

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique



جامعة محمد بوقرة - بومرداس

Université M'Hamed Bougara, Boumerdes

Faculté de Technologie

Département Génie des procédés

Mémoire de fin d'étude en vue de l'optention du diplôme de

MASTER II académique en Génie des procédés

Spécialité : Génie des polymères

Thème

**Test d'efficacité d'injection d'un polymère à réduire
les venues d'eau dans un producteur d'huile**

Réalisé par :

MOUDIR Mohammed

DRIF Hamza

Promotrice :

M^{me} K.BOUMERDASSI

2021/2022

Remerciements

Tout d'abord, Nous Remercions Dieu notre créateur de nous avoir donné la force pour achever ce travail.

Cette étude a été réalisée à la division laboratoires DLAB. Nous tenons à remercier la direction de cet organisme de nous avoir permis sa réalisation en nous accueillant dans ses laboratoires.

Nous voudrions exprimer nos remerciements à Madame Boumerdassi pour notre encadrement, son aide, ses orientations, ses conseils au cours de cette période et pour son large soutien et le temps bénéfique qu'elle nous a consacré pour la réalisation de cette étude.

Nous remercions le personnel de la division DLAB, en particulier Mesdames Souad Zegadi et Amel Benmesbah qui nous ont introduits dans le domaine pétrolier. Nous leur remercions aussi pour leur assistance, leurs remarques pertinentes et aussi pour tout le temps consacré à ce travail.

Nos remerciements s'adressent bien sûr à tous les enseignants du Département de Génie des procédés de l'université de Boumerdès, sans oublier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

À tous, encore une fois, un grand merci.

Mohammed & Hamza

Dédicace

A vous chers parents, je dédie ce modeste travail qui est le fruit de vos conseils; assistance et soutien morale, en témoignage de ma reconnaissance et mon affection, dans l'espoir que vous en serez fière. Puisse Dieu, vous préserver et vous accorder santé; longue vie et bonheur

A mes chères sœurs : Nesrine, Nadjiba et Amina

A mes nièces Rima, Sofia, et Aya et en particulier mon neveu Amir,

A ma grand-mère,

Et une mention spéciale pour Hamza, mon binôme !! Que la force soit avec nous !

A Tous mes amis, Mes frères (Merwan,Salim,Djamel,zohir et yacine) avec qui j'ai passés mes meilleures moments à l'université

Merci pour votre soutien.

Mohammed MOUDIR

Dédicace

Tout d'abord, je tiens à remercier DIEU de m'avoir donné la force et le courage de mener à bien ce modeste travail. Je tiens à dédier cet humble travail à :

A ma tendre mère et mon très cher père qui n'ont jamais cessé, de formuler des prières à mon égard, de me soutenir et de m'épauler pour que je puisse atteindre mes objectifs.

A ma chère grand-mère, A qui je souhaite une bonne santé et une vie pleine de joie et bonheur.

Mon cher binôme Mohammed, Pour son entente et sa sympathie.

A Tous mes amis d'enfance et du long parcours scolaire et universitaire.

A Toute ma famille.

Tous ceux qui m'aiment et que j'aime.

DRIF Hamza

Résumé

Une des méthodes de Récupération du Pétrole les plus utilisées est l'injection de produits chimiques, qui fait appel à des fluides complexes tels que les tensioactifs et les polymères qui permettent de modifier la viscosité du fluide injecté et de réduire d'une façon drastique la tension interfaciale et d'augmenter ainsi la récupération d'huile. Elle est applicable aussi dans la prévention des venues d'eau. Cette étude a pour but de fournir des résultats expérimentaux concernant la réduction des perméabilités relatives qui permettent une meilleure efficacité de balayage et un freinage pour les venues d'eau.

Des injections de tensioactifs et de polymères sont réalisées sur différents échantillons. Les résultats montrent un impact significatif sur la diminution des perméabilités relatives à l'eau et sur les taux de récupération finale.

Abstract

One of the most widely used Oil Recovery methods is chemical injection, which uses complex fluids such as surfactants and polymers to modify the viscosity of the injected fluid and drastically reduce the interfacial tension and thereby increase oil recovery. It is also applicable in the prevention of water influx. The purpose of this study is to provide experimental results concerning the reduction of relative permeabilities which allow better sweep efficiency and braking for water influx.

Injections of surfactants and polymers are carried out on different samples. The results show a significant impact on the decrease of relative water permeabilities and on the final recovery factors.

ملخص

واحدة من أكثر الطرق استخداما على نطاق واسع لاستعادة النفط هي حقن المواد الكيميائية ، والتي تستخدم سوائل معقدة مثل المواد الخافضة للتوتر السطحي والبوليمرات التي تعدل لزوجة السائل المحقون وتقلل بشكل كبير من التوتر بين الوجوه وبالتالي تزيد من استخراج النفط. وهو قابل للتطبيق أيضا في منع تدفقات المياه. الغرض من هذه الدراسة هو تقديم نتائج تجريبية تتعلق بتقليل النفاذيات النسبية التي تسمح بكفاءة أكبر في الكسب والكبح لتدفقات المياه.

يتم حقن المواد الخافضة للتوتر السطحي والبوليمرات على عينات مختلفة. وتظهر النتائج تأثيرا كبيرا على انخفاض نفاذية المياه وعلى معدلات الاسترداد النهائي.

Table des matières

REMERCIEMENTS

DEDICACES

RESUME – ABSTRACT- ملخص

TABLE DES MATIERES

SOMMAIRE

LISTE DES TABLEAUX ET FIGURES

LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATIONS

INTRODUCTION GENERALE

Sommaire

Chapitre I : Les propriétés des roches réservoirs

I.1 Introduction.....	21
I.2 Propriétés des roches réservoir.....	21
I.2.1 Porosité (\emptyset).....	22
I.2.2 Perméabilité (K).....	23
I.2.2.1 Les types des perméabilités.....	25
I.2.3 Saturations (S).....	26
I.2.4 Perméabilités relatives.....	26
I.3 L'effet des phénomènes capillaire.....	27
I.3.1 La tension superficielle et interfaciale.....	27
I.3.2 La pression capillaire.....	28
I.3.3 La mouillabilité.....	29
I.3.4 Le nombre capillaire.....	30
I.3.5 La mobilité dans le milieu poreux.....	32

CHAPITRE II : Généralités sur les venues d'eau

II.1 Introduction.....	34
II.2 Les gisements d'huile alimentés par des aquifères actifs.....	34
II.2.1 Définition et types des aquifères actifs.....	34
II.2.2 La pression de réservoir.....	35
II.2.3 La production d'eau.....	36
II.2.4 Propriétés d'eau du gisement.....	37
II.3. Facteurs déplacent l'eau vers le puits.....	37
II.3.1 Sources des venues d'eau.....	37

Sommaire

II.3.2 Perméabilité relative d'eau favorable.....	37
II.3.3 Paramètres augmentant les venues d'eau.....	38
II.3.4 Effet de la Pression différentielle.....	38
II.4 Causes des venues d'eau.....	39
II.4.1 La complétion.....	39
II.4.1.1 Channeling.....	39
II.4.1.2 Complétion dans la zone à eau.....	39
II.4.1.3 Fracturation hydraulique.....	39
II.4.1.4 Mauvais état du tubage.....	40
II.4.2 Le réservoir.....	40
II.4.2.1 Le développement d'une langue d'eau.....	40
II.4.2.2 Remontée du contact eau-huile.....	40
II.4.2.3 Réservoir fissuré et faille non étanche.....	40
II.5 Conséquences des venues d'eau.....	40
II.5.1 Les dépôts.....	40
II.5.2 La corrosion.....	41
II.5.3 Les émulsions.....	41
II.5.4 Les hydrates.....	41
II.5.5 La diminution de la perméabilité relative d'huile.....	41
II.5.6 La production de sable.....	41
II.5.7 L'alourdissement de la colonne hydrostatique.....	42
II.6 Solutions des problèmes des venues d'eau.....	42
II.6.1 Les solutions mécaniques.....	42

Sommaire

II.6.2 Les solutions chimiques.....	43
II.6.3 Solutions de complétion.....	45
CHAPITRE III : propriétés des tensioactifs et polymères	
III.1 Introduction.....	46
III.2 Les Tensioactifs.....	46
III.2.1 Définition.....	46
III.2.2 Structure d'un tensioactif	46
III.2.3 Classification.....	47
III.2.4 Propriétés des agents tensioactifs.....	48
III.2.4.1 Adsorption aux interfaces	49
III.2.4.2 Auto-agrégation ou micellisation.....	51
III.2.4.3 Solubilité.....	51
III.2.5 La concentration micellaire critique CMC.....	52
III.2.6 Comportement de phases(huile/saumure/tensioactif).....	54
III.3 Les polymères.....	56
III.3.1 Définition.....	56
III.3.2 Structure des polymères.....	56
III.3.3 Propriétés et types de polymères	57
III.3.3.1 L'adsorption.....	58
III.3.3.2 La rétention.....	58
III.3.3.3 La rétention hydrodynamique.....	58
III.3.4 Facteur de Résistance (RF) et Facteur de Résistance Résiduelle (RRF).....	59

Sommaire

CHAPITRE IV : Partie Pratique

IV.1 Sélection/préparation des échantillons de roche et mesure pétro-physique.....	63
IV.1.1 Sélection des côtes de prélèvement.....	63
IV.1.2 Préparation des échantillons et mesures pétrophysiques.....	63
IV.1.3 Sélection des échantillons pour tests de déplacement.....	63
IV.1.4 Préparation de l'eau de formation.....	64
IV.2 Tests de déplacement	65
IV.2.1 Procédure expérimentale.....	65
IV.2.2 Résultats et interprétations.....	66
IV.3 Principaux résultats de l'étude.....	67
IV.3.1 Caractérisation pétro-physique.....	67
IV.3.2 Tests de déplacement.....	67
CONCLUSION GENERALE.....	68

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXES

Liste des tableaux et figures

Liste des figures et tableaux

Tableau IV.1 : Résultats des mesures pétrophysiques du puits AX.....	55
Tableau IV.2 : Résultats de mesures de la viscosité et de la densité de l'eau de gisement.....	56
Tableau IV.3 : Résultats des tests de déplacement.....	57
Figure I.1 : système pétrolier.....	19
Figure I.2 : Milieux Poreux.....	20
Figure I.3 :L'unité de la perméabilité est le Darcy.....	21
Figure I.4 : Bulles d'huile résiduelle emprisonnées derrière le front aqueux.....	23
Figure. I.5: Courbes de perméabilité relatives, couple eau/huile.....	24
Figure I.6 : Pression capillaire.....	25
Figure I.7: Mouillabilité des systèmes huile/eau/roche.....	26
Figure I.8 : Systèmes mouillables à l'eau et systèmes mouillables à l'huile.....	26
Figure I.9 : Courbes typiques de perméabilité relative.....	27
Figure I.10 : Courbe de saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire...	28
Figure I.11 : courbe de récupération en fonction du nombre capillaire.....	28
Figure I.12 : Schéma illustrant le phénomène de mobilité.....	29
Figure II.1 : les géométries des aquifères.....	30
Figure II.2 : évolution de la pression d'un réservoir lié à un aquifère actif.....	31
Figure II.3 Effet de la pression différentielle sur le rapport eau-huile.....	33
Figure II.4 Schéma d'un Bouchon.....	37
Figure II.5 Procédures d'injection de gel par le coiled tubing.....	38
Figure III.1: Schéma simplifié d'un tensioactif.....	41
Figure III.2 : Représentation schématique des quatre catégories de tensioactifs..	42

Liste des tableaux et figures

Figure III.3: Représentation schématisée d'une émulsion directe et inverse H/E et E/H.....	43
Figure III.4: Représentation schématisée d'une émulsion H/E/H et E/H/E.....	44
Figure III.5 : Tension superficielle, tension interfaciale, la solubilisation et la formation d'une micelle en fonction de la concentration de la solution du surfactant.....	46
Figure III.6: Les types de diagrammes ternaires pour les systèmes tensioactif / eau / huile.....	47
Figure III.7: Schéma d'un polymère.....	48
Figure III-8: Schéma d'une macromolécule ramifiée.....	49
Figure III.9 : schéma d'une macromolécule en réseau ou réticulée.....	49
Figure III.10: Monomère d'acrylamide et molécule de polyacrylamide.....	49
Figure III.11 : Mécanismes de rétention des polymères dans la roche Facteur de Résistance (RF) et Facteur de Résistance Résiduelle (RRF).....	50
Annexe :	
Figure 1: Schéma descriptif perméamètre-porosimètre.....	
Figure 2 : Schéma descriptif de "Auto Flood Reservoir Conditions Coreflooding System".....	
Figure 3 : Schéma descriptif d'une étuve.....	
Figure 4 : schéma d'un extracteur.....	
Figure 5 : schéma descriptif d'un densitèmeter.....	
Figure 6: schéma descriptif d'un Rhéomètre.....	
Figure 7 : Viscosité dynamique de l'eau de gisement.....	
Figure 8 : Densité de l'eau de gisement	
Figure 9 : Différence de pression et Facteur de Résistance vs. Volumes poreux injectés (Carotte N°3 Echantillon N°2).....	

Liste des tableaux et figures

Figure 10 : Différence de Pression et Facteur de Résistance vs. Volume poreux injectés (Carotte N°3 Echantillon N°5).....

Figure 11 : Différence de pression et facteur de résistance vs. Volume poreux injectés (Carotte N°3 Echantillon N°6).....

Figure 12 :Différence de pression et facteur de résistance vs. Volume poreux injectés (Carotte N°4 Echantillon N°1).....

Figure 13 :Différence de pression et facteur de résistance vs. Volume poreux injectés (Carotte N°4 Echantillon N°2).....

Figure 14 :Différence de pression et facteur de résistance vs. Volume poreux injectés (Carotte N°4 Echantillon N°6).....

Liste d'abréviations

Liste d'abréviations et symboles

V_t :	Volume total
S_w :	Saturation en eau
Φ	Porosité
S_o	Saturation d'huile
S_{or}	Saturation d'huile résiduelle
S_{wi}	Saturation d'eau interstitielle
μ_o	Viscosité de l'huile, cP
Q	Débit du fluide de balayage, (cc/s).
L	Longueur de l'échantillon, (cm).
P_c	Pression capillaire
Θ	Angle de contact
Σ	Tension interfaciale, dyn/cm
λ_w	Mobilité de l'eau
λ_o	Mobilité de l'huile
M	Rapport de mobilité
N_{ca}	Nombre capillaire
S	Section de l'échantillon, (cm ²).
ΔP_i	Différence de pression initiale entre l'amont et l'aval de l'échantillon, psi.
ΔP_f	Différence de pression finale entre l'amont et l'aval de l'échantillon, psi.

Liste d'abréviations

K	Perméabilité, mD
Kr	Perméabilité relative
T	Température, °C
D	Diamètre de l'échantillon, mm.
VP	Volume poreux, cc
CC/min	Centimètre cube/minutes.
RF	Facteur de résistance.
RRF	Facteur de résistance résiduelle.
C	Constante de conversion d'unités.
WOR	Water Oil Ratio
WOC	Contact Eau-huile
DWC	La complétion double
CMC	Concentration micellaire critique
EOR	Enhanced Oil Recovery
PAM	Polyacrylamide
HPAM	Les polyacrylamides hydrolysés

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

La production excessive d'eau aux puits producteurs d'huile ou de gaz est un problème important lors de l'exploitation des gisements d'hydrocarbures. Elle peut parfois entraîner l'arrêt de la production quand les conditions d'exploitation deviennent non économiques.

Parmi les techniques de prévention des venues d'eau, l'injection de solutions à base de polymères hydrosolubles et agents tensioactifs est largement employée et présente l'avantage d'être utilisable même lorsque la zone productrice d'eau n'est pas bien localisée. Ces solutions de polymères et tensioactifs sont utilisées dans le but de réduire fortement la perméabilité relative des roches réservoirs à l'eau tout en affectant peu leur perméabilité à l'huile, jouant ainsi le rôle de comatants sélectifs dans toute la zone productrice. Cependant, une bonne compréhension des mécanismes physiques permettant d'expliquer le caractère sélectif de réduction des perméabilités par les polymères et les tensioactifs, est encore nécessaire pour le contrôle du procédé.

En effet, si des résultats expérimentaux obtenus sur des types de milieux variés ont mis en évidence l'effet sélectif du polymère, ces résultats sont le plus souvent issus d'expériences d'imbibition.

Dans notre étude, des expériences de déplacements eau-huile sur des échantillons consolidés de roche mouillable à l'eau ont été réalisées avant et après injection de polymère. Nous nous sommes intéressés en particulier à l'évolution du profil des champs de saturation pendant une injection d'huile (phase de drainage) ainsi qu'à l'évolution de la perte de charge, dans le but de déterminer les propriétés poly-phasiques de la roche (perméabilités relatives, pression capillaire).

Dans le chapitre I intitulé « **Les propriétés des roches réservoirs** » présentent les différentes mesures pétro-physiques des roches réservoirs. Les mesures effectuées ont pour but de déterminer la porosité, la perméabilité et les saturations en fluides de la roche ainsi que les limites des zones intéressantes. Les diagraphies différées donnant des informations en continu représentent l'autre outil fondamental à cet égard.

Dans le chapitre II « **Généralités sur les venues d'eau** », on a éclairci les notions de base liées aux venues d'eau, puis on a présenté les différentes techniques de traitement mécanique, chimique et de complétion, qui permettent de réduire le débit des venues d'eau.

Le chapitre III a mis l'accent sur les propriétés des surfactants et polymères et leurs impacts sur la saturation d'huile résiduelle.

Dans la partie pratique et dans le cadre d'une éventuelle coopération de **SONATRACH** pour l'utilisation de produits EOR limitant les venues d'eau, la Division Laboratoires a été sollicitée pour réaliser des tests et analyses de laboratoires en utilisant des échantillons de roche du puits **AX** sélectionné par la Division production afin d'évaluer l'efficacité de ces produits.

Partie théorique

CHAPITRE I

Les propriétés des roches réservoirs

I.1 Introduction :

Dans ce chapitre nous présentons quelques aspects sur les écoulements en milieux poreux ainsi que les différentes propriétés pétro-physiques des roches réservoirs. Il permet d'introduire les bases théoriques nécessaires pour comprendre les phénomènes qui ont lieu dans les milieux poreux à différentes échelles. Tout d'abord nous décrivons les principales propriétés des milieux (porosité, perméabilités) et les équations générales associées aux écoulements monophasiques. Ensuite nous décrivons les écoulements diphasiques et les propriétés qui s'y attachent : pression capillaire, saturation, perméabilités relatives et la mouillabilité.

I.2 Propriétés des roches réservoir :

Les roches qui accumulent les hydrocarbures sont appelées roches réservoirs. Étant donné que les hydrocarbures du substratum rocheux sont moins denses que l'eau, ils remontent à la surface à travers des couches de roches sédimentaires. Lors de cette migration, les hydrocarbures peuvent rencontrer une couche imperméable. Ils constatent que sous ce « toit » (appelé roche couverture), ils sont piégés dans une roche poreuse et perméable qui devient un réservoir. Cela permet de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures, ce qui entraîne des gisements de pétrole et de gaz.[1]

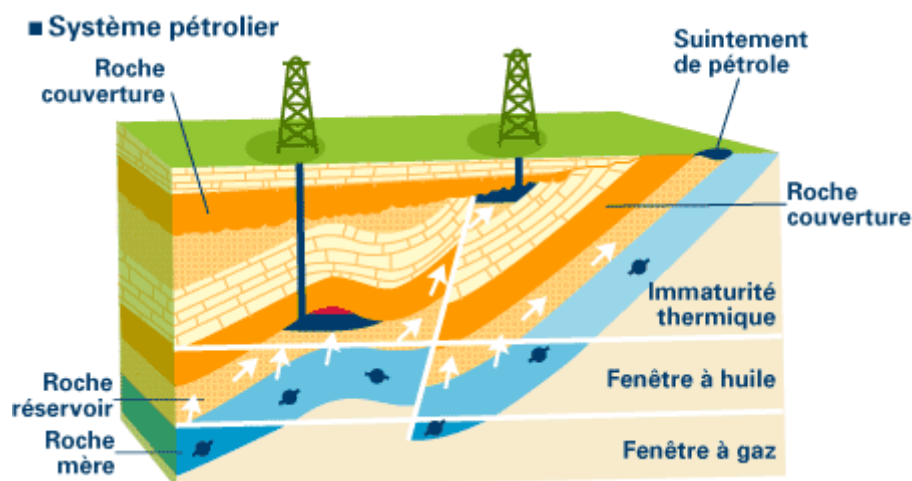


Figure I.1 :Système pétrolier.

