

N° d'ordre : .....

N° de série : .....

**République algérienne démocratique et populaire**  
**Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche**  
**scientifique**  
**Faculté des hydrocarbures, énergies renouvelables et science**  
**de la terre et de l'univers.**

**UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA**  
**Département de production des hydrocarbures**



**Mémoire de fin d'étude**

**Pour obtenir le diplôme de Master**

**Spécialité : Production Académique**

**Présenté par : \* Hadjadj Ahmed \* Goudjil Ismail**

**Thème :**

***Les performances de l'injection des eaux carbonatées  
sur le drainage des huiles dans des modèles capillaires***

**Soutenu le 22/05/2016**  
**Devant le jury composé de :**

**Président : Mr. Dadena Abdelghafore**

**Examineurs : Mr. Brahmia Nabil**

**Encadreur : Mr. Lebtahi Hamid**

**2015-2016**

# Table des matières

*Résumé*

*Remerciements*

*Dédicaces*

*Liste des figures*

*Liste des tableaux*

*Symboles et abréviations*

<i>Introduction</i> .....	1
<i>Aspect historique sur L'EOR</i> .....	2
<i>Aspect technique du L'EOR</i> .....	3
<i>Le but de travail</i> .....	4

## **Partie théorique**

### **Chapitre I : Présentation de champ de "Haoud Berkaoui".**

<i>I.1. Historique de champ HBK</i> .....	5
<i>I.2. Situation du champ</i> .....	5
<i>I.2.1 situation géographique</i> .....	5
<i>I.2.2. Situation géologique</i> .....	6
<i>I.3. Les caractéristiques des réservoirs</i> .....	8
<i>I.4. La structure générale des réservoirs de la région</i> .....	8

### **Chapitre II : Le mécanisme d'obtention d'eau carbonatée.**

<i>II.1. L'obtention d'eau carbonaté</i> .....	9
<i>II.1.1. Par barbotage de CO<sub>2</sub> avec l'eau</i> .....	9
<i>II.1.2. Par saturation en CO<sub>2</sub> avec un premix</i> .....	10
<i>II.3. La solubilité de dioxyde de carbone dans l'eau</i> .....	11
<i>II.3.1. La distribution de CO<sub>2</sub> dans l'eau</i> .....	11
<i>II.3.2. Le titrage de CO<sub>2</sub></i> .....	15

### **Chapitre III : L'écoulement en milieu poreux.**

<i>III.1. Écoulements diphasiques en milieux poreux</i> .....	16
---	----

<i>III.1.1. Écoulements locaux à l'échelle du pore</i> .....	16
<i>III.1.2. La tension de surface</i> .....	17
<i>III.1.3. Le mouillage</i> .....	18
<i>III.1.4. Nombre capillaire et le rapport de viscosité</i> .....	20
<i>III.2. Drainage en milieux poreux</i> .....	21
<i>III.2.1. Les digitations</i> .....	21
<i>III.2.2. La Perméabilité relative</i> .....	23
<i>III.2.3. Relation entre la pression capillaire et saturation</i> .....	24
<i>III.2.4. Emulsion</i> .....	25
<i>III.2.5. Le mécanisme de piégeage de l'huile</i> .....	25

#### **Chapitre IV : Les influences d'eau carbonatée.**

<i>IV.1.1. La tension interfaciale</i> .....	28
<i>IV.1.2. Le nombre capillaire</i> .....	28
<i>IV.1.3. Le taux de récupération</i> .....	28
<i>IV.1.4. La viscosité</i> .....	28
<i>IV.1.5. L'altération de la mouillabilité</i> .....	29
<i>IV.1.6. Les perméabilités relatives</i> .....	30
<i>IV.1.7. L'augmentation de la perméabilité</i> .....	30
<i>IV.1.8. La pression et la durée de vie de réservoir</i> .....	30
<i>IV.1.9. Le mécanisme de drainage</i> .....	30
<i>V.1.10. Les blocages par émulsion</i> .....	30

#### **Partie pratique**

#### **Chapitre V : Les essais réalisés sur les modèles capillaires.**

<i>V.1. Caractéristiques des échantillons</i> .....	31
<i>V.1.1 L'huile brute</i> .....	31
<i>V.1.2 Le gasoil</i> .....	31
<i>V.1.3 HCl</i> .....	31
<i>V.1.4 Le Calcaire</i> .....	31
<i>V.1.5 L'eau</i> .....	31
<i>Les étapes d'obtention d'eau carbonatée</i> .....	31

