eau et  $\Theta$  : est l'angle de contact entre la phase mouillante et la roche.

## I.6 MECANISMES DE LA TECHNOLOGIE D'ASP FLOODING

ASP flooding implique l'injection d'une solution contenant un polymère, un alcalin et un agent tensioactif dans un champ pétrolier en déplétion. Le mélange d'Alcalin -tensioactif forme une émulsion avec l'huile qui est ensuite balayée et déplacée du réservoir en utilisant un entraînement de polymère. [6]

### I.6.1 Drainage par tensioactif (surfactant flooding)

Une molécule de tensioactif (Surfactant) comporte deux groupes fonctionnels, à savoir un groupe hydrophile (soluble dans l'eau) ou polaire et un groupe hydrophobe (soluble dans l'huile) ou non polaire (figure II-5). Le groupe hydrophile est formé par des fractions telles que les carboxylates, les sulfates, les sulfonâtes (anioniques), les alcools, les chaînes polyoxyéthylénées (non ioniques) et l'ammonium quaternaire Sels (cationiques). [7,8]

Les tensioactifs travaillent dans l'ASP flooding pour abaisser l'IFT entre l'huile piégée et la saumure. Les tensioactifs anioniques sont utilisés pour les applications EOR.

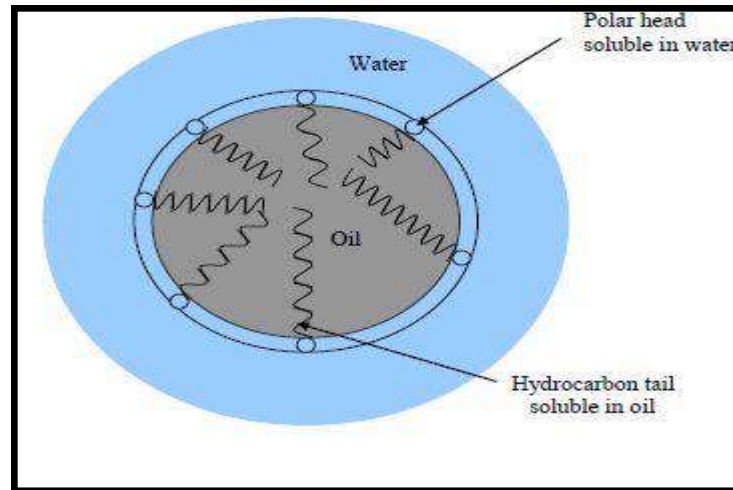


Figure I-4 : Micelle des tensioactifs.

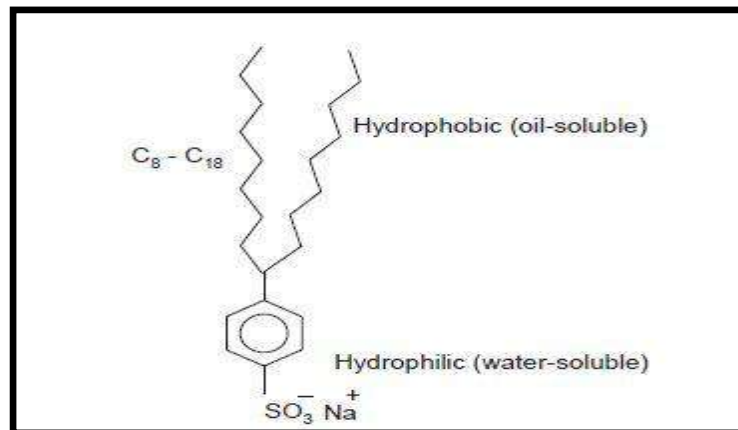


Figure I-5: Molécule de tensioactif.

### I.6.2 Drainage par polymères

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. [13]. 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 [14, 15].

### I.7 MICROEMULSIONS

Hoar et Schulman ont décrit pour la première fois les microémulsions en 1943 et les ont définies comme étant composées de « globules » compris entre 100 et 500 nm. Ils ajoutent

que les microémulsions sont transparentes voire bleutées par effet Tyndall (la taille caractéristique des objets étant globalement inférieure aux longueurs d'onde du visible, ceux-ci n'engendrent pas de diffusion de la lumière), que leur viscosité est très faible, qu'elles sont thermodynamiquement stables et que leur formation est spontanée et ne nécessite pas d'apports énergétiques importants [10].

### I.7.1 Classification des microémulsions

Les microémulsions présentent, au minimum, deux structures différentes à l'échelle microscopique. Ces différences apparaissent à l'échelle macroscopique puisqu'il est possible d'observer deux types de systèmes diphasiques et un système tri-phasique suivant la nature de la microémulsion.

Trois systèmes ont été classifiés de la manière suivante :

- Winsor I (WI) : microémulsion huile dans l'eau (O/W), la phase aqueuse contenant majoritairement le tensioactif étant en équilibre avec un excès de phase organique ; (également appelée lower-phase microémulsion (l) [11]),
- Winsor II (WII) : microémulsion eau dans l'huile (W/O), la phase organique contenant majoritairement le tensioactif étant en équilibre avec un excès de phase aqueuse ; (également appelée upper-phase microémulsion (u) [11]),
- Winsor III (WIII) : microémulsion à la fois en équilibre avec un excès de phase aqueuse et de phase organique, toutes deux pratiquement dépourvues de tensioactifs ; (également appelée middle-phase microémulsion (m) [11]).

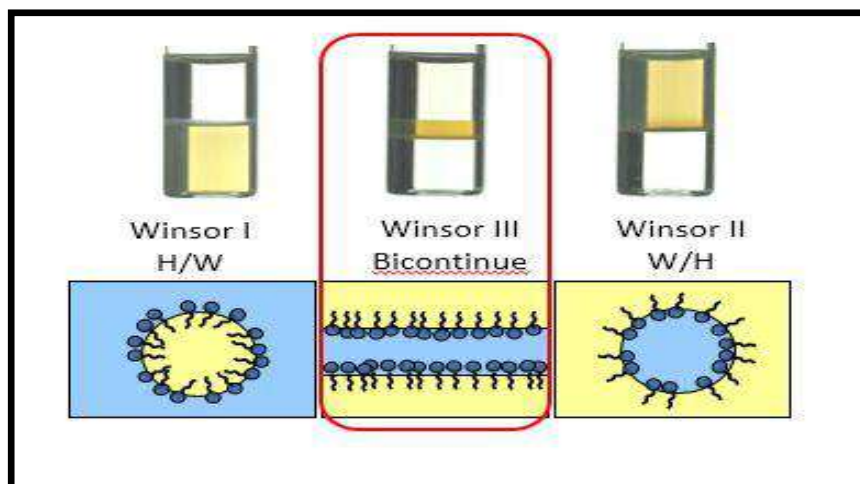


Figure I.6 : Type des microémulsions

## I.8 I. SITUATION DU CHAMP DE HASSI-MESSAOUD

### I.8.1 Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km<sup>2</sup>, il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma.

En coordonnées géographiques, il est limité :

- Au nord par la latitude 32°15.
- Au sud par la latitude 31°30.
- A l'ouest par la longitude 5°40.
- A l'est par la longitude 6°35.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante.

- X= 790.000 - 840.000 Est.
- Y= 110.000 - 150.000 Nord.

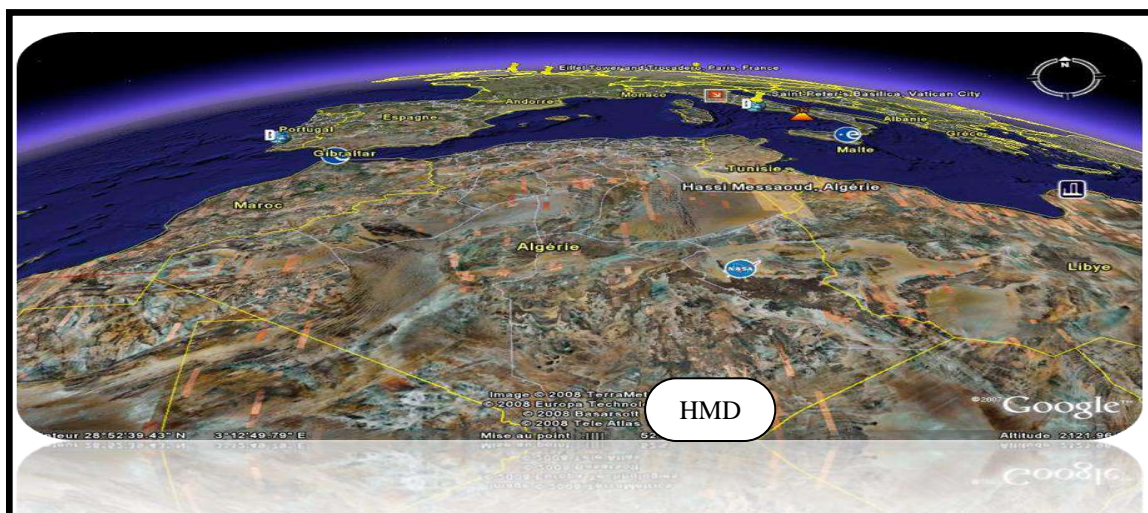


Figure I.7 Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud [Google earth]



**CHAPITRE III :**  
**LE SINGLE WELL CHEMICAL TRACER TEST**  
**(SWCTT)**

## **INTRODUCTION**

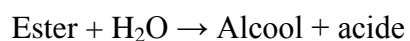
Le Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT) est une méthode in situ destinée à mesurer les saturations des fluides dans les réservoirs. Elle cible principalement la mesure des saturations d'huile  $S_{or}$  avant le lancement des opérations de récupération de pétrole améliorées (EOR). Elle permet d'évaluer l'efficacité des agents EOR dans un seul puits pilote, ou un champ. [12]

### **II.1 PROCEDURE D'UN SWCTT**

Durant le test, on injecte dans le puits choisi un bouchon de traceur partitionnant, souvent un ester, dissous dans de l'eau [13]. On injecte ensuite de l'eau afin de pousser le traceur dans le réservoir à une distance de 3 à 7 m autour du puits (Figure III-1). L'eau est souvent marquée avec un autre traceur non partitionnant qui sert de traceur de bilan de matière. Les esters utilisés sont plus solubles dans l'huile que dans l'eau. Cette préférence de solubilité est exprimée dans la couche huile / eau de l'ester  $K_i$ -Coefficient, où.

$$K_i = \frac{\text{(Concentration de l'ester dans l'huile)}}{\text{(Concentration de l'ester dans l'eau)}} \text{ à l'équilibre}$$

Puis, le puits est fermé pendant quelques jours pour permettre une réaction d'hydrolyse partielle de l'ester qui génère un alcool non partitionnant (Figure III-2).



Ensuite, le puits est remis en production (Figure II-3). Le retard entre l'ester et l'alcool généré (Figure II.4) permet de calculer la valeur du  $S_{or}$ . Afin de garantir une bonne précision de la mesure du  $S_{or}$  lors du test SWCTT.[14]

## SINGLE WELL CHEMICAL TRAVEL TEST

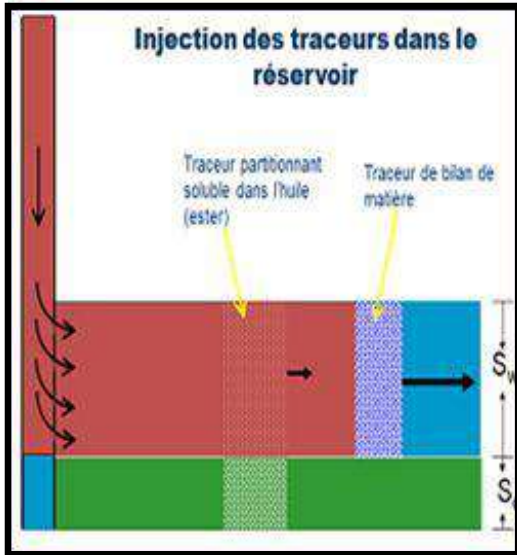


Figure II.1 : Schéma d'injection de traceurs

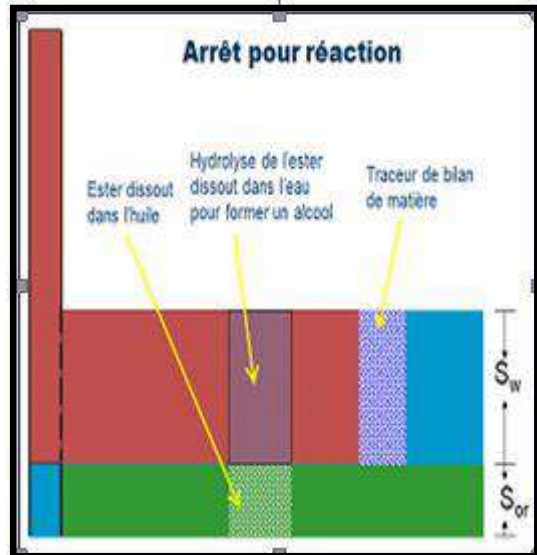


Figure II.2 : Schéma du temps de repos lors D'un SWCTT

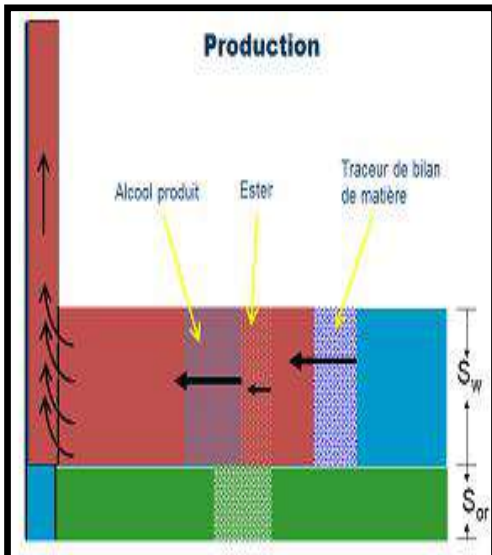


Figure II.3 : Profil de production des traceurs Lors d'un SWCTT

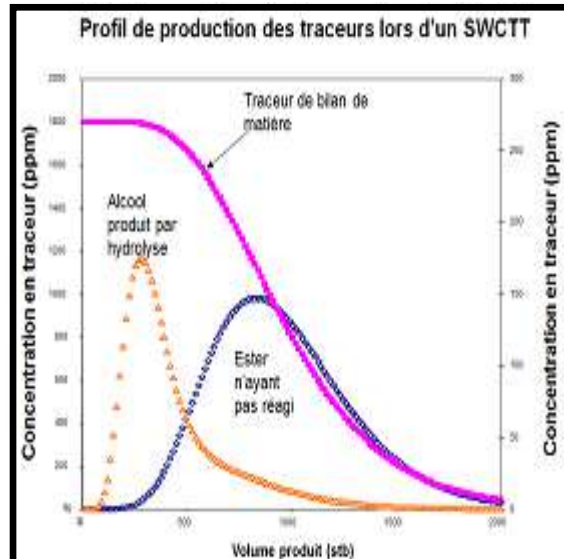
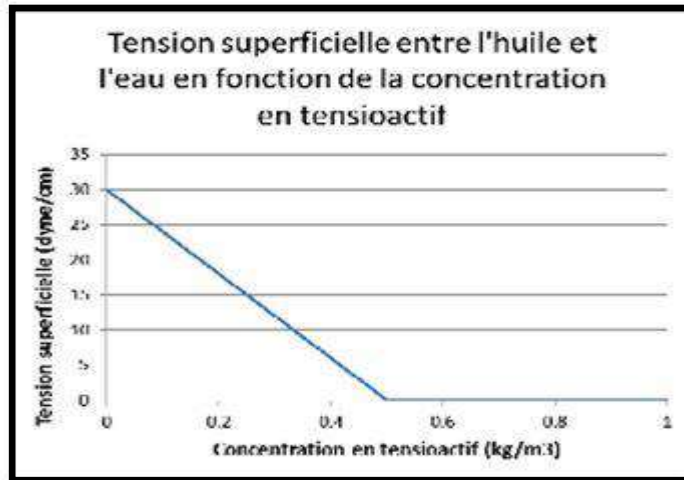


Figure II.4 : Schéma du temps de production lors d'un SWCTT

## II.2 PROPRIETES DU TENSIOACTIF UTILISE LORS DE LA SIMULATION

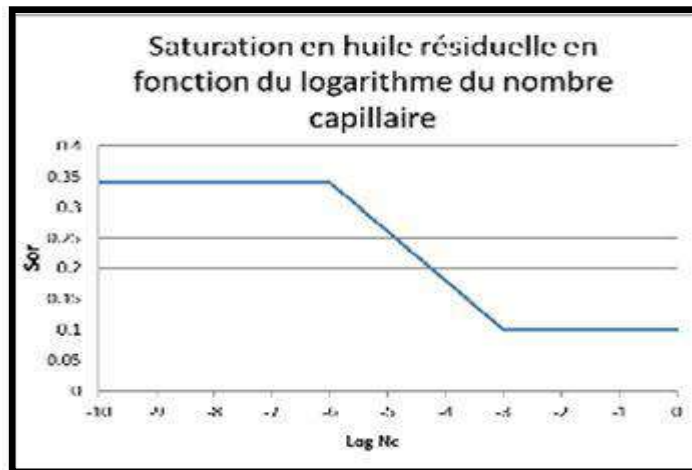
Les propriétés du tensioactif ont été testés sur des carottes réelle et des conditions réservoirs de HMD (une T de 90 à 120°C) ne sont fournies qu'à titre d'exemple. L'effet principal du tensioactif est de diminuer la tension interfacielle entre l'huile et l'eau (Figure III.5) dans le réservoir afin de permettre un plus grand déplacement de l'huile par l'eau

injectée. Une diminution de la tension interfacielle induit une augmentation du nombre capillaire ( $N_c$ )



**Figure II.5 : Tension inter-facial entre l'huile et l'eau en fonction de la concentration en tensioactif**

-La valeur de la saturation résiduelle en huile varie en fonction du logarithme décimal du nombre capillaire (Figure II.6)



**Figure II.6 : Saturation en huile résiduelle en fonction du logarithme du nombre capillaire**

La saturation en huile résiduelle varie entre 0.34 en l'absence de tensioactif et 0.1 en présence de tensioactif. La saturation en l'absence de tensioactif provient du modèle réservoir d'Hassi Messaoud pour le type de roche présent autour du puits OMO242. La saturation résiduelle en huile en présence de tensioactif est choisie à titre d'exemple en attendant les

## SINGLE WELL CHEMICAL TRAVEL TEST

données provenant du laboratoire. La Figure II.7 montre les courbes de perméabilité relative de l'huile et de l'eau en fonction de la saturation en eau en l'absence de tensioactif.

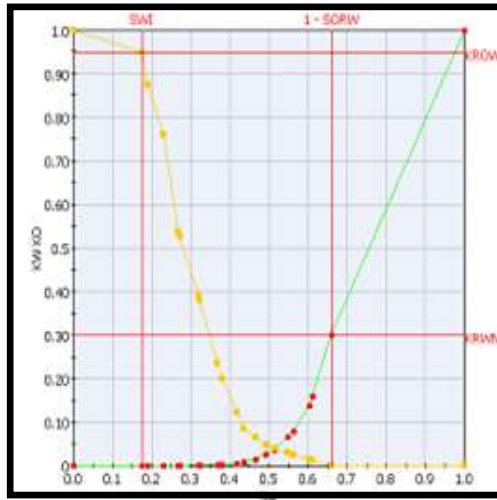


Figure II.7 : Courbe de perméabilité relative en l'absence de tensioactif

La Figure III.8 montre les mêmes courbes de perméabilité relative lors de la présence de tensioactif dans la phase aqueuse avec une concentration de 6 000 ppm. La roche du réservoir exerce un effet d'adsorption sur le tensioactif. A cause de cet effet le front de tensioactif évolue moins vite que le front de l'eau injectée. Pour cette simulation une adsorption de 100  $\mu\text{g}$  de tensioactif par gramme de roche

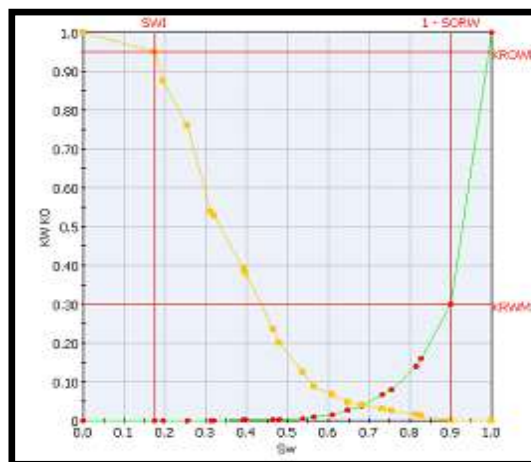


Figure II.8 : Courbe de perméabilité relative en présence de tensioactif

## SINGLE WELL CHEMICAL TRAPER TEST

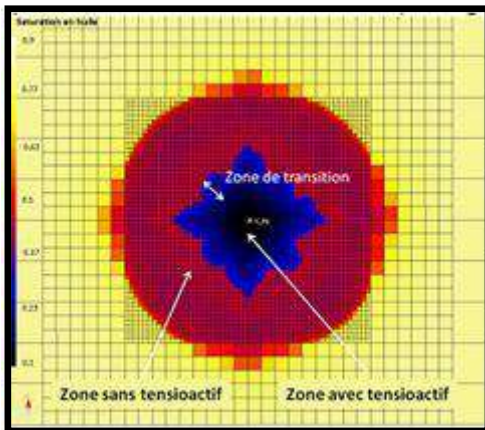
Lorsque le  $K_{rw}$  max est modifié, la mobilité de l'eau contenant du tensioactif peut devenir trop importante. La mobilité  $M$  est calculée à l'aide de la formule suivante :

Avec :

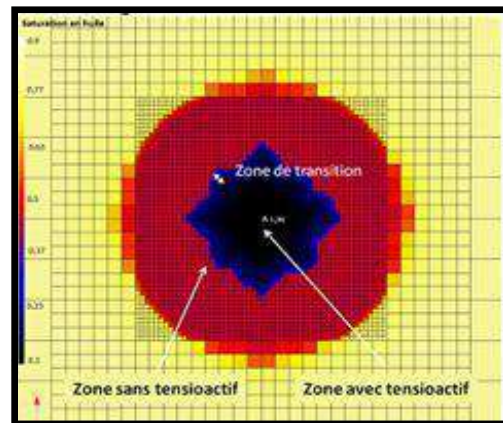
$$M = \frac{K_{rw} \max}{K_{ro} \max} \times \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

- $K_{rw}$  max la perméabilité relative maximale de l'eau
- $K_{ro}$  max la perméabilité relative maximale de l'huile
- $\mu_o$  la viscosité de l'huile
- $\mu_w$  la viscosité de l'eau

Lorsque la perméabilité maximale de l'eau ( $K_{rw}$  max) augmente sous l'effet du tensioactif le risque est d'augmenter la zone de transition entre la zone non influencée par le tensioactif (dont la saturation en huile est ici 0,34) et la zone contenant du tensioactif (dont la saturation en huile est ici 0.1) ( Figure III.9 et Figure III.10).