I.2.1 Porosité (\emptyset) :

Les roches sédimentaires sont composées de particules solides qui s'agrègent ou cimentent, avec des interstices appelés "pores" ou "vides" entre eux, formant de fins canaux (par exemple, de l'ordre de quelques dixièmes de micron de diamètre).[1]

Considérons un échantillon de roche avec un volume total de V_T entourant un volume fixe V_S .

$(V_T - V_S)$ représente le volume occupé par le fluide, c'est-à-dire le volume poreux V_P . Sa porosité est exprimée dans les rapports suivants : $\emptyset = V_P / V_T = (V_T - V_S) / V_T$

Les valeurs de porosité sont obtenues par des mesures de carottes et des diagraphies.

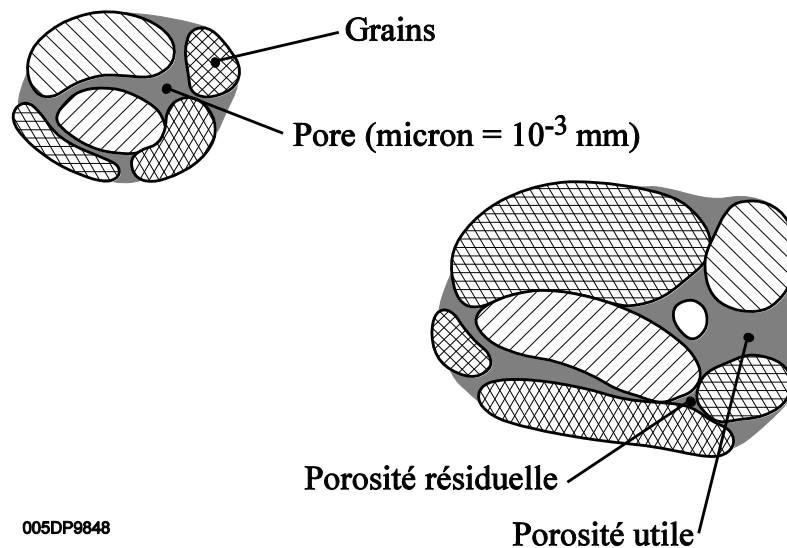


Figure I.2 : Milieux Poreux.

Dans la pratique, on admet l'appréciation ci-dessous:

3 à 5 % = Porosité très faible

5 à 10 % = Porosité faible

10 à 15 % = Porosité moyenne

15 à 20 % = Porosité bonne

Supérieure à 20% = Porosité très bonne

Deux valeurs sont nécessaires pour évaluer la porosité d'un réservoir

- La porosité totale qui représente le volume total des vides.
- La porosité utile qui ne considère que les pores qui communiquent entre eux et avec le monde extérieur. (Figure I-2)

La qualité de la porosité d'une roche dépend des facteurs suivants :

Taille des grains : plus elle est petite, plus la surface spécifique (m^2 / m^3 ROCHE) est grande, donc porosité élevée. Ceci est valable pour des grains $> 40\mu$.

Forme des grains: plus l'arrondi augmente, la porosité diminue; et plus l'arrondi diminue, la porosité augmente.

Classement des grains : plus une roche a une granulométrie homogène, plus sa porosité est grande; et plus l'écart entre la taille des éléments est grand, plus le classement est mauvais, donc porosité faible.

Par ailleurs, il est à noter l'effet du ciment sur la porosité compte tenu de sa nature et de sa quantité.

I.2.2 Perméabilité (K) :

C'est le paramètre clé pour le producteur. La perméabilité caractérise l'aptitude qu'à une roche à laisser s'écouler des fluides à travers ses pores. La perméabilité (k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (S) et de longueur (dl), à la chute de pression (dP) nécessaire à son passage :

$$Q = k \frac{S \cdot dP}{\mu \cdot dl} \text{(loi de Darcy pour un liquide en écoulement linéaire et en régime permanent)}$$

avec Q mesuré dans les conditions de l'écoulement.[2]

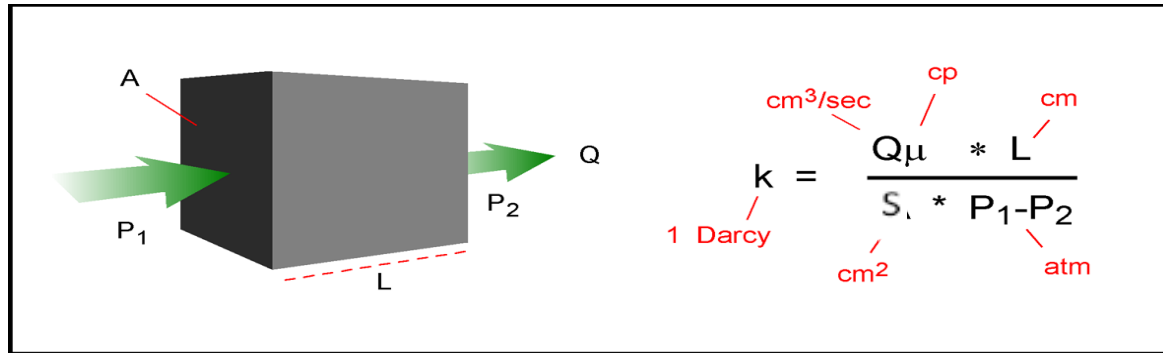


Figure 1.3 : L'unité de la perméabilité est le Darcy

On utilise en pratique le milliDarcy (mD) comme unité de mesure, les gisements exploités ayant généralement une perméabilité de 20 à 300 mD.

0.1 à 1 millidarcy = Perméabilité négligeable

1 à 5 milli darcy = Perméabilité médiocre

5 à 10 milli darcy = Perméabilité moyenne

10 à 100 millidarcy = Perméabilité bonne

100 à 1000 millidarcy = Perméabilité très bonne

Pour l'exploitant pétrolier, la perméabilité est la qualité essentielle de la roche réservoir, car c'est elle qui, compte tenu de la viscosité de l'huile et de la pression existant dans le gisement, régit le rythme de production des puits, le nombre de puits nécessaires à l'exploitation d'un champ, la durée de vie des gisements et enfin le taux de récupération, c'est-à-dire le pourcentage d'huile ou de gaz qui pourra être extrait des gisements.

Le Darcy est la perméabilité d'un milieu qui laisse passer 1 cm^3 par seconde d'un fluide dont la viscosité est de 1 centipoise (viscosité de l'eau à $20 \text{ }^\circ\text{C}$) sous l'effet d'un gradient de pression d'une atmosphère par centimètre à travers une surface de 1 cm^2 .

$$1 \text{ Darcy} \approx 10^{-12} \text{ m}^2 \quad 1 \text{ milliDarcy} = 10^{-3} \text{ Darcy}$$

A noter que la perméabilité a les dimensions d'une surface.

La perméabilité d'une roche varie avec la direction considérée et l'on peut distinguer les perméabilités horizontales, verticale, parallèle au pendage et perpendiculaire à celui-ci.

Les valeurs des perméabilités sont obtenues par mesures sur carottes, et aussi à partir des essais de puits.[2]

I.2.2.1 Les types des perméabilités:

1-Perméabilité absolue: C'est la perméabilité propre à un seul fluide présent dans la roche par ex: perméabilité à l'air, à l'huileetc.

Autrement dit, c'est donc la perméabilité monophasique.

2-Perméabilité effective: C'est la perméabilité d'un fluide en présence d'un autre fluide quand la saturation n'est pas égale à 100 % pour l'un des deux fluides présents. Ce que signifie que la perméabilité d'un fluide est en fonction de la saturation du deuxième fluide

3-Perméabilité relative : C'est le rapport entre la perméabilité effective et absolue.[2]

I.2.3 Saturations (S) :

Il est essentiel de connaître la nature du fluide qui occupe les pores de la roche. La saturation d'un échantillon de roche dans un liquide est le rapport du volume de ce liquide dans l'échantillon au volume poreux V_p de l'échantillon.[3]

On définit ainsi :

- La saturation en eau $S_w = \frac{V_w}{V_p}$ (= S_w (water))
- La saturation en huile $S_o = \frac{V_o}{V_p}$ (= S_o (oil))
- La saturation en gaz $S_g = \frac{V_g}{V_p}$ (= S_g (gas))

Avec $S_w + S_o + S_g = 1$

La migration des hydrocarbures n'a jamais achevé le remplacement de l'eau au-dessus. En effet, la perméabilité d'un liquide s'annule si le liquide est trop saturé. Ce seuil est appelé saturation irréductible (pour le liquide considéré). En conséquence, l'eau, appelée eau interstitielle, est toujours présente dans les sédiments. Ceci est le résultat de la capillarité associée au séchage des pores. L'eau est un liquide "humide" qui se répand sur les surfaces solides et reste emprisonnée dans les plus petits pores.

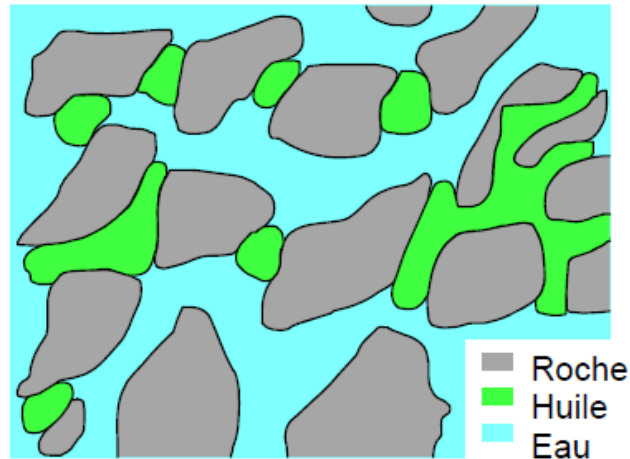


Figure I.4 : Bulles d'huile résiduelle emprisonnées derrière le front aqueux.[3]

Les valeurs courantes de la saturation en eau interstitielle sont de : $10 \% < S_{wi} < 35 \%$.

Les mesures des saturations proviennent essentiellement des diagraphies.

I.2.4 Perméabilités relatives :

A cause de la présence de différentes phases, chaque phase n'occupe qu'une partie des pores. Le débit de chaque fluide ne peut donc plus être calculé simplement à partir de la perméabilité de la roche.[2]

On introduit donc le concept de la perméabilité relative. Elle décrit le point auquel un fluide est gêné. Elle s'exprime comme suit :

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K} K_{rg} = \frac{K_g}{K}$$

Où k_{ro} , k_{rw} et k_{rg} sont respectivement la perméabilité relative à l'huile, la perméabilité relative à l'eau et la perméabilité relative au gaz.

La valeur de la perméabilité relative est comprise entre 0 et 1.

Pour un couple eau-huile, où l'eau est le fluide mouillant, l'allure des courbes de perméabilités relatives, en fonction de la saturation est présentée dans la figure suivante :

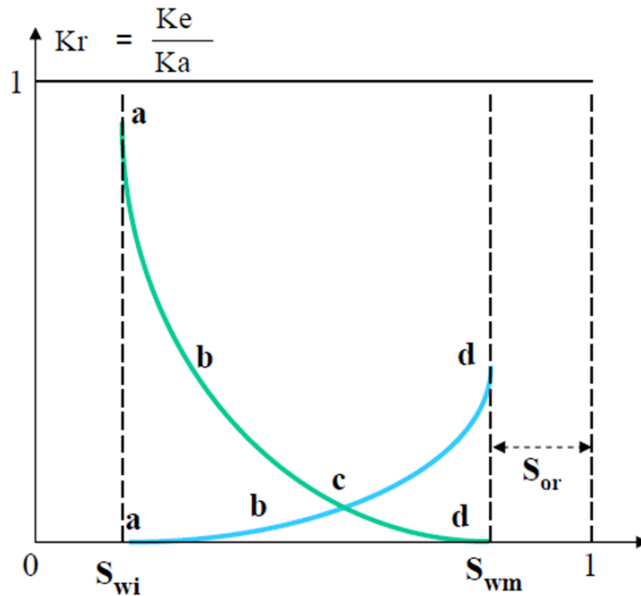


Figure I. 5: Courbes de perméabilité relatives, couple eau/huile.[2]

La forme des courbes de perméabilité relative dépend des milieux poreux considérés.

On remarque que la perméabilité relative à l'eau à la saturation S_{or} a une valeur inférieure à 1, tandis que la perméabilité à huile a une valeur proche de 1. Cela signifie que la présence d'eau irréductible gêne peu l'écoulement de l'huile tandis que la présence d'huile résiduelle gêne notablement l'écoulement de l'eau.

Ces courbes peuvent être obtenues expérimentalement par des méthodes stationnaires ou instationnaires.

I.3 L'effet des phénomènes capillaires

I.3.1 La tension superficielle et interfaciale :

La tension superficielle est définie comme la force à la surface d'un liquide due à la force d'attraction entre les molécules. Les forces contraignantes ont des conséquences internes. La tension superficielle représente le travail minimum nécessaire pour augmenter la surface d'une entité. Exprimé en N/m ou J/m^2 . [4] La tension interfaciale est définie lorsque le système est constitué de deux liquides non miscibles. [5] C'est la force nécessaire pour rompre la surface entre les deux de ces liquides non miscibles, qui peut être modifié par la température, la salinité, etc.

Les valeurs des forces capillaires par unité de surface représentent les tensions interfaciales σ_{1s} , σ_{2s} et σ_{12} . A l'équilibre, ces tensions satisfont l'équation de Young.[6]

$$\sigma_{1s} + \sigma_{12} \cos \theta = \sigma_{2s}$$

Ici, σ_{1s} , σ_{2s} : la tension interfaciale entre le liquide 1 (ou le liquide 2) et le solide, et σ_{12} est la tension interfaciale entre le liquide 1 et le liquide 2. θ est l'angle de contact (mesuré dans la phase liquide 1). Si ce dernier est inférieur à $\pi/2$, le liquide 1 mouille le solide et le liquide 2 non.

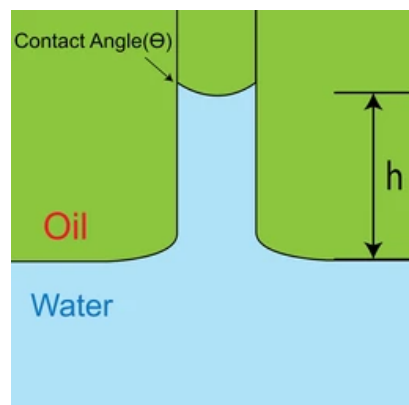
I.3.2 La pression capillaire :

La pression capillaire est exprimée en P_c est définie comme la différence de pression entre la phase non humide (phase huileuse) et la phase humide (phase aqueuse) de l'interface d'équilibre. Pour les capillaires mouillés d'eau de rayon r contenant de l'huile et de l'eau (fig.I.6), l'équation de Laplace est appliquée :

$$P_c = P_o - P_w = \frac{2 \sigma}{R} = \frac{2 \sigma_{o,w} \cos \theta}{r}$$

Tel que $\cos \theta = r / R$

Où r est le rayon du capillaire, R est le rayon du ménisque, θ est l'angle de mouillage et $\sigma (o, w)$ est la tension interfaciale eau / huile. Par conséquent, la pression capillaire est proportionnelle à la tension interfaciale et inversement proportionnelle au rayon du capillaire.[5]



FigureI.6 :Pression capillaire.

La distribution de liquide au niveau des pores est déterminée par la force capillaire. Plus la tension interfaciale n'est élevée, plus l'huile reste piégée dans le réservoir. Après modification de la mouillabilité, le réservoir devient hydrophobe (qui a une affinité pour l'huile), favorisant le piégeage de l'huile dans le réservoir et augmentant la saturation en huile résiduelle. Comme la force capillaire est négligeable (P_c est faible), la saturation en huile résiduelle S_{or} diminue, la perméabilité à l'huile K_{ro} augmente et le taux de récupération s'améliore.[7]

I.3.3 La mouillabilité :

La mouillabilité peut être définie comme la tendance d'un fluide à s'étaler ou à adhérer sur une surface solide en présence d'autres fluides immiscibles. La mouillabilité théoriquement est caractérisée par l'angle de contact θ solide (système à deux fluides). (Figure I.7) [6]

La mouillabilité est généralement classée en trois catégories:

Réservoir mouillable à l'eau, $\theta < 90^\circ$.

Réservoir neutre, $\theta = 90^\circ$.

Réservoir mouillable à l'huile, $\theta > 90^\circ$.

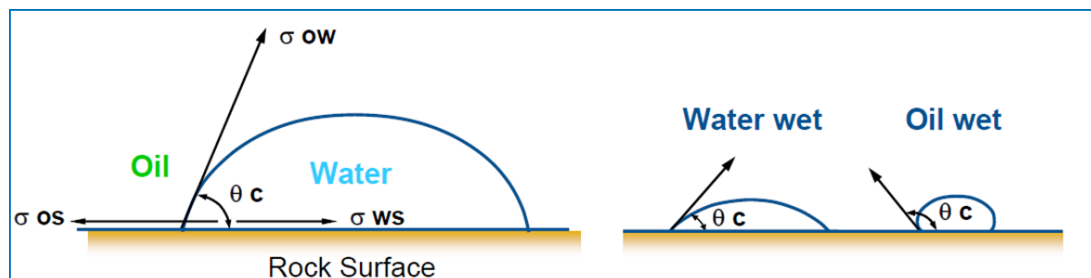


Figure I. 7: Mouillabilité des systèmes huile/eau/roche.[8]

Pour un écoulement diphasique en milieu poreux, plus l'angle de contact est proche de zéro, plus il est facile pour cette surface d'être mouillée par l'un de ces fluides.

La phase mouillante (telle que l'eau) occupe une petite surface et la phase non mouillante (telle que l'huile) occupe préférentiellement de larges pores.

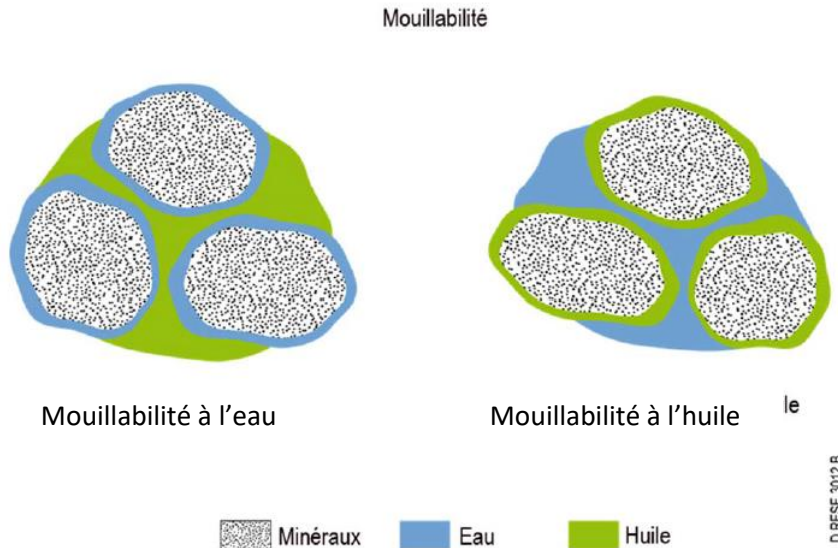


Figure I.8 : Systèmes mouillables à l'eau et systèmes mouillables à l'huile

On notera que la mouillabilité d'un milieu joue un rôle important sur les perméabilités relatives eau/huile.