<i>V.2. Caractéristiques des modèles capillaires .....</i>	<i>32</i>
<i>V.2. Caractéristiques de modèle capillaire Oil-Wet (PVC) .....</i>	<i>32</i>
<i>V.2.1. Vue de dessus de modèle capillaire .....</i>	<i>32</i>
<i>V.3. Caractéristiques de modèle capillaire Mixte-Wet (Verre) .....</i>	<i>32</i>
<i>V.3.1. Vue de dessus de modèle capillaire .....</i>	<i>32</i>
<i>V.4. Caractéristiques de modèle capillaire Water-Wet (Verre) .....</i>	<i>33</i>
<i>V.4.1. Vue de dessus de modèle capillaire.....</i>	<i>33</i>
<i>V.4.2. Vue de profile des modèles capillaires .....</i>	<i>34</i>
<i>V.5. Plan de travail .....</i>	<i>34</i>
<i>V.5.1. Mise en évidence des pressions capillaires selon la mouillabilité .....</i>	<i>34</i>
<i>V.5.2. Tests de drainage de gasoil et d'huile brute dans trois modèles capillaires :</i>	<i>34</i>
<i>V.5.3. Etude de l'influence de la température sur le taux de drainage par l'eau carbonatée. (à 25, 35, 40 et 60 °C) .....</i>	<i>34</i>
<i>V.6. Mise en évidence des pressions capillaires selon la mouillabilité .....</i>	<i>35</i>
<i>V.7. Tests de drainage de gasoil et d'huile brute dans trois modèles capillaires ...</i>	<i>36</i>
<i>V.7.1. Les essais de drainage de gasoil dans le modèle capillaire Oil-Wet.....</i>	<i>36</i>
<i>V.7.2. Les essais de drainage d'huile dans le modèle capillaire Oil-Wet.....</i>	<i>37</i>
<i>V.7.3. Les essais de drainage de gasoil dans le modèle capillaire (Mixte-Wet) .....</i>	<i>39</i>
<i>V.7.4. Les essais de drainage d'huile dans le modèle capillaire Mixte-Wet .....</i>	<i>40</i>
<i>V.7.5. Les essais de drainage de gasoil dans le modèle capillaire Water-Wet. ....</i>	<i>41</i>
<i>V.7.6. Les essais de drainage d'huile dans le modèle capillaire Water-Wet .....</i>	<i>42</i>
<i>V.8. Etude de l'influence de la température sur le taux de drainage par l'eau carbonatée. (à 25, 35, 40 et 60 °C) .....</i>	<i>43</i>
<i>V.9. L'interprétation des résultats .....</i>	<i>44</i>
<i>V.9.2. Tests de drainage de gasoil et d'huile brute dans trois modèles capillaires ...</i>	<i>45</i>
<i>V.9.3. Etude de l'influence de la température sur le taux de drainage par l'eau carbonatée. (à 25, 35, 40 et 60 °C) .....</i>	<i>46</i>

## Chapitre VI : Les extrapolations

<i>VI.1. Extrapolation dans les conditions de gisement à l'aide du logiciel MBAL ....</i>	<i>47</i>
<i>VI.1. Présentation du logiciel MBAL .....</i>	<i>47</i>
<i>VI.1.1. L'historique de puits BKHE 1 : .....</i>	<i>48</i>
<i>VI.1.2.1. Données PVT de puits BKHE 1 :.....</i>	<i>49</i>
<i>VI.1.2.2. La variation de pression de réservoir (Eruptif) .....</i>	<i>49</i>
<i>VI.1.2.3. Le mécanisme de drainage .....</i>	<i>50</i>
<i>VI.1.3. Le drainage par l'injection d'eau .....</i>	<i>50</i>
<i>VI.1.3.1. La variation des perméabilités relatives en fonction de saturation en eau. ....</i>	<i>50</i>
<i>VI.1.3.2. Le débit fractionnel .....</i>	<i>52</i>
<i>VI.1.3.3. La production cumulée et la durée de vie de réservoir .....</i>	<i>52</i>
<i>VI.1.3.4. La variation de pression de réservoir par l'injection d'eau .....</i>	<i>53</i>
<i>VI.3.5. Le mécanisme de drainage .....</i>	<i>54</i>
<i>VI.1.4. Le drainage par l'injection d'eau carbonatée .....</i>	<i>55</i>
<i>VI.1.4.1. La variation des perméabilités relatives en fonction de saturation en eau.....</i>	<i>55</i>
<i>VI.1.4.2. Le débit fractionnel .....</i>	<i>56</i>
<i>VI.1.4.3. La production cumulée et la durée de vie de réservoir.....</i>	<i>56</i>
<i>VI.1.4.4. La variation de pression de réservoir par l'injection d'eau carbonatée .....</i>	<i>57</i>
<i>VI.4.5. Le mécanisme de drainage d'huile dans le réservoir par l'injection d'eau carbonatée .....</i>	<i>58</i>
<i>Conclusion .....</i>	<i>59</i>

### *Les références*

### *Annexes*

## المخلص

هذه المذكرة تعتمد على دراسة تأثير دفع البترول باستخدام الماء المشبع بثنائي أكسيد الكربون والزيادة في مردودية الإنتاج. حيث يتم ذلك بإعتماد على عدة تجارب تجرى على ثلاث نماذج مختلفة لمحاكاة حركية السوائل في الخزان البترولي واجراء مقارنة بين الدفع باستخدام الماء والدفع باستخدام الماء الذي يحتوي على ثنائي أكسيد الكربون.

تم اختيار هذه النماذج المتباينة في مواد التركيب والمتمثلة في البلاستيك والزجاج وهذا من أجل توضيح تأثير قابلية التبلل الخاصة بالصخور الموجودة في الخزانات البترولية على الخاصية الشعرية، وتوضيح قدرة الماء المشبع بثنائي أكسيد الكربون على زيادة استخراج الكميات المتبقية في باطن لأرض وهذا يعود الى ذوبان ثنائي أكسيد الكربون في كل من الماء والبترول الذي يؤدي الى: خفض قوة الشد بين الماء و البترول و لزوجة النفط الخام, تغيير خاصية جذب الصخور من قابلية جذب البترول الى قابلية جذب الماء المشبع بثنائي أكسيد الكربون, زيادة مدة استغلال الخزانات البترولية.

الدفع باستخدام الماء الذي يحتوي على ثنائي أكسيد الكربون يرفع من مردودية الإنتاج الى خمسون بالمائة مقارنة بالدفع باستخدام الماء الذي لا يحتوي على ثنائي أكسيد الكربون.

إضافة الى هذه التجارب تم استعمال البرنامج أمبال لدراسة أنواع حركات السوائل ومحاكات النتائج المتوصل إليها من التجارب على خصائص الخزان البترولي.