**Figure II.9 : Injection d'eau-tensioactif avec  $K_{rwm} = 1.0$   $K_{rom} = 0.95$  ;  $\mu_o = 1.2$  cP  $\mu_w = 0.44$  cP  $M = 2.9$**



**Figure II.10 : Injection d'eau-tensioactif avec  $K_{rwm} = 0.3$   $K_{rom} = 0.95$   $\mu_o = 1.2$  cP  $\mu_w = 0.44$  cP  $M = 0.9$**

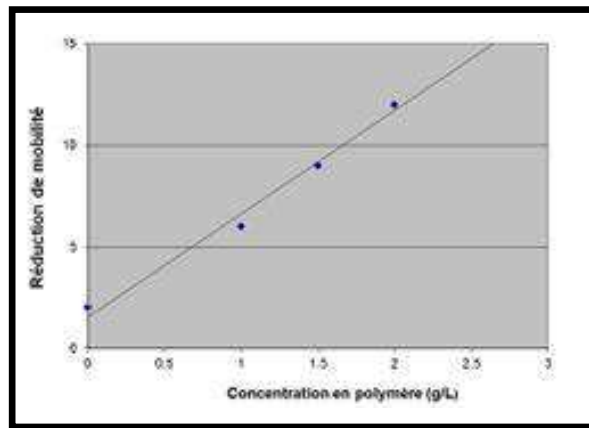
Si cette zone de transition est plus importante cela signifie que pour la même dose de tensioactif injectée la zone du réservoir étant à la saturation en huile minimale est plus petite et donc que l'efficacité du tensioactif est réduite. Afin d'éviter cette augmentation de la zone de transition (et donc de la mobilité) il est possible d'ajouter



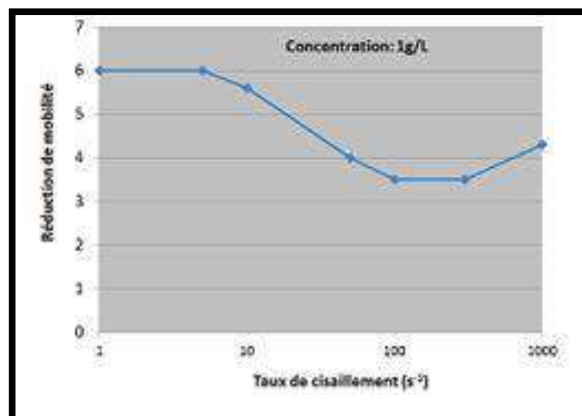
un polymère dont l'objectif sera d'augmenter la viscosité de l'eau injectée ( $\mu_w$ ) et donc de diminuer la mobilité.

**Propriétés du polymère**

Lors d'une simulation contenant du polymère il est nécessaire de saisir un tableau donnant le facteur de réduction de mobilité en fonction de la concentration en polymère (Figure II.11). Ce facteur de réduction de mobilité agit comme un coefficient multiplicatif qui s'applique à la viscosité de la phase aqueuse. Dans le tableau du facteur de réduction de mobilité en fonction de la concentration en polymère présenté (Figure II.12) une réduction de mobilité de 2 est indiquée pour une concentration nulle en polymère.



**Figure II.11 : Réduction de la mobilité en fonction de la concentration en polymère**



**Figure II.12 : Réduction de la mobilité en fonction du taux de cisaillement pour une concentration en polymère de 1 g/l**

## **CHAPITRE III :**

**les essais sur un micromodel et  
l'application sur champs**

### **III.1 PROBLEMATIQUE**

Une chute des indices de productivité est constatée dans plusieurs puits des champs de Hassi Messaoud. Cette baisse de la productivité est due au piégeage d'huile à cause des forces visqueuses et des forces capillaires existant dans le milieu poreux.

Pour cela on doit recourir à la récupération tertiaire par l'injection de tensioactif et polymère qui permet de réduire fortement les phénomènes de rétention d'huile. la réalisation de projet EOR nécessite une application d'un SWCTT.

### **III.2 BUT DE TRAVAIL**

- Mise en évidence des propriétés de systèmes tensioactif /polymère dans le micromodel poreux
- Application du SWCTT dans le champ HMD (sur les trois pilotes puits : OMJ723 ; OMO45 ; MD188).

### **III.3 PLAN DE RECHERCHES**

A) Essais sur micromodel poreux.

- Détermination de la perméabilité et la porosité de model poreux.
- Obtention de Winsor III.
- Drainage Eau-SP (surfactant polymère)

B) Application au champ HMD.

### **III.4 CARACTERISATION DES REACTIFS, MODEL POREUX ET LOGICIEL.**

#### **III .4.1 Formulation des réactifs sélectionnée pour le projet EOR Hassi Messaoud**

##### **A) Caractéristiques du tensioactif**

La formulation est livrée en solution aqueuse avec la composition suivante :

- Mélange de surfactants : SURF EOR ASP 5100 (16%)
- Co-solvent: Diéthylenglycol Butyl Ether (10%)
- Chlorure de sodium (<1%)
- Dioxines (<1%)
- Eau (>72%)

Le SURF EOR ASP 5100 est composé des molécules suivantes :

- 50% : alkyl-benzène sulfonate (SURF EOR ASP 4100)
- 50% : alkyl-glycéryl ether sulfonate (SURF EOR ASP 1100 et SURF EOR ASP 1150)

### **B) Caractéristiques du polymère :**

- Terpolymère d'au moins 2 monomères parmi :
- Acrylamide, sel sodique de l'acide 2-acrylamido-2-méthyltertbutyl sulfonique (ATBS), N-Vinyl pyrrolidone
- Matière active > 87%.
- Eau, sous forme d'humidité résiduelle <13%.
- Résidus procédés (huile, tensio-actifs, silice) <0,5%.

### **C) Kcl : 99.99 % de pureté**

#### **III.4.2 Description du logiciel Saphir**

Kappa Saphir est un outil d'interprétation des essais de puits basé principalement sur la méthode de dérivée de la pression et le match des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique détaillée de production..

#### **III.4.3 Caractérisation de model poreux**

Elle est constituée de :

Un manifold, une pompe, des conduites, réservoirs poreux, une solution de drainage, deux manomètres (à l'entrée et à la sortie).

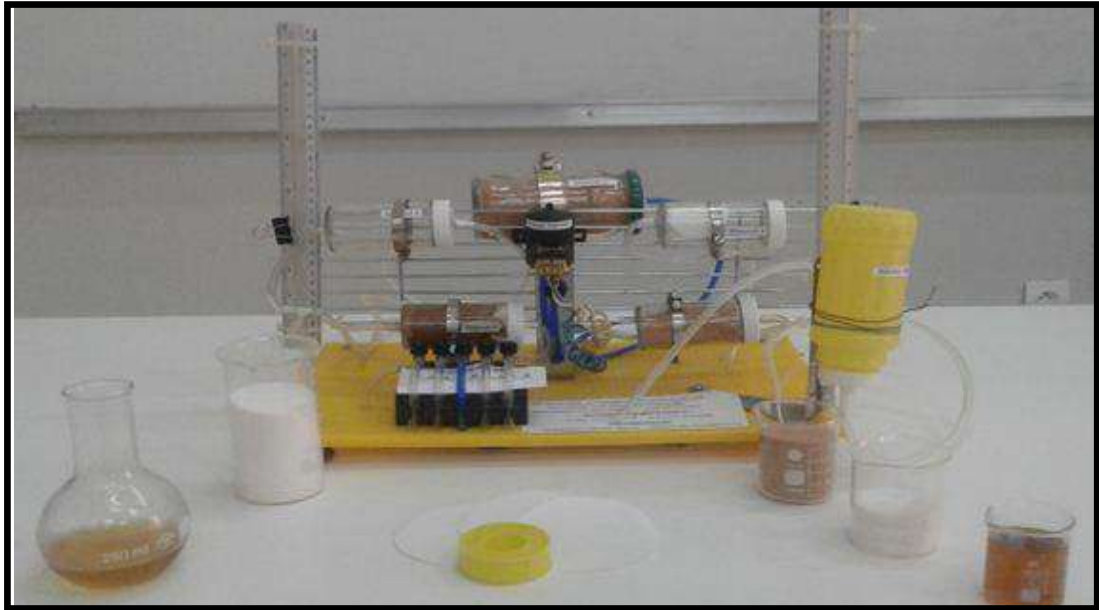


Figure III.1 : Le micro model poreux

**A) Mode opératoire**

- Laver et sécher le sable utilisé.
- Emboîter les tamis utilisés les uns sur les autres, les dimensions croissantes de bas en haut, on prévoit en dessous un récipient à fond plein pour recueillir les éléments fins et en dessus un couvercle pour éviter la dispersion des poussières.
- Mettre le sable tamisé sur un cylindre de diamètre  $D=6\text{cm}$  (réservoir)
- On pèse le réservoir.
- On fait saturer le réservoir par l'eau distillé et on le pèse puis on calcul la porosité et la perméabilité.
- Drainage de l'huile par solution tensioactif, polymère

**B) Détermination de porosité :**

$$M_{\text{SSec}} (\text{Masse du sable sec}) = 230,328 \text{ g}$$

$$M_{\text{SSaturé}} (\text{masse du sable saturé d'eau}) = 265,532 \text{ g}$$

$$M_{\text{P}} (\text{masse des pores}) = 35,204 \text{ g}$$

$$\Theta = V_{\text{P}} / V_{\text{T}} = M_{\text{P}} / M_{\text{t}} = M_{\text{P}} / M_{\text{SSech}}$$

$$\Theta = 0.1528 = 15,28 \%$$

C) Détermination de la perméabilité

On considère un tube cylindrique de section S rempli par le sable sur une hauteur L dans lequel on fait circuler de l'eau sur une hauteur totale H (dispositif à niveau constant). Lorsque le milieu est saturé en eau, on a :

Débit d'entrée  $Q_e$  = débit sortie  $Q_s$  = Q

L'équation de Darcy s'écrit :  $Q = K \times (S / (L \cdot \mu)) \times \Delta p$

Donc le débit Q ( $m^3 \cdot s^{-1}$ ) est proportionnel à  $\Delta p$

K : correspond au coefficient' de perméabilité de Darcy= [Perméabilité ( $m^2$ )]

S = surface ( $m^2$ ).

Nous mesurons  $\Delta p$  en fonction de Q,

On a que pour une pression de  $P_1 = 6867$  Pa (70 cm)  $\Rightarrow$  Q = 1,14 ml / min

$P_2 = 7848$  Pa (80 cm)  $\Rightarrow$  Q = 1.32 ml / min

$P_3 = 8829$  Pa (90 cm)  $\Rightarrow$  Q = 1,50 ml / min

$P_4 = 9988$  Pa (100 cm)  $\Rightarrow$  Q = 1.69 ml / min

On fait tracer le digramme  $f(\Delta p) = Q$  et fait calculé leur pente.

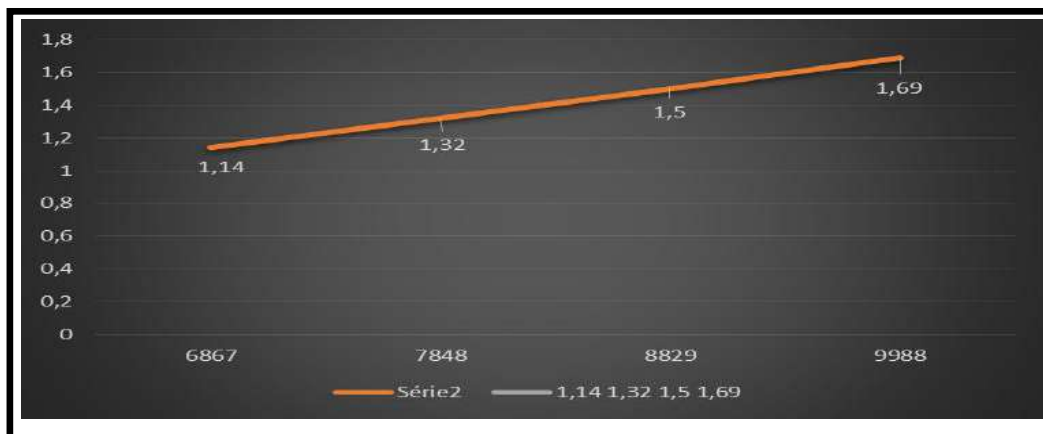


Figure III.2 : variation du débit en fonction de la pression



$$Tg \dot{\alpha} = \Delta Q / \Delta P = (1, 5-1, 32) / (8829- 7848)$$

$$Tg \dot{\alpha} = 1, 83 \times 10^{-4}$$

$$S = \pi r^2 = 3, 14 \times (0.025)^2 = 0,000785 \text{ m}^2$$

$$\mu_{\text{eau}} = 0,729 \times 10^{-3} \text{ Pa.s, } L = 0.1 \text{ m}$$

$$Tg \dot{\alpha} = K \times (S / (L.\mu)) \quad \Rightarrow \quad K = Tg \dot{\alpha} / (S / (L.\mu))$$

$$K = 26,3 \times 10^{-15} \text{ m}^2$$

### III.5 MISE EN EVIDENCE LES PERFORMANCES DE SYSTEME TENSIOACTIF POLYMERE DANS LE MICRO MODEL POREUX

#### III.5.1 Obtention de Winsor III.

Des essais d'obtention de Winsor III ont été réalisés dans un tube à essai ou ont été mis en constante : l'huile (7 ml) ; la solution TA (2 ml) mélangé avec l'eau de saumure (4 ml).

Le mélange est agité puis gardé au repos à température ambiante pendant deux jours. Finalement un Winsor III avec trois phases thermodynamiquement stables (microémulsion [4 ml], saumure [3 ml], huile [6 ml]) voir le figure III.3

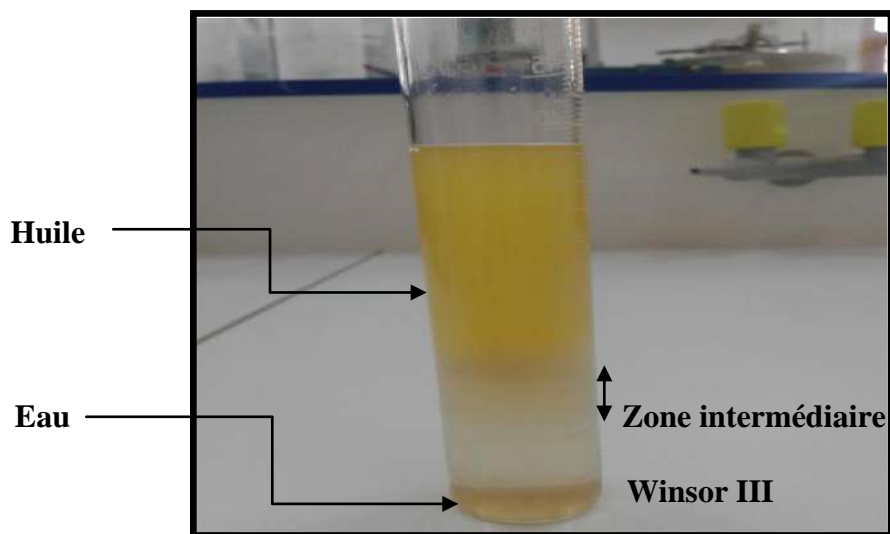


Figure IV.3 : Schéma représentatif de Winsor III

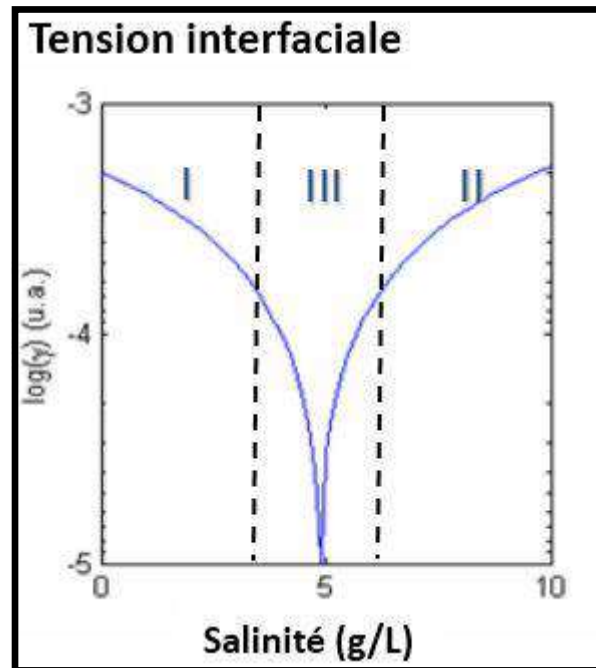


Figure III.4 : Variation de la tension inter facial en fonction de la salinité

### III.5.2 Les Essais de drainage

#### 1<sup>ère</sup> phase (Le drainage par l'eau) :

D'abord on fait saturer le réservoir par l'huile, le volume nécessaire d'huile pour le saturé (expérimentale) c'est  $V_{hs} = 39$  ml, en suite on fait balayer le réservoir par injection d'eau pour récupérer l'huile, en fin ont arrêté l'injection lorsque on a une grande valeur du water cut. .A la fin du cette phase, le volume récupéré du l'huile  $V_g = 12$  ml correspond à 30,76 % du volume total alors il reste 69 % comme un gasoil résiduelle.

#### 2<sup>ème</sup> phase (L'injection de tensioactive) :

C'est la phase d'injection du tensioactive (10 g/l), le but principale de leur injection c'est la diminution du la tension inter-faciale entre l'huile et l'eau.

#### 3<sup>ème</sup> phase (Le drainage par solution polymère) :

La dernière phase c'est la phase d'injection du polymère, on l'utilisé pour améliorer le rapport de mobilité, A la fin du cette phase nous récupérons un volume supplémentaire d'huile  $V_{hs} = 22$  ml correspond à 59,28 % ce qui confirme l'efficacité de la formulation chimique utilisé.

### III.6 SWCTT A HASSI MESSAOU D :

#### III.6.1 Zones visées par le SWCTT a Hassi Messaoud :

Afin d'étudier la faisabilité de la récupération assistée chimique du pétrole (CEOR) dans trois zones productrices (4, 7 et 17) situées dans la région de Hassi Messaoud (Algérie). Elles représentaient environ 12% de la production du champ à fin octobre 2013 (date début du projet). .

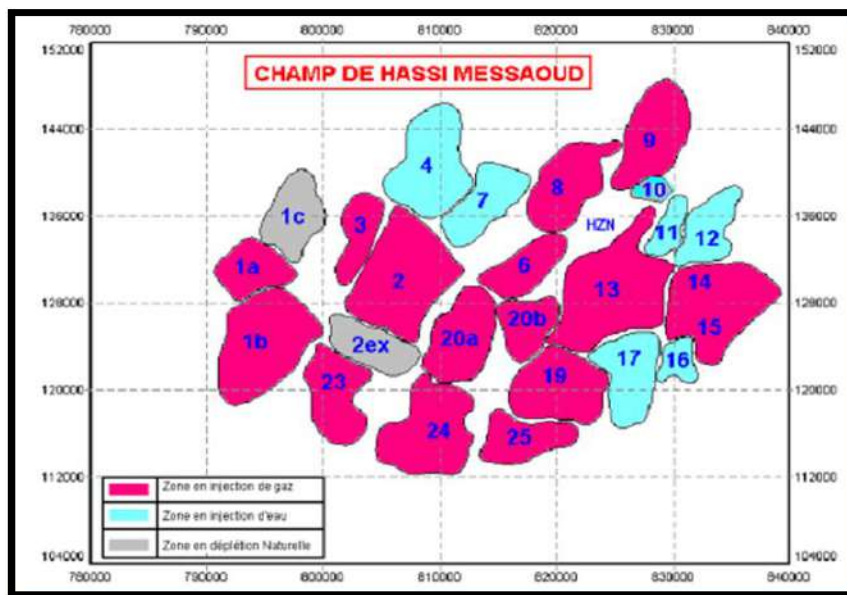


Figure III.5 : Les Zones visées par le projet EOR

#### III.6.2 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.
- Le puits soit vertical et l'envahissement total.

### III.6.3 Installation de surface

- Skid 1 A : Traitement d'eau.
- Skid 1 B : Cuve de stockage intermédiaire d'eau.
- Skid 2 A : Déchargement de surfactant.
- Skid 2 B : Stockage et dosage du surfactant.
- Skid 3 : Préparation et dosage KCl.
- Skid 4 : Préparation et dosage polymère.
- Skid 5 : Injection.
- Skid 6 : Salle de control.
- Skid 7 : Air comprimé et génération azote
- Skid 8 : Point d'introduction de traceurs.
- Skid 9 : Système de chauffe d'eau process.