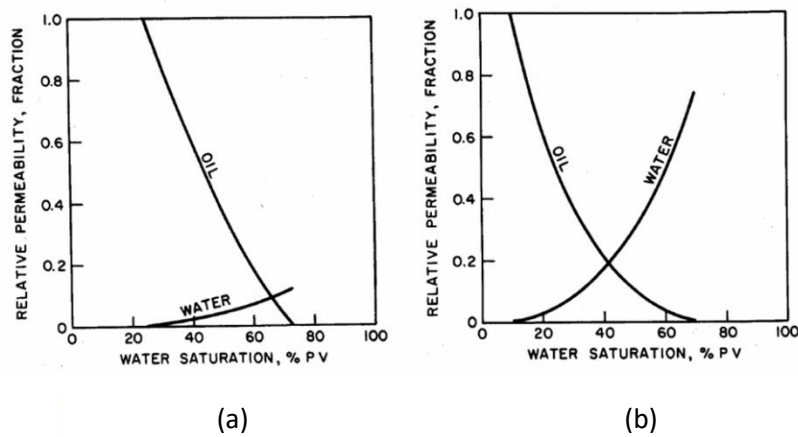


Figure I.9 : Courbes typiques de perméabilité relative. a) mouillabilité franche à l'eau, b) mouillabilité franche à l'huile

I.3.4 Le nombre capillaire :

Il s'agit d'un rapport empirique sans dimension des forces visqueuses (liées aux fluides en mouvement et celles liées aux fluides déplacés) sur les forces capillaires associées à l'interface entre deux fluides en écoulement (huile-eau). Il peut être défini comme un nombre de dimensions. Il est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$N_{ca} = \frac{\mu_w \vartheta}{\sigma_{(o,w)}}$$

avec :

N_{ca} : Nombre capillaire

μ_w : Viscosité de l'eau (liquide de substitution)

$\sigma_{(o,w)}$: Tension superficielle entre l'huile et l'eau (selon la concentration en tensioactif)

ϑ : Débit de la phase aqueuse.

Si $N_{ca} \ll 1$, la capillarité domine la force visqueuse. Lors de l'opération de récupération d'huile, la valeur N_{ca} peut être modifiée en utilisant un polymère pour modifier la valeur de viscosité ou en utilisant un tensioactif pour réduire la tension interfaciale. Diverses forces agissant au niveau des pores affectent l'efficacité de la production de pétrole par le nombre de capillaires. Pour certaines roches, plus le nombre capillaire est élevé, plus la saturation en huile résiduelle S_{or} est faible (Fig. I-10), c'est-à-dire plus le taux de récupération est élevé (Fig. I-11).[9]

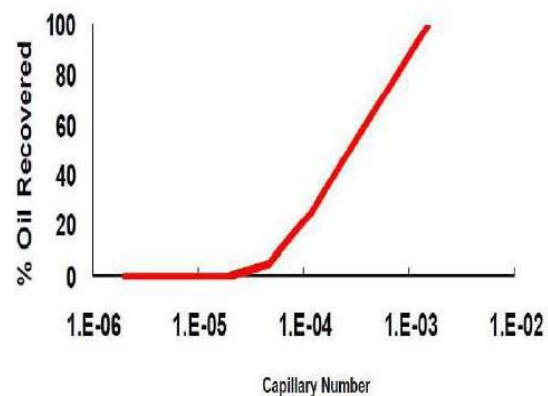
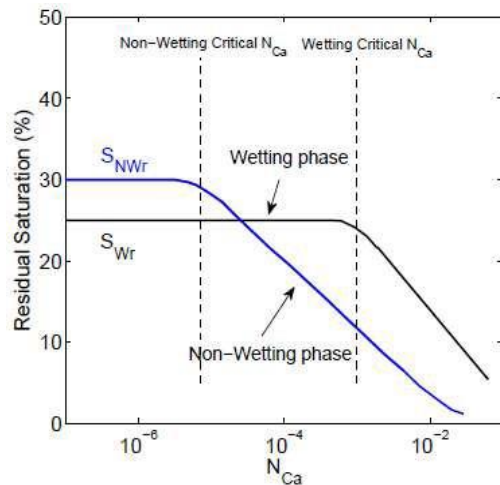


Figure I.10 : Courbe de saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire.[10]

Figure I.11 : courbe de récupération en fonction du nombre capillaire.[3]

Les changements de mouillabilité sont principalement impliqués dans le piégeage d'huile dans le réservoir. Cela réduit la perméabilité relative et augmente la saturation en huile résiduelle (S_{or}), ce qui se traduit par un taux de récupération d'huile constamment faible. Pour cette raison, l'injection de tensioactifs est essentielle pour réduire la tension interfaciale et restaurer les propriétés originales (imprégnées d'eau) de la roche.

I.3.5 La mobilité dans le milieu poreux :

Il est important de noter que, dans un gisement pétrolier, la géométrie des pores, la viscosité des fluides, et les forces en présence jouent un rôle important dans la perméabilité relative, et cette caractéristique impacte la mobilité des fluides dans le puits.[8]

Cette mobilité λ_i est définie comme la relation entre la perméabilité relative et la viscosité du fluide ; elle représente la fluidité d'une phase dans un milieu poreux particulier, c'est-à-dire sa facilité à s'écouler dans ce milieu.

$$\lambda_i = \frac{k_i}{\mu_i}$$

Comme cette relation apparaît quand deux (ou plusieurs) fluides s'écoulent, dans le domaine de la récupération améliorée, les processus de récupération sont caractérisés en fonction du ratio de mobilité M qui est la relation de mobilité entre le fluide qui déplace (fluide aqueux) et celle du fluide déplacé (huile) :

$$M = \frac{\text{Mobilité de l'eau}}{\text{Mobilité de l'huile}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w}$$

Ici, λ_w et λ_o sont respectivement la mobilité de l'eau et de l'huile en md /cP. K_{rw} et K_{ro} sont la perméabilité relative de l'eau et de l'huile, et μ_o et μ_w sont respectivement la viscosité de l'huile et la viscosité de l'eau.

Ce rapport de mobilité est un indicateur de performance du déplacement(figure I-12):

Si M est inférieur ou égal à 1, la phase la plus « lente » est celle qui déplace l'autre, ce qui permet un balayage efficace et donc une récupération importante.[5]

Inversement, si la phase qui déplace est plus « rapide » ($M > 1$), le phénomène de digitation visqueuse (fingering) apparaît et rend le balayage inefficace, menant à une récupération très faible.

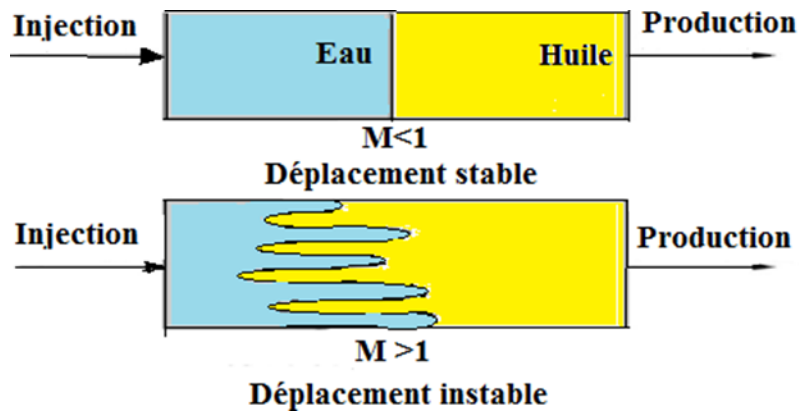


Figure I. 12 : Schéma illustrant le phénomène de mobilité.[3]

CHAPITRE II :Généralités sur les venues d'eau.

II.1 Introduction :

Dans ce chapitre, on va éclaircir les notions de base liées aux venues d'eau, on a commencé par une description et caractérisation des gisements liés à des aquifères actifs auxquels les problèmes des venues d'eau sont souvent rencontrés, puis on a donné quelques propriétés des eaux de gisement qui permettent l'identification et l'évaluation de la production d'eau. En fin, on a résumé les origines et les causes des venues d'eau ainsi que leurs conséquences et effets sur la production des hydrocarbures.[11]

II.2 Les gisements d'huile alimentés par des aquifères actifs:

II.2.1 Définition et types des aquifères actifs:

Plusieurs réservoirs sont limités sur une partie ou sur la totalité de leurs périphéries avec des systèmes roche-eau appelés aquifères. Les aquifères peuvent être aussi grands par rapport aux réservoirs contigus à apparaître infinis pour toutes les applications pratiques. De même, ils peuvent être petits que leur effet sur la performance de réservoir soit négligeable. L'aquifère peut être entièrement limité par une roche imperméable de telle sorte qu'il forme avec le réservoir un ensemble volumique fermé. D'autre part, il peut être lié à un endroit où il sera alimenté par l'eau de surface. Il est courant de parler de l'aquifère de fond ou latéral lors de la discussion sur les entrées d'eau dans les réservoirs. L'aquifère de fond est situé directement sous l'huile et l'aquifère latéral est situé aux abords de la zone à huile, figure II-1. Indépendamment de la source d'eau, l'activité de l'aquifère est le résultat du mouvement d'eau dans l'espace poreux initialement occupé par l'huile, remplaçant et déplaçant l'huile vers les puits producteurs. [12]

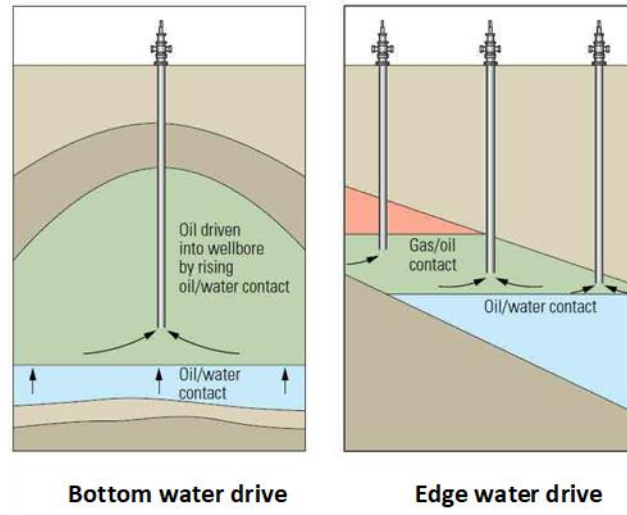


Figure II.1 : les géométries des aquifères.[12]

Cole (1963) a présenté les caractéristiques suivantes pour un gisement d'huile alimenté par un Aquifère actif :

II.2.2 La pression de réservoir:

La chute de la pression de réservoir est généralement très faible. La figure II-2 montre l'historique de l'évolution de la pression en fonction de la production cumulée d'un réservoir alimenté par un aquifère actif. Dans ces réservoirs, plusieurs milliers de barils de pétrole peuvent être produits pour chaque chute de pression de 1 Psi, due au remplacement du volume d'huile et de gaz provenant de réservoir par le volume des entrées d'eau. Bien que l'historique de la pression est normalement tracé en fonction de la production d'huile cumulée. Du fait que la source principale des revenus provient de la production d'huile, si les retraits d'eau et de gaz peuvent être minimisés, alors la récupération d'huile de réservoir peut être maximisée avec une chute minimale de la pression de réservoir. En conséquence, il est extrêmement important de réduire la production d'eau et de gaz au minimum. Cela peut être réalisé en fermant les puits produisant des grandes quantités de ces fluides, en transférant leur production d'huile admissible à d'autres puits producteurs avec des rapports eau-huile ou gaz huile plus faibles. [12]

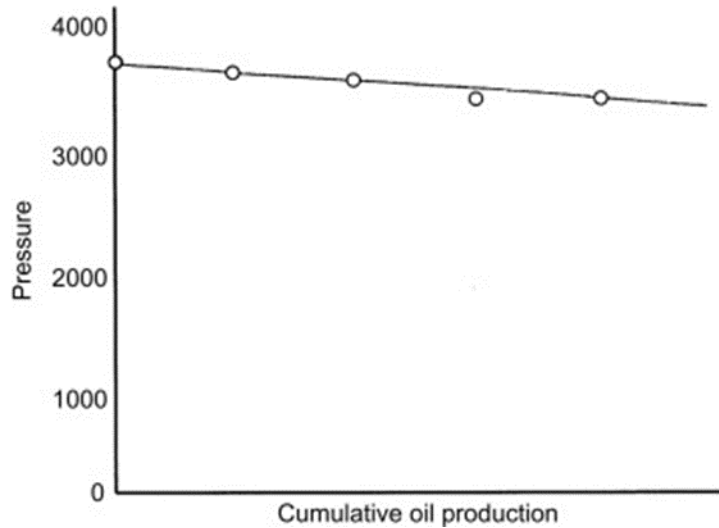


Figure II.2 :Evolution de la pression d'un réservoir lié à un aquifère actif.[12]

II.2.3 La production d'eau:

Un excès de la production d'eau se produit initialement dans les puits structurellement plus profonds. Ceci caractérise les réservoirs alimentés par un aquifère actif qui fournit des entrées d'eau d'une manière uniforme, rien ne peut ou doit être fait pour limiter ces entrées d'eau, du fait que l'eau va probablement fournir le mécanisme de déplacement d'huile le plus efficace possible. Si le réservoir présente une ou plusieurs couches de très bonne perméabilité, l'eau peut se déplacer à travers ces zones les plus perméables. Dans ce cas, il peut être économiquement faisable d'effectuer des opérations d'isolation pour séparer ces zones à eau.

Dans la plupart des cas, l'huile récupérable à partir d'une structure profonde peut être récupérée à l'aide des puits structurellement plus hauts, d'où les dépenses impliquées dans l'isolation afin de réduire le pourcentage d'eau des puits structurellement profonds peuvent être inutiles.[12]

II.2.4 Propriétés d'eau du gisement:

Les propriétés physico-chimiques des eaux de gisement doivent être préalablement étudiées au laboratoire pour aider l'ingénieur réservoir à définir le gisement dans son état initial et à connaître l'origine de l'eau produite s'elle est de gisement ou de l'injection, dans le but pour l'ingénieur production afin de prévoir et résoudre les problèmes d'exploitation tel que le problème d'incompatibilité entre l'eau de gisement et celle d'injection ou pour déceler les causes des venues d'eau. La

résistivité d'eau de gisement permet de mesurer la saturation irréductible et de localiser le niveau à partir duquel l'eau sature complètement la roche (WOC).

Du point de vue géologique, la composition chimique d'eau de gisement peut renseigner sur les conditions de formation des gisements, ces propriétés permettent de comparer, lier et corréliser entre plusieurs gisements ou entre différentes zones de même gisement.

Dans les puits et collectes, la production simultanée des hydrocarbures et d'eau est souvent à l'origine d'association de nature physique telle que les émulsions lors que l'eau est mêlée à l'huile, ou les hydrates lorsque l'eau est en contact avec le gaz.

L'eau produite peut aussi perdre une partie de ses sels dissous et former des dépôts soit à cause d'une simple variation de pression et de température à l'entrée du puits, soit à la suite d'un déséquilibre ou d'une réaction chimique (entartrage 'Scale'). L'une ou l'autre de ses causes peut, dans certains cas, entraîner l'obturation complète des colonnes de production.

L'eau produite peut encore être à l'origine de la corrosion des conduites.

La connaissance des propriétés physico-chimiques des eaux souterraines est aussi utile pour déceler les causes d'une mauvaise complétion de puits lorsque, par exemple, on constate une subite venue d'eau dans la production et qu'on cherche à en définir l'origine.[12]

II.3 Facteurs déplaçant l'eau vers le puits:

II.3.1 Sources des venues d'eau:

- L'eau interstitielle originaire de la couche réservoir où la saturation d'eau est plus grande que la saturation d'eau irréductible ou à partir des couches d'eau plus hautes ou plus basses.
- Un aquifère actif de fond ou latéral.
- L'eau d'injection dans le cadre de la récupération secondaire.[13]

II.3.2 Perméabilité relative d'eau favorable:

Pour que l'eau s'écoule à travers une zone, sa saturation doit dépasser la saturation irréductible. Au-delà de cette dernière, la perméabilité relative d'eau s'accroît avec l'augmentation de la saturation d'eau et celle des hydrocarbures décroît. L'huile et l'eau s'écoulent principalement à travers le chemin le moins résistant qui est la zone la plus perméable de réservoir. D'où, l'hétérogénéité de la perméabilité rend l'écoulement des fluides vers le puits complexe et n'est pas nécessairement à travers le chemin le plus court.[14]

II.3.3 Paramètres augmentant les venues d'eau:

Certains paramètres favorisent l'accroissement de la production d'eau. On peut citer : [14]

- La perméabilité verticale.
- La dimension de l'aquifère.
- La pression différentielle.

II.3.4 Effet de la Pression différentielle:

L'écoulement des fluides de la formation vers le fond de puits est dû à une différence de pression. Pour un débit donné la différence de pression augmente avec la diminution de la densité des perforations dans l'intervalle perforé par effet d'étranglement en augmentant la vitesse d'écoulement aux abords de puits. De même, elle augmente avec l'accroissement de skin d'endommagement.[14]

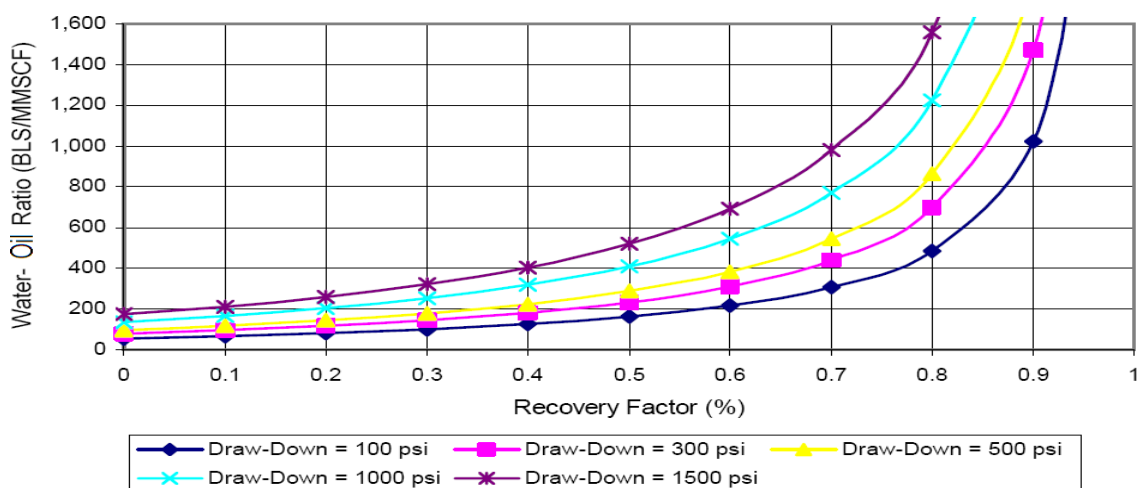


Figure II.3 : Effet de la pression différentielle sur le rapport eau-huile.

On remarque que le rapport eau-huile (WOR) s'accroît avec l'augmentation de la pression différentielle.

II.4 Causes des venues d'eau:

Ces causes peuvent être plusieurs, dont principalement la complétion et le réservoir.[15]

II.4.1 La complétion:

Les principales causes liées à la complétion sont :

II.4.1.1 Channeling :

L'écoulement derrière le tubage est le résultat d'une mauvaise adhérence ciment-tubage ou ciment-formation. Il est recommandé d'analyser la qualité de la cimentation à l'aide des logs; CBL, VDL, CET,...[16]

II.4.1.2 Complétion dans la zone à eau:

Compléter et perforer un puits dans un intervalle où la saturation d'eau dépasse la saturation irréductible permet la production immédiate d'eau.

Dans un réservoir d'huile lié à un aquifère et en absence d'un chapeau de gaz, la complétion des puits verticaux se fait dans la partie supérieure de la couche productrice afin de retarder l'arrivée des venues d'eau. [16]

Dans le cas de la présence à la fois d'un chapeau de gaz et d'un aquifère, la position des perforations doit être calculée en tenant compte :

- Des différences des densités: eau-huile et huile-gaz.
- Des viscosités: μ_o , μ_w , μ_g .
- Des hauteurs des zones à huile, à eau et à gaz.

II.4.1.3 Fracturation hydraulique :

La stimulation par fracturation hydraulique accélère l'arrivée d'eau, soit par augmentation de la production de façon que la fracture produit une succion d'eau ou par pénétration du compartiment d'eau. Dans d'autres cas, la fracturation provoque une fissuration de la barrière imperméable (argile, anhydrite) qui sépare le niveau d'hydrocarbure de celle d'eau. [16]

II.4.1.4 Mauvais état du tubage:

Un mauvais choix des caractéristiques d'acier peut engendrer une fuite dans le tubage au cours de la durée de vie d'un puits. Ainsi, la production d'eau est accrue.[16]

II.4.2 Le réservoir:

L'augmentation du contact eau-huile entraîne une augmentation de la production d'eau. En revanche, les études d'écoulement en milieu poreux montrent que Les fronts d'eau vont se déformer.