تم انجاز هذا العمل خلال شهرين ونصف: من 2016/02/01 الى 2016/04/15.

## Résumé

Cette thèse est basée sur l'étude de l'influence de l'injection d'eau carbonatée sur le drainage d'huile brute et l'augmentation de taux de récupération.

Des essais ont été réalisés sur trois modèles capillaires différents pour simuler la dynamique des fluides dans les réservoirs puis faire la comparaison entre les essais de drainage d'huile brute par l'eau et par l'eau carbonatée.

Trois modèles capillaires (Oil-Wet, Mixte-Wet, Water-Wet) ont été montés par assemblage de tubes capillaires en matières plastique (PVC) et en verre, pour une simulation de l'effet de la mouillabilité et de la capillarité des réservoirs de pétrole. Des tests d'injection d'eau carbonatée ont été réalisés dans le but d'évaluer l'efficacité de cette solution sur le taux de récupération d'huile.

L'injection d'eau carbonatée fait croître le taux de récupération de 50% par rapport à l'injection d'eau.

En plus de ces expériences, le logiciel MBAL de Petroleum Expert a été utilisé pour simuler le mécanisme de drainage des fluides dans les conditions de gisements.

Ce travail se réalise avec une durée de deux mois et demi : de 01/02/2016 à 15/04/2016.

## Abstract

This thesis based on the study of the influence of the carbonated water injection for a crude oil displacement and his increased in oil recovery rate.

A tests are done on three different capillary models, for simulate the fluids dynamics in the hydrocarbon tanks, then a making a comparison between crude oil displacement by simple water and his displacement by carbonated water.

The models (Oil-Wet, Mixed-Wet, Water- Wet) are mounted with assembling of capillary tubes by plastic material (PVC) and glass, for the simulation of the wettability and the reservoir capillary effects. The tests of carbonated water injection were effectuated for evaluate the efficiency of this solution on the oil recovery rate.

The carbonated water injection increases the recovery rate of 50% compared to water injection.

In addition to these experiences, the software MBAL among the petroleum software, was used to simulate the mechanism of fluid displacement with the tank conditions.

This work realised in two months and a half: from 01/02/2016 to 15/04/2016.

## REMERCIEMENTS

Nos remerciements s'adressent en premier lieu à notre Dieu pour nous avoir donné l'esprit et les moyens pour arriver à ce niveau de connaissance, nous prions pour que nous restions fidèles à lui.

Nous exprimons toute notre gratitude à l'encadreur M<sup>er</sup> Dr. ***Lebtahi Hamid*** pour les efforts fournis, les conseils prodigués, sa patience et sa persévérance dans le suivi.

Nous adressons également nos remerciements, à tous nos enseignants du département de production de l'université de Kasdi Merbah, qui nous ont donné les bases de l'étude.

De même façon nous souhaitons de remercier tous l'ensemble des personnes de Division de Production de la région de Haoud Berkaoui surtout M<sup>er</sup>: ***Saim Ahcen, Bounouni Taha, Breack Mohamed***, et les autres personnes de service de Technique puits.

Nous remercions très sincèrement, les membres de jury d'avoir bien accepté de juger ce travail.

Nos remerciements vont enfin à toute personne qui a contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail et surtout nos familles.

# Dédicace

*Je dédie ce modeste travail en premier lieu, A ma Chère Mère pour ces efforts , ces défis et ces encouragements pour que je m'arrive à ce stade. A mon cher Père رحمه الله .*

❖ *A mes frères Farouk, Akrame, et ma Chère sœur Lamia.*

❖ *A toute ma famille.*

❖ *A tous mes amis, spécialement ISMAIL. Sieffe Edine.*

*Mohemed Hocine . Bilal . Mouhamed - El - Mouatemed . et*

*tous mes collègues au promotion 2016, surtout notre groupe*

*Production Académique -*

❖ *A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

Ahmed

# Dédicace.

*Cette thèse représente l'aboutissement du soutien et des encouragements que mes parents m'ont prodigué tout au long de ma scolarité.*

*Je dédie ce mémoire :*

- ❖ *A ma Chère Mère.*
- ❖ *A mon cher Père.*
- ❖ *A mes Frères (Ishak, Yaacouba) et ma sœur (Malak).*
- ❖ *A toute ma famille.*
- ❖ *A mes camarades surtout : Ahmed, Bilal, Hocine, Sifedine, Mohamed.*