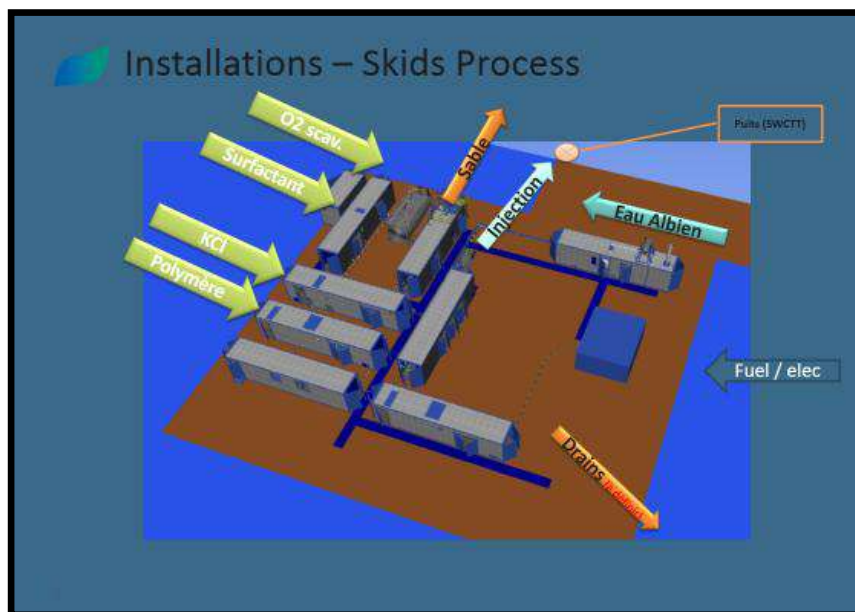


Figure III.6 : Equipement de surface

#### ➤ Données à acquérir sur les puits pilotes

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.6.4 La réalisation du SWCTT sur 03 puits :

### III.6.4.1 le premier puits : OMJ723

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.

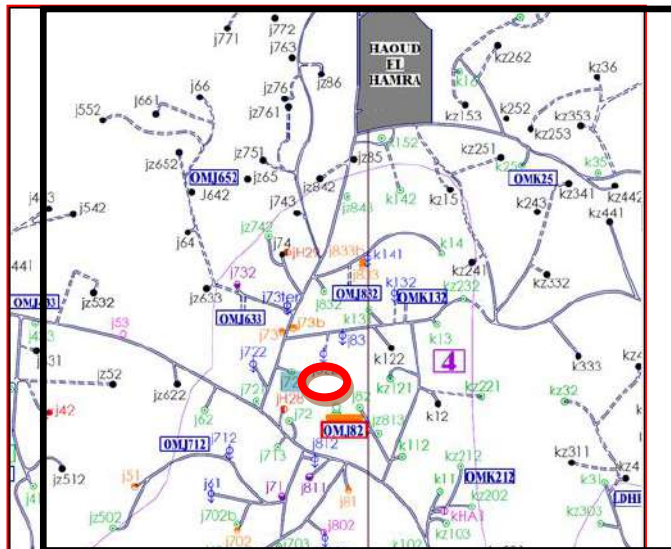


Figure III.7 : Localisation du puits OMJ723

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

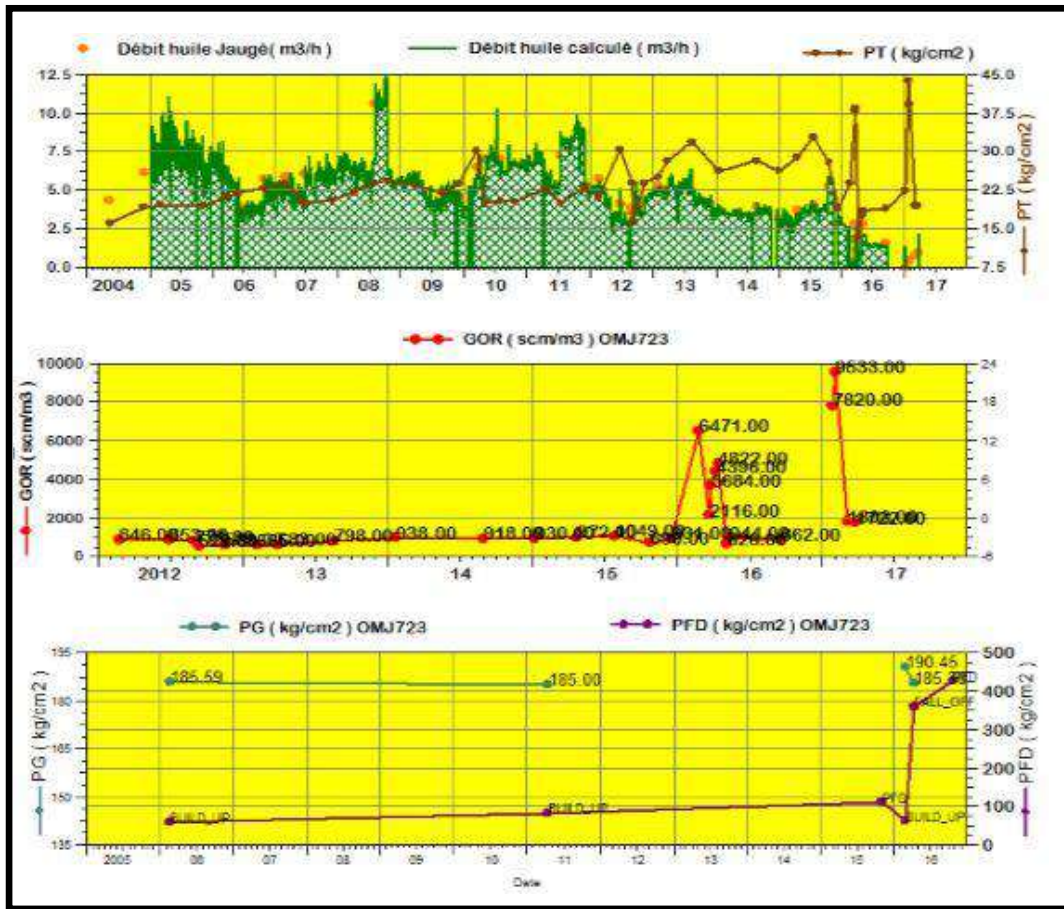


Figure III.8 : Historique de production d'OMJ723

### A) La préparation de puits pour le SWCTT :

- **1<sup>ère</sup> opération d'intervention** : l'objectif principal de cette intervention
  - ✓ Nettoyage du puits jusqu'au fond dernier Snubbing à TD 3450m/VM.
  - ✓ Descente d'un chemisage 2''7/8 nu (sans nipple) et ajustage sabot à +/- 3320m/VM.
  - ✓ Opération **PLT**

**NB :** l'injection de gaz se fera dans l'annulaire 4''1/2 x 2''7/8 et la production à travers le 2''7/2.



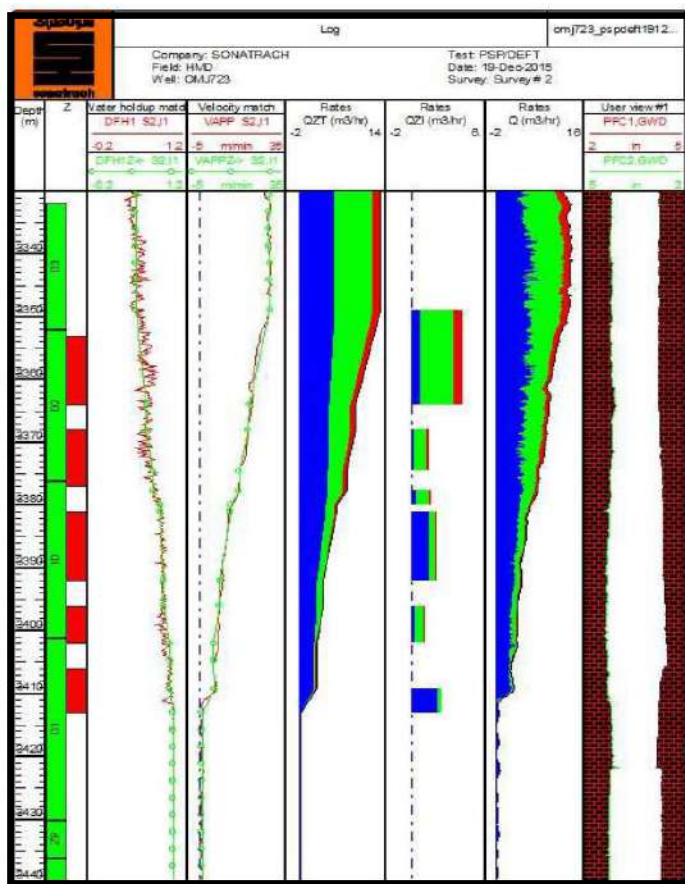


Figure III.9 : Opération PLT

**B) Log et mesures sur carottes :**

- ✓ Intervalle présélectionné : 3353 – 3362.2 m MD Hauteur totale de 9.2 m (3175-3184.2 m TVDSS).
- ✓ Porosité moyenne de 11 %.
- ✓ Perméabilité moyenne de 100 mD.
- ✓ Top ciment plug = 3362.2 m

Intervalle présélectionné (avant un workover) :

\*3353 – 3360 m MD H=7 m,

- \* $Q_o=3,0 \text{ m}^3/\text{h}$  (45% de la totalité de production)
- \* $GOR= 0,20 \text{ rm}^3/\text{rm}^3$  ;
- \* $W_c=20\%$

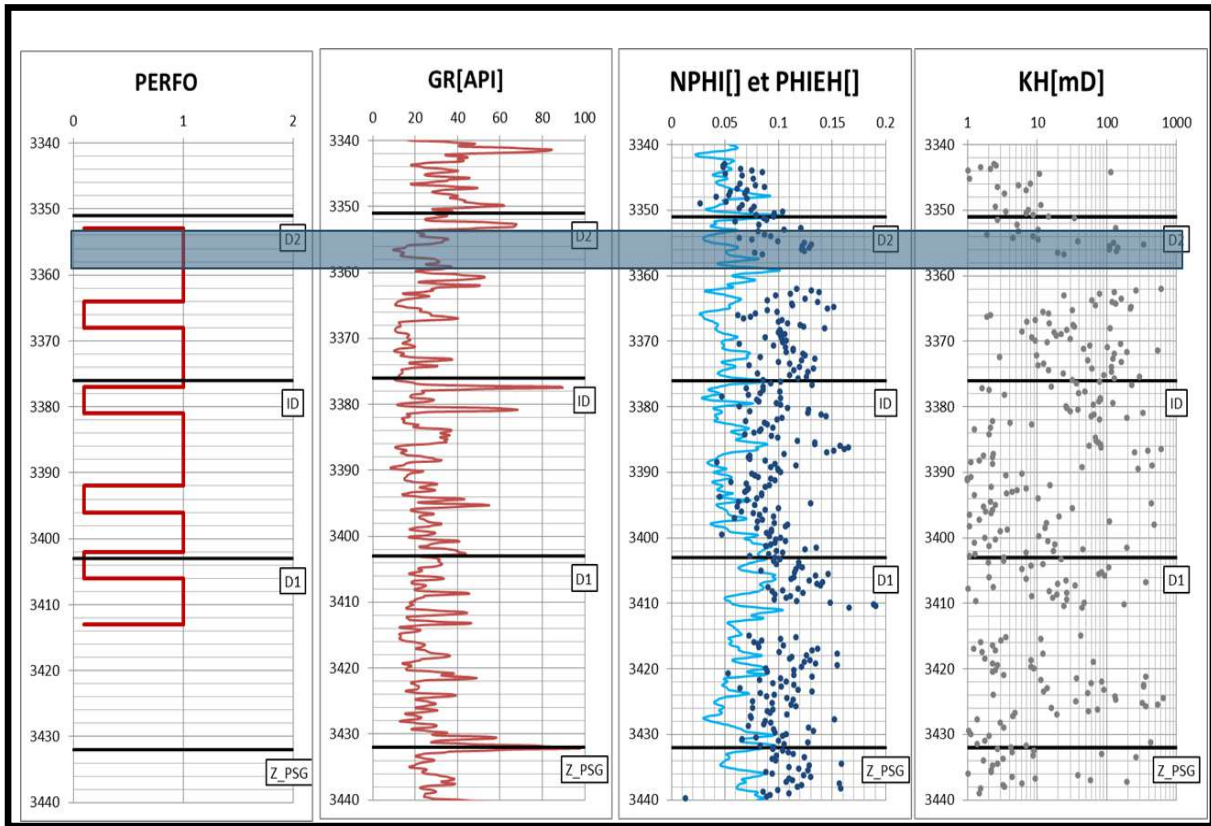


Figure III.10 : Caractéristique pétrophysique de l'intervalle sélectioné.

**C) 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.

➤ **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 pression (2"7/8\*4"1/2)=100psi
- 12:10-14:10 Débit 2 : Q : 0,44 bpm (Pp=0psi, A1 pression (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, A1pression (2 "7/8 \* 4" 1/2) = 394psi.

	Duration	Liquid rate	G	G
	hr	m3/hr		
1	2.00000	-2.57000	■	■
2	2.00000	-4.19000	■	■
3	2.00000	-6.29000	■	■
4	2.80694	-8.39000	■	■
5	87.1778	0	■	■

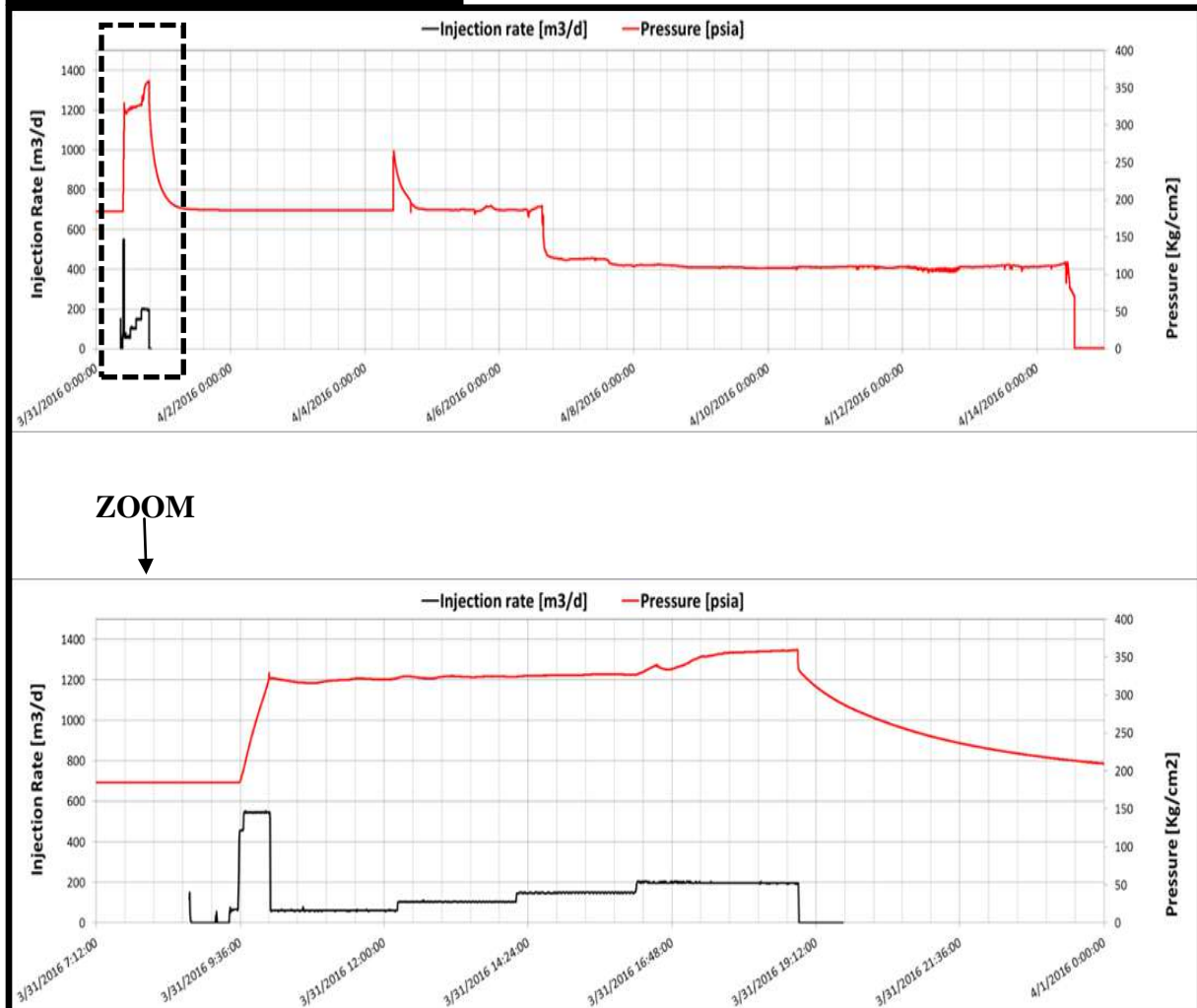


Figure III.11 : La variation de la pression au cours d'injection

# LES ESSAIS SUR UN MICROMODEL ET L'APPLICATION SUR CHAMPS

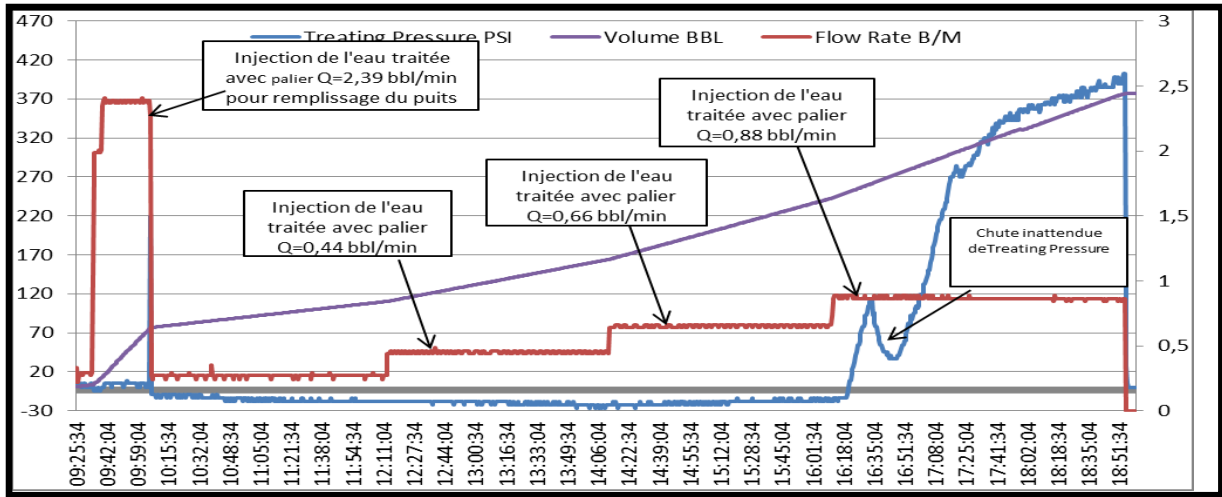


Figure III.12 : La variation de la pression et le débit en fonction de temps

➤ Analyse des tests réalisés dans le puits OMJ723 (DST, BU et Test d'injectivité) :

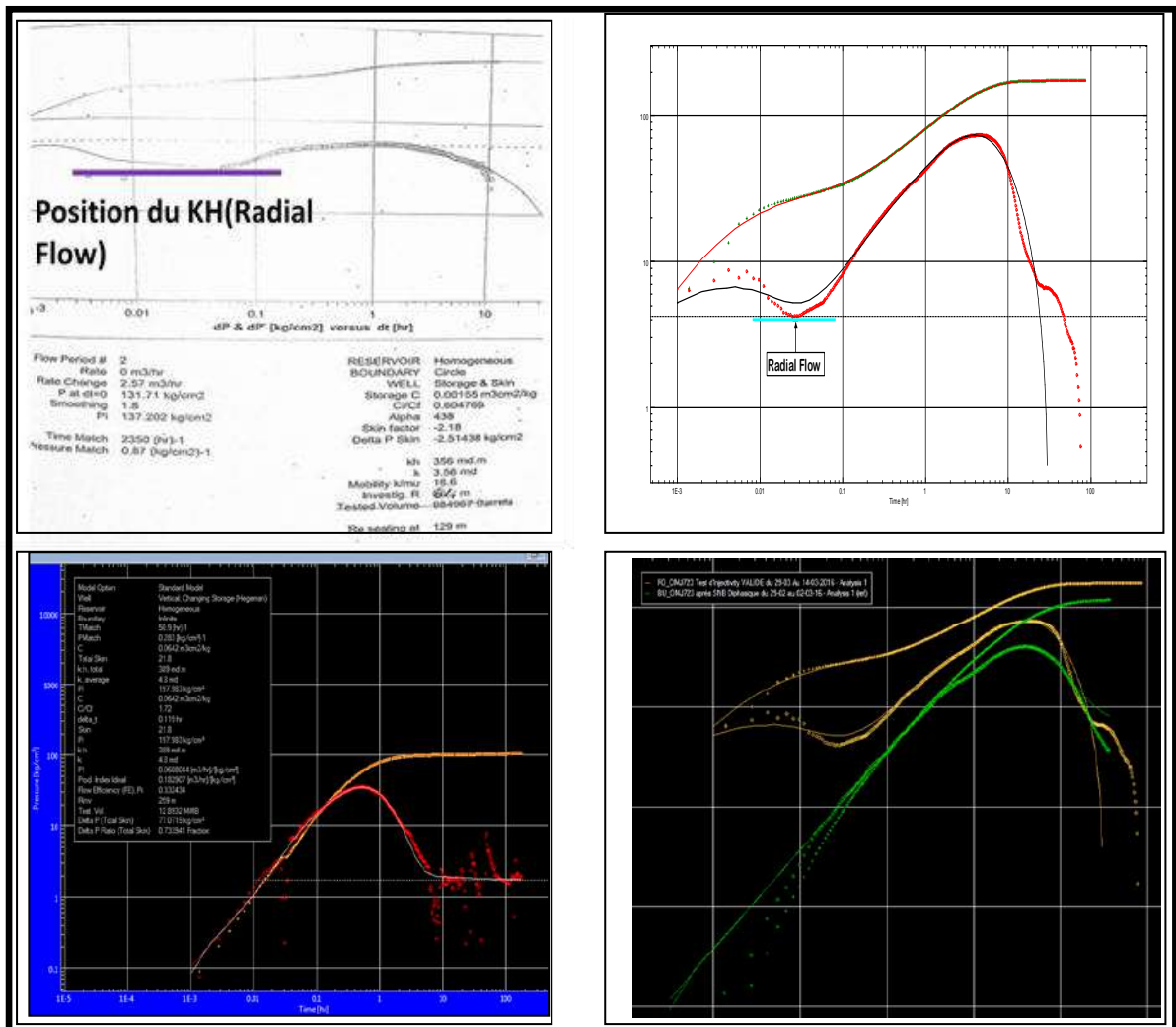


Figure III.13 : Comparaison entre test d'injectivité avant et après la première phase d'injection et le Build up réalisé pour l'OMJ723

➤ Résultats d'interprétation du Test d'injectivité :

Name	Value	Unit
<b>Selected Model</b>		
Model Option	Standard Model	
Well	Vertical	
Reservoir	Radial composite	
Boundary	Intersecting faults - PVN	
<b>Main Model Parameters</b>		
TMatch	1150	[hr]-1
PMatch	0.119	[kg/cm <sup>2</sup> ]-1
C	8.63E-4	m3cm2/kg
Total Skin	-1.93	--
k.h, total	191	md.m
k, average	27.3	md
Pi	185.738	kg/cm <sup>2</sup>
<b>Model Parameters</b>		
Well & Wellbore parameters (OMJ723)		
C	8.63E-4	m3cm2/kg
Skin	-1.93	--
Reservoir & Boundary parameters		
Pi	185.738	kg/cm <sup>2</sup>
k.h	191	md.m
k	27.3	md
Ri	21.8	m
M	24.9	--
D	23.3	--
L1 - Constant P.	33.4	m
L2 - Constant P.	45.2	m
N	7	--
<b>Derived &amp; Secondary Parameters</b>		
Pi	0.0483018	[m3/hr]/[kg/c
Pi (p*)	0.175423	[m3/hr]/[kg/c
Delta P (Total Skin)	-16.2926	kg/cm <sup>2</sup>
Delta P Ratio (Total S	-0.093769	Fraction
Line: Flat - IARF		
k	28.6	md

Figure III.14 : Résultats d'interprétation du Test d'injectivité 31/03/2016

- La position du KH de dernier test BU (régime radial Flow) est basée sur le DST de 1999.
- Parce que : (KH du test d'injectivité avec l'eau donnant un coefficient de capacité faible) par contre la réponse du Build up ave GL montre un effet important du wellbore Storage qui a masqué le régime radial. (Valeur du kh=191) a été imposé sur le Build up test.