II.4.2.1 Le développement d'une langue d'eau:

Le phénomène de langue d'eau est causé par l'hétérogénéité de réservoir et par la présence des chemins préférentiels de haute perméabilité, il est d'autant plus important que le rapport de mobilité est plus grand. Les langues d'eau sont surtout rencontrées dans les cas d'une injection d'eau et d'un aquifère actif latéral.[13]

II.4.2.2 Remontée du contact eau-huile:

C'est une étape inévitable de la vie des gisements liés à un aquifère actif où la communication entre le réservoir et les puits producteurs se fait initialement dans une zone où la saturation d'eau est inférieure que la saturation irréductible. En association avec le soutirage des fluides produits, il va y avoir un déplacement vertical du contacte eau-huile. Ce dernier peut être calculé en utilisant les techniques du bilan matière. [13]

II.4.2.3 Réservoir fissuré et faille non étanche:

Ils sont d'une nature tectonique. Les failles et les fissures représentent des chemins préférentiels à l'eau entre l'aquifère et le puits. Dans ces cas, la production d'eau met le puits en péril. Ces cas sont surtout rencontrés dans les puits déviés et horizontaux.[13]

II.5 Conséquences des venues d'eau:

II.5.1 Les dépôts:

Le sel dissous dans l'eau produite va se cristalliser et se déposer pour former des dépôts lors de la remontée de l'effluent dans le tubing et ce suite à la chute de pression et de température qui entraînent une diminution de la solubilité de sel dans

l'eau. D'autre part, l'incompatibilité entre l'eau injectée et celle de gisement entraîne également la formation des précipités durs et compacts. Les différents dépôts peuvent réduire la section d'écoulement jusqu'à boucher complètement la colonne de production, ainsi que les installations de puits et de collecte. Par la suite, les dépôts peuvent causer une chute importante de la production des puits. Il existe aussi d'autres paramètres favorisant les dépôts de sel, tels que :

- 1) Parois rigoureux permettent aux cristaux de s'accrocher.
- 2) l'écoulement turbulent augmente le contact des cristaux avec les parois.
- 3) la vitesse d'écoulement permet aux cristaux ayant atteint une taille favorable de se déposer.[15]

II.5.2 La corrosion :

L'eau produite est généralement très salée, ce qui peut provoquer des exacerbations Phénomène de corrosion des équipements de tuyauterie.[15]

II.5.3 Les émulsions:

Dans le puits et le collecte, la production simultanée des hydrocarbures et d'eau est souvent l'origine des associations d'une nature physique telles que les émulsions entre l'eau et l'huile. Une émulsion visqueuse est susceptible de réduire d'une façon significative la productivité des puits, sa destruction par injection d'un surfactant adéquat nécessite un contact intime entre ce dernier et les gouttes d'émulsion afin de réduire la tension interfaciale.[15]

II.5.4 Les hydrates:

L'hydrate est un composé de propriétés physiques formé entre les gaz et l'eau sous certaines conditions de pression et de température.[15]

II.5.5 La diminution de la perméabilité relative d'huile:

La productivité des puits d'huile est fortement liée à la perméabilité relative d'huile au voisinage de puits, cette dernière est altérée par la présence simultanée d'eau.[15]

II.5.6 La production de sable:

L'eau peut affaiblir les matériaux de ciment qui tiennent les grains et la formation en place, permettant ainsi la production de sable.[15]

II.5.7 L'alourdissement de la colonne hydrostatique:

La production d'eau entraîne un alourdissement de la colonne d'effluent dans la colonne de production, suite à l'augmentation de la masse volumique moyenne du mélange eau huile. Cela résulte une augmentation de la pression de fond et une chute de débit total, ainsi que des difficultés lors de démarrage de l'injection de gaz dans le cadre de l'activation artificiel de puits par gaz lift.[15]

II.6 Solutions des problèmes des venues d'eau:

Pour tous les types de problèmes, il existe une variété d'options de solution, des solutions mécaniques et chimiques relativement simples et peu coûteuses aux solutions complètes les plus complexes et les plus coûteuses. Les problèmes d'infiltration d'eau multiples sont courants et nécessitent souvent une combinaison de solutions.[17]

II.6.1 Les solutions mécaniques:

Dans plusieurs problèmes des venues d'eau tels que les fuites de tubage, l'écoulement derrière le tubage, la remontée de contacte eau-huile ainsi que l'envahissement de l'eau des couches sans croisement d'écoulement (crossflow), les bouchons: mécaniques (bridge plugs), gonflables (straddlepackers), de ciment (Portland cement) ou de sable (sandplugs) permettent d'isoler les intervalles inondés par l'aquifère

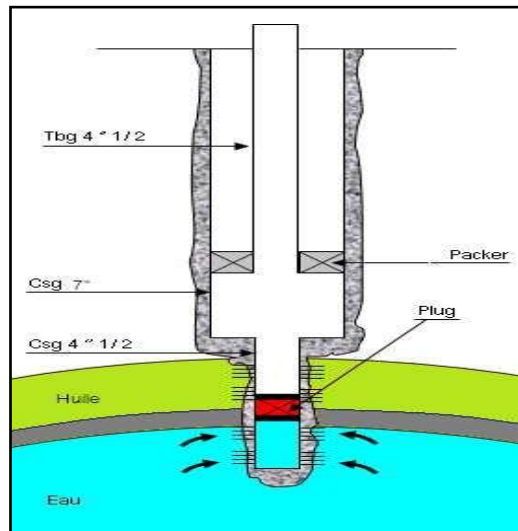


Figure II.4 :Schéma d'un Bouchon

Lorsque le puits doit être maintenu ouvert pour les niveaux les plus profonds que le point d'entrée d'eau, une pièce de tubage (casing patch) descendue au fond de puits peut être la meilleure solution, elle peut obstruer l'écoulement d'eau à travers le tubage afin d'isoler les zones à eau. En effet, elle doit résister à la pression de ces zones. L'inconvénient de la pièce de tubage (casing patch) est la réduction du diamètre interne de section de passage. Seright et all (2001) recommandent que ces méthodes mécaniques conventionnelles doivent être employées en premier lieu afin de traiter les problèmes les plus faciles, à savoir les fuites ou l'écoulement derrière le tubage sans présence d'une restriction d'écoulement, c.-à-d, en cas où la fuite se produit à travers une grande ouverture de tubage, généralement plus que 1/8'' avec un grand canal d'écoulement derrière le tubage, généralement plus que 1/16'' où le ciment peut être placé efficacement et aux puits situés dans des formations non fracturées en présence des barrières de perméabilité horizontales séparant la zone d'eau de celle d'huile.[18]

II.6.2 Les solutions chimiques:

Certains traitements chimiques sont très efficaces pour le contrôle de l'excès de la production d'eau, la plupart de ces traitements utilisent des gels à polymères ou leur forme pré-geler (gelant).

Le gel à polymères est un mélange entre les polymères (Polyacrylamide) et certains agents réticulés (X-linking) tel que chrome acétate, alors que le gelant est un fluide de

gel avant la formation significative des liaisons chimiques. Dans les gels préformés ou partiellement formés les liaisons chimiques empêchent la pénétration ou l'endommagement du milieu poreux.

Les solutions de gel pénètrent sélectivement dans les fissures et les voies de drainage d'eau où elles déplacent l'eau, lorsque le gel se met dans les fissures, il bloque la majorité du mouvement d'eau à travers ces chemins préférentiels.

Selon Seright et al, Les gels sont utilisés pour traiter les problèmes de difficulté intermédiaire caractérisés par un écoulement linéaire (réservoir fracturé en canal, fracture hydraulique, faille non étanche, canal d'écoulement derrière le tubage, chemin préférentiel).

Seright et al (2003) ont donné les conclusions suivantes sur l'utilisation des gels:

- Le traitement avec un gelant est la meilleure option pour les fuites de tubage et l'écoulement derrière le tubage avec une restriction d'écoulement qui empêche le placement efficace de ciment.
- Les gelants et les gels préformés ont été appliqués avec succès pour traiter les fractures naturelles ou hydrauliques reliant entre un puits et un aquifère.
- Les traitements avec les gels préformés ou partiellement formés sont normalement les meilleures options pour les failles et les fractures croisant des puits inclinés ou horizontaux et pour une fracture unique ou un système naturellement fracturé causant un écoulement en canal entre les puits.
- Les traitements de gel ne doivent pas être utilisés pour traiter les problèmes les plus difficiles, tels qu'un coning d'eau tridimensionnel et un écoulement en canal avec croisement d'écoulement (crossflow).

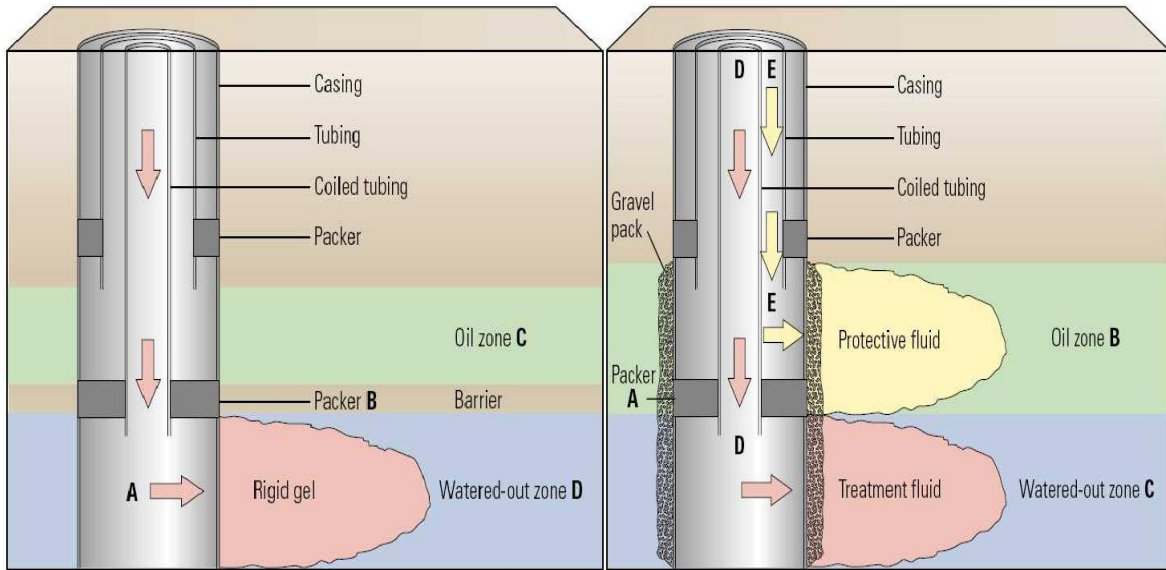


Figure II.5 :Procédures d'injection de gel par le coiled tubing.[18]

Certains polymères et surfactants sont développés pour le traitement de matrice aux abords de puits, ils s'appellent les modificateurs de la perméabilité relative (relative permeability modifiers, RPM). Ces agents ont la capacité de réduire l'écoulement dans les zones à eau, mais de maintenir le comportement des fluides dans les zones à huile afin d'assurer une meilleure production, ce traitement est effectué simplement par la méthode de pompage direct (Bullheading).[18]

II.6.3 Solutions de complétion:

Les solutions de complétion alternatives tels que les puits horizontaux, la complétion double (DWS), séparateurs eau/huile de fond (DOWS) peuvent résoudre les problèmes difficiles des venues d'eau tels que; la remontée du contact eau-huile (WOC), le coning d'eau et l'écoulement d'eau en canal.

[18]

CHAPITRE III : Propriétés des tensioactifs et polymères

III.1 Introduction

Dans le traitement contre les venues d'eau des puits de production d'hydrocarbures, l'injection de des agents tensioactifs et des polymères est souvent utilisée. Le but recherché est la réduction sélective de la perméabilité à l'eau par rapport à la perméabilité à l'huile. Dans ce chapitre, nous présentons quelques notions sur les agents tensioactifs et les polymères.

III.2 Les Tensioactifs

III.2.1 Définition :

Les molécules tensioactives tendent à se localiser aux interfaces entre deux liquides ou bien à la surface libre d'un liquide, et leur présence a un effet important : les énergies inter faciales sont abaissées. La dénomination « amphiphile » ou « tensioactive » recouvre la même réalité physique, c'est-à-dire que la molécule est capable de s'absorber aux interfaces entre les liquides pour lesquels elle a de fortes affinités. En effet, elle se définit par la présence conjointe de deux parties antagonistes, l'une hydrophile et l'autre hydrophobe, d'où son caractère amphiphile (FigureIII.1), qui lui confère des propriétés particulières.[19]

III.2.2 Structure d'un tensioactif :

Une molécule de tensioactif typique consiste en une fraction polaire (hydrophile, c'est-à-dire ayant une forte affinité pour l'eau) et une fraction non polaire (lipophile, ayant une forte affinité pour l'huile).[6]

- a) La partie hydrophile (têtes), polaire contient, des alcools, des acides, des sulfates, des sulfonâtes, des phosphates et des groupes amines. Ceux-ci sont composés d'hétéroatomes tels que O, S, P et N.
- b) La partie hydrophobe (queue), non polaire ou faiblement polaire, qui est généralement un groupement de chaînes hydrocarbonées de type alkyle* ou alkylbenzène ou fluor carbone à 8-18 atomes de carbone, atomes de carbone, halogènes, Il peut également contenir des atomes d'oxygène.

Selon leur 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.

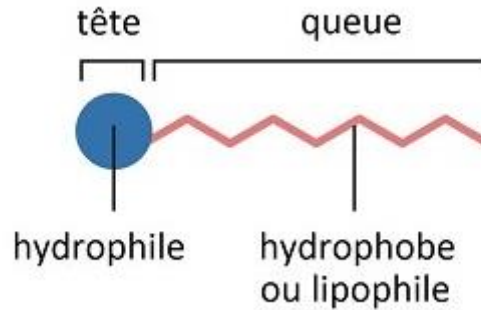


Figure III.1: Schéma simplifié d'un tensioactif.

III.2.3 Classification

Les agents tensioactifs sont classés à partir de la nature de l'extrémité hydrophile de leur molécule. On distingue 4 types de tensioactifs : [6]

- **Anionique :**

Les tensioactifs anioniques se dissocient en milieu aqueux en donnant des ions chargés négativement. On trouve des surfactants utilisés dans les détergents synthétiques comme les alkylbenzenesulfonates, les savons tels que les sels de sodium d'acides gras, et les agents moussants comme le laurylsulfate.

- **Cationique :**

Les tensioactifs cationiques se dissocient en solution aqueuse en un cation organique et un contre-ion anionique généralement de type halogénure. La grande majorité de ces tensioactifs sont des composés azotés de type sel d'amine grasse ou d'ammonium quaternaire.

En raison de leur toxicité, ces tensioactifs ne sont généralement utilisés que dans des applications particulières qui font appel à leurs propriétés bactéricides, ou à leur capacité de s'absorber facilement sur des substrats biologiques, ou inertes, possédant une charge négative.

▪ **Zwitter-ioniques :**

La combinaison dans une même molécule des deux caractères anionique et cationique produit un tensioactif appelé zwitter-ionique ou amphotère, comme les aminoacides, les bétaines ou les phospholipides. Dans la plupart des cas, c'est le pH qui détermine le caractère dominant, du fait qu'il favorise l'une ou l'autre des dissociations possibles anionique à pH alcalin, cationique à pH acide.

▪ **Non ioniques**

Cette catégorie d'amphiphiles a plus récemment pris beaucoup d'importance dans l'application domestique et industrielle. Les différentes familles de tensioactifs non ioniques possèdent le plus souvent une partie hydrophile constituée par une chaîne oxyéthylénée, (-CH₂CH₂O-). La solubilité dans l'eau de ces groupements est liée aux dipôles localisés près des atomes d'oxygène.

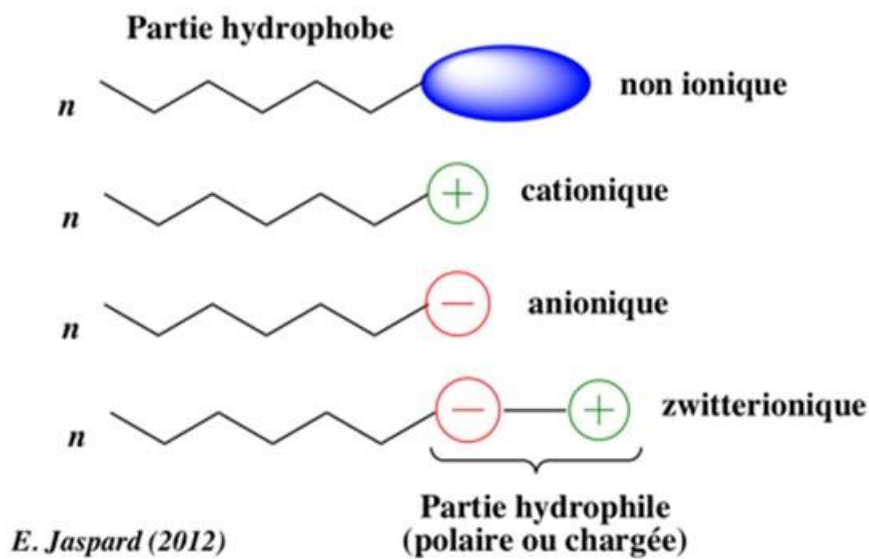


Figure III.2 : Représentation schématique des quatre catégories de tensioactifs.[20]

III.2.4 Propriétés des agents tensioactifs :

Afin de définir quelques critères de choix des tensioactifs pour une utilisation donnée, il est nécessaire de rappeler quelques concepts de base concernant les propriétés des composés tensioactifs.[21]

Les deux propriétés essentielles des composés tensioactifs qui permettent de comprendre les phénomènes observés et qui déterminent leurs domaines d'application sont :

L'adsorption aux interfaces qui provoque une diminution des tensions interfaciales. Cette propriété est responsable des phénomènes de mouillage, de dispersion, de détergence et d'émulsification;

L'auto-agrégation en solution ou micellisation qui gouverne les propriétés de solubilisation et de micro-émulsification.

III.2.4.1 Adsorption aux interfaces

Les molécules de tensioactifs comportant une partie hydrophile et une partie lipophile ont tendance à s'orienter, à se concentrer, aux interfaces de façon à accroître les interactions attractives (partie hydrophile/eau et partie lipophile/phase lipophile). Ce phénomène d'adsorption (concentration plus importante à la surface qu'à l'intérieur de la phase liquide) apparaît aussi bien aux interfaces liquide-liquide (eau-hydrocarbure ou huile), liquide-solide (eau-surface apolaire, huile-surface polaire) qu'aux interfaces liquide-gaz (eau-air). Cette adsorption du tensioactif provoque une diminution de la tension interfaciale entre les deux phases considérées selon la loi de Gibbs ; la diminution de la tension interfaciale est fonction de la concentration en tensioactif à l'interface (excès superficiel) et donc de l'aire occupée par le tensioactif à l'interface. Lorsque l'interface est saturée, la tension interfaciale est minimale et constante.[20]

L'adsorption des tensioactifs aux interfaces et la diminution consécutive de la tension interfaciale sont responsables des trois phénomènes qui suivent :

- **La dispersion** est favorisée puisque l'énergie nécessaire à l'augmentation de l'aire de l'interface est d'autant plus faible que la tension interfaciale est faible. Ce concept s'applique aussi bien aux dispersions liquide-liquide (émulsions), aux dispersions solide-liquide (suspensions) qu'aux dispersions air-liquide (mousses) .[22]
- **Le mouillage** est favorisé par la diminution de la tension interfaciale solide-liquide. Ce concept s'applique au mouillage d'une surface hydrophile par une

huile.

L'isotherme d'adsorption et la valeur minimale de la tension interfaciale constituent donc des critères de choix fondamentaux du tensioactif à utiliser pour deux phases données.[22]

- **L'émulsion :** Une émulsion est une gouttelette d'une phase liquide dispersée dans une autre phase liquide non miscible. Ces systèmes sont thermodynamiquement instables. Les émulsions sont stabilisées par la présence de molécules amphipathiques appelées émulsifiants. Le rôle de l'émulsifiant est de réduire la tension à l'interface.[23]

Les émulsions avec une phase aqueuse continue et une phase dispersée huileuse sont appelées émulsions directes et sont représentées comme H / E (huile dans l'eau, voir figure III.3).