*\* Goudjil Ismail.*

## La liste des figures

<i>Figure (1): Classification of Enhanced Oil Recovery Processes (Lake, 1989; Lyons &amp; Plisga, 2005).....</i>	2
<i>Figure (2) : Consommation d'huile projeté à 2030 et proportion des sources de production....</i>	3
<i>Figure (3) : La situation géographique de champ Haoud Berkaoui .....</i>	6
<i>Figure (4) : La colonne stratigraphique du champ HBK.....</i>	7
<i>Figure (5) : Les caractéristiques des réservoirs de la région Haoud Berkaoui .....</i>	8
<i>Figure (6) : La structure générale des réservoirs de Haoud Berkaoui .....</i>	8
<i>Figure (7) : Le principe de fonctionnement d'un premix .....</i>	9
<i>Figure (8) : La distribution de CO<sub>2</sub> total dans l'eau .....</i>	11
<i>Figure (9) : Schéma d'expérience de mesure la solubilité de CO<sub>2</sub> dans l'eau, avec T<sub>exp</sub> = 25 °C</i>	12
<i>Figure (10) : La variation de solubilité de CO<sub>2</sub> en fonction de la pression et température.</i>	
<i>◆ Duan and Sun (2003); ■ Wiebe &amp; Gaddy (1939, 1940) .....</i>	12
<i>Figure (11) : La solubilité de CO<sub>2</sub> dans l'eau pure en fonction de pression et température.....</i>	13
<i>Figure (12) : Solubilité de CO<sub>2</sub> dans l'eau pure (pure water) et ( 2.0 wt.% brine) dans la pression P<sub>eq</sub> = 4.1 M Pa et différentes température .....</i>	13
<i>Figure (13) : L'équilibres carboniques dans l'eau en fonction du pH à 20°C .....</i>	14
<i>Figure (14) : Diagramme logarithmique avec CO<sub>2</sub> total égale à 1 .....</i>	14
<i>Figure (15) : Représentation schématique du dispositif expérimental utilisé pour déterminer la solubilité du CO<sub>2</sub> dans une solution aqueuse .....</i>	15
<i>Figure (16) : Vision schématique de l'interface .....</i>	17
<i>Figure (17) : La présentation de la pression capillaire .....</i>	18
<i>Figure (18) : Mouillage d'un solide par deux liquides non miscibles .....</i>	19
<i>Figure (19) : Loi de Jurin appliquée au cas eau/air .....</i>	19
<i>Figure (20) : Description des types des digitations .....</i>	22
<i>Figure (21) : Déplacement d'huile à travers un réservoir à deux couches .....</i>	22
<i>Figure (22) : Perméabilités relatives .....</i>	23
<i>Figure (23) : Pression capillaire en fonction de saturation .....</i>	24
<i>Figure (24) : Modèle de doublet de pores .....</i>	26
<i>Figure (25) : Modèle de Snap-off .....</i>	26
<i>Figure (26) : Courbe de désaturation .....</i>	27
<i>Figure (27) : image de gonflement de molécule d'huile avec le drainage par l'eau carbonaté</i>	29

<i>avec la courbe de déplacement et gonflement en fonction de temps.....</i>	
<i>Figure (28) : L'influence de l'altération de la mouillabilité sur les perméabilités relatives ...</i>	<i>30</i>
<i>Figure (29) : Vue de dessus de modèle capillaire Oil-Wet .....</i>	<i>32</i>
<i>Figure (30) : Vue de dessus de modèle capillaire Mixte-Wet .....</i>	<i>32</i>
<i>Figure (31) : Vue de dessus de modèle capillaire Water-Wet .....</i>	<i>33</i>
<i>Figure (32) : Vue de profil des modèles capillaires .....</i>	<i>34</i>
<i>Figure (33) : L'effet de la mouillabilité sur la pression capillaire .....</i>	<i>35</i>
<i>Figure (34) : Image d'une partie de modèle capillaire Mixte-Wet qui représente les types de mouillabilité.....</i>	<i>35</i>
<i>Figure (35) : La mobilisation de l'huile piégée.....</i>	<i>35</i>
<i>Figure (36) : Image de drainage d'huile par l'eau dans le modèle capillaire Oil-Wet .....</i>	<i>38</i>
<i>Figure (37) : Image de drainage d'huile brute par l'eau dans le modèle capillaire Water-Wet .</i>	<i>40</i>
<i>Figure (38) : Image de drainage d'huile par l'eau dans le modèle capillaire Water-Wet .....</i>	<i>42</i>
<i>Figure (39) : Le taux de récupération en fonction de la température .....</i>	<i>44</i>
<i>Figure (40) : Le taux de récupération en fonction des types de drainages d'huile brut à 25 °C. (Oil-Wet) .....</i>	<i>45</i>
<i>Figure (41) : Le taux de récupération en fonction des types de drainages d'huile brute à 25 °C.(Mixte-Wet) .....</i>	<i>45</i>
<i>Figure (42) : Le taux de récupération en fonction des types de drainages d'huile brute à 25 °C.(Water-Wet) .....</i>	<i>45</i>
<i>Figure (43) : Fiche technique de puits BKHE 1 .....</i>	<i>48</i>
<i>Figure (44) : La variation de pression et la production d'huile cumulé de réservoir par la récupération primaire dans logicielle (MBAL) .....</i>	<i>49</i>
<i>Figure (45) : Le mécanisme de drainage dans la récupération primaire .....</i>	<i>50</i>
<i>Figure (46) : l'évolution des perméabilités relatives en fonction de saturation d'eau .....</i>	<i>50</i>
<i>Figure (47) : la variation des perméabilités relatives dans le cas de drainage par l'eau simulé dans le logicielle Mbal .....</i>	<i>51</i>
<i>Figure (48) : Le débit fractionnel dans le cas de drainage par l'injection d'eau .....</i>	<i>52</i>
<i>Figure (49) : la variation des pressions en fonctions de temps .....</i>	<i>53</i>
<i>Figure (50) : Le mécanisme de drainage dans le cas d'injection d'eau .....</i>	<i>54</i>
<i>Figure (51) : la variation des perméabilités relatives dans le cas de drainage par l'eau carbonatée simulé dans le programme Mbal .....</i>	<i>55</i>
<i>Figure (52) : Le débit fractionnel dans le cas d'injection d'eau carbonatée .....</i>	<i>56</i>

*Figure (53) : la variation des pressions par l'injection d'eau carbonatée ..... 57*

*Figure (54) : Le mécanisme de drainage dans le cas d'injection d'eau ..... 58*

*Annexées*

*Figure (55) : Image de modèle capillaire Oil-Wet ..... A*

*Figure (56) : Image de modèle capillaire Water-Wet ..... A*

*Figure (57) : Image de modèle capillaire Mixte-Wet ..... A*

*Figure (58) : Image représente les différentes mouillabilités dans le modèle Mixte-Wet ..... A*