## LES ESSAIS SUR UN MICROMODEL ET L'APPLICATION SUR CHAMPS

Tableau III. 1 : Le plan d'injection

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



➤ Test d'injectivité du 19-09 au 14/10/2016 (la première phase d'injection) :

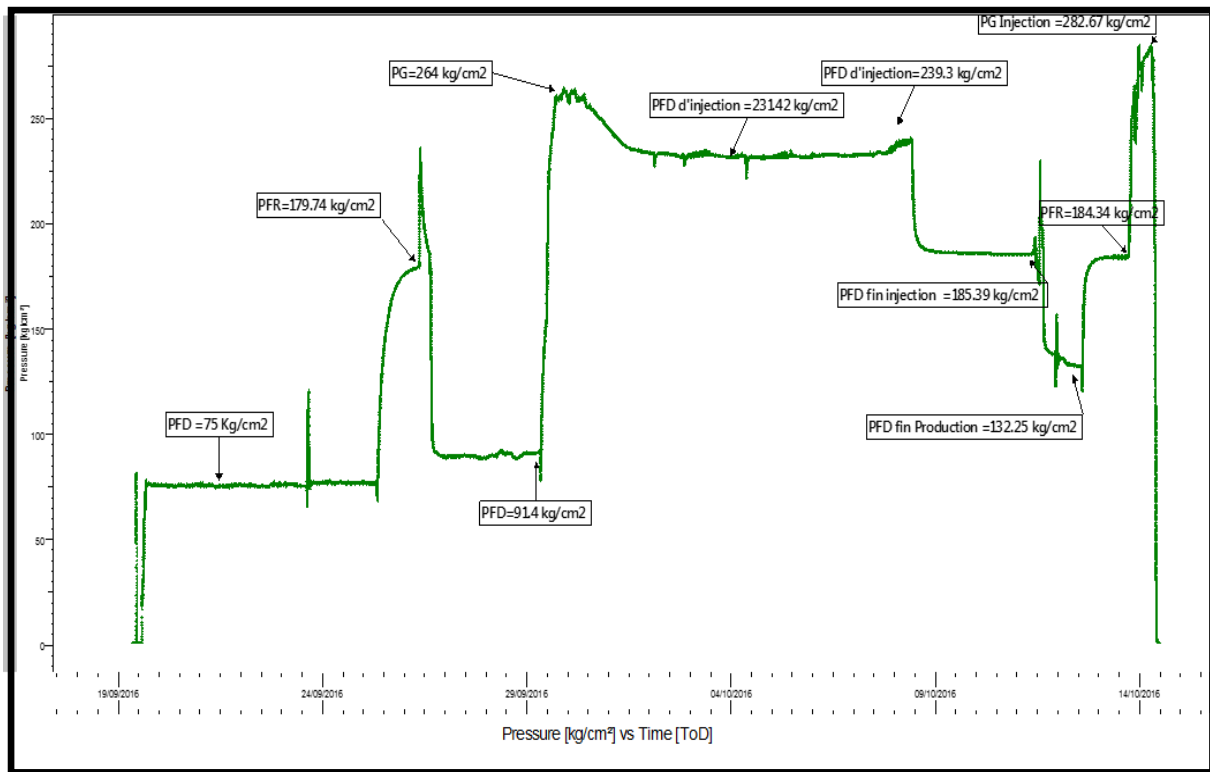


Figure III.15 : Test d'injectivité 01/04/2016

**D) 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.

**Caractérisation des différents dépôts rencontrés sur le SWCTT OMJ 723 :**

Dépôt remarqué dans les corps de filtres et aussi fond de cuve isotank :

- Couleur : noir,
- L'analyse pour savoir si présence d'H<sub>2</sub>S .



**Figure III.16 : Dépôt remarqué dans les corps de filtres et aussi fond de cuve isotank**

**Après arrêt du 23/10/2016 Dans les installations de surface :**

Dans les tuyauteries entre le point de rencontre eau chauffée/KCl concentré et la ligne d'injection :

- Couleur vert, noir après séchage,
- Cause probable : précipités albiens à forte température ( $>70^{\circ}\text{C}$ )

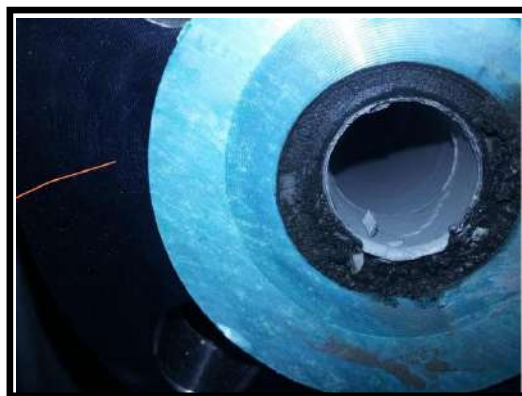


**Figure III.17 : Dépôt de sels**

Dans les tuyauteries entre l'échangeur thermique et le point de rencontre eau chauffée/KCl :

- Couleur blanc, gris foncé après séchage,
- $\text{CaCO}_3$

Cause probable : précipités albiens à très forte, Température ( $>100^{\circ}\text{C}$ ).



**Figure III.18 : Dépôts de CaCO<sub>3</sub>**

**En fond de puits :**

60% de solubles dans HCL, composition : 2% NaCl - 32.5% CaCO<sub>3</sub> - 8.4% MgCO<sub>3</sub> - 17% FeCO<sub>3</sub>



**Figure III.19 : Dépôts de sel**

40% de non solubles dans HCL, composition :

- 44.2% CaSO<sub>4</sub> - 18% MgSO<sub>4</sub> - 7.5% FeCO<sub>3</sub> - 6.27% BaSO<sub>4</sub> - 2% Sels (NaCl)
- Reste : Majorité silice + sulfure de fer(FeS) et produits de traitement

**E) Leçons tirés des opérations effectuées dans OMJ723 :**

• Ne pas utiliser l'échangeur thermique pour les autres pilotes puisque la température de fond reste supérieure à 85°C

• Réduire le débit d'injection pour limiter le refroidissement du réservoir pendant l'injection du surfactant.

- Evaluation sectoriel des puits OMO45 et MD188 avant le test d'injectivité.
- Faire les tests nécessaires (PFS, BU, FO) dans le voisinage des puits OMO45 et MD188.
- Le dispositif d'ancrage des gages utilisés dans les tests du puits OMJ723 sont convenable pour être utilisé dans les tests SWCTT.
- En cas de succès des tests SWCTT l'évaluation de l'EOR chimique entre les puits OMJ822 et OMJ723 sera idéale.

### **Recommandations**

- Le puits a une bonne injectivité
- Le puits prend beaucoup du temps pour revenir à l'état initial après test d'injectivité, Donc un démarrage au CTU est impératif, ce qui impose l'utilisation de même dispositif d'enregistrement (P, T) qui a été utilisé pendant le test d'injectivité dans le test SWCTT
- Le puits a reproduit beaucoup d'eau
- Faut-il refaire le test injectivité-productivité pour vérifier la nature d'écoulement aux alentours du puits qui servira pour le calcul de Sor ?
- Faut-il réaliser un fall off test dans le puits OMJ822 pour confirmer l'existence du couloir d'écoulement vers le puits OMJ723 ?
- Faut-il fermer le puits injecteur OMJ822 pour obtenir un écoulement radial durant le SWCTT ?
- Il faut activer la perforation et la MEP du puits pour faire le test d'injectivité
- Les prochains tests d'injectivité sur OMO45 et MD188 doivent être accompagnés par un monitoring continu sans être précédés par une phase de remplissage,
- La MEP du puits après le test d'injectivité doit être accompagnés par le monitoring des débits et volumes des fluides produits pour vérifier que les intervalles EOR ciblés sont confinés et que l'écoulement est radial.

### III.6.4.2 le deuxième puits : OMO45

Le puits OMO45 a été foré le 19/06/1970, est un puits producteur d'huile situé dans de la zone 7 ; candidat pour le projet EOR (SWCTT).

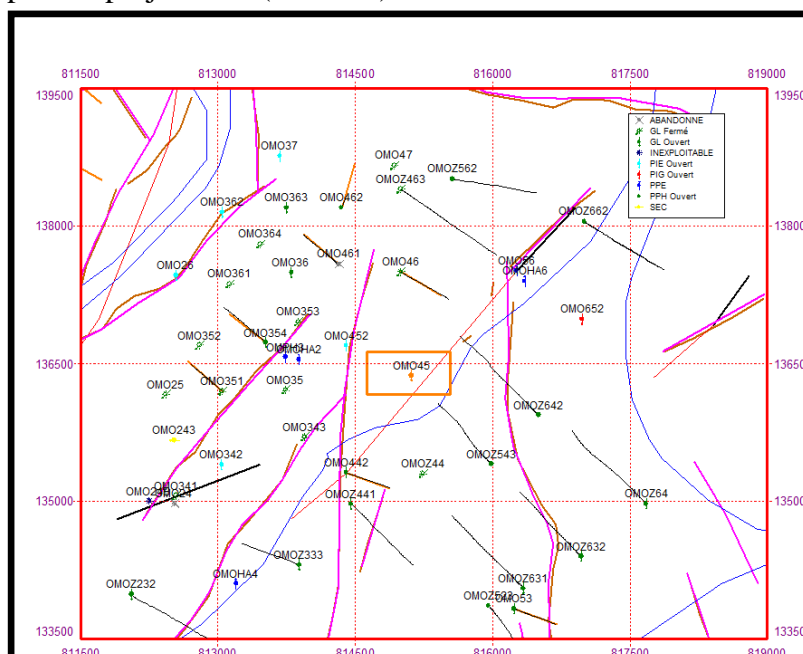


Figure III.20 : Carte de position OMO45.

#### A ) Préparation du puits 2 pour le SWCTT :

Un Work Over a été réalisé Pour décripiner le puits et descente d'un liner cimenté, qui a été perforé dans un intervalle de 12m).

➤ Logging et les trois intervalles ont été ciblés :

- 1°Intervalle : 3342 – 3330m (12m)
- 2°Intervalle : 3302 – 3313,6m (11,6m)
- 3°Intervalle : 3289,5 – 3301m (11,5m)

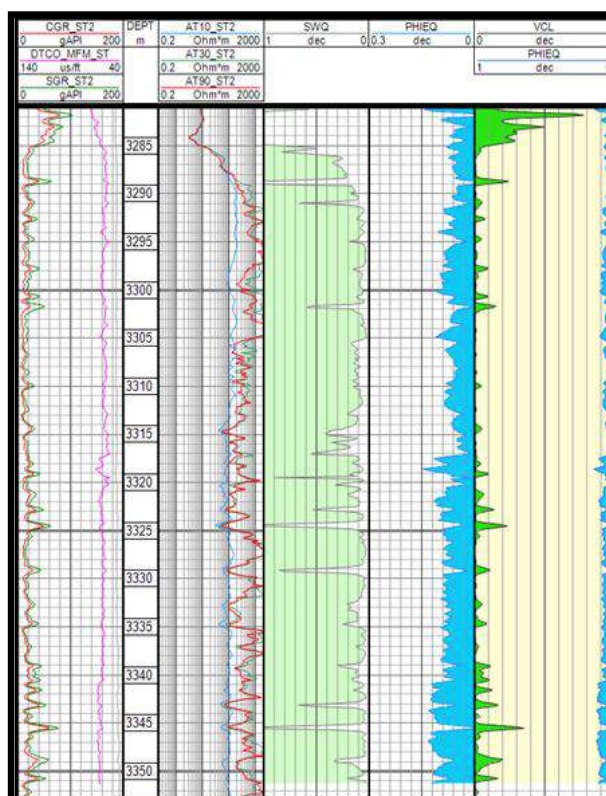


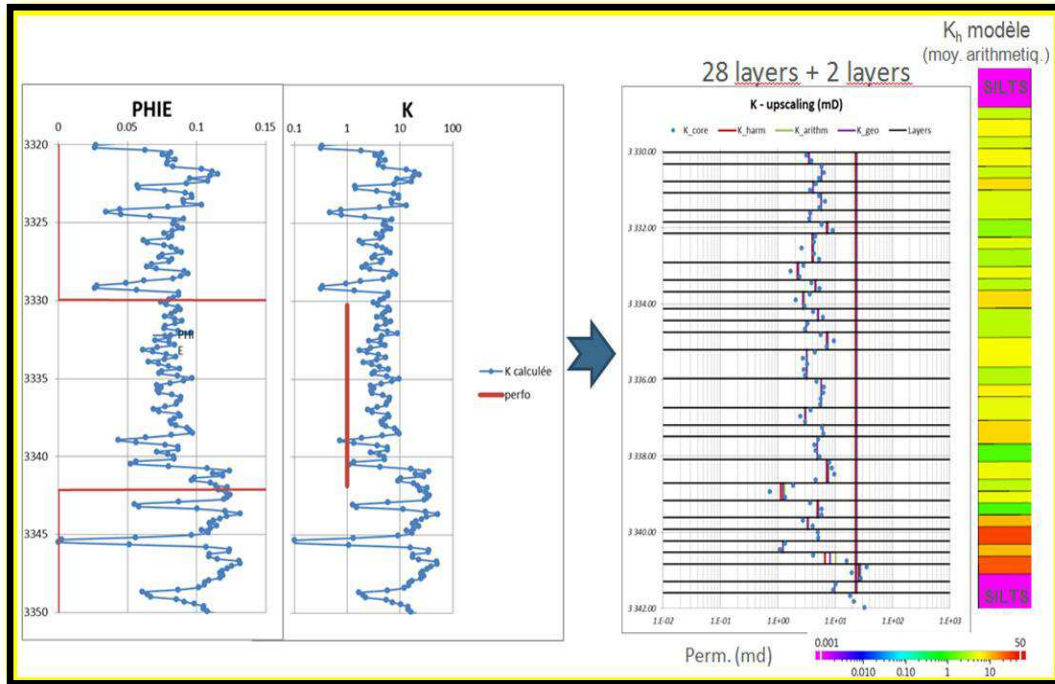
Figure III.21 : Logging d'OMO45

❖ Programme de perforation :

- Perforations du 1<sup>o</sup> intervalle 3342 – 3330m (12m)
- Démarrage et Jaugeage du puits
- Si le débit est positif, poursuivre le programme (mesure de pression, tests d'injectivité,..)
- Si résultats négatifs, pose d'un Bouchon de Ciment et perforations du second intervalle 3302 – 3313,6m (11,6m)
- Démarrage et Jaugeage du puits
- Si le débit est positif, poursuivre le programme (mesure de pression, tests d'injectivité,..)
- Si résultats négatifs, pose d'un 2<sup>o</sup> BC et perfos du 3<sup>o</sup> intervalle 3289,5 – 3301m (11,5m)
- Démarrage et Jaugeage du puits

## LES ESSAIS SUR UN MICROMODEL ET L'APPLICATION SUR CHAMPS

- Si le débit est positif, poursuivre le programme (mesure de pression, tests d'injectivité,...)
- L'Intervalle sélectionné pour faire le SWCTT : de 3330 – 3342 m soit une hauteur totale de 12 m :



**Figure III.22 : Caractéristique pétro physique de l'intervalle 3330 – 3342**

### B) Résultat de jaugeage après perforation de l'intervalle 3342 – 3330 :

**Tableau III.2 : Résultat de jaugeage**

Date de mesure	Diam. Duse (mm)	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression Tête (kg/cm <sup>2</sup> )	Observations
		Huile	Gaz			
07/04/2016	9.53	3.09	518.05	167	28	DST en open Hole après Work Over
25/10/2016	15	1.6	1437.29	901	23.1	Débit après perfos

Étant retenu pour le projet EOR, il a été convenu de réaliser un test d'injectivité à l'eau traitée (en Bull Heading) (pour un objectif de : Tester la formation dans le but d'évaluer les caractéristiques de la formation, l'endommagement et la productivité du puits ainsi que son injectivité.)



**C) Procédure d'injection :**

L'injection de l'eau traitée (2 % KCl) se fera en Bull Heading selon trois débits, 62 m<sup>3</sup>/jour (0,27 bbl/mn), 100 m<sup>3</sup>/jour (0,44 bbl/mn) et 150 m<sup>3</sup>/jour (0,66 bbl/mn).

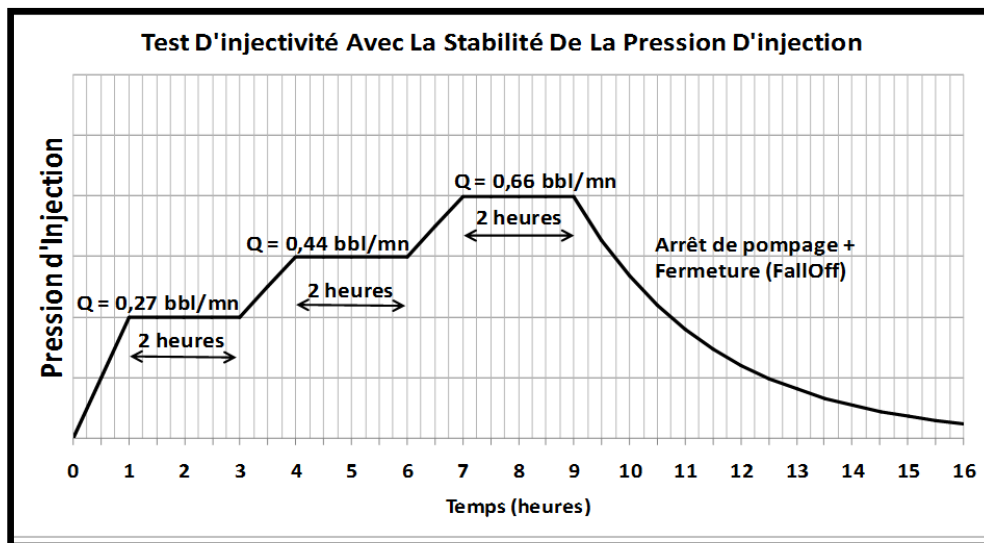
❖ **Séquence du test d'injectivité :**

Du 09 :30 à 10 : 50 : remplissage du puits avec 24 m<sup>3</sup> d'eau traitée.

Du : 10 :50 à 13 :05 : pompage l'eau traitée avec un débit de 0,27 bpm.

Du : 13 :05 à 15: 10: pompage l'eau traitée avec un débit de 0,44 bpm.