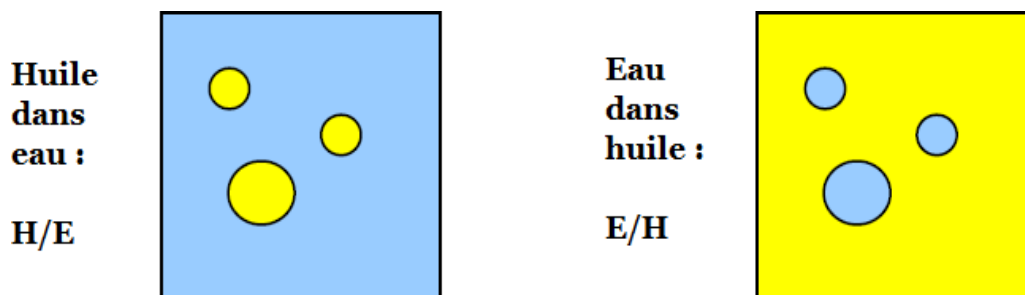


Figure III.3: Représentation schématisée d'une émulsion directe et inverse H/E et E/H.[23]

Les émulsions en phase continue à base d'huile et les émulsions en phase dispersée dans l'eau sont appelées émulsions inverses et sont appelées E/H (eau dans l'huile, figure III-3).

Ensuite, nous aborderons les émulsions doubles ou multi-émulsions. Selon la phase continue, l'émulsion eau-dans-huile elle-même dans l'émulsion dans l'eau est décrite comme E/H/E (eau dans huile dans eau) et de manière équivalente H/E/H (huile dans eau dans huile). L'eau récupérée est représentée schématiquement sur la figure III-4.

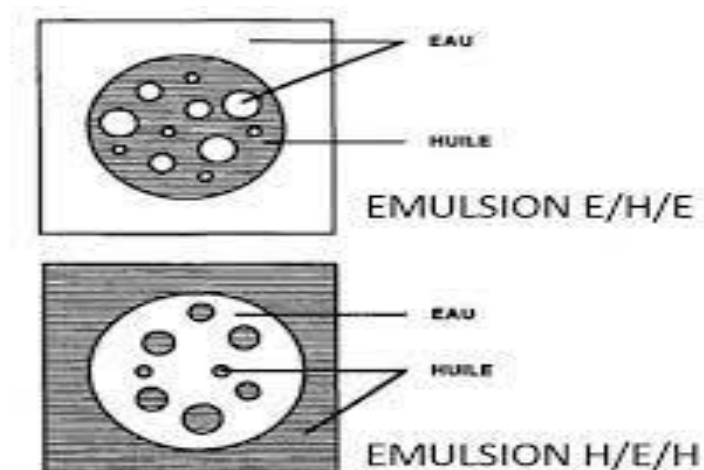


Figure III.4: Représentation schématique d'une émulsion H/E/H et E/H/E.[23]

III.2.4.2 Auto-agrégation ou micellisation

Un composé tensioactif en solution aqueuse diluée s'adsorbe préférentiellement à l'interface eau/air et à partir d'une certaine concentration, l'interface est saturée. Pour des concentrations supérieures, les molécules de tensioactif en excès s'auto associent en solution sous forme d'agrégats appelés micelles : les chaînes hydrophobes constituent le cœur de la micelle et les têtes polaires sont au contact de l'eau. La forme des agrégats (micelles sphériques, cylindriques, bicouches, etc.) est fonction de la nature du tensioactif et de sa concentration. Cette propriété de micellisation des tensioactifs est responsable du phénomène de solubilisation : un composé hydrophobe (huile) peut être solubilisé à l'intérieur du cœur hydrophobe des micelles : on parle alors de micelles gonflées.

La capacité de solubilisation est fonction de la taille des micelles.

Les tensioactifs non ioniques conduisent à des micelles de grandes tailles (nombre d'agrégation très important, de la centaine aux milliers) par rapport aux tensioactifs ioniques (nombre d'agrégation de l'ordre des dizaines aux centaines).

En conséquence, les tensioactifs non ioniques sont largement utilisés pour la solubilisation d'huiles hydrocarbonées.[24]

III.2.4.3 Solubilité

La solubilité des tensioactifs dans l'eau ou dans les hydrocarbures (couramment

appelés huile) varie en fonction de l'importance relative de leurs parties hydrophobe et hydrophile (hlb, hydrophile lipophile balance).

En ce qui concerne la variation de la solubilité des tensioactifs dans l'eau avec la température, deux cas particuliers doivent être mentionnés.[19]

- La solubilité dans l'eau des tensioactifs ioniques croît brusquement à partir d'une certaine température appelée point de Kraft ou température critique de micellisation. La connaissance du point de Kraft est souvent nécessaire et, dans la plupart des applications, il est indispensable de choisir un tensioactif dont le point de Kraft est inférieur à la température d'utilisation.
- La solubilité dans l'eau des tensioactifs non ioniques polyéthoxylés diminue lorsque la température augmente.

La température à partir de laquelle une solution de concentration donnée en tensioactif polyéthoxylé-démixte est appelée point de trouble. La valeur du point de trouble croît avec le nombre de motifs éthoxy. En règle générale les tensioactifs non ioniques polyéthoxylés présentent une activité de surface maximale aux environs du point de trouble.

III.2.5 La Concentration Micellaire Critique CMC

C'est la concentration à laquelle les micelles se forment en solution. La micelle est un assemblage de molécules ioniques en solution. Ils se forment après que la surface est saturée des tensioactifs. Selon la concentration de tensioactif, les micelles se présentent sous différentes formes ; Sphérique, cylindrique, cylindrique hexagonal et en couches. Au fur et à mesure que la concentration de tensioactif augmente, la tension superficielle diminue jusqu'à saturation à l'interface et les molécules de tensioactif commencent à former des micelles à la concentration micellaire critique (CMC). Au-dessus de cette concentration, la tension superficielle ne se produira plus. (Fig. III.5).[19]

Dans un milieu à diphasique, la solution micellaire peut solubiliser spontanément certaines phases existantes pour produire une microémulsion thermodynamiquement stable, comme le montre la figure III.5.

Quelques règles générales peuvent être mentionnées.

- Les CMC des tensioactifs non ioniques (de l'ordre de 10^{-5} M) sont inférieures aux CMC des tensioactifs ioniques (de l'ordre de 10^{-3} M).
- Pour une même classe de tensioactifs, la valeur de la CMC diminue lorsque le caractère hydrophobe augmente (augmentation du nombre d'atomes de carbone).
- La valeur de la CMC augmente avec le caractère hydrophile du tensioactif (par exemple, dans le cas de tensioactifs polyéthoxylés, la CMC croît avec le nombre de motifs éthoxy).
- La CMC des tensioactifs ioniques diminue en présence de sels.
- La CMC des tensioactifs non ioniques est peu affectée par la présence d'électrolytes.[19]

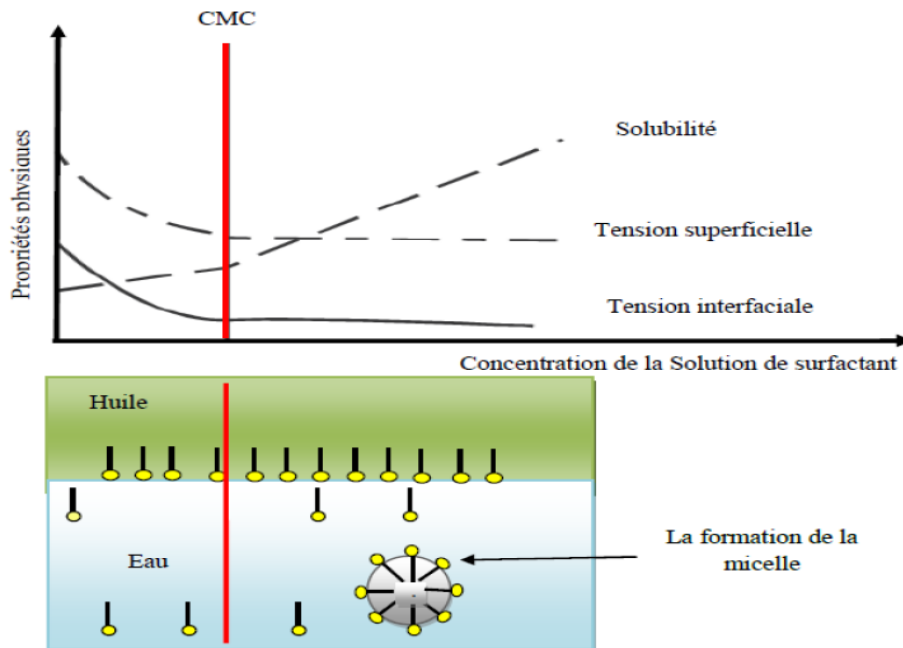


Figure III.5 : Tension superficielle, tension interfaciale, la solubilisation et la formation d'une micelle en fonction de la concentration de la solution du surfactant.[25]

Beaucoup de formulations utilisent des mélanges de composés tensioactifs qui s'avèrent souvent plus efficaces qu'un tensioactif unique. Cet effet de synergie, couramment rencontré dans le cas de mélanges de tensioactifs non ioniques et

anioniques, est justifié en partie par la formation de micelles mixtes. Dans ce cas, la CMC du mélange est inférieure aux CMC des tensioactifs isolés.[19]

III.2.6 Comportement de phases (huile/ saumure/tensioactif)

- **Diagramme de Winsor :**

Les deux principaux types d'émulsions, H/E et E/H, sont associés au comportement des deux phases à l'équilibre car ils sont associés à la présence de deux phases non miscibles.[26]

La relation entre le comportement de phase du mélange eau/huile/tensioactif et les propriétés des différents composés (variables de mélange) dans le graphe ternaire. Par conséquent, il a classé le comportement en trois diagrammes de phase différents selon la valeur de R.

R est le rapport de l'interaction des molécules de tensioactif à l'interface avec les molécules d'huile ou d'eau adjacentes.

$$R = \frac{A_{SH}}{A_{SE}}$$

Avec A_{SH} : interactions moléculaires Tensioactif/Huile par unité d'aire interfaciale,

A_{SE} : interactions moléculaires Tensioactif/Eau par unité d'aire interfaciale.

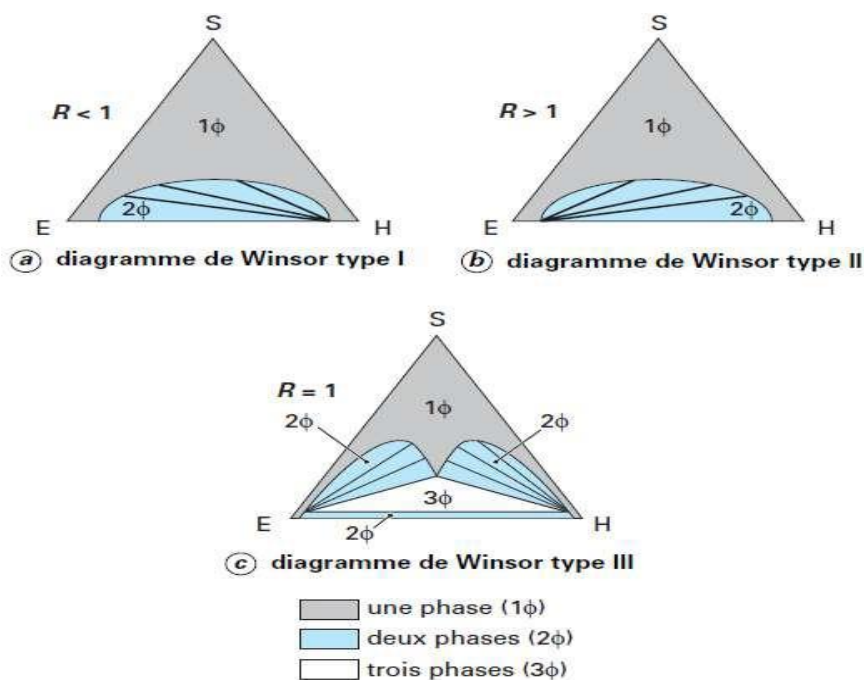


Figure III.6 : Les types de diagrammes ternaires pour les systèmes tensioactif / eau/ huile.[26]

Suivant que le rapport R est supérieur, inférieur ou égal à 1, on obtient des diagrammes de phases caractéristiques appelés diagrammes de **Winsor I, II ou III** (figure III-6). A forte concentration en tensioactif, on observe une zone monophasique à laquelle on se réfère en parlant d'un comportement de Winsor IV. Au voisinage du côté EH, on observe la présence d'une zone poly-phasique (en général diphasique) s'étendant sur toute la largeur du diagramme, sauf lors quelles phases aqueuses et huileuses sont partiellement miscibles entre elles. Si on se déplace vers le haut du diagramme en ajoutant du tensioactif, la largeur de la zone diphasique diminue, ce qui signifie que le tensioactif rend l'eau et l'huile de plus en plus compatibles. A partir d'une certaine concentration en tensioactif (10% à 50%) la zone poly-phasique disparaît et le tensioactif « cosolubilise » l'eau et l'huile sous forme de structures plus ou moins bien organisées (zone monophasique). Les lignes tracées dans la zone diphasiques on t'appelées lignes de conjugaison ou de partage: leur inclinaison indique si le tensioactif se trouve dans l'eau (Winsor I) ou dans l'huile (Winsor II). Dans le cas du diagramme Winsor III, il existe une zone tri-phasique. Dans ce dernier

cas, la formulation du système est qualifiée « d'optimale » lorsque la microémulsion médiane contient des quantités égales d'eau et d'huile. Pour cette formulation particulière, expérimentalement et thermodynamiquement bien définie, la solubilisation simultanée de l'eau et de l'huile est maximale pour une quantité donnée de tensioactif et les tensions interfaciales microémulsion/eau et microémulsion/huile sont toutes deux ultra-basses.[26]

III.3 Les Polymères :

Les polymères sont utilisés principalement dans le but de réduire le rapport de mobilité, cela en augmentant non seulement la viscosité de l'eau par ajout de quelques centaines de ppm, mais aussi en diminuant la perméabilité de la roche à l'eau.[27]

III.3.1 Définition :

Les polymères sont des macromolécules formées à partir des liaisons des unités de base. Les polymères les plus courants sont constitués d'un petit nombre de ces unités individuelles, appelées monomères, ou d'une seule itération régulière. (Voir figure III.7).[28]

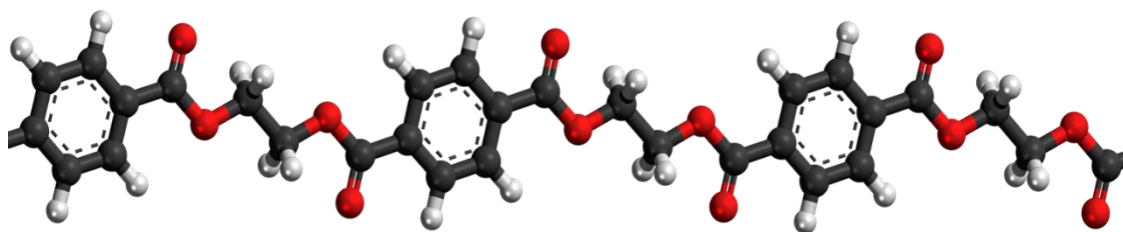


Figure III.7: Schéma d'un polymère.[3]

III.3.2 Structure des polymères

Dans les molécules polymères linéaires, les monomères sont liés en série. En réalité, la molécule est rarement parfaitement linéaire. Elle peut être branchue ou

ramifié (figure III.8). Enfin, les chaînes de molécules peuvent être liées entre elles (réticulées) au sein du réseau pour former une seule super molécule (figure III.9).[27]

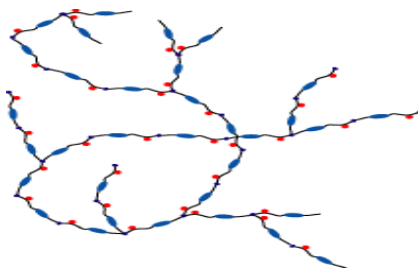


Figure III.8: Schéma d'une macromolécule Ramifiée

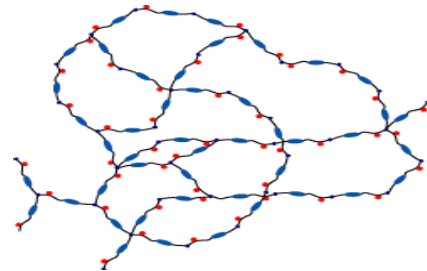


Figure III.9 : Schéma d'une macromolécule en réseau ou réticulée

III.3.3 Propriétés et Types des polymères :

Les polymères couramment utilisés pour augmenter la viscosité de la phase aqueuse sont le polyacrylamide (-CH₂CHCONH₂-) (Figure III.10) 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.[29]

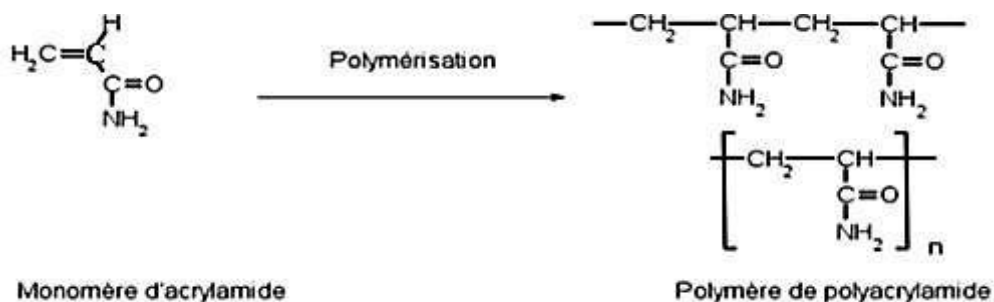


Figure III.10: Monomère d'acrylamide et molécule de polyacrylamide.

- **Les polysaccharides** sont des bio-polymères qui peuvent former des gels dans des solutions aqueuses. Le xanthane est le plus couramment utilisé en EOR. En effet, il est très résistant à la détérioration mécanique et peut maintenir une viscosité élevée dans des réservoirs à haute salinité. Leur coût

important limite leur utilisation par rapport au polyacrylamide. Le xanthane est également résistant aux températures modérées. Il commence à se dégrader à partir d'environ 90°C.[29]

- Les propriétés rhéologiques du **polyacrylamide** en solution aqueuse peuvent changer à des concentrations élevées en sel (plus de 1% de sel, comme dans le cas de la saumure). De plus, le polyacrylamide de haute masse moléculaire donne une solution plus visqueuse et plus résistante sous l'influence de la salinité, du pH et de la température. Le polyacrylamide résiste aux températures modérées, mais peut commencer à précipiter dans l'eau salée après 80°C. Enfin, les polyacrylamides sont souvent plus sensibles au problème d'adsorption sur la paroi du réservoir.[29]

Lorsqu'elles circulent en milieu poreux, les molécules de polymères sont retenues, ce qui a pour avantage de réduire la perméabilité de la roche à l'eau mais pour l'inconvénient de diminuer l'efficacité de l'injection. Les mécanismes conduisant à la rétention des polymères sont l'adsorption, le piégeage mécanique et la rétention hydrodynamique.[21]

III.3.3.1L'adsorption : résulte d'une interaction entre les molécules de polymère et la surface solide. Cette interaction se caractérise par une liaison des molécules à la surface de la roche due principalement à des liaisons physiques (Van der Waals, liaisons hydrogènes) plutôt qu'à des liaisons chimiques. Cette interaction provoque une fixation des molécules à la paroi, qui finissent par tapisser la surface solide accessible. Il s'agit du principal mécanisme de rétention de polymère.[30]

III.3.3.2La rétention par piégeage mécanique à lieu lorsque les molécules de polymères de taille importante vont se loger dans des pores de petites tailles. Elle conduit à une obstruction de certains pores et donc à une réduction de perméabilité pouvant être irréversible.[30]

III.3.3.3 La rétention hydrodynamique est difficile à distinguer du piégeage mécanique. Elle correspond au piégeage de certaines macromolécules dans des pores ou apparaissent des points stagnants. Cette rétention est réversible et varie avec le débit d'injection.[30]

L'injection de polymères peut être utilisée avec succès lorsque la production d'eau commence à devenir supérieure à la production d'huile, pour des rapports de mobilité très défavorables à l'imbibition, pour des roches réservoirs de perméabilité assez élevée, très hétérogènes et peu argileuses. Parmi les polymères couramment utilisés il y a le xanthane et les polyacrylamides hydrolysés (HPAM) ou non (PAM).

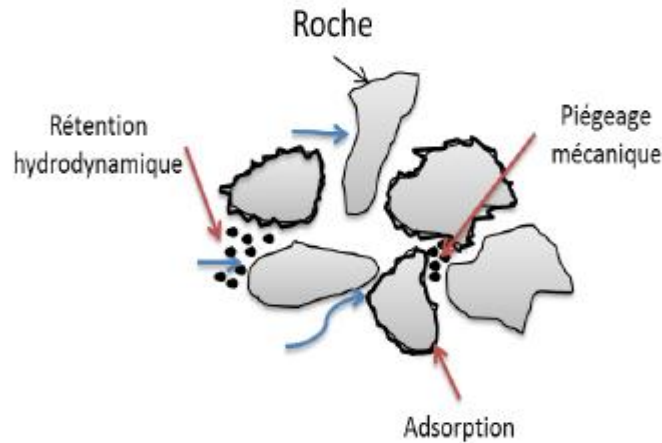


Figure III.11 : Mécanismes de rétention des polymères dans la roche.