*Figure (59) : Image de l'eau carbonatée ..... A*

*Figure (60) : Image de mesure de PH de l'eau carbonatée. .... A*

*Figure (61) : Image de modèle capillaire Mixte-Wet remplie par l'huile brute ..... A*

*Figure (62) : Image de drainage d'huile brut par l'eau dans le modèle capillaire Mixte-Wet .... A*

*Figure (63) : Image de drainage d'huile brut par l'eau carbonatée dans le modèle capillaire Mixte-Wet ..... A*

*Figure (64) : Image de drainage d'huile saturée en CO<sub>2</sub> par l'eau carbonatée dans le modèle capillaire Mixte-Wet ..... A*

## La liste des tableaux

<i>Tableau 1 : Drainage de gasoil par l'eau à 25°C .....</i>	<i>36</i>
<i>Tableau 2 : Drainage de gasoil par l'eau carbonatée à 25°C .....</i>	<i>37</i>
<i>Tableau 3 : Drainage de gasoil saturé en CO<sub>2</sub> par l'eau carbonatée .....</i>	<i>37</i>
<i>Tableau 4 : Drainage d'huile brute par l'eau à 25 °C .....</i>	<i>37</i>
<i>Tableau 5 : Drainage d'huile brute par l'eau carbonatée à 25 °C .....</i>	<i>38</i>
<i>Tableau 6 : Drainage d'huile saturée en CO<sub>2</sub> par l'eau carbonatée à 25°C .....</i>	<i>38</i>
<i>Tableau 7 : Drainage de gasoil par l'eau à 25 °C .....</i>	<i>39</i>
<i>Tableau 8 : Drainage de gasoil par l'eau carbonatée à 25 °C .....</i>	<i>39</i>
<i>Tableau 9 : Drainage de gasoil saturé en CO<sub>2</sub> par l'eau carbonaté à 25 °C .....</i>	<i>39</i>
<i>Tableau 10 : Drainage d'huile brute par l'eau à 25 °C .....</i>	<i>40</i>
<i>Tableau 11 : Drainage d'huile brute par l'eau carbonatée à 25 °C .....</i>	<i>40</i>
<i>Tableau 12 : Drainage d'huile brute saturée en CO<sub>2</sub> par l'eau carbonaté à 25 °C .....</i>	<i>41</i>
<i>Tableau 13 : Drainage de gasoil par l'eau à 25 °C .....</i>	<i>41</i>
<i>Tableau 14 : Drainage de gasoil par l'eau carbonatée à 25 °C .....</i>	<i>41</i>
<i>Tableau 15 : Drainage de gasoil saturé en CO<sub>2</sub> par l'eau à 25 °C .....</i>	<i>42</i>
<i>Tableau 16 : Drainage d'huile brute par l'eau à 25 °C .....</i>	<i>42</i>
<i>Tableau 17 : Drainage d'huile brute par l'eau carbonatée à 25 °C .....</i>	<i>43</i>
<i>Tableau 18 : Drainage d'huile brute saturée en CO<sub>2</sub> par l'eau carbonatée à 25 °C .....</i>	<i>43</i>

## Symboles et abréviations

**Oil-Wet** : Hydrophobe.

**Water-Wet**: Hydrophile.

**Eau carbonaté** : Eau saturé en CO<sub>2</sub>.

**TAG** : Trias argilo-gréseux

**GOR** : Gas Oil Ratio , m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

**GWR** : Gas to Water Ratio

**IP** : Index de productivité.

**N<sub>p</sub>** : Production cumulée.

**x<sub>b</sub>** : la solubilité de CO<sub>2</sub> dans l'eau salée (mole /kg).

**K<sub>H</sub>** : constant de Henry.

**CMT** : Carbone Minéral Total.

**C<sub>CO<sub>2</sub>-o</sub>** : Concentration de CO<sub>2</sub> au l'huile.

**C<sub>CO<sub>2</sub>-w</sub>** : Concentration de CO<sub>2</sub> dans l'eau.

**K<sub>CO<sub>2</sub>-w/o</sub>** : Coefficient d'équilibre entre les phases de concentration de CO<sub>2</sub>.

**C<sub>max</sub>** : Concentration maximale de H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (à saturation).

**K<sub>H</sub>** : constant de Henry en fonction de pression et la température.

**T<sub>exp</sub>** : la température lors de l'expérience.

**W<sub>t</sub>** : Quantité de sel en solution (%)

**ρ<sub>air</sub>** : Masse volumique de l'air.

**ρ<sub>eau</sub>** : Masse Volumique de l'eau.

**N<sub>ca</sub>** : Nombre Capillaire.

**P<sub>b</sub>** : Pression de bulle

**μ<sub>o</sub>** : Viscosité d'huile.

**B<sub>o</sub>** : Facteur Volumétrique d'huile.

**B<sub>oi</sub>** : Facteur Volumétrique d'huile initiale.

**∅** : Porosité

**K** : Perméabilité

**C** : Compressibilité

**S** : Saturation

**P<sub>i</sub>** : Pression initial de réservoir.

### Introduction.

L'exploitation du pétrole est aujourd'hui un des piliers de l'économie moderne. Elle est à ce jour la première source d'énergie mondiale et de matières premières.

Le grand et très rapide développement technologique du XX<sup>ème</sup> siècle est dû en grande partie au pétrole. [1]

La récupération du pétrole s'effectue en plusieurs étapes :

- **La récupération primaire** : correspond à la récupération dite primaire, le pétrole remonte spontanément à la surface, grâce à la différence de pression entre l'intérieur du réservoir pétrolier et la surface.