Suivi d'une fermeture du puits pour un fall off test pour une durée de 63 heures



**Figure III.23 : Test d'injectivité avec la stabilité de la pression d'injection Du : 15 :10 à 18: 00: pompe à l'eau traitée avec un débit de 0,66 bpm.**

- ✓ Un fall off test a été réalisé pour le puits candidat dans le cadre du projet EOR du 11 au 14/12/2016 :

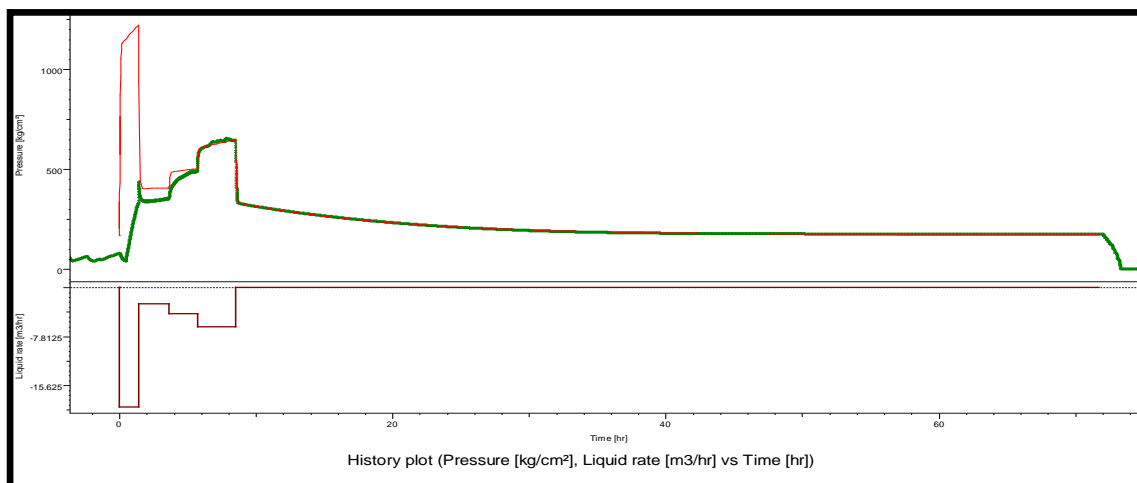


Figure III.24 : Test d'injectivité du 11 au 14/12/2016

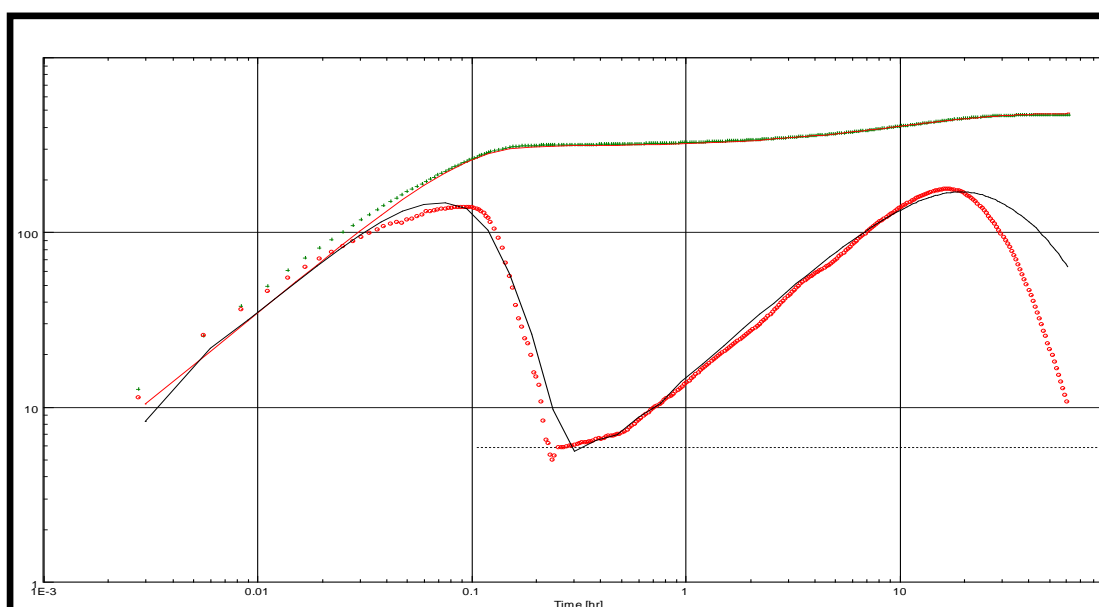


Figure III.25 : Log-log plot 11 au 14/12/2016

D'après l'interprétation du test fall off, on constate les points suivants :

- L'absence d'une réponse sphérique (-1/2) sur le modèle Log-Log signifie que l'intervalle testé est confiné.
- La valeur du KH varie entre 55 et 65 mD.m (une perméabilité de l'ordre de 5 mD).
- Le puits est très endommagé vu la valeur élevée de Skin (entre 35 et 50).

- avec les différents scenarios analysés donc il est nécessaire de faire une opération d'acidification pour éliminer cet endommagement avant la phase injection.

➤ 20/12/2016 opération Acid job suivi par un jaugeage

Tableau III.3 : 20/12/2016 Résultats de jaugeage

Date de mesure	Diam. Duse (mm)	Débit (m³/h)		GOR	Pression Tête (kg/cm²)	Observations
		Huile	Gaz			
06/01/2017	18	1.4	2655.15	1897	43.6	Après Acid job

Avec ces données et connaissant la complétion du puits, une ré estimation de sa pression de fond de dynamique par un calcul de pertes de charges en utilisant le Logiciel Pipesim a été réalisée pour recalculer de nouveaux l'index d'injectivité par la formule suivante :

$$\frac{II}{IP} = \frac{\mu_o B_o k_{rwm}}{\mu_w B_w k_{rowm}}$$

- Connaissant les données PVT de l'huile de Hassi Messaoud à une pression de 175 kg/cm2

Tableau III.4 : Les données de PVT

	Uo	Bo	krwmax
oil	0,25	1,7	0,95
water	0,24	1,05	0,58

- Connaissant l'index de productivité :  $(1,4 / (175-120)) * 24 = 0,6 \text{ m}^3/\text{j}/\text{kg}/\text{cm}^2$

- L'indice d'injectivité après acidification est donc estimé à  $0,6 \times 1,03 \approx 0,62$

[m3/d] / [Kg/cm2]

- Après vérification de l'amélioration de l'index d'injectivité (le puits est prêts pour un SWCTT)

- A un débit d'injection de 150 m<sup>3</sup>/j, la pression de fond dynamique est de l'ordre de 420 kg/cm<sup>2</sup> qui est loin de la pression de fracturation de Hassi Messaoud,

Tableau III.5 : La variation de BHP en fonction de débit injecté

Inj Rate <i>m<sup>3</sup>/d</i>	BHP flowing <i>Kg/cm<sup>2</sup></i>
30	224.3
50	256.6
75	296.9
100	337.2
150	417.9

### C) Résultats de simulation

#### ❖ Résultats de Simulation réalisée avec un débit d'eau de 80 m<sup>3</sup> / j

Les résultats de simulation montre que 640 m<sup>3</sup> d'eau sont nécessaires pour plus de 95% de l'intervalle à tester pour un rayon de 5 m ciblé.

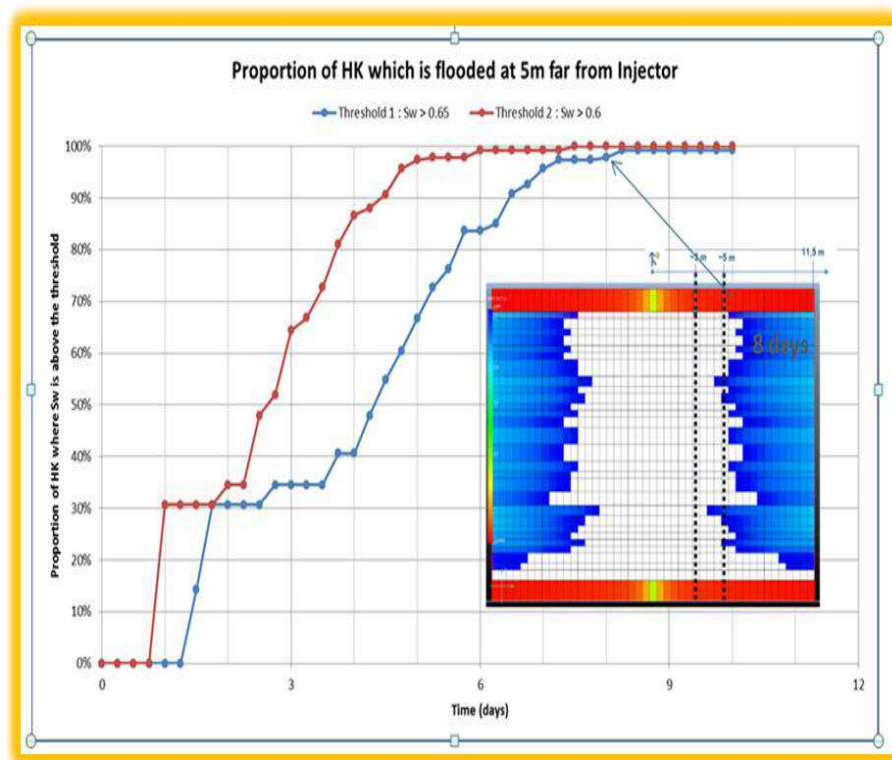
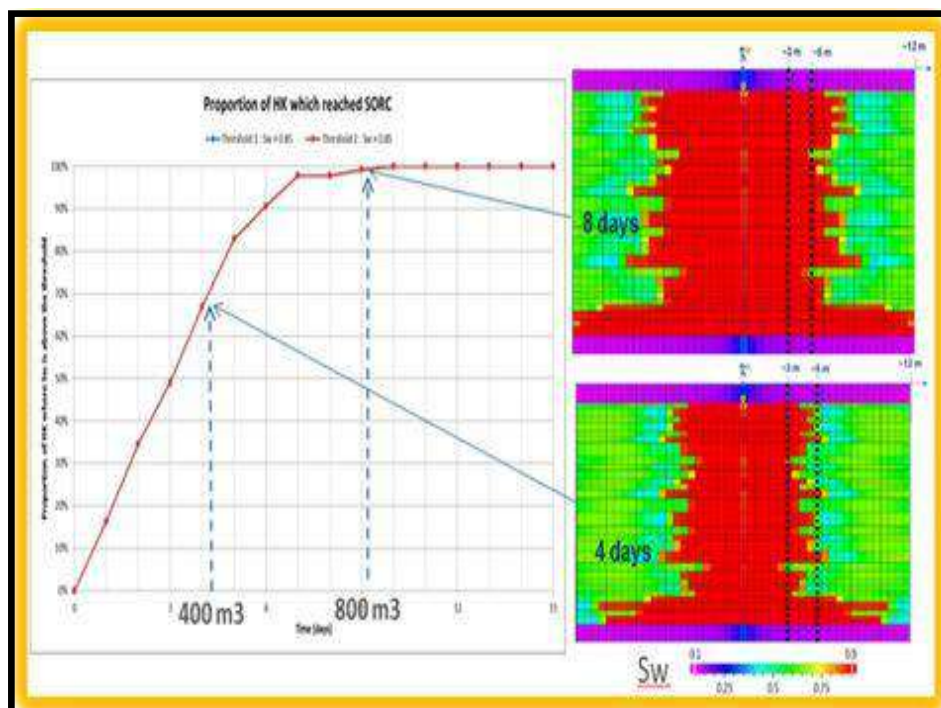


Figure III.26 : Proportion de KH a un rayon de 5m

❖ **Résultats de Simulation réalisée avec un débit de surfactant de 100 m<sup>3</sup> / j sur un rayon de 5 et 3 m**

Les résultats de simulation montre que :

- 800 m<sup>3</sup> de surfactant sont nécessaires pour avoir une Sorc plus de 95% de l'intervalle ciblé pour un rayon de 5 m.
- 400 m<sup>3</sup> de surfactant sont nécessaires pour avoir une Sorc plus de 95% de l'intervalle ciblé pour un rayon de 3m.



**Figure III.27 : Proportion de KH a un rayon de 5m après l'injection de tensioactif**

❖ **Résultats de simulation réalisée avec un débit de polymère sur un rayon de 5 et 3 m**

700 m<sup>3</sup> de polymère sont nécessaires pour obtenir une concentration uniforme dans un rayon de 3 m

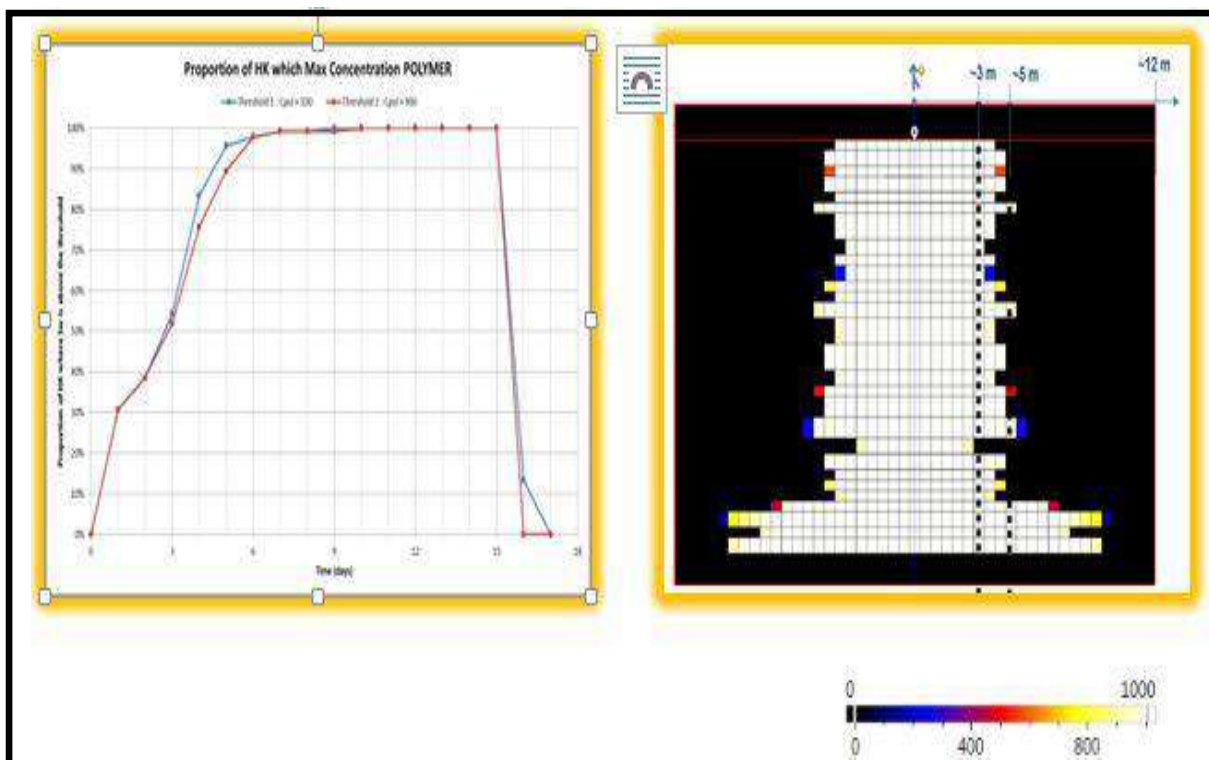


Figure III .28 : Proportion de KH a un rayon de 5m après l'injection de polymères

#### D) Stratégie proposée pour OMO 45 (12/2016)

Utilisation d'une eau d'Albien ne provenant pas d'une station

- Ne pas chauffer l'eau d'Albien.
- Injection à débit réduit pour limiter le refroidissement du réservoir pendant l'injection du surfactant.
- Inversement des points d'injection KCl / surfactant (d'après les résultats de laboratoire).
- Utilisation d'un anti-dépôt adapté.
- Injection d'un biocide compatible EOR.
- Le modèle de simulation a été calibré et un programme d'injection a été établi.

## LES ESSAIS SUR UN MICROMODEL ET L'APPLICATION SUR CHAMPS

Tableau III.6: Le plan d'injection

Description	Stage	Activité	Fluid injecté (par SNF)	Température du fluide injecté en surface	Volume injecté (Sm3)	Debit (Sm3/d)	Volume produit (Sm3)	Durée (jours)			Durée (heure)	
								Injection	Production	Repos	Date de démarrage	
	1a	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	13	50		0,25			6,00	12/01/17 10:00
	1b	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	19	75		0,25			6,03	12/01/17 16:00
	1c	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	649	100		6,49			155,68	12/01/17 22:01
<b>Test 1</b>												
Sor après inj. d'eau	2	Injection de 3 tracers (partitioning tracer. Injection d'eau (Overflush) avec tracer de bilan matière TV displacement	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	20,83	100,00		0,208			5,00	19/01/17 9:42
	3		Eau + sel (18g/l)	Ambiante	62,50	100,00		0,625			15,00	19/01/17 14:42
	4		Eau + sel (18g/l)	Ambiante	10,73	100,00		0,107			2,57	20/01/17 5:42
	5	Repos							3,0		72	20/01/17 8:16
	6	Production, 2 x PV					177		1,8		43	23/01/17 8:16
		7	Preflush	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	11	100		0,11			3
Injection de Surfactant & Polymer (SP)	8	Surfactant Injection	Surfactant ( 10 g/l) + sel (18g/l)	Ambiante	60	30		2,00			48	25/01/17 5:28
			Ambiante	100	50		2,00			48	27/01/17 5:28	
			Ambiante	150	75		2,00			48	29/01/17 5:28	
			Ambiante	500	100		5,00			120	31/01/17 5:28	
	9	Injection d'eau (Buffer)	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	50,00	100,00		0,500			12,00	05/02/17 5:28
	10	Polymer Injection	Polymer (1g/l) + sel (18g/l)	Ambiante	60	30		2,00			48	05/02/17 17:28
			Ambiante	100	50		2,00			48	07/02/17 17:28	
			Ambiante	150	75		2,00			48	09/02/17 17:28	
	Ambiante	400	100		4,00			96	11/02/17 17:28			
	11	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	200	100		2,00			48	15/02/17 17:28
<b>Test 2</b>												
Sor après injection de SP	12	Injection de 3 tracers (partitioning tracer. Injection d'eau (Overflush) avec tracer de bilan matière TV displacement	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	20,83	100,00		0,208			5,00	17/02/17 17:28
	13		Eau + sel (18g/l)	Ambiante	62,50	100,00		0,625			15,00	17/02/17 22:28
	14		Eau + sel (18g/l)	Ambiante	10,73	100,00		0,107			2,57	18/02/17 13:28
	15	Repos							3,0		72	18/02/17 16:03
	16	Production, 2 x PV					177		1,8		43	21/02/17 16:03
					Nb de Jours			32,48	4	6		23/02/17 10:37
					Durée complète			42,03				FIN



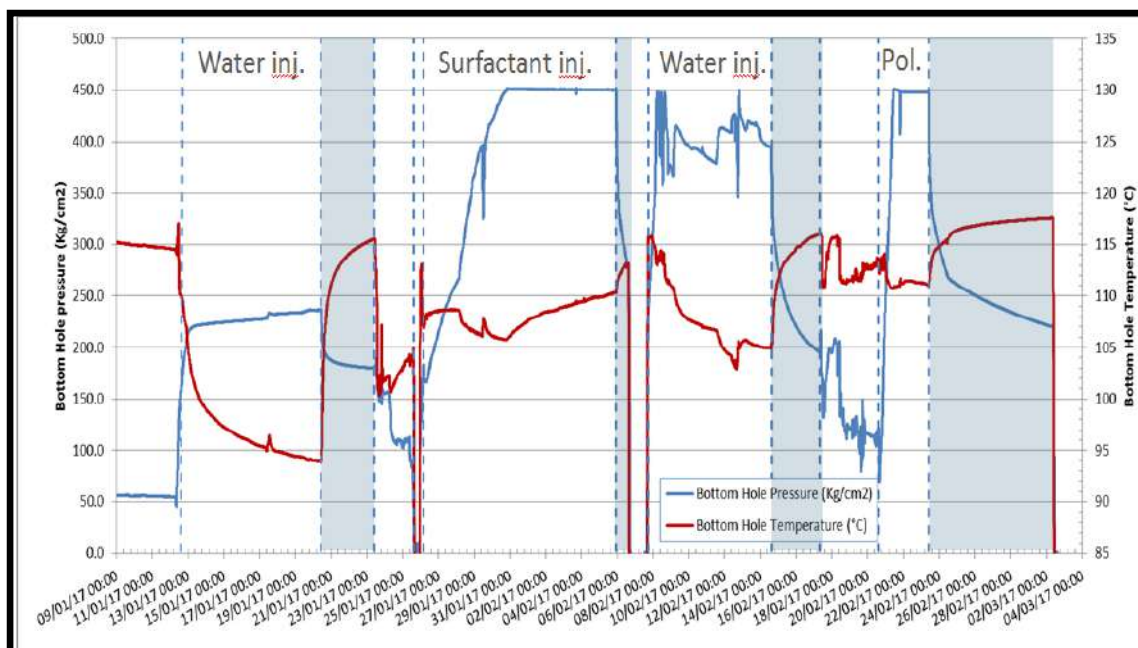


Figure III.29 : Evolution des Pressions et température durant les phases d'injection

❖ Les interprétations du test du puits après chaque phase d'injection :

Après l'injection de surfactant :