III.3.4 Facteur de Résistance (RF) et Facteur de Résistance Résiduelle (RRF)

Deux paramètres, le facteur de résistance (RF) et le facteur de résistance résiduelle (RRF), peuvent être utilisés pour examiner le comportement de rétention des polymères. Le RF est utilisé pour mesurer la réduction de mobilité due à une injection de polymère et est défini comme le rapport de la chute de pression pendant l'injection du polymère (ou la mobilité de l'eau) à la chute de pression pendant l'injection d'eau (ou la mobilité du polymère) aux mêmes débits.

Le RRF est un autre paramètre critique lié à la rétention des polymères et évalue leur efficacité de stabilité dans les milieux poreux. Ce paramètre est défini comme le rapport de perte de charge pendant le post injection d'eau à la perte de charge de l'injection d'eau primaire avant l'injection de polymère au même débit. Le

RRF est une mesure de l'assurance de réduction de la perméabilité après l'injection.[31]

$$RF = \frac{\Delta P_{polymer}}{\Delta P_{waterflooding}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{k_w/\mu_w}{k_p/\mu_p}$$

$$RRF = \frac{\Delta P_{water}(apres\ injection\ de\ polymere)}{\Delta P_{water}(avant\ injection\ de\ polymere)}$$

PARTIE PRATIQUE

Matériels :

Produits chimique :

- Toluène.
- Méthanol.
- Polymère (AS1).
- Tensioactif (AS2).
- L'eau de formation.

Matériels d'analyses :

- L'équipement Keyphi (perméamètre-porosimètre).
- AFS 300(Auto Flood Reservoir Conditions Coreflooding System).
- Etuve.
- Rhéomètre.
- Density mètre.

Le protocole expérimental :

1. Caractérisation pétro-physique et sélection des échantillons de roche
 - Mesure de la porosité et de la perméabilité,
2. Préparation des fluides de test
3. Test de déplacement en milieux poreux et évaluation de la réduction de la perméabilité
 - Saturation des échantillons à l'eau de formation sous un vide poussé,
 - Balayage à l'eau de gisement et mesure de la pression différentielle ΔP de base, calcul de la perméabilité initiale,
 - Injection de 0.5 du volume pores VP de la première solution suivie par 0.5 du volume pores VP de la deuxième solution.
 - Arrêt de 24 heures sous conditions de réservoir.
 - Déplacement à l'eau de gisement et mesure de la pression différentielle finale, calcul de RRF (ResidualResistance Factor).

Quatorze (14) échantillons de roches (plugs) de 1.5 pouce de diamètre ont été prélevés des carottes N°1 et N°2 du puits AX (Région SUD) dans l'intervalle 2892-2922 m au niveau de la Direction Laboratoires et la Carothèque Centrale DLCC à Hassi Messaoud.

Un échantillon d'eau de gisement de la région a été réceptionné au niveau du laboratoire Etude des Interfaces et Récupération Assistée (EIRA) sis à Boumerdès.

IV.1-SELECTION/PREPARATION DES ECHANTILLONS DE ROCHE ET MESURES PETROPHYSIQUES :

IV.1-1- Sélection des côtes de prélèvement :

La sélection des côtes de prélèvements sur les échantillons de roche des carottes N°1 et N°2 du puits AX été faite en se basant sur les données des analyses de routine(RCA) des deux carottes afin de couvrir toutes les gammes de perméabilités.

Les échantillons prélevés sont de 1.5 pouce de diamètre et environ 3 pouces de longueur.

IV.1-2- Préparation des échantillons et mesures pétrophysiques :

Avant de procéder aux mesures pétrophysiques, les échantillons ont été lavés avec les solvants organiques (Toluène et méthanol) pour extraire la matière organique et les sels contenus dans les pores puis séchés dans une étuve à la température de 65°C jusqu'à la stabilisation de leurs poids. (Voir l'annexe 1 figure 3 et 4).

Les mesures de la perméabilité à l'air et de la porosité à l'hélium ont été réalisées à 800 psi de pression de confinement à l'aide de l'équipement Keyphi (perméamètre-porosimètre). (Voir l'annexe 1 figure1).

IV.1-3-Sélection des échantillons pour les tests de déplacement :

La sélection des échantillons de roche destinés pour les tests de déplacement a été faite en se basant sur les mesures pétrophysiques réalisées sur les échantillons prélevés des carottes N°1 et N°2. L'objectif est de couvrir toutes les gammes de perméabilités dans la mesure du possible les résultats sont consignés dans le tableau N°1.

Carotte N°	Echantillon N°	Profondeur (m)	Porosité à l'Helium (%)	Perméabilité à l'air (mD)	Densité des grains (g/cc)
1	1	2892.66	17.90	3180.50	2.59
	2	2897.06	15.81	3763.60	2.60
	3	2899.84	17.32	2244.56	2.65
	4	2900.79	17.60	5015.17	2.61
	5	2905.83	15.51	1796.37	2.62
	6	2906.84	11.14	580.83	2.60
2	1	2912.36	15.25	46.82	2.68
	2	2912.63	14.20	124.19	2.70
	3	2913.43	18.37	593.26	2.62
	4	2914.57	17.09	328.87	2.66
	5	2917.62	10.31	16.13	2.64
	6	2918.49	15.14	348.62	2.63
	7	2920.07	15.22	796.35	2.70
	8	2921.05	12.94	738.66	2.63

Tableau N°1 : Résultats des mesures pétrophysiques du puits AX.

IV.1-4- Préparation de l'eau de formation :

L'eau de formation utilisée pour les tests de déplacement a été échantillonnée en surface et réceptionnée au niveau des laboratoires pour la saturation des échantillons après l'avoir passer au filtre 0.45 μm . La densité et la viscosité de cette eau sont mesurées à différentes

températures, les résultats sont consignés dans les tableaux N°2.(voire les propriétés à l'annexe 2 figure 1 et 2).

Eau de formation du puits AX			
T (°C)	μ (c Po)	T (°C)	ρ (g/cc)
20.7	1.630	25.0	1.148
25.0	1.468	50.1	1.134
50.0	0.963	70.1	1.123
		90.0	1.111

Tableau N°2:Résultats de mesures de la viscosité et de la densité de l'eau de gisement.

IV.2-TESTS DE DEPLACEMENT :

IV.2-1-Procédure Expérimentale :

Les tests de déplacement sont effectués à l'aide d'un équipement de déplacement en milieu poreux AFS 300' 'Auto Flood Réservoir Conditions Coreflooding System' '(voir l'annexe 1 figure 2). Ces tests sont réalisés à la température de gisement sous une pression de confinement de 3380 psi, une contre pression d'environ 1000 psi et un débit constant .Ils sont réalisés selon les étapes suivantes :

- Saturation de L'échantillon avec l'eau de gisement
- Balayage à l'eau de gisement, enregistrement de différence de pression initiale (ΔP_i) et mesure de la perméabilité au liquide Kl.
- Injection de 0.5VP (volume pores) de la première solution Aqueuse (AS1)
- Injection de 0.5VP (volume pores) de la deuxième solution Aqueuse (AS2)
- Enregistrement de la différence de pression ΔP et le Facteur de Résistance (RF) dans la phase injection est calculé.

- Arrêt de l'injection, l'échantillon reste enfermé pendant 24 heures à la pression et à la température de test.
- Réinjection de l'eau de gisement, la différence de pression ΔP est enregistrée et le Facteur de Résistance après conditionnement est calculé.

Après avoir complètement chassé les solutions AS1 et AS2, L'eau de gisement est injectée jusqu'à ce que la pression soit stabilisée et que le débit d'effluent à la sortie de l'échantillon soit égal au débit à l'entrée. A ce stade, la différence de pression stabilisée (ΔP_f) est enregistrée et divisée par la différence de pression initiale (ΔP_i) pour trouver le Facteur de Résistance Résiduelle (RRF).

La perméabilité est calculée à partir de l'équation suivante :

$$K = C \cdot \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot S}$$

Le facteur de résistance résiduelle est calculé comme suit :

$$RRF = \frac{\Delta P_f}{\Delta P_i}$$

IV.2-2-Résultats et interprétations :

Les résultats des tests de déplacement des différents échantillons sont consignés dans le tableau N°3. L'évolution de la différence de pression (ΔP) et du facteur de résistance pour chaque échantillon testé est présentée dans les graphes de l'annexe N°3.

Carotte N°	Echantillon N°	Profondeur (m)	Δ PI (Psi)	KL (mD)	Δ PF (Psi)	RRF
1	2	2897.06	0.16	1705.35	0.65	4.06
	5	2905.83	0.16	1131.00	0.29	1.81
	6	2906.84	0.39	495.00	9.95	25.51
2	1	2912.36	5.86	32.90	31.56	5.39
	2	2912.63	3.28	59.13	6.35	1.94
	4	2918.49	0.65	293.46	2.55	3.92

Tableau N°3 : Résultats des tests de déplacement.

IV.3-PRINCIPAUX RESULTATS DE L'ETUDE :

IV.3-1- Caractérisation pétrophysique :

Les mesures pétro-physiques montrent que les perméabilités à l'air des plugs prélevés de la carotte N°1 sont très bonnes, elles varient entre 580.83 mD et 5015.17 mD. Pour la carotte N°2, les perméabilités sont moyennes à très bonnes et varient entre 16.13mD et 796.35 Md. Quant aux porosités des échantillons analysés, elles sont dans l'ensemble moyennes à très bonnes et varient entre 11.14 % et 17.90 % pour la carotte N°1 et entre 10.31 % et 18.37 % pour la carotte N°2.

IV.3-2-Tests de déplacement :

Les résultats obtenus pour la mesure du Facteur de Résistance Résiduelle (RRF) sur cinq (05) échantillons se convergent et varient entre 1.81 et 5.39 avec une moyenne arithmétique de **3.42**.

Un RRF de **25.50** est enregistré pour l'échantillon N°6 de la carotte N°2.

CONCLUSION GENERALE

- Les tests d'efficacité du produit EOR dans la lutte contre les venues d'eau ont été réalisés sur huit (08) échantillons de roches prélevés du puits AX de la région SUD.
- Six (06) analyses expérimentales sur les huit (08) analyses ont réussi, tandis que deux résultats d'analyses sont estimés inexploitable.
- La réponse en termes de différence de pression (ΔP) dans la phase « injection des deux solutions aqueuses » pour l'échantillon N°2 de la carotte N°1 est différente par rapport aux autres échantillons. Le résultat final est proche des autres résultats.
- Une valeur assez élevée du facteur de résistance résiduelle ($RRF = 25.50$) est enregistrée pour l'échantillon N°6 de la carotte N°1.
- Les résultats obtenus sur les cinq (05) échantillons se convergent et varient entre 1.81 et 5.39 avec une moyenne arithmétique de **3.42**.

En conclusion, Le produit EOR utilisé dans cette étude a réussi à réduire les perméabilités permettant une meilleure efficacité de balayage et un freinage pour les venues d'eau.

Bibliographie

Références Bibliographique

- [1]- Cours de géologie du pétrole Par J.GUILLEMOT ; Institut Français du Pétrole. 1966
- [2]- A.A.L.Alghamdi, Experimental Evaluation of Nanoparticles Impact on Displacement Dynamics for Water-Wet and Oil-Wet Porous Media, 2015.
- [3]-N.MOUDIR, Enhanced Oil Recovery : Fundamentals & Applications, GGR Department– Algerian Petroleum Institute, May 2022.
- [4]- D. N. Mouloudj, Propriétés thermodynamiques des fluides de réservoir et Récupération Assistée du Pétrole, Sonatrach : Institut Algerien de Pétrole.
- [5]- P.Barreau, Modification des propriétés polyphasiques d'un milieu poreux en présence d'une couche de polymère adsorbé : Etudes expérimentale et numérique, Ecole Nationale des Arts et Métiers, (1996).
- [6]- Barkat Hanane, Ziani Samia , Etude de la rétention de surfactant par la roche réservoir lors du Micellar/Polymer flooding, 2016.
- [7]- D. E. TOGNISSO, Ecoulements de fluides complexes en milieu poreux : Utilisation de Micelles Géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole, L'UNIVERSITÉ BORDEAUX 1 ÉCOLE DOCTORALE DES SCIENCES PHYSIQUES DE L'INGENIEUR, 09 Novembre 2011 .
- [8]- C. COTTIN, Drainage dans des micromodèles de milieux poreux Application à la récupération assistée du pétrole, Octobre 2010.
- [9]- R. Oughanem., Etude multi-échelles des courbes de désaturation capillaire par tomographie RX., Matériaux. INSA de Lyon, Français., 2013.
- [10]- ENSPM - Ecole nationale supérieure du pétrole et des moteurs.
- [11]- Pratap T.; Introduction to hydrocarbon exploitation, problem well analysis, the robert gordon university (2005).

- [12]-Ahmed T.; Reservoir engineering handbook, deuxième édition, Gulf professional publishing, ISBN: 0-88415-770-9 (2001)
- [13]- Ahmed T. et McKinney P. D. ; Advanced reservoir engineering, Elsevier, ISBN: 0-7506-7733-3 (2005)
- [14]- Dale Beggs H.; Production optimization using nodal analysis, oil & gas consultants international et Petroskills, ISBN: 0-930972-14-7 (2003).
- [15]- Bailey B., Crabtree M., Tyrie J., Elphick J., Kuchuk F., Romano C., Roodhart L. ;Water control, Oilfield review (2000)
- [16]- Rodney R. R. et Robert D. K.; Produced water and associated issues, Oklahoma geological survey, report 6-2003 (2003).
- [17]- Kolher. N, Lessi. J et Tabary. R ; Successful application cases of water control treatments in Russia, oil and gas science and technology, IFP (1995)
- [18]- Aminian K. ; Water production problems and solutions-part I, petroleum & natural gasengineering department, West Virginia university.
- [19]- M. yazide, phototransformation de tensioactif anionique induite par un oxyhyde oxydedefer (III)(goethite) en solution aqueuse, Génie des procédés, 2012.
- [20]- PORTER (M.R.). – Handbook of Surfactants. Chapman et Hall (1991).
- [21]- Larpent C. (1993) Tensioactifs. In Techniques de l'ingénieur. Vol. K 342, pp 1-15.
- [22]- KARSA (D.R.). – Industrial Applications of Surfactants. Royal Society of Chemistry (1987).
- [23]-R.A.M. Ojeda ,alternatives de rupture d'une emulsion cationique parh et erofloculation ou par changement deph, universite de lorraine ecole nationale supérieure des industries chimiques, le 3 juillet 2012
- [24]- Bear, J., 1972.Dynamics of Fluids in Porous Media.Elsevier.
- [25]- K. Samira, Etude de l'efficacité d'utiliser un tensioactif comme émulsifiant pour le lavage des sols contaminés parles hydrocarbures,.

Bibliographie

[26]- N. pierat, these : preparations d'emulsions par inversion de phase induite par agitation, université henri poincaré -nancy1, le 13 juillet 2010

[27]- C.Éditions,«Voyage au cœur de la matière plastique,»2003.[En ligne].

Available:<http://www.spirit-science.fr/Matiere/polymeres.html>

[28]-M. Eriksson, polymères: détermination des propriétés et applications des composites, gymnase auguste piccard lausanne, nov_2009.

[29]-J. Avendano, Viscoélasticité et récupération améliorée du pétrole, Paris-Est, Français: Université Autre, 10 May 2012.

[30]-Sheng, J. (2010) Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Gulf Professional Publishing.

[31]- Adamson, A.W., 1997. Physical Chemistry of Surfaces. Interscience Publishers

Annexes

ANNEXE 1: MATERIELS.

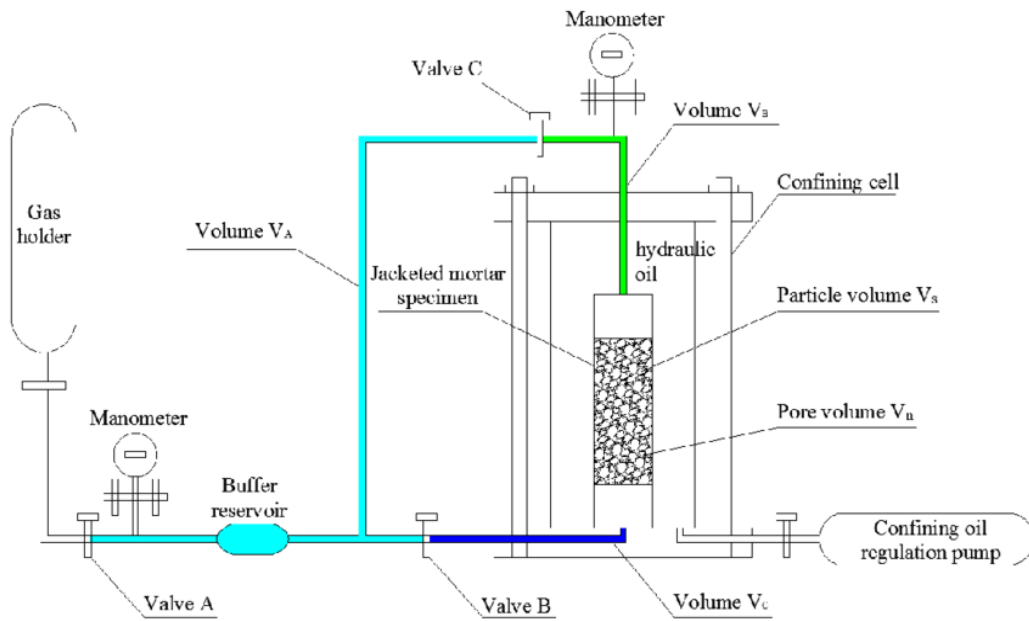


Figure 1: Schéma descriptif perméamètre-porosimètre.