Ce procédé permet, selon les réservoirs, de récupérer entre 5 et 30 % du pétrole en place.

- **La récupération secondaire** : consiste à injecter par un puits d'injection du gaz ou d'eau afin de venir « pousser » le pétrole et de récupérer par le puits de production la fraction restée en place lors de la récupération primaire Pour augmenter ce taux de récupération.

Ces méthodes sont employées couramment sur les gisements suffisamment importants ; elles permettent d'atteindre un taux de récupération de l'ordre de 25% à 35% du pétrole en place.

- **La récupération tertiaire (Enhanced Oil Recovery - EOR en anglais)** : qui permet d'accroître d'avantage le taux de récupération. [1]

Trois techniques distinctes peuvent être utilisées :

1) **L'EOR chimique** : qui consiste à améliorer le balayage du pétrole par l'eau ; l'application vient de fait que ces procédés consistent à ajouter des produits chimiques dans l'eau injectée.

Deux procédés sont essentiellement utilisés à l'heure actuelle.

- \* Les micro-émulsions
- \* Les polymères

2) **L'EOR miscible** : par l'injection de gaz tel que le CO<sub>2</sub> qui en se mélangeant au pétrole va favoriser sa production.

3) **L'EOE thermique** : qui en chauffant le pétrole pour augmenter sa mobilité : l'élévation de la température dans un gisement va augmenter la production d'huile qu'il contient puisque la viscosité diminue lorsque la température croît.

Ces techniques permettraient un gain de 20% des taux de récupération pour la plupart des champs. [1.2]

Il y a une autre classification de l'EOE :

- ✓ **Thermique** : (pour le brut lourd).
- ✓ **Non thermique** : (pour les bruts légers), elles-mêmes classées en *miscibles*, *immiscibles* et *chimiques*. [3]

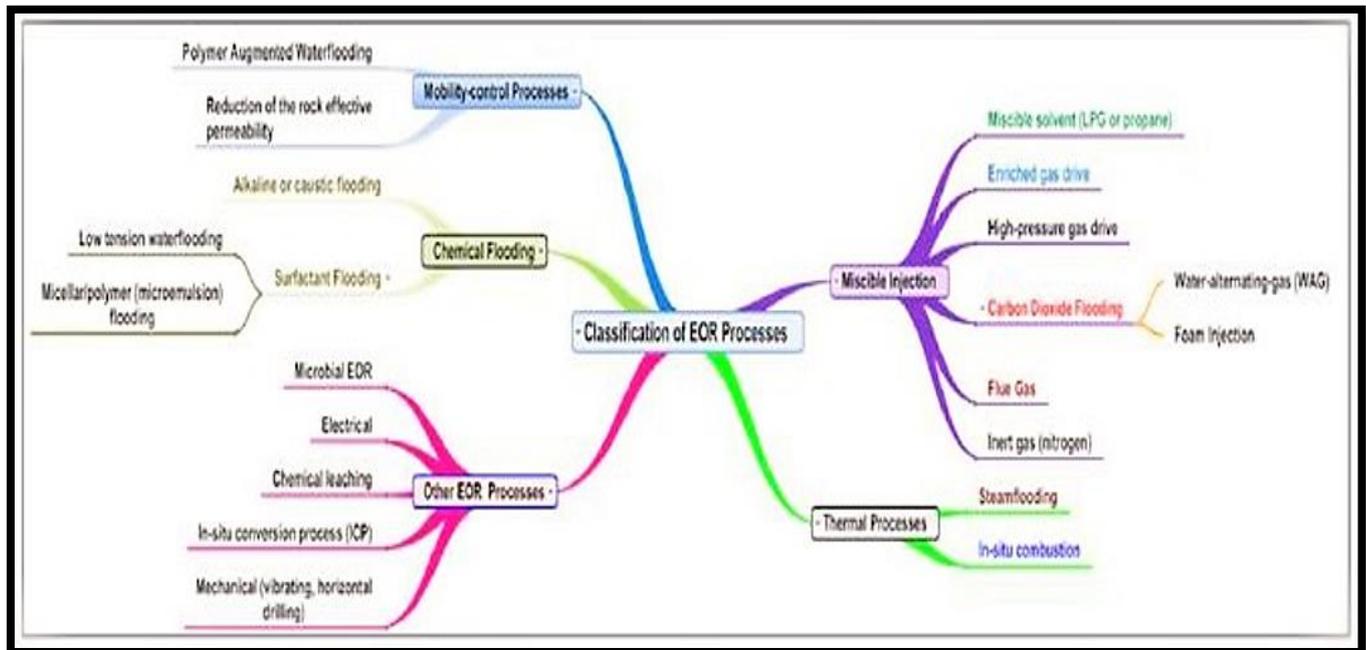


Figure (1): Classification of Enhanced Oil Recovery Processes (Lake, 1989; Lyons & Plisga, 2005). [4]

Ces méthodes ont une grande importance, puisqu'à l'échelle mondiale, l'augmentation de 1% du taux de récupération correspond à 2 ans de consommation au rythme actuel. [5]

### 1. Aspect historique sur L'EOE :

Avants de 1970 le pétrole est 2\$ par baril.