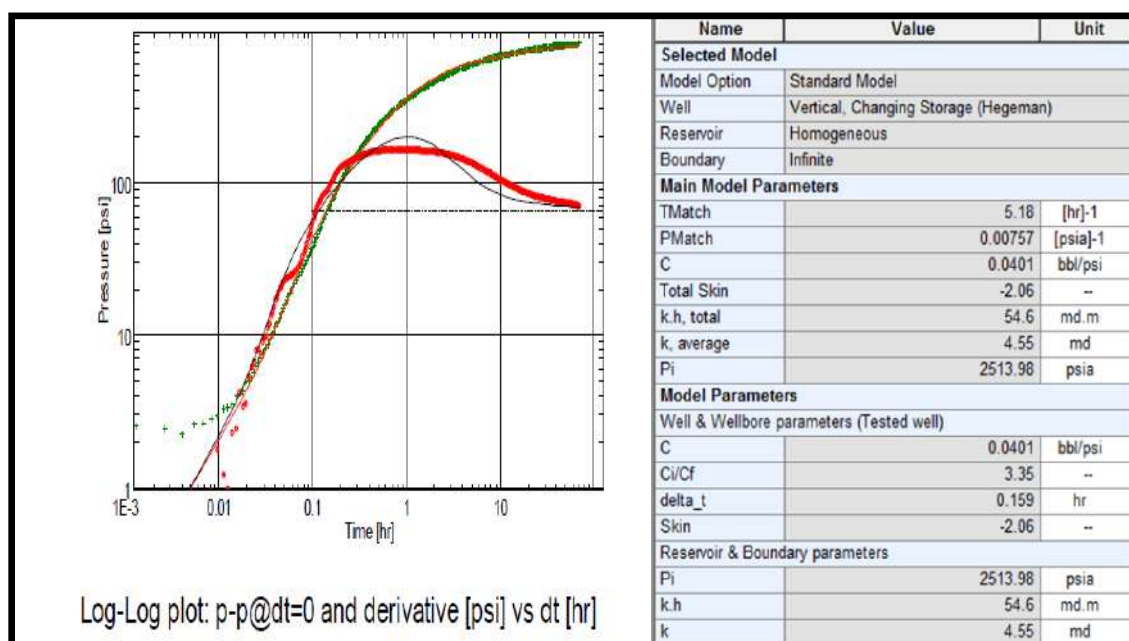


Figure III.30 : Log-log plot (12/2016)

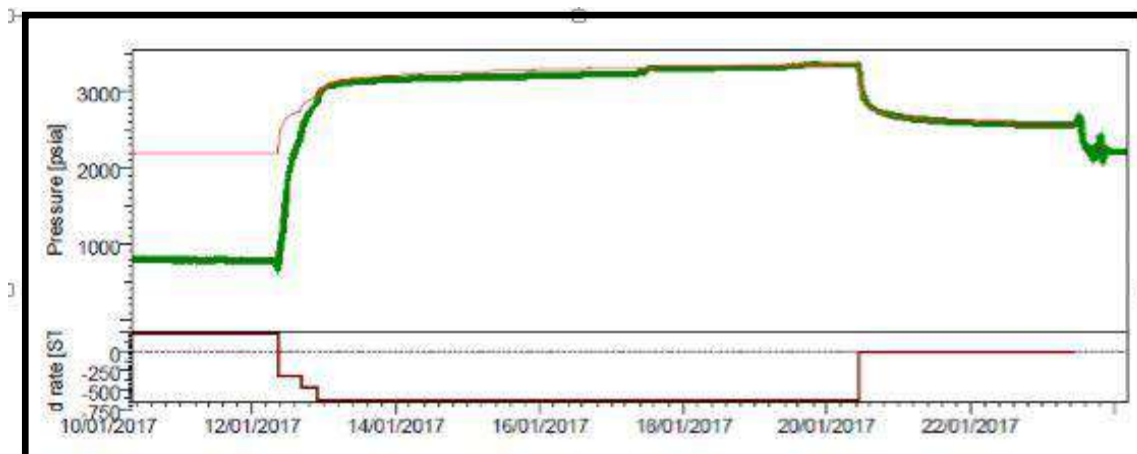


Figure III.31 : Test d'injectivité (12/2016)

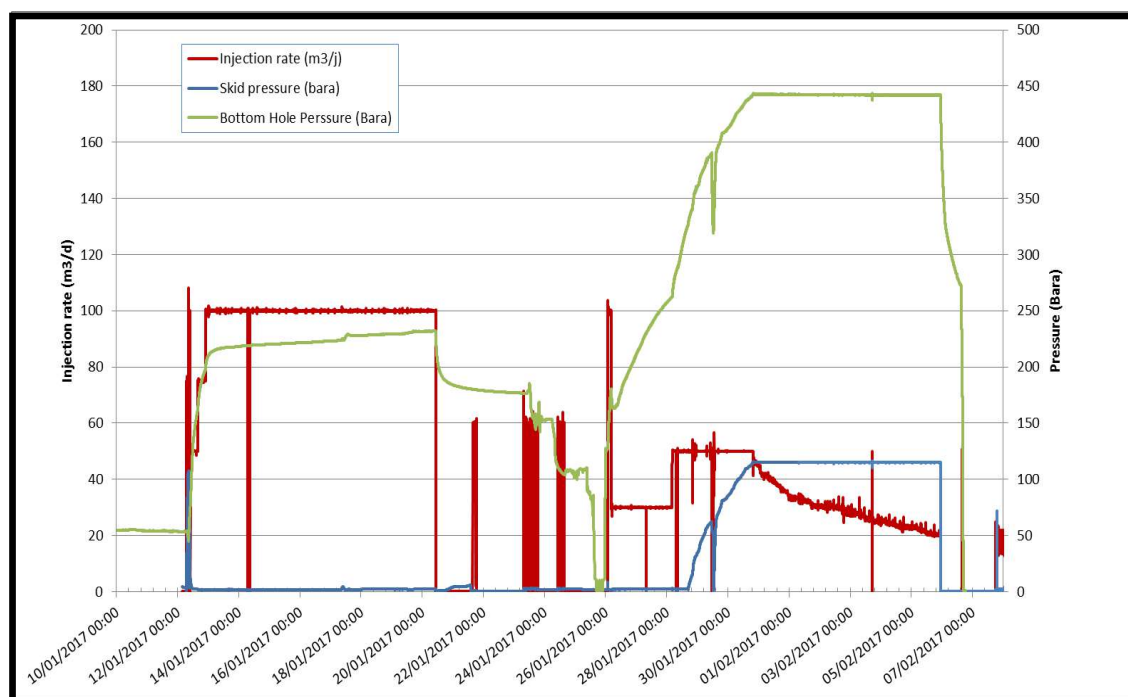


Figure III.32 : Evolution de la pression de fond dynamique en cours.

Arrêt de l'injection de la phase (eau + surfactant 10 g/l+ Kcl 18g/l) après 11 jours consécutifs d'injection, pour un volume total injecté de 370m<sup>3</sup> qui était suffisant pour une mesure de la saturation résiduelle.

-Un contrôle Wire line a été réalisé après la phase injection du surfactant pour s'assurer l'absence d'un dépôt de sédiments dans le tubing et que le bouchage se trouve au niveau réservoir. Avec Sand Bailer, on a récupéré une faible quantité du sédiment.



Figure III.33 : Faible dépôt de sédiments de sable

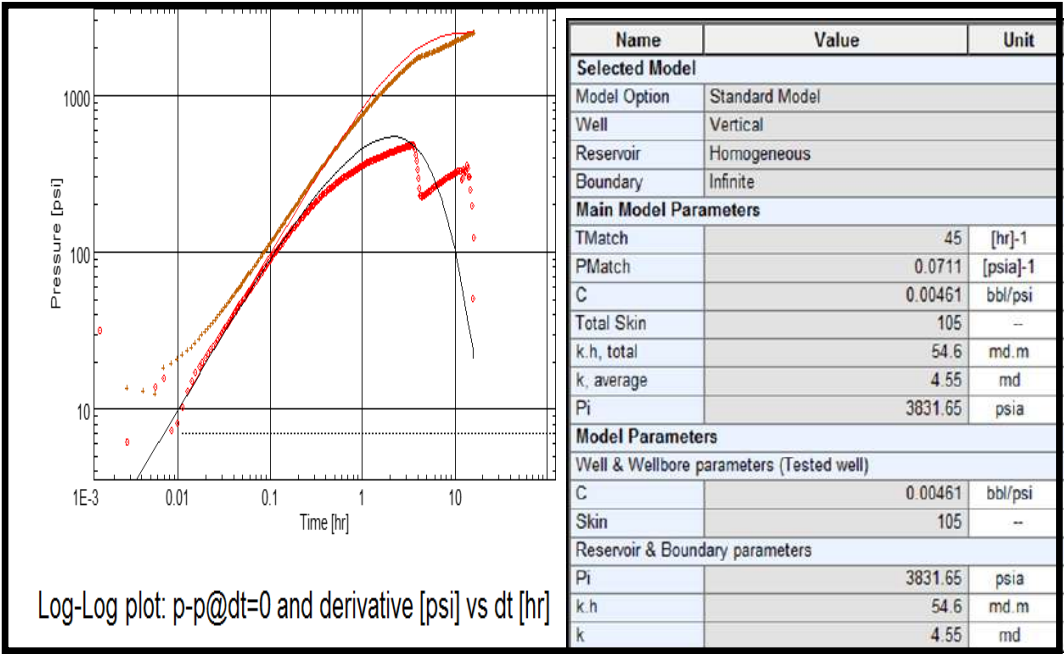


Figure III.34: Log-log plot (27/01/2017)

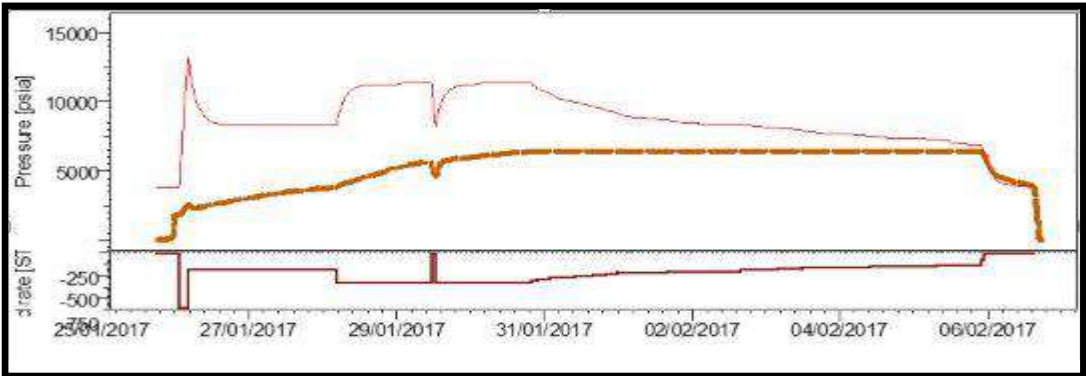


Figure III.35 : Test d'injectivité (27/01/2017)

E) Résumé des Pilotes OMJ 723 et OMO 045

Tableau III.7 : L'investigation à mener pour résoudre les problèmes d'injectivité.

	OMJ 723	OMO 045
<b>CONDITIONS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Eau d'Albien filtrée</li> <li>Pas de traitement chimique</li> <li>Injection de 10 g/l de SURF EOR ASP 5100</li> </ul>	
<b>CHAUFFAGE</b>	OUI ~ 100°C en tête de puits	NON ~ 10 – 20°C en tête de puits
<b>ORDRE D'AJOUT</b>	KCl puis TA	TA puis KCl
<b>DEBITS D'INJECTION</b>	150 puis 200 m3/j et diminution de débit à pression constante	30 puis 50 m3/j puis diminution de débit à pression constante
<b>OBSERVATIONS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Encrassement échangeur</li> <li>CaCO<sub>3</sub> mis en évidence</li> <li>Perte d'injectivité</li> <li>Contamination bactérienne sur circuit Albien</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Absence de CaCO<sub>3</sub></li> <li>Perte d'injectivité</li> <li><i>Présence potentielle de bactéries au niveau du PSU en fin de test</i></li> </ul>
<b>PERFORMANCES</b>	Excellent niveau de désaturation aux abords des puits	



Un acide job a été réalisé après opération des perforations suivi d'un test d'injectivité :

- Séquence du test d'injectivité :

Tableau III.8 : Séquence du test d'injectivité d'OMO 45

Volume injecté (Sm <sup>3</sup> )	Débit (Sm <sup>3</sup> /d)	Durée (jours)	Durée (Heures)
10	50	0,2	4,8
15	75	0,2	4,8
20	100	0,2	4,8
25	125	0,2	4,8
30	150	0,2	4,8
100		1	24

Soit un volume total de 100 m<sup>3</sup> pour une journée suivi par une fermeture de puits pour un fall off test.

- -Au cours du test d'injectivité avec un débit de 100 m<sup>3</sup>/j, le puits n'a pas pu absorber et des arrêts de l'injection pour des investigations supplémentaires.

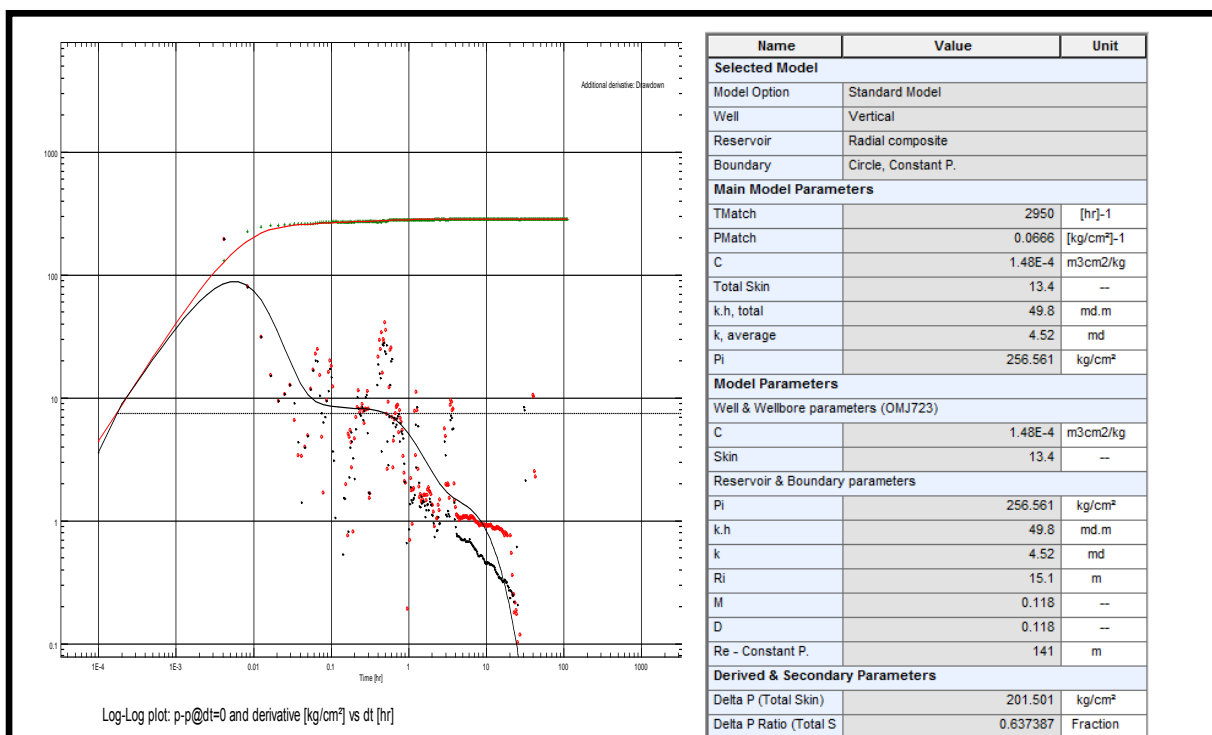
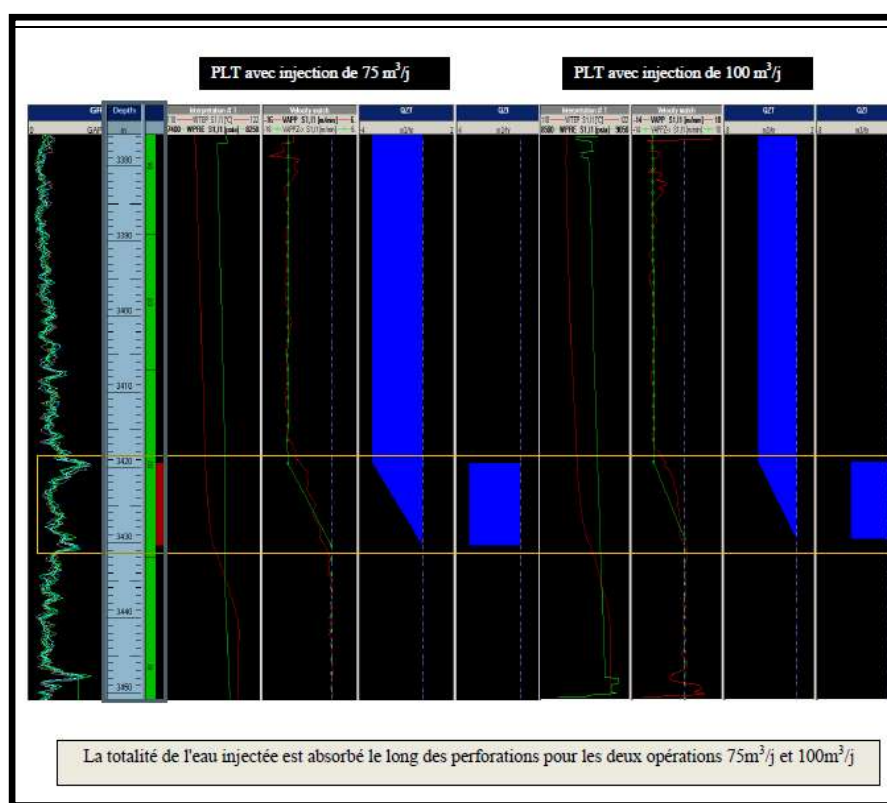


Figure III. 38 : Log log plot OMO45



Après remontée des gages, l'interprétation du Fall off avec une réponse radiale composite nous a donné un skin élevé de 13 (Figure III.39 ) qui peut être expliqué par un bouchage au niveau des perforations malgré l'acide job réalisé et/ou non contribution de la totalité des perforations.

Un PLT a été recommandé pour vérification.



**Figure III.39 : Résultats de PLT**

Un deuxième acide job a été réalisé et le puits a été mis en production sur torche pour plusieurs jours pour un bon nettoyage suivi d'un deuxième test d'injectivité. A un débit de 150 m<sup>3</sup>/j, la pression de tête ne reste nulle (nette amélioration de l'injectivité de ce puits après la deuxième opération d'acidification).

### ❖ Stratégie d'injection pour le pilote MD188 :

- Diminution de la concentration d'injection de surfactant (5 g/l)
- Injection à une salinité de 10 g/l pendant la séquence surfactant
- Pas de besoin d'injecter un anti-dépôt minéral

Un programme d'injection a été établi pour démarrer le projet SWCTT

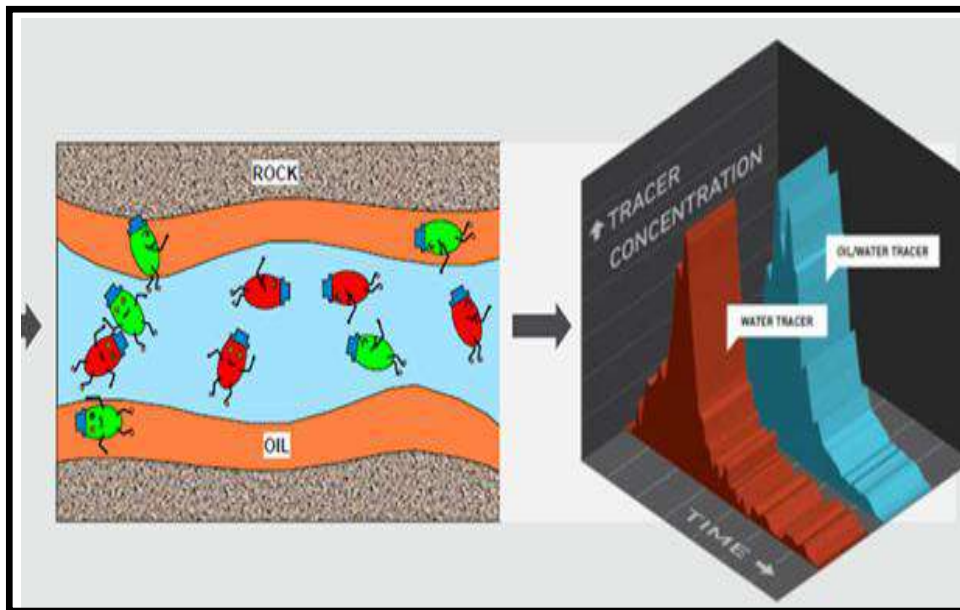
## LES ESSAIS SUR UN MICROMODEL ET L'APPLICATION SUR CHAMPS

Tableau III. .9 : Le plan d'injection

Description	Stage	Activité	Fluid injecté (par SNF)	Température du fluide injecté en surface	Volume injecté (Sm3)	Debit (Sm3/d)	Volume produit (Sm3)	Durée (jours)			Date de démarrage	
								Injection	Production	Repos		
	1a	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	13	50		0.25			6.00	17/03/17 12:00
	1b	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	50	100		0.50			12.00	17/03/17 18:00
	1c	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	1050	150		7.00			168.00	18/03/17 6:00
	1d	Injection d'eau (adjust to correct timing for flowback)	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	88	150		0.58			14.00	25/03/17 6:00
<b>SWCTT Test 1</b>												
Sor après inj. d'eau	2	Injection de 3 tracers (partitioning tracer, cover tracer & mass balance tracer)	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	18.75	150.00		0.125			3.00	25/03/17 20:00
	3	Injection d'eau (Overflush) avec tracer de bilan matière	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	56.25	150.00		0.375			9.00	25/03/17 23:00
	4	TV displacement	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	10.73	150.00		0.072			1.72	26/03/17 8:00
	5	Repos								3.0	72	26/03/17 9:42
	6	Production, 2 x PV					150.0		2.0		48	29/03/17 9:42
	7	Preflush	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	38	150		0.25			6	31/03/17 9:42
Injection de Surfactant	8	Surfactant Injection	Surfactant (5 g/l) + sel (8g/l)	Ambiante	25.0	100		0.25			6	31/03/17 15:47
				Ambiante	37.5	150		0.25		6	31/03/17 21:47	
				Ambiante	1500	150		10.00		240	01/04/17 3:47	
9a	Injection d'eau (Buffer)	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	200	100		2.00			48.00	11/04/17 3:47	
	9b	Injection d'eau (adjust to correct timing for flowback)	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	-25	100		-0.25			-6.00	13/04/17 3:47
<b>SWCTT Test 2</b>												
Sor après injection de SP	10	Injection de 3 tracers (partitioning tracer, cover tracer & mass balance tracer)	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	14.58	100.00		0.146			3.50	12/04/17 21:47
	11	Injection d'eau (Overflush) avec tracer de bilan matière	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	43.75	100.00		0.438			10.50	13/04/17 1:17
	12	TV displacement	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	10.73	100.00		0.107			2.57	13/04/17 11:47
	13	Repos								3.00	72	13/04/17 14:22
14	Production, 2 x PV					116.7		1.6		37	16/04/17 14:22	
Injection de Polymer	15	Polymer Injection	Polymer (1g/l) + sel (18g/l)	Ambiante	25	25		1.00			24	18/04/17 3:42
				Ambiante	40	40		1.00		24	19/04/17 3:42	
				Ambiante	55	55		1.00		24	20/04/17 3:42	
				Ambiante	430	70		6.14		147	21/04/17 3:42	
					Nb de Jours		31.2	3.6	6.0		27/04/17 7:07	
					Durée complète		40.80				FIN	