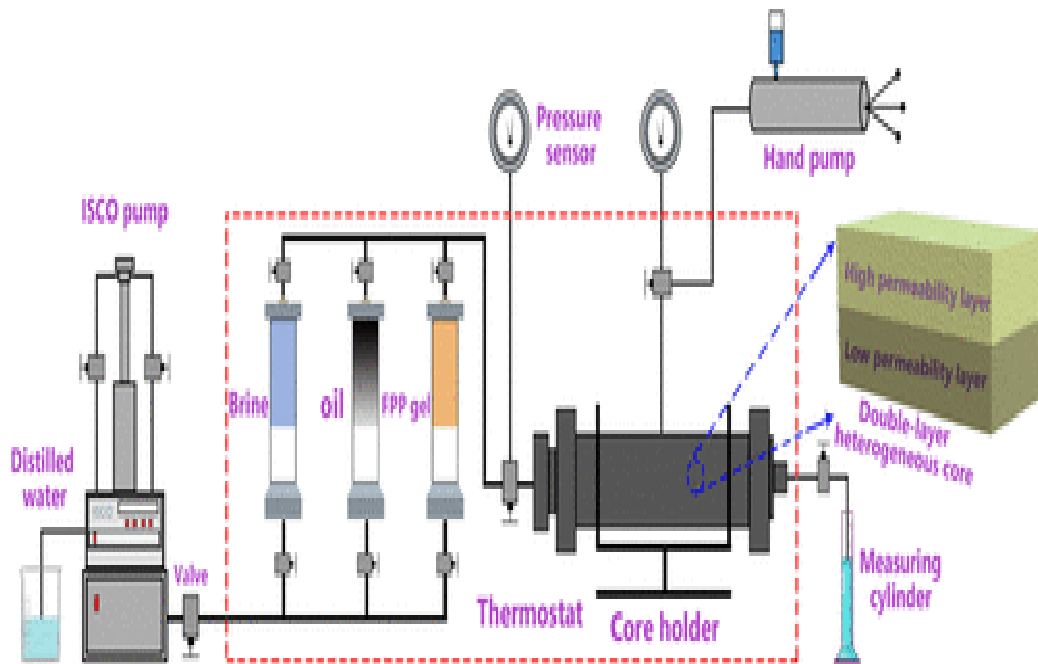


Figure 2 : Schéma descriptif de “Auto Flood Reservoir Conditions Coreflooding System”

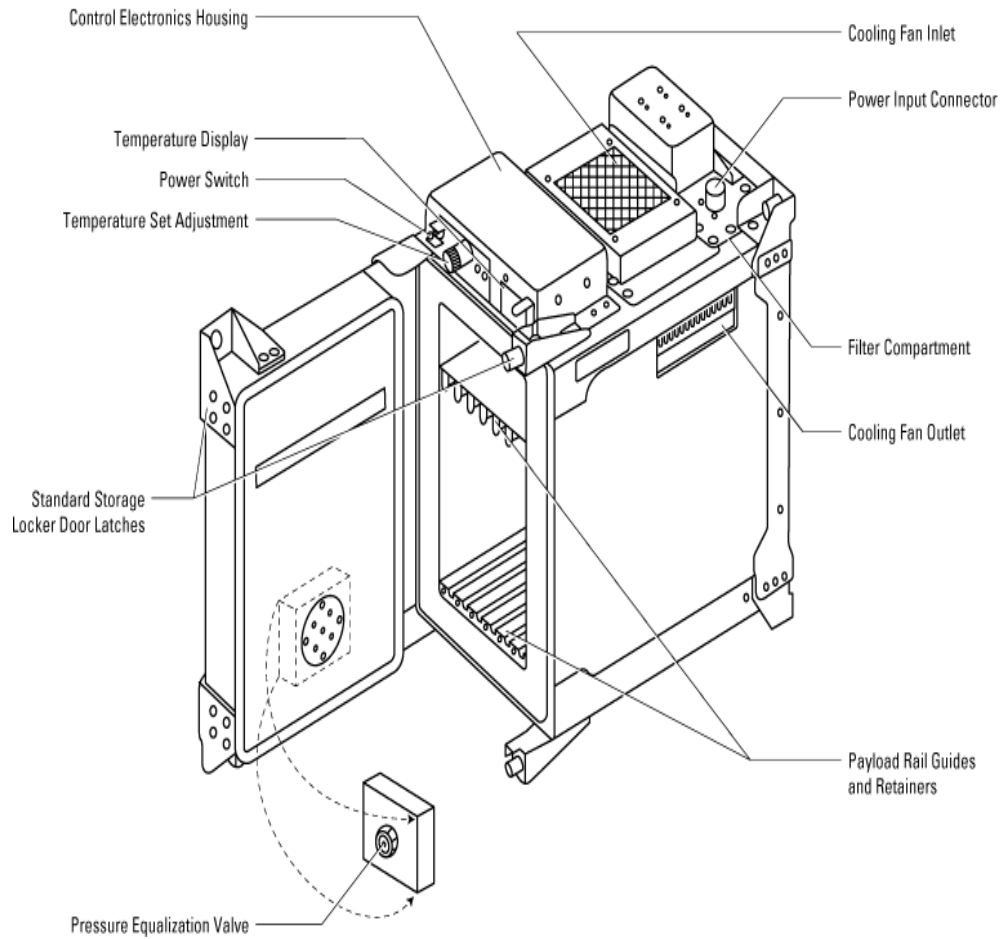


Figure 3 :Schéma descriptif d'une étuve.

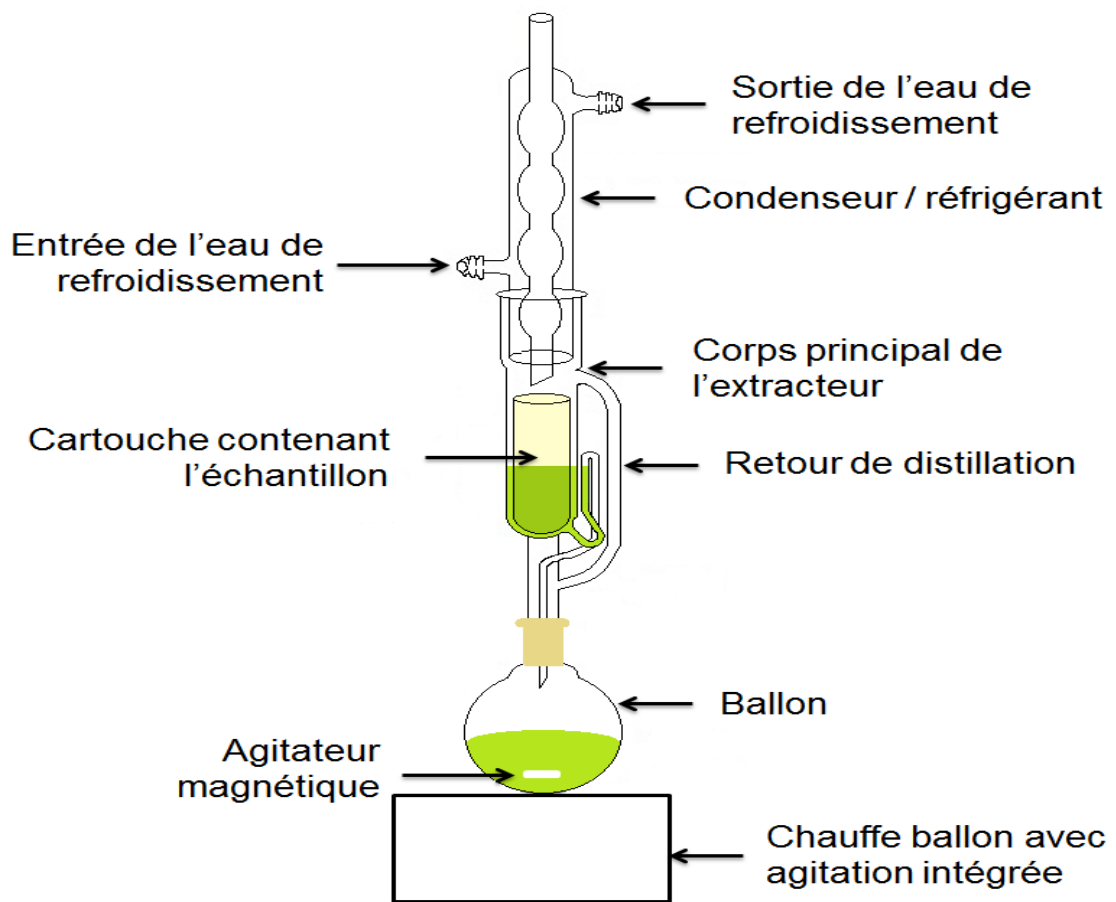


Figure 4 : Schéma d'un extracteur

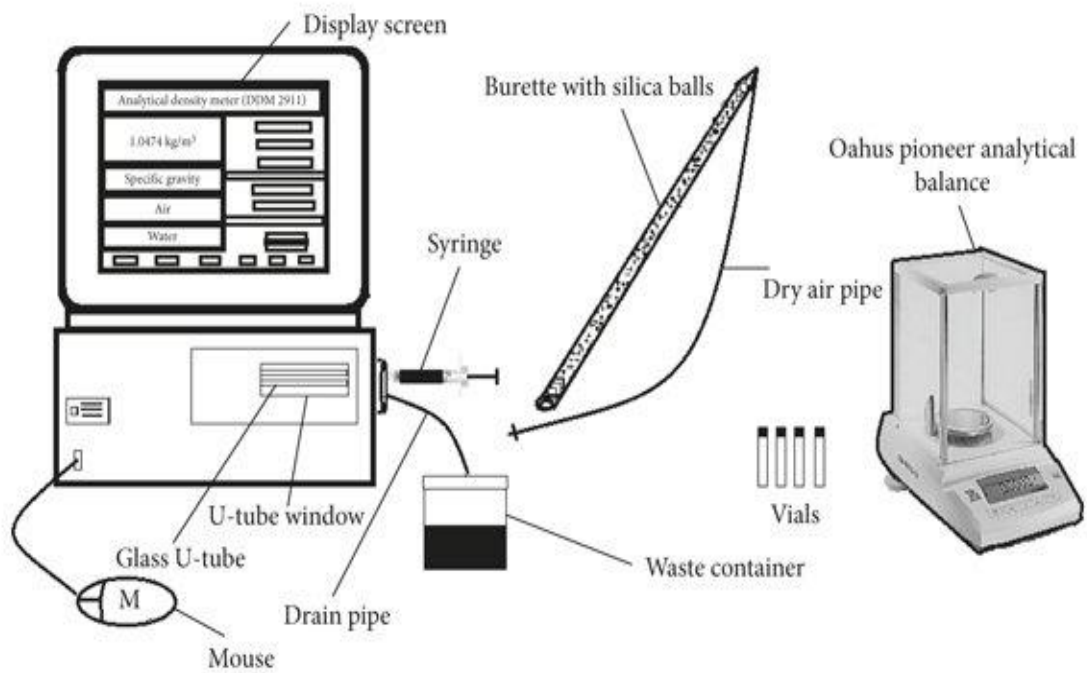


Figure 5 :schéma descriptif d'undensitémètre.

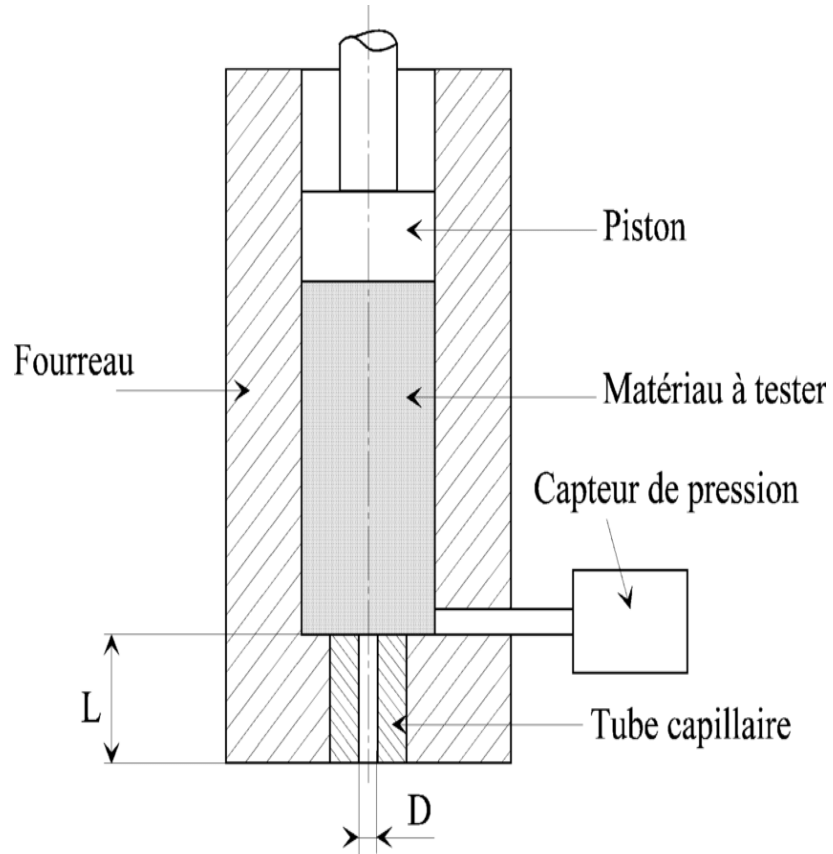


Figure 6: Schéma descriptif d'un Rhéomètre

ANNEXE 2 : PROPRIÉTÉS DE L'EAU DE GISEMENT

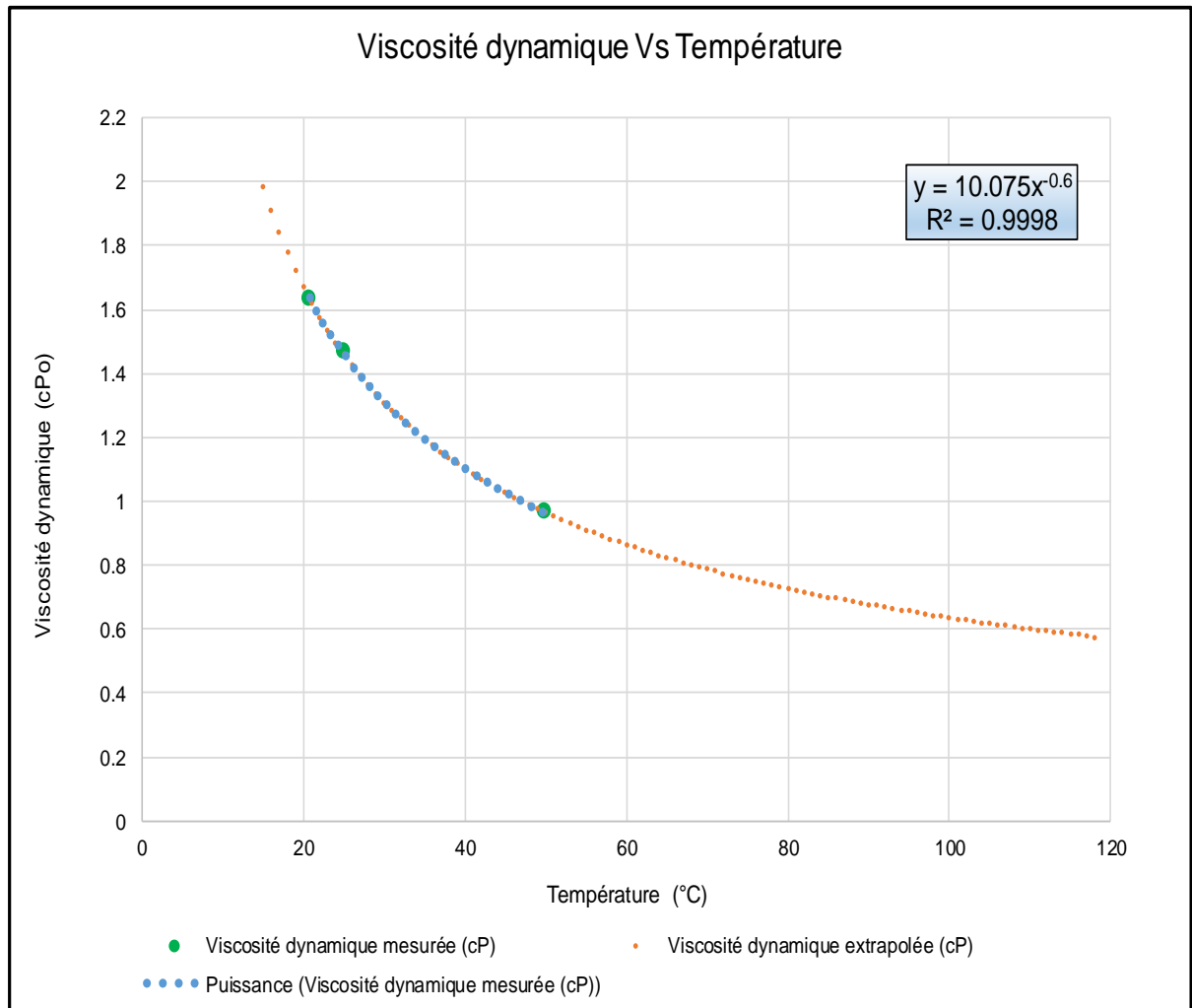


Figure N°7 : Viscosité dynamique de l'eau de gisement

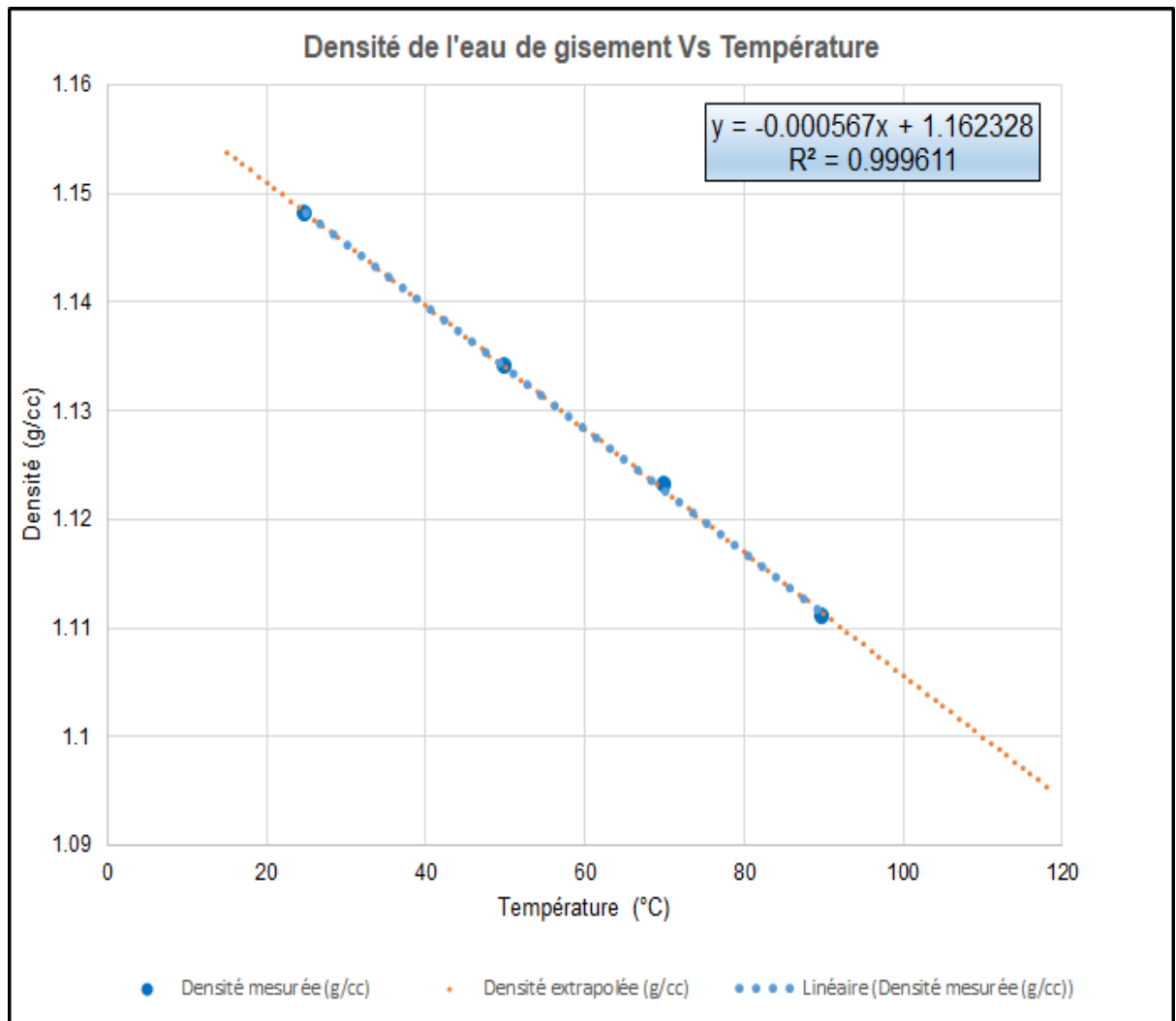


Figure N°8 : Densité de l'eau de gisement vs. Température

ANNEXE 3 :RÉSULTATS DES TESTS DE DÉPLACEMENT

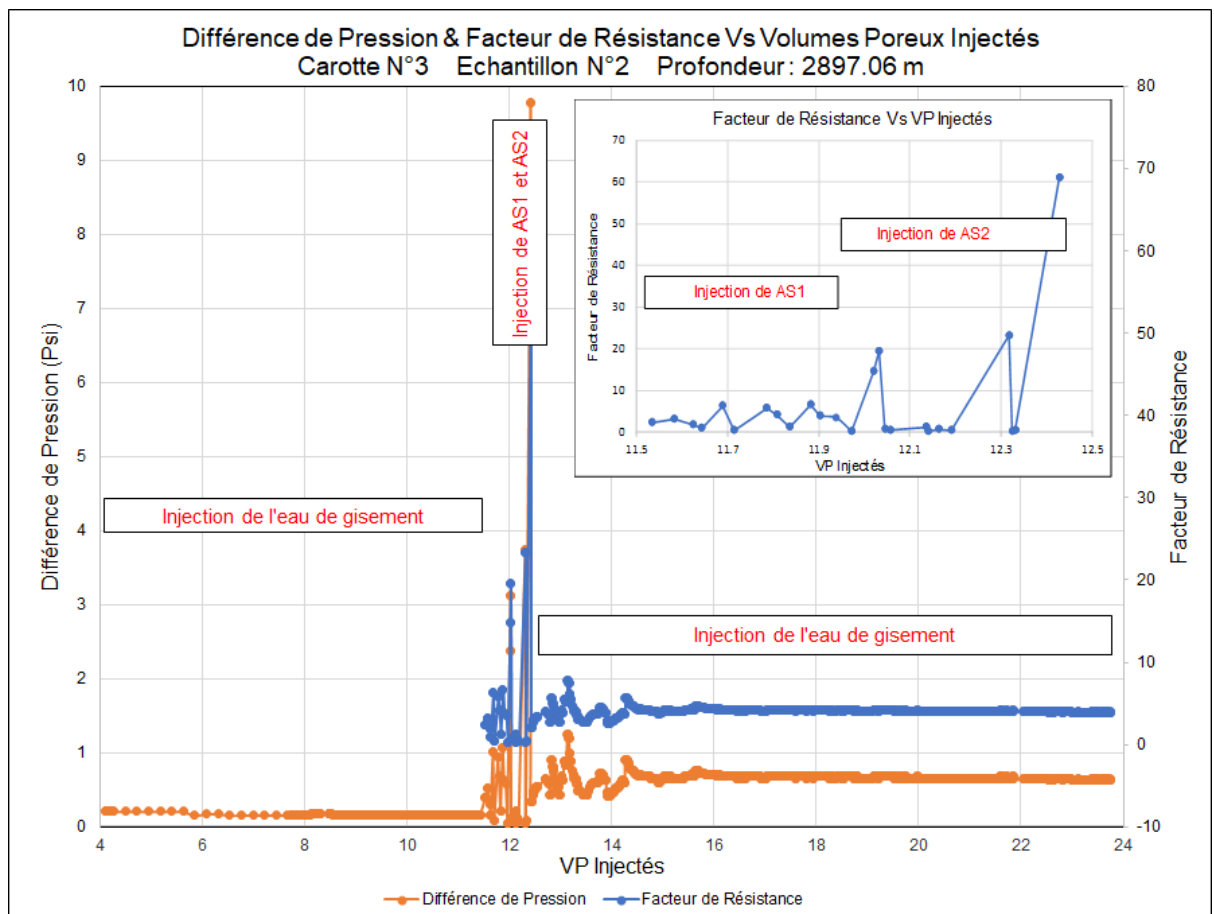


Figure N°9 :Différence de pression et Facteur de Résistance vs. Volumes poreux injectés
 (Carotte N°3 Echantillon N°2)