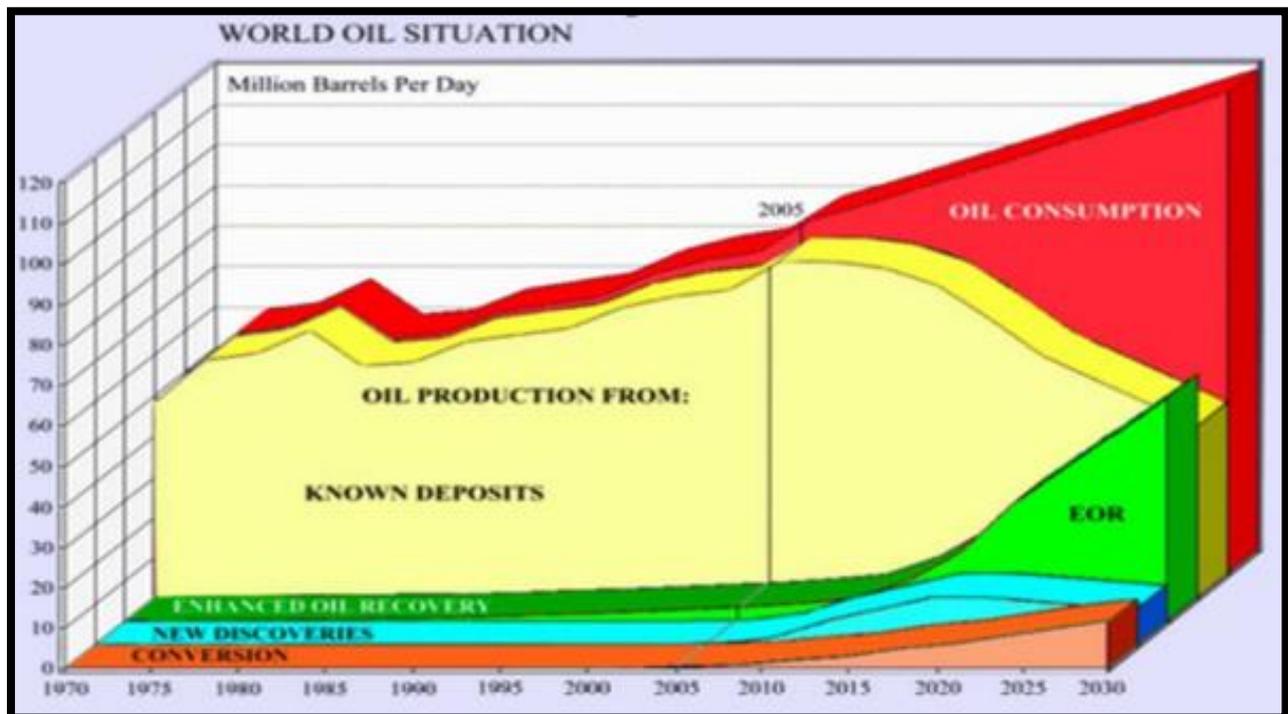
La forte demande par les pays industriels au début de 1970 crée des circonstances favorables aux pays producteurs pour Augmenter les prix.

Suite au conflit israélo-arabe, le prix du pétrole est multiplié par plus de 4 fois, et passe de 2.59 \$/baril en octobre 1973 à [40\$,65 \$] / baril entre 1974 et 1981.

Par la suite, la chute des prix du pétrole dans les années 1980 a rendu non rentable économiquement l'utilisation de ces techniques de récupération améliorée.

Avec un prix moyen du pétrole autour de 65 \$/baril pour l'année 2009, l'EOR redevient maintenant une option raisonnable économiquement. [2]

Mais dans les années 2015 et 2016 le prix de brut est variable entre [20\$ -50\$] /bbl.



*Figure (2) : Consommation d'huile projeté à 2030 et proportion des sources de production estimé. L'EOR représente une fraction importante de la production d'huile. [2]*

## 2. Aspect technique du L'EOR :

A cause des forces capillaires (cas de pétrole léger) ou l'effet de la viscosité élevée (cas de pétrole lourd), une quantité de pétrole importante ne peut pas être extraite par la récupération primaire ni par la secondaire, donc il faut faire l'EOR. [2]

Enfin dans notre travail en se basant sur la récupération assistée d'huile par l'injection d'eau carbonaté dans des modèles capillaires avec des extrapolations des résultats obtenues sur le champ de Haoud Berkaoui par logiciel MBAL.