**IV.6.4.4 Les traceurs utilisés dans le projet SWCTT :**

- **Traceur de bilan massique :** IPA (alcool isopropylique)
- **Cover Tracer :** NPA (Propyl Alcool Normal)
- **ETAC :** Ethyle Acétate



**Figure III.40 : Concentration des traceurs**

**A) 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.

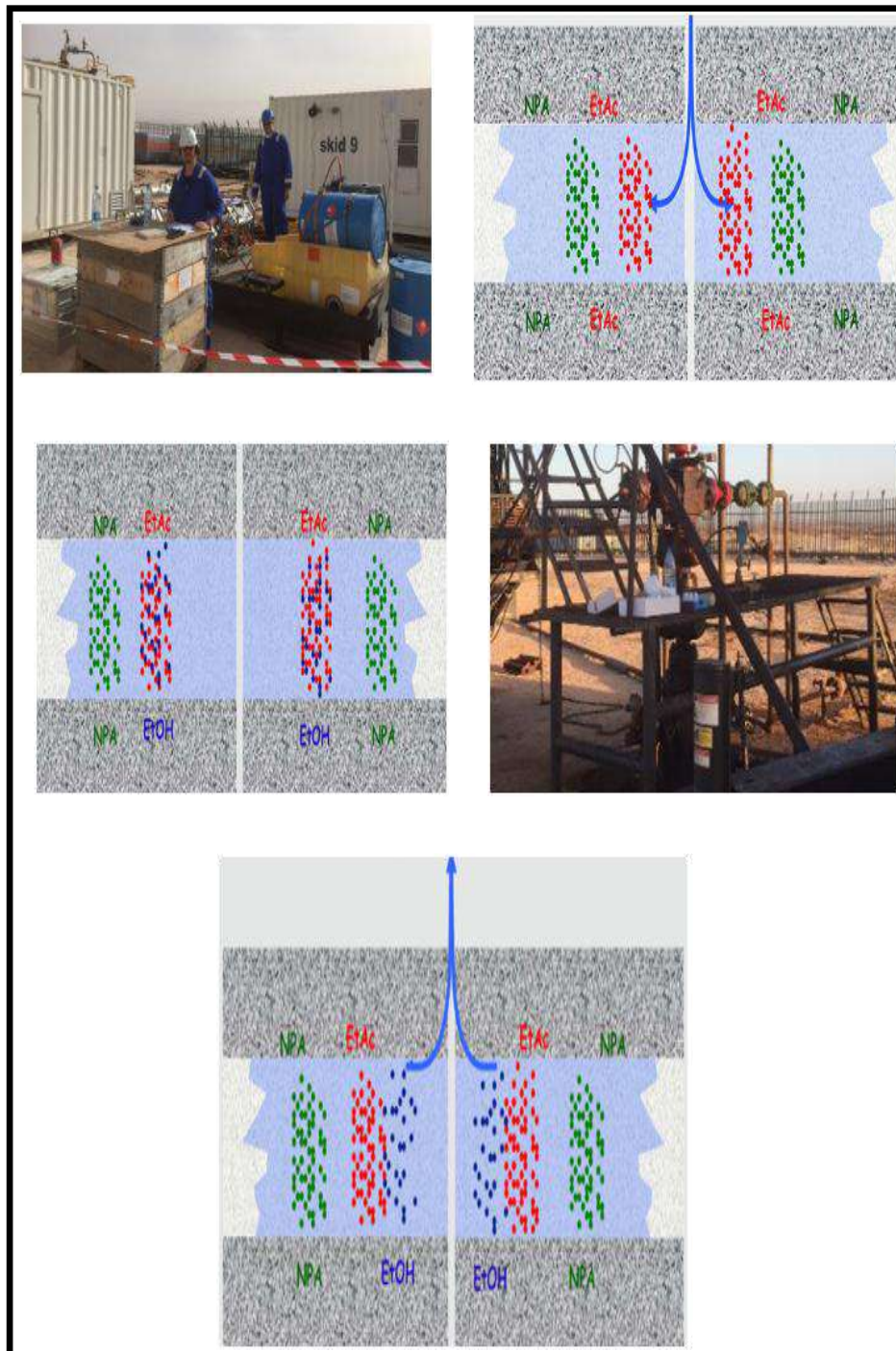


Figure III.41 : Les différents étapes de fonctionnement de traceurs

Courbes de production SWCTT

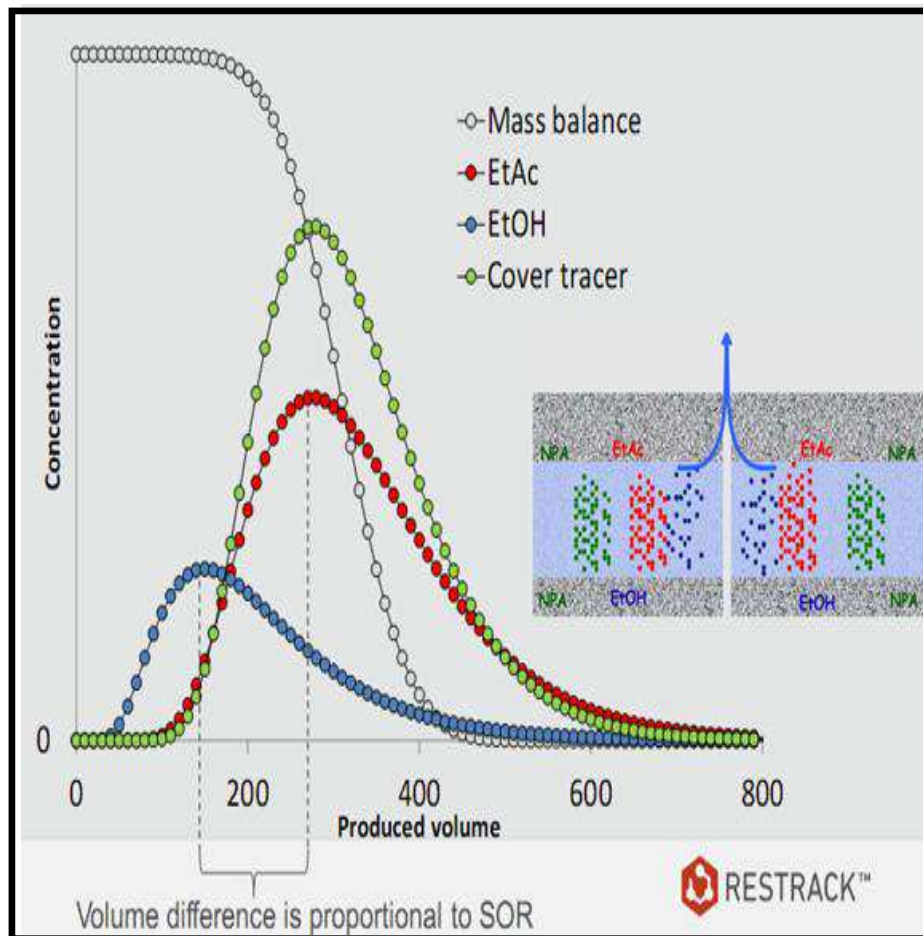


Figure III.42 : Courbes de production des traceurs

B) Récapitulatif de la méthodologie SWCTT

Le cas avec huile présente :

Le traceur de partitionnement est retardé par rapport aux traceurs d'eau. Le retard est lié au coefficient de partage (valeur K) et à la saturation en huile. La saturation d'huile est :

$$S_o = \frac{T_p - T_i}{T_p + T_i(K-1)} = \frac{V_p - V_i}{V_p + V_i(K-1)} = \beta / (\beta + K)$$

Ou

$$V_p = V_i(1 - \beta).$$



Tableau III.10 : Aperçu des résultats des tests (pour OMO45)

Avant EOR		Après EOR	
So à partir de NPA	0.18 +/- 0.03	So à partir NPA	0.00 +/- 0.03
So à partir de EtAc	0.19 +/- 0.04	So à partir EtAc	0.00 +/- 0.03

Avant L'EOR :

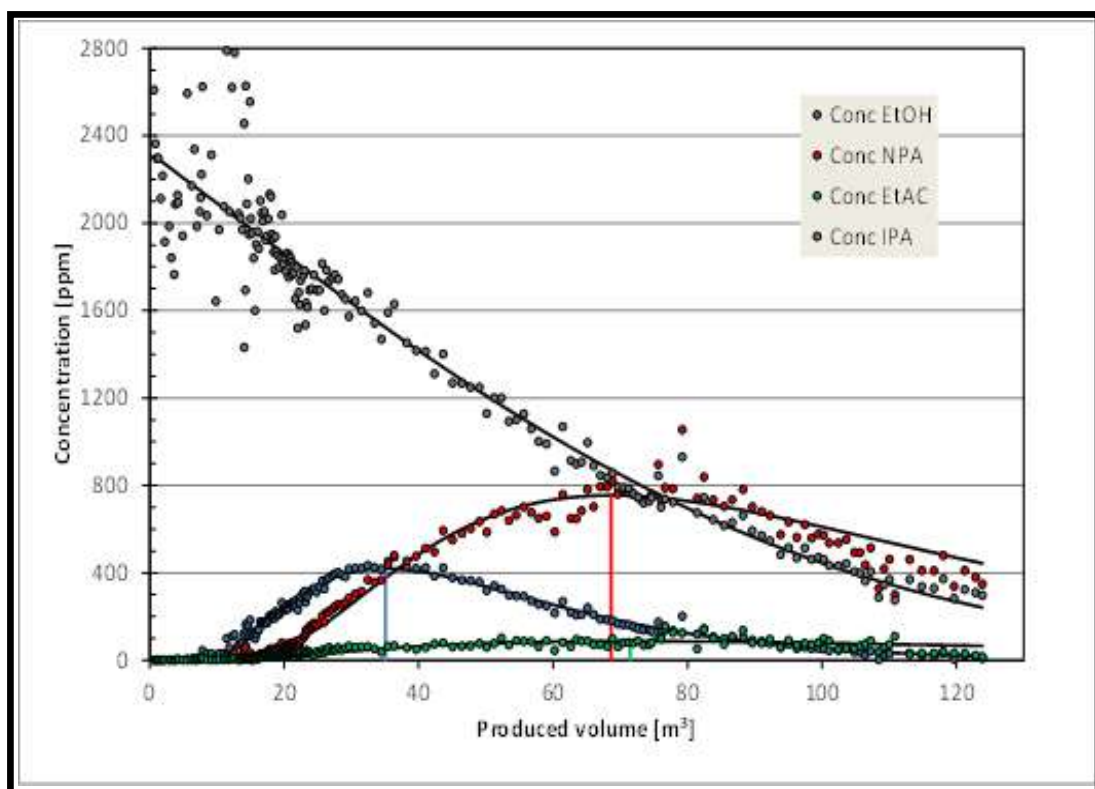


Figure III.43 : Concentration des traceurs après la première phase d'injection

$$S_o = \frac{68.6 - 35.1}{68.6 + 35.1(4.4 - 1)} = 0.179$$



Après l'EOR :

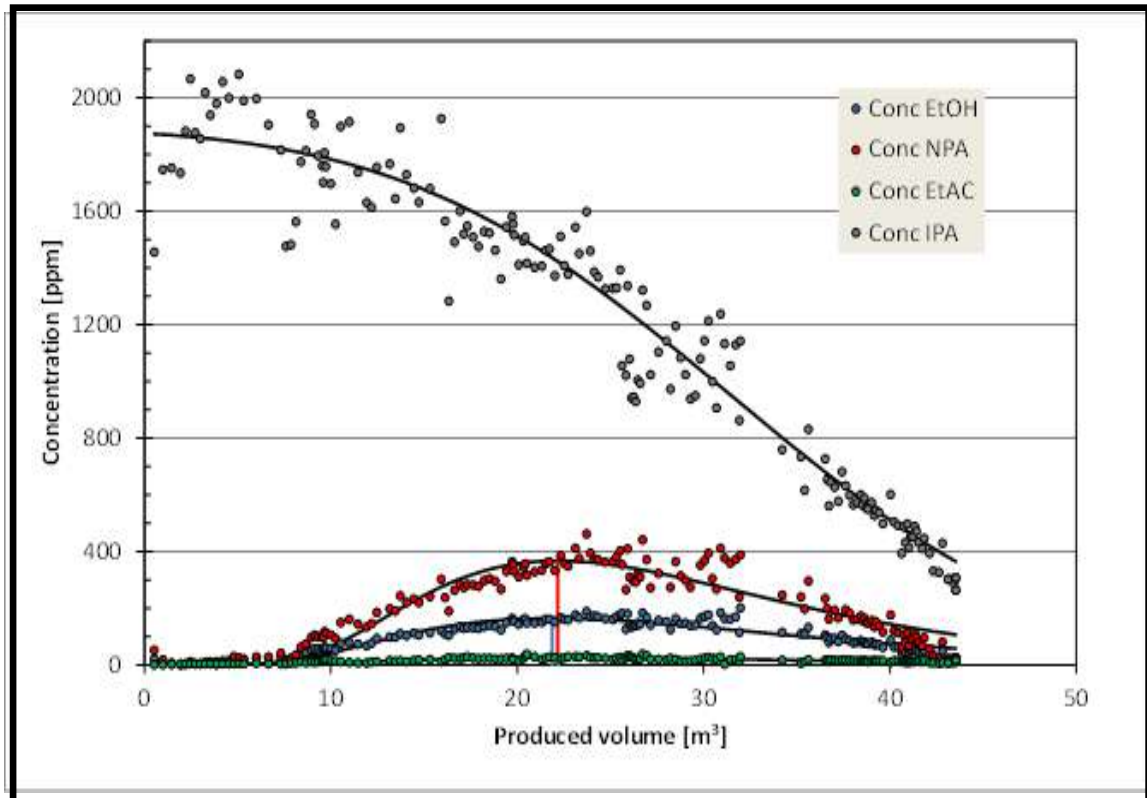


Figure III.44 : Concentration des traceurs après la deuxième phase d'injection

$$S_o = \frac{22.2 - 21.9}{22.2 + 21.9(4.4 - 1)} = 0.003$$

C) Interprétation utilisant une solution analytique :

Ajuster le sous- ensemble de données, estimer l'erreur :

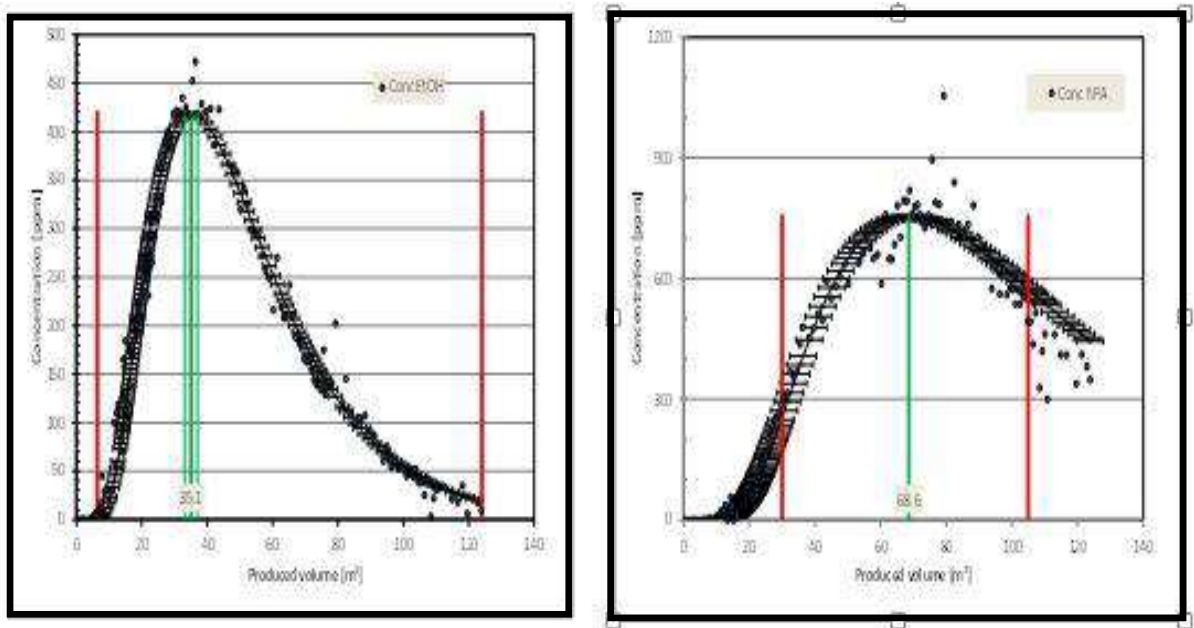


Figure III.45 : Interprétation des tests

❖ Propagation d'erreur pour estimer  $\Delta S_o$  :

Une fonction  $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$  avec des erreurs de paramètre  $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$ , a une erreur :

$$\Delta f^2 = \left[ \Delta x_1 \frac{\partial f}{\partial x_1} \Big|_{x_2, x_2, \dots, x_n} \right]^2 + \left[ \Delta x_2 \frac{\partial f}{\partial x_2} \Big|_{x_1, x_2, \dots, x_n} \right]^2 + \dots + \left[ \Delta x_n \frac{\partial f}{\partial x_n} \Big|_{x_1, x_2, \dots, x_{n-1}} \right]^2$$

Sachant que  $S_o$  ( $V_p$ ,  $V_i$ ,  $K$ ) et les erreurs sur  $V_i$  et  $V_p$  sont estimées à l'aide de barres d'erreur sur les parcelles. Pour  $K$  est donné à partir de la variation de l'expérience de la valeur  $K$ .

A noter : Erreur sur la courbe d'alcool important (l'erreur relative la plus importante)

### CONCLUSION

Le baissment significatif des indices de productivité des puits de champ HMD, peut être traité par la récupération assisté tertiaire.

Cette technologie nécessite l'injection de solutions tensioactives et polymères. On formant un système Winsor III, la solution cible les forces capillaires et visqueuses.

L'utilisation d'un micro model poreux constitue de sable Saharien, a permis une évaluation préliminaire de la performance de la solution (tensioactif, polymère) sur le drainage d'huile.

Ce micro model a prouvé son efficacité par la simplicité du montage et les couts de ses éléments.

Le taux de récupération obtenue lors des essais :

- Avec la récupération secondaire : 30.77%.
- Avec la récupération tertiaire : 90.05%.

L'application de SWCTT dans le champ de HMD a identifié les  $S_{or}$  et montres l'efficacité de type de traceurs.

La réalisation de ce test dans les deux premiers puits pilotes a abouti à l'extraction de 95% d'huile résiduel contenue dans un rayon de 5m.

Les résultats de SWCTT ont été concluant et prouvent la possibilité de mise en œuvre le CEOR.

## Résumé

Une chute des indices de productivité est constatée dans plusieurs puits des champs de Hassi Messaoud. Cette baisse de la productivité est due au piégeage d'huile à cause des forces visqueuses et des forces capillaires existant dans le milieu poreux.

La récupération tertiaire par injection de tensioactif et polymères permet de réduire fortement les phénomènes de rétention d'huile. Pour cela la mise au point de la technologie a été développée tout d'abord par des essais dans un micro modèle poreux, puis appliqué au champ Hassi Messaoud. Cette réalisation passe tout d'abord par un Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT) pour identifier le  $S_{or}$  et l'aptitude du champ à l'Enhanced Oil Recovery (EOR)

Mot clé : milieu poreux ; microémulsion ; tensioactive ; traceurs .

### ملخص

انخفاض ملحوظ في مؤشرات الإنتاجية للعديد من الابار في حقل حاسي مسعود. هذا الانخفاض يعود لاحتفاظ الصخور بالنفط بسبب قوى اللزوجة وقوات الشعرية. الاسترجاع الثالث للنفط عن طريق ضخ عامل الاستحلاب (سيرفاكتنت) والبوليمرات يمكن ان يقلل كثيرا من ظواهر الاحتفاظ بالنفط. لهذا وضعت ولأول مرة تكنولوجيا جديدة (تحسين استرجاع البترول بالطرق الكيميائية). حيث أن البداية كانت باختبار على نموذج نفود مثل فيه الرمل خزان النفط. ثم توج هذا الاختبار بتطبيق حقيقي على مستوى حقل حاسي مسعود متمثل أولا في اختبار مفاده تحديد كمية النفط المتبقية باستخدام الكواشف ومن ثم استخلاص تقبل الحقل المذكور سابقا لهذه التكنولوجيا.