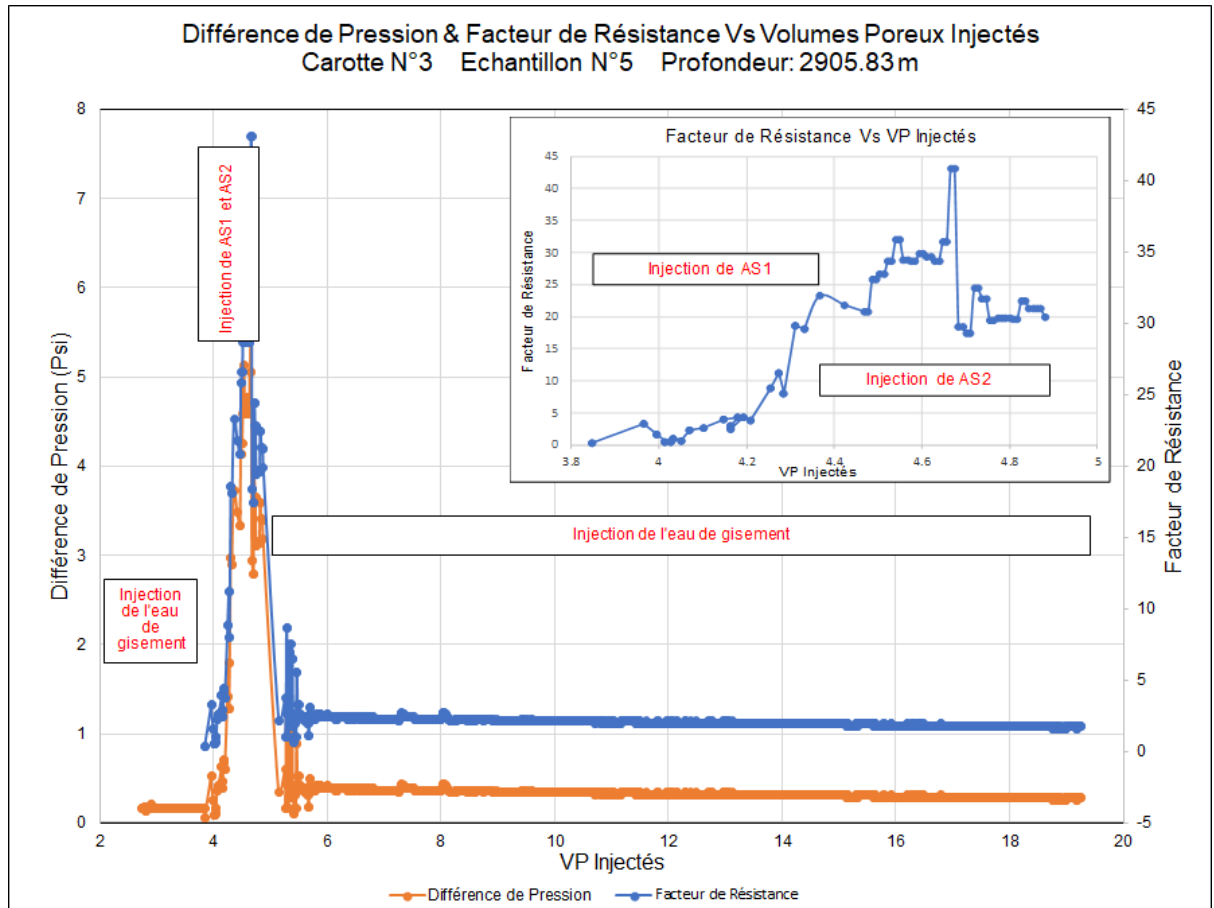


Figure N°10 : Différence de Pression et Facteur de Résistance vs. Volume poreux injectés (Carotte N°3 Echantillon N°5).

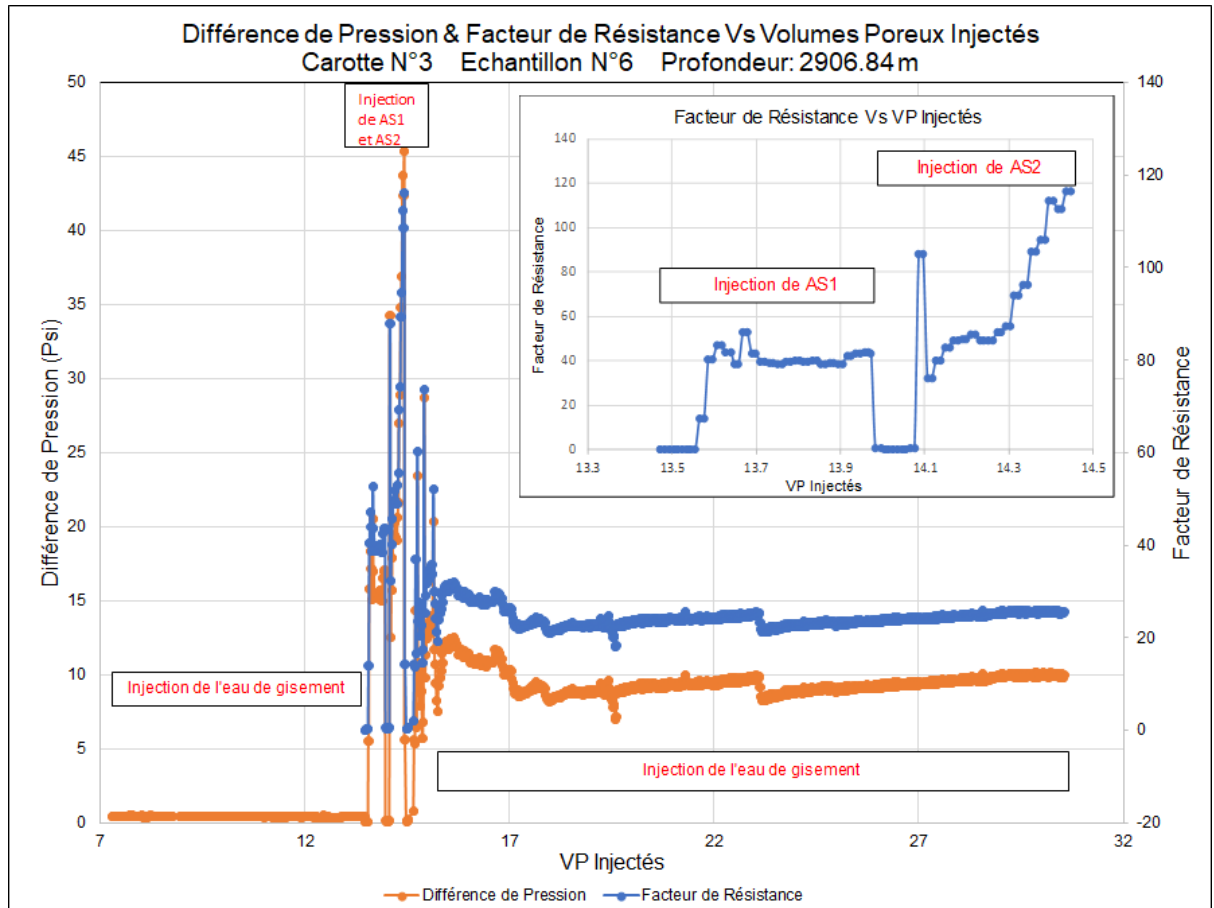


Figure N°11 :Différence de pression et facteur de résistance vs. Volume poreux injectés (Carotte N°3 Echantillon N°6).

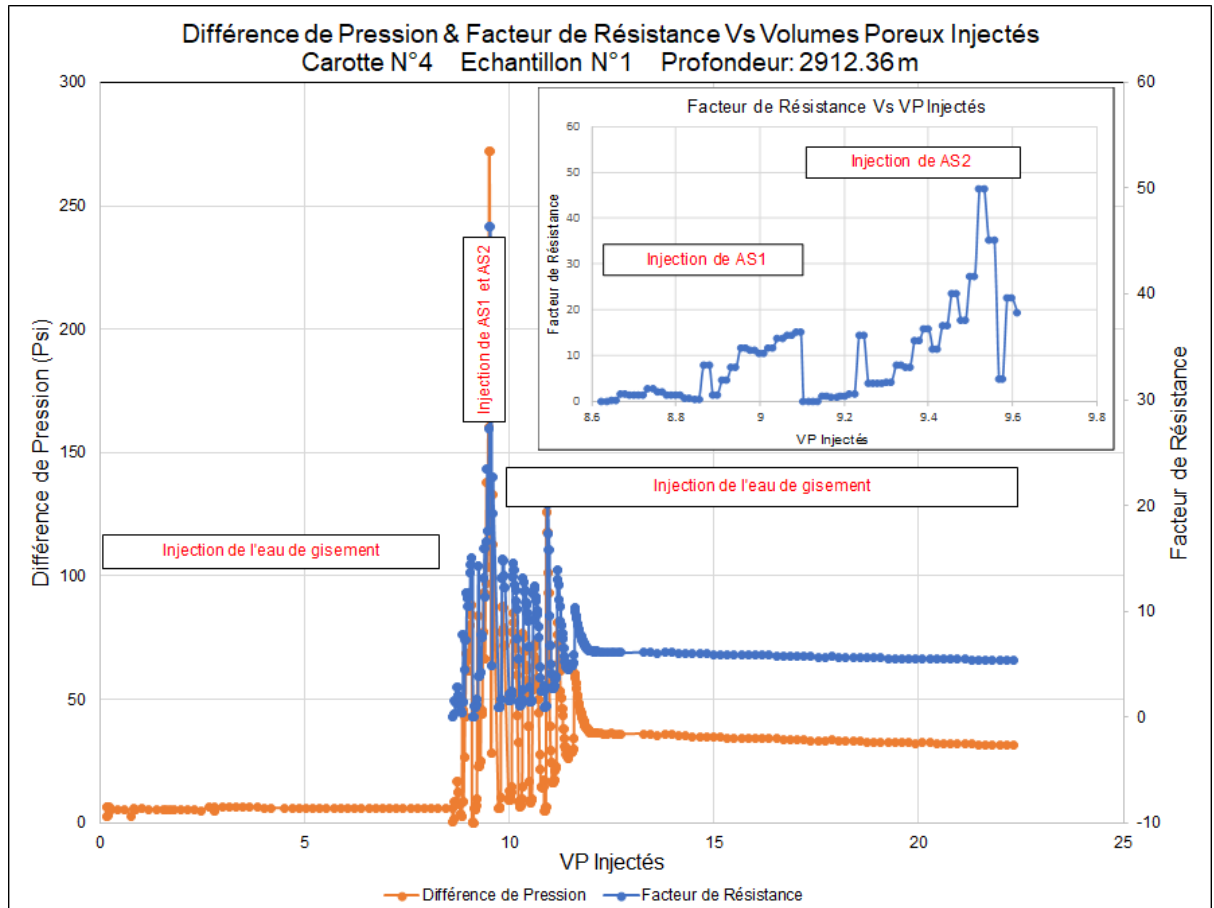


Figure N°12 : Différence de pression et facteur de résistance vs Volume poreux injectés (Carotte N°4 Echantillon N°1).

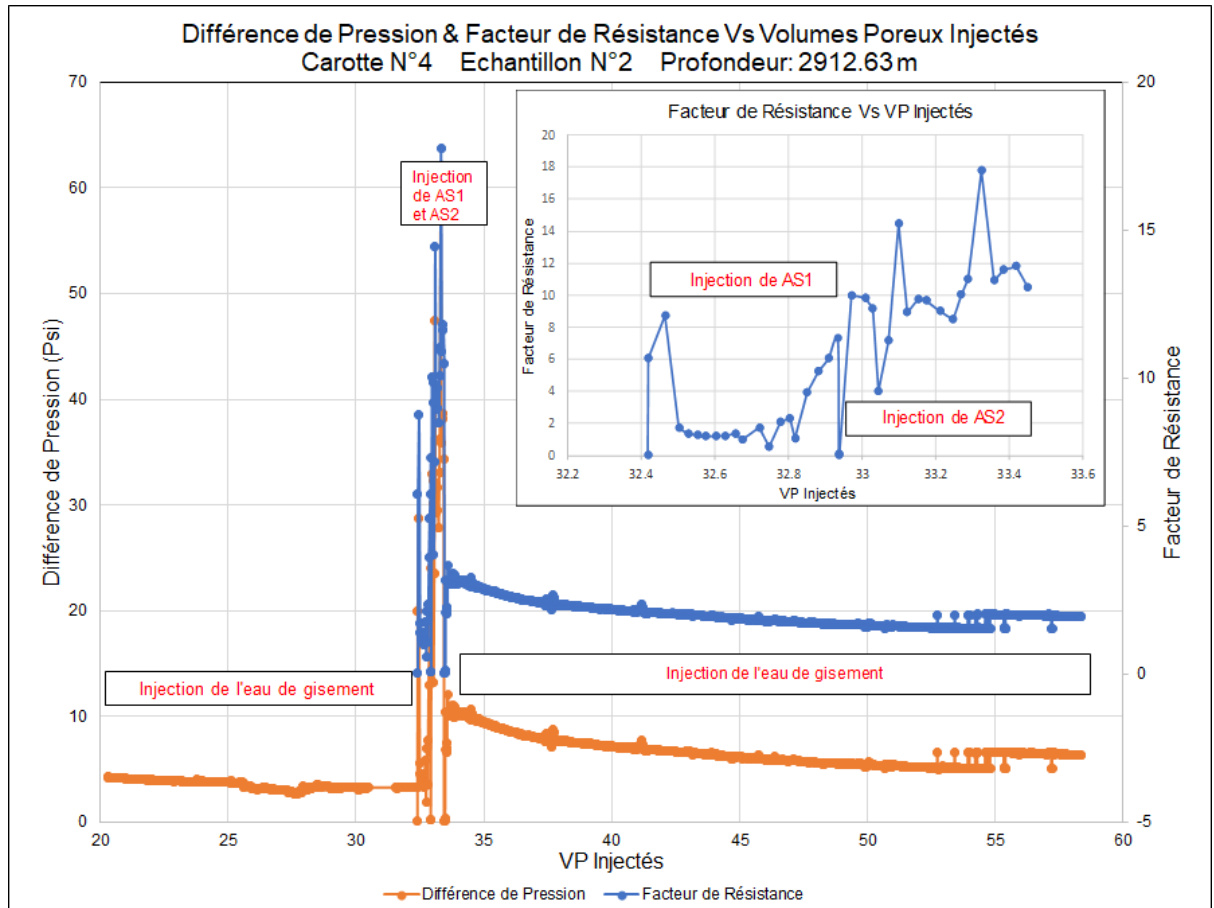


Figure N°13 : Différence de pression et facteur de résistance vs. Volume poreux injectés (Carotte N°4 Echantillon N°2).

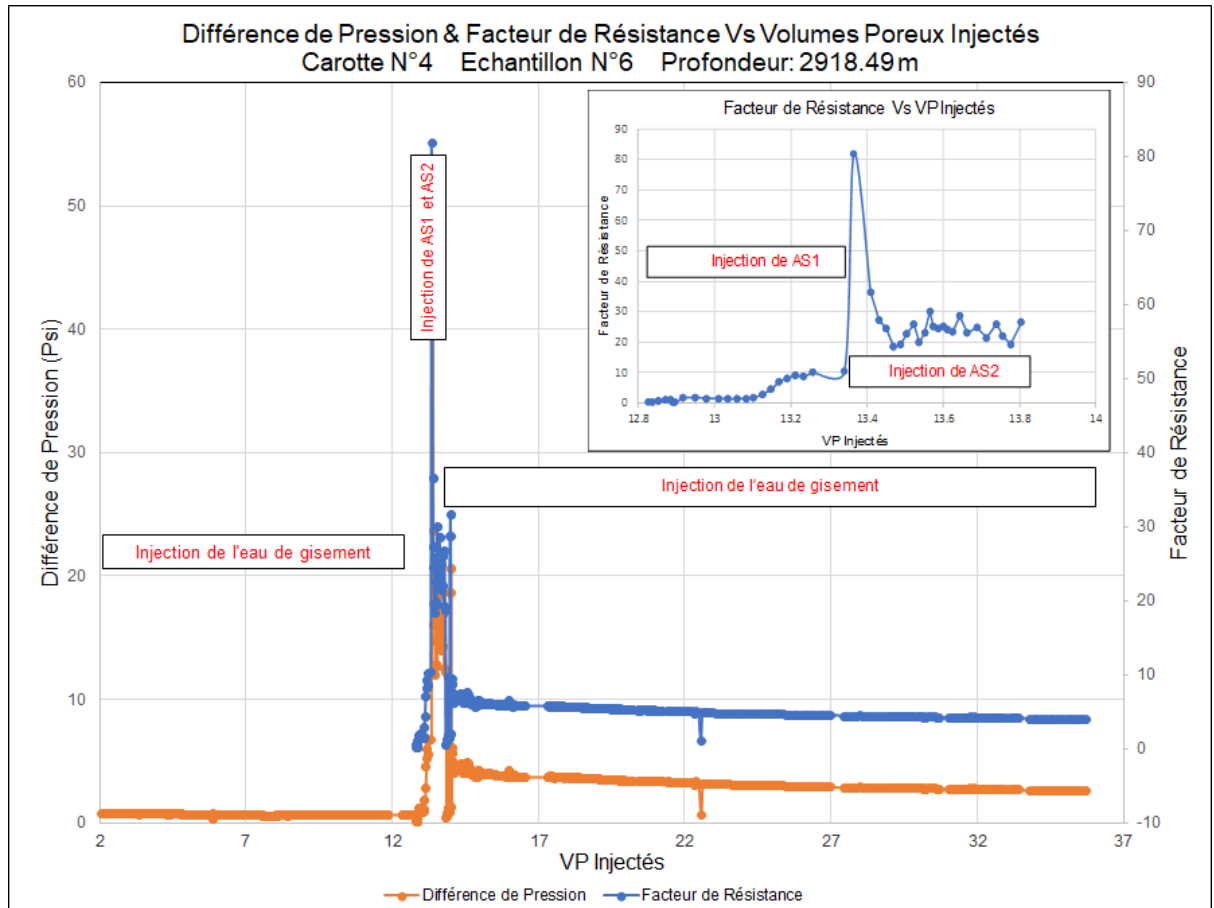


Figure N°14 : Différence de pression et facteur de résistance vs. Volume poreux injectés (Carotte N°4 Echantillon N°6).