كلمات مفتاحية: متتبع ; وسط نفود ; الاستحلاب ; سيرف اكرتنت

### Abstract

A drop in productivity indices is observed on several wells of Hassi Messaoud fields. This reduction in oil trapping productivity due to viscous forces and capillary forces. The tertiary recovery by injection of surfactant and polymers makes it possible to reduce strongly the phenomena of oil retention. To this end, the development of this technology was developed by tests in a porous micro-model and then applied at the field Hassi Messaoud, this realization first passes by a Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT) to identify the  $S_{or}$  and the ability of the field to the Enhanced Oil Recovery (EOR).

Key word: Tracer; Surfactant; porous media ;micro emulsion ;



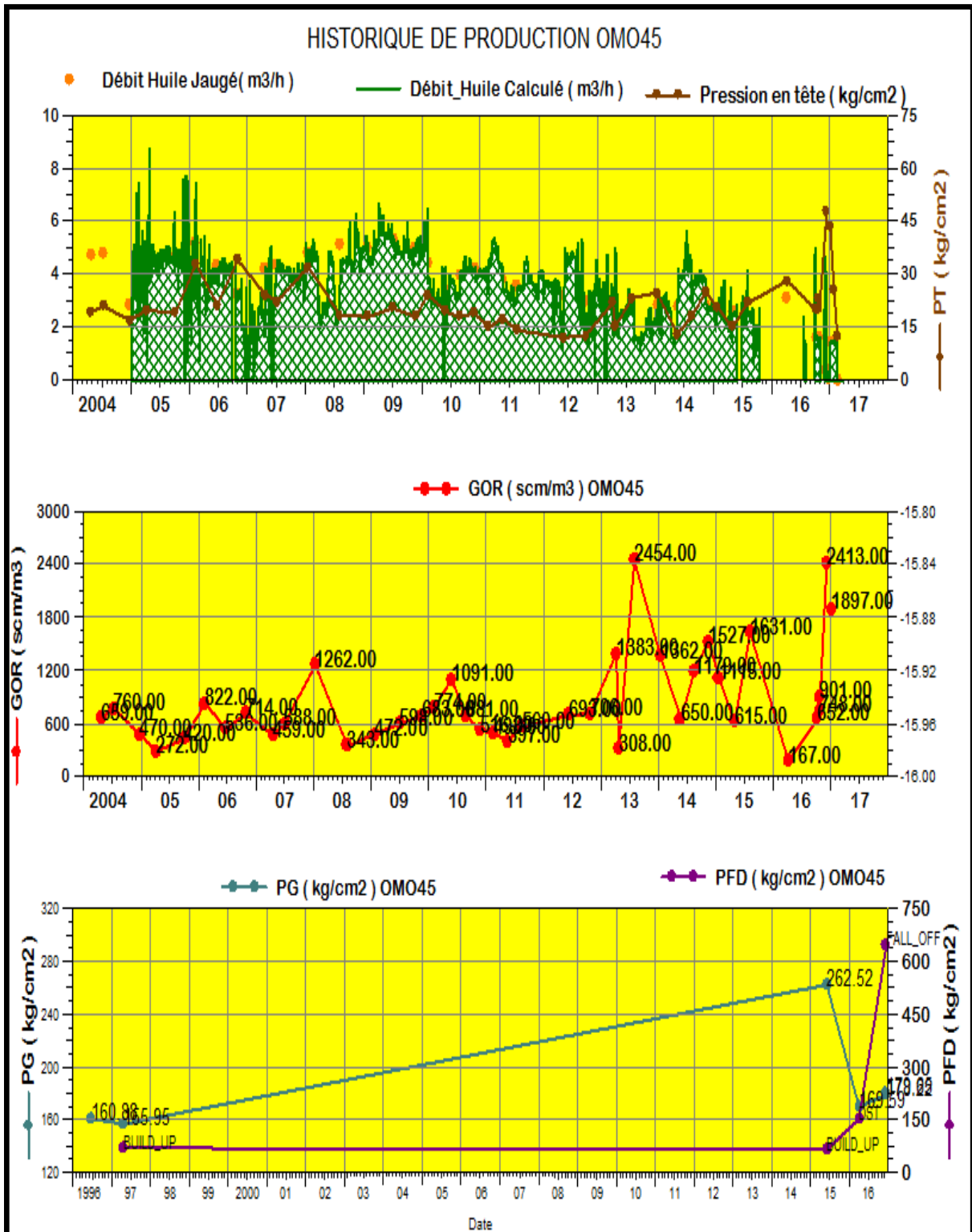
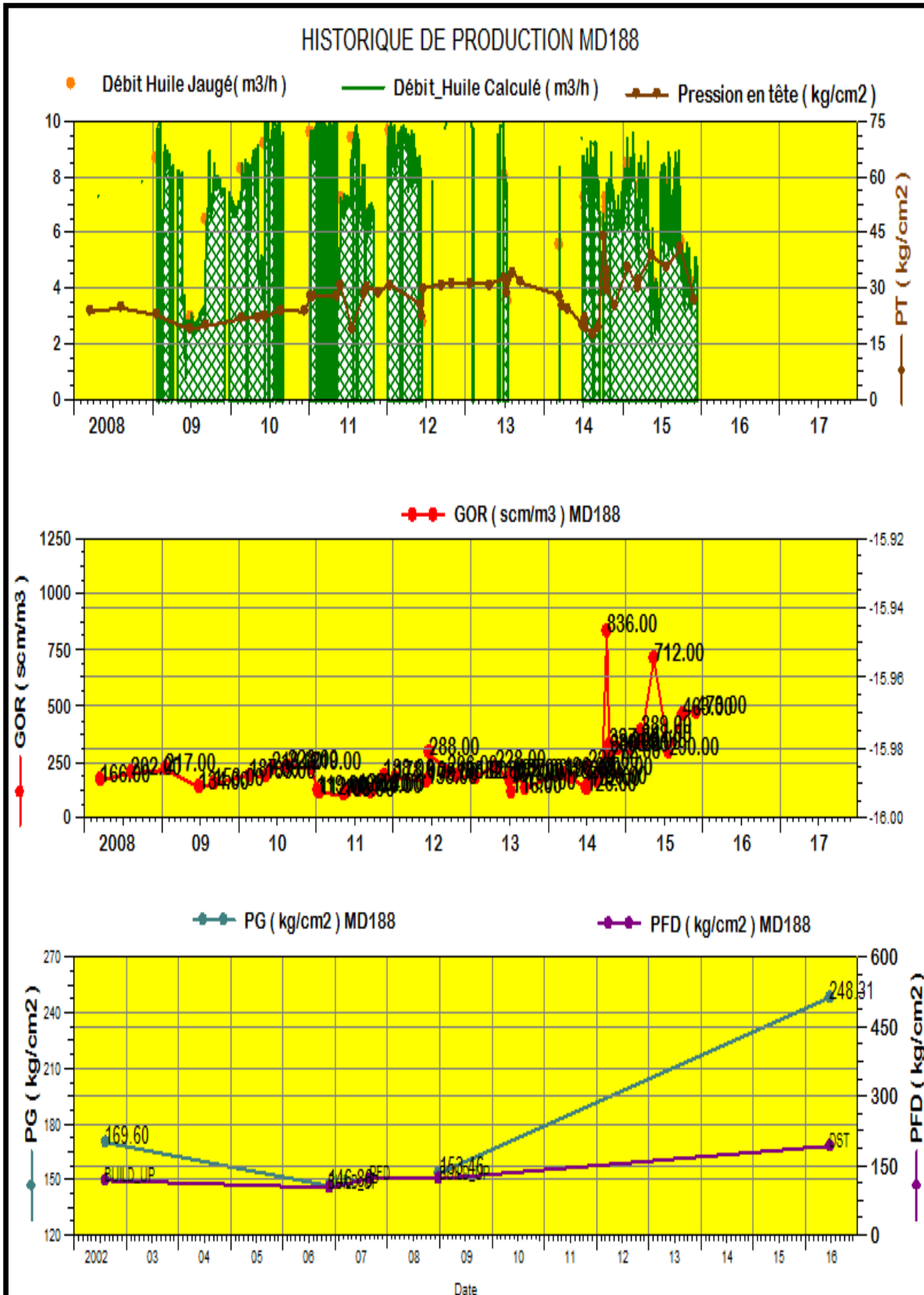
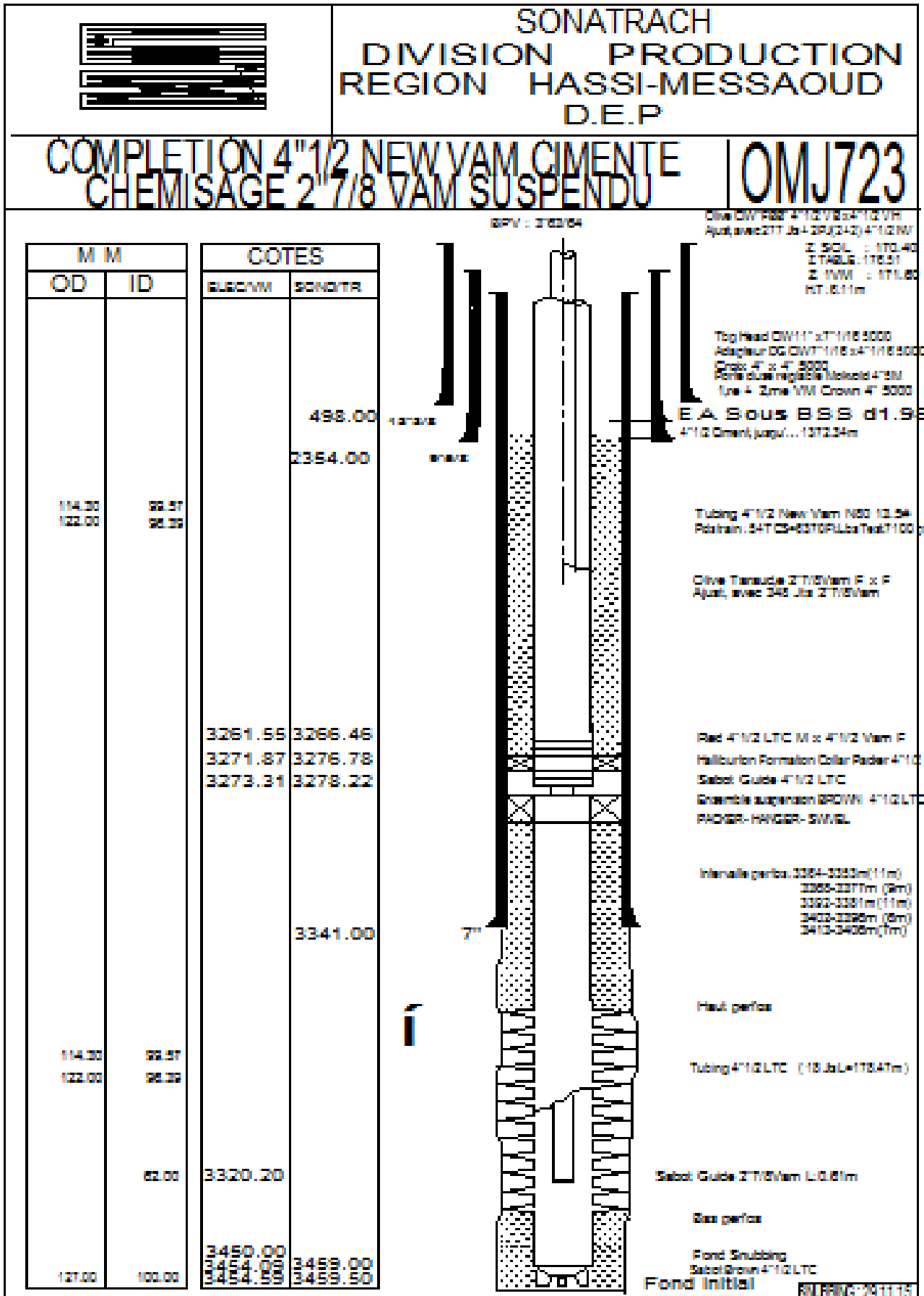


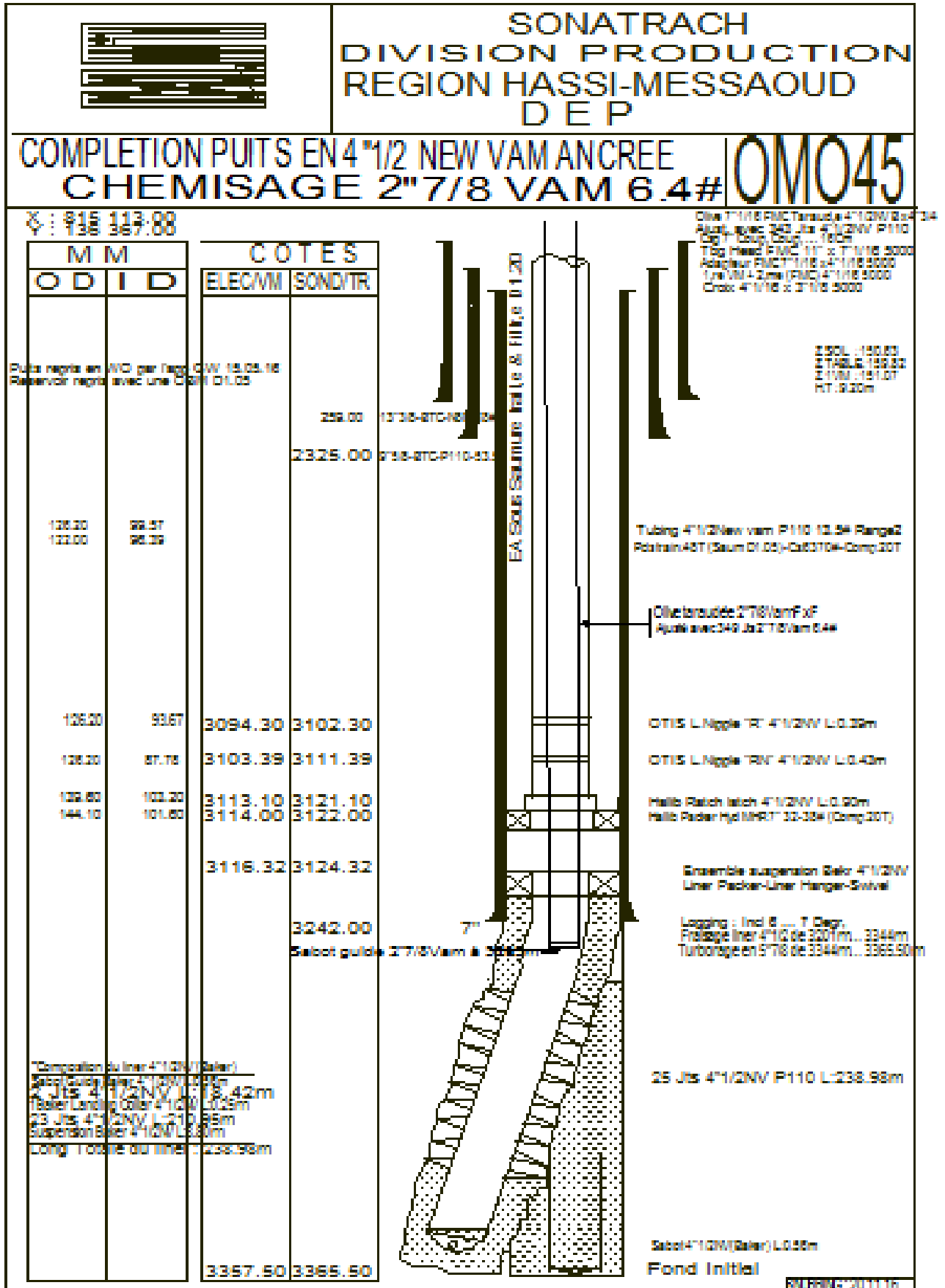
Figure 1 : Historique de production OMJ723





01/03/2011





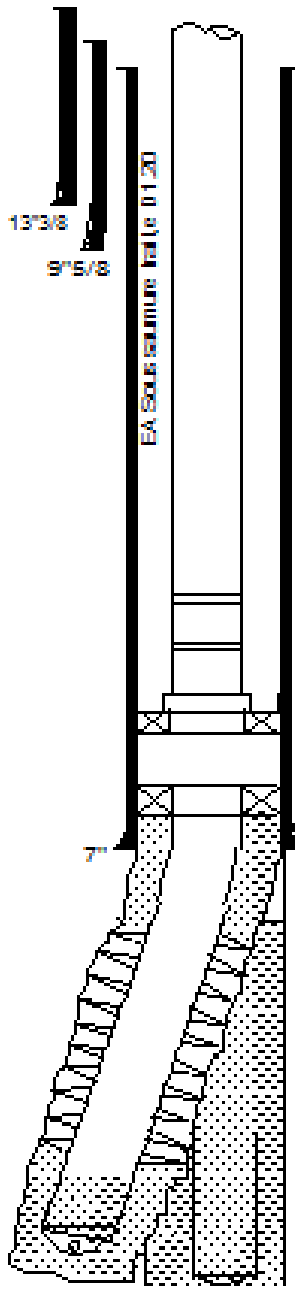
**SONATRACH**  
**DIVISION PRODUCTION**  
**REGION HASSI-MESSAOUD**  
**DEP**

**COMPLETION 4"1/2 NEW VAM NACREE | MD188**

UTM : 227 560.43 - 30 Deg 09'08"55  
 N : 122 488.06 - 31 Deg 38'56"33

Olive 4"1/2 PNC Torsion 4"1/2NW 20' 34 Acme H  
 Root angle 285.00 4"1/2NW 2110 13.5#  
 OD : 120.20 mm  
 ID : 92.57 mm  
 Tag Head PNC 110 x 4"1/2 5000  
 Root clear PNC 110 x 4"1/2 5000  
 L/R VAM 2mm PNC 4"1/2 5000  
 Cross 4"1/2 x 2"1/2 5000

M M		COTES	
OD	ID	ELECVM	SOND/TR
			226.00
			2302.00
120.20	92.57		
120.20	92.57		
120.20	92.67	3318.96	3322.80
120.20	97.78	3328.50	3332.34
120.60	103.20	3338.05	3341.90
144.10	101.60	3338.95	3342.80
		3341.75	3345.60
		3370.15	3374.00
Composition du liner 4"1/2NW (Baker) 2 Jts 4"1/2NW P110 L:18.40m 1 Landing Coller 4"1/2NW L:0.25m 12 Jts 4"1/2NW P110 L:110.21m Ensemble suspension liner 4"1/2NW L:7.99m Long totale du liner : 137.00m			
		3466.15	3470.00
		3478.75	3482.60
		3481.15	3485.00



Z SOL : 145.70  
 Z TABLE : 191.20  
 Z 1VM : 146.80  
 HTR: 2.80m  
 HTR: 4.75m

Tubing 4"1/2 New vam P110 13.5# Range 2  
 Packer 511 (Seam 01.05) - Co 2104 - Comp 201

OTIS L Nipple TR 4"1/2NW L:0.35m  
 OTIS L Nipple TRN 4"1/2NW L:0.43m  
 Halls Patch latch 4"1/2NW L:0.90m  
 Halls Packer AWR T 32-35# (Comp 201)

Ensemble suspension Baker 4"1/2NW  
 Liner Packer-Liner Hanger-Swivel

Frais Ouph 5" de 3369m ... 3404.50m  
 Posa BDC de 3404.50m ... 3378m  
 Turbodrillage en 5 7/8 (Sermysan) de 3378m ... 3485m  
 Incl: 7 Deg 15 - Azimut: 356 Deg 53

14 Jts 4"1/2NW P110 13.5# L: 137m

Baker Landing Coller 4"1/2 (Top cement)

Seal 4"1/2NW (Baker) L:0.55m  
 Fond Initial

NOROVER:09.08.10

## Bibliographies

[1] 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.

[2] D. Chatenay, D. Langevin, and J. Meunier, “Measurement of low interfacial tension, comparison between a light scattering technique and the spinning drop technique.” *J. Dispers. Sci. Technol.*, vol. 3, no. 3, pp. 245–260, 1982.

[3] 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, 11-13 April, 2010;

[4] Lyons W, Plisga BS, editors. Standard handbook of petroleum & natural gas engineering. 2nd ed. Burlington, MA: Elsevier.

[5] Lake LW. Sydansk RD, Romero-Zer\_on L. Reservoir conformance improvement. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers; 2011.

[6] Energy Information Administration, Annual Report, 1980, p.16; 1981, p.22; 1982, p.3-3.

[7] Dupuis D, Lewandowski FY, Steiert P, Wolff C. Shear thickening and time dependent phenomena: the case of polyacrylamide solutions. *J Newt Fluid Mech* 1994; 54:11-32

[8] Deans, H. A.: “Method of determining Fluid Saturations in Reservoirs,

[9] Gao S, Li H, Li H. Laboratory investigation of combination of alkali/surfactant/polymer technology for Daqing EOR.

[10] R. L. Reed and R. N. Healy, Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding, Academic P. 1977, pp. 383–437.

[11] Walters K, Jones DM. The extensional viscosity behavior of polymeric liquids of use in EOR. In: SPE international symposium on oilfield chemistry, Houston, Texas, Paper SPE 18497-MS; 1989.

[12] Tomich, J.F., Dalton, R.L., Deans, H.A., and Shallenberger, L. K.: "Single-Well Tracer Method to Measure Residual Oil Saturation," JPT (February 1973) 211\_218.

[13] Gao S, Li H, Li H. Laboratory investigation of combination of alkali/surfactant/polymer technology for Daqing EOR.

[14] Gary JH, Handwerk GE. Petroleum refining: technology and economics. 3<sup>rd</sup> ed. New York: Marcel Dekker; 1994.