*Le but de travail.*

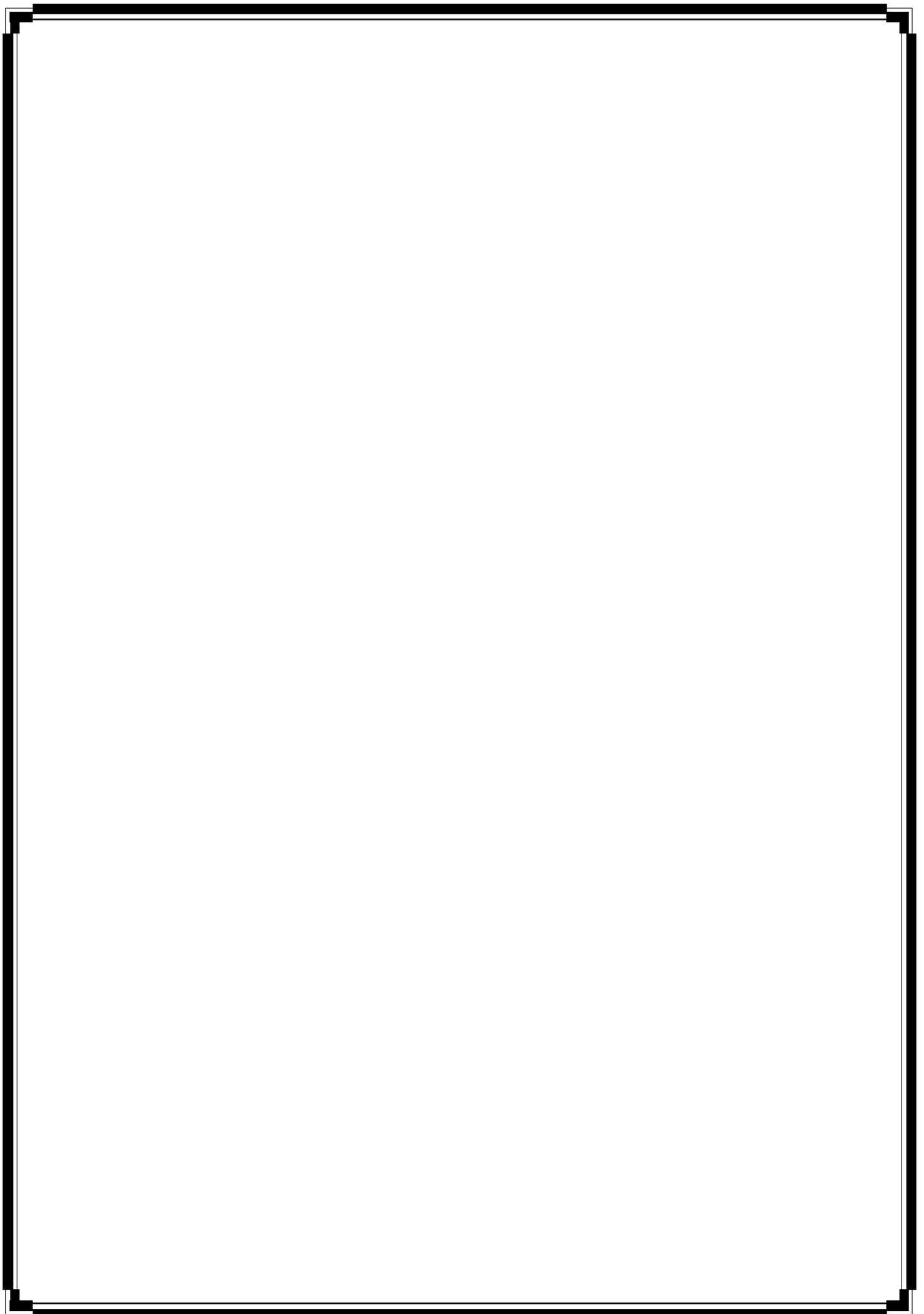
Dans ce travail, nous avons étudié le rôle de l'injection des eaux carbonatées sur l'augmentation de taux de récupération d'huile et son effet sur les forces capillaires (Nombre capillaires, Mouillage, tension interfaciale).

Des expériences sur des modèles PVC (oil-wet), verre (water-wet), Mixte-wet ont été réalisées dans le but de mettre en évidence l'efficacité de l'injection des eaux carbonatées sur :

- L'augmentation de nombre capillaire.
- La réduction de la tension interfacial et la pression capillaire.
- La diminution de la viscosité d'huile.
- Le maintien de pression de réservoir (augmenté la durée de vie de puits).
- La réduction des blocages par émulsion.
- L'augmentation de l'indice de productivité « IP » et le réserve ( $N_p$ ).
- La mobilisation d'huile résiduelle.
- L'amélioration d'efficacité de déplacement (drainage).

Enfin des extrapolations des résultats sur les paramètres de gisement (pression, température, quantité d'hydrocarbure en place, ...) ont été proposées, avec des simulations des différents scénarios de production avec le drainage par l'eau, et par l'eau carbonatée à l'aide de logiciel MBAL de Petroleum Expert.

*Partie théorique*



### **I.1. Historique de champ HBK.**

Les études géophysiques réalisées dans la région de Ouargla ont permis de révéler l'existence de deux (02) structures appelées : Haoud Berkaoui et Benkahla, toutes les deux situées sur une surface d'exploitation de 1600 km<sup>2</sup>. [6]

Le premier sondage de la région était OA01 à Ouargla en 1963. C'était en mars 1965 que le premier sondage OK101 est implanté au sommet de la structure de Haoud Berkaoui localisant une accumulation d'huile légère d'une densité de 43 °API ( $d = 0.8$ ) dans la série inférieure du Trias argilo-gréseux (TAG) par la compagnie française de pétrole algérien (CFPA). Ce forage a atteint le Gothlandien à 3327.8 m (premier horizon paléozoïque rencontré sous la discordance hercynienne).

Le test de production effectué par la CFPA donna un débit de 11 m<sup>3</sup>/h avec une pression de gisement de 520 kg/cm<sup>2</sup> et un GOR de 101 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. [6]

A ce jour, 100 puits sont en exploitation, repartis sur l'ensemble des champs, dont 73 puits en gaz lift et 27 puits éruptifs. Les autres puits qui sont au nombre de 26 sont des puits injecteurs d'eau pour le maintien de la pression. La production cumulée depuis l'origine est de 86 millions de m<sup>3</sup>, pour des réserves en place de 472 millions de m<sup>3</sup>.

La production d'huile est reliée au 28'' Haoud El Hamra/Arzew par un 10'' à partir des centres de production de Haoud Berkaoui (production de Haoud Berkaoui et de Benkahla) et un 8'' à partir du centre de Guellala (production de Guellala et la périphérie). [6]

### **I.2 Situation du champ.**

#### **I.2.1 Situation géographique.**

La région de Haoud Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au nord-ouest de Hassi Messaoud et à 30 km à la wilaya d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt, au Nord –Ouest, le môle de Talemzane – Hassi R'mel. [6]

La région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin d'Oued Mya, elle se situe au Nord de la dépression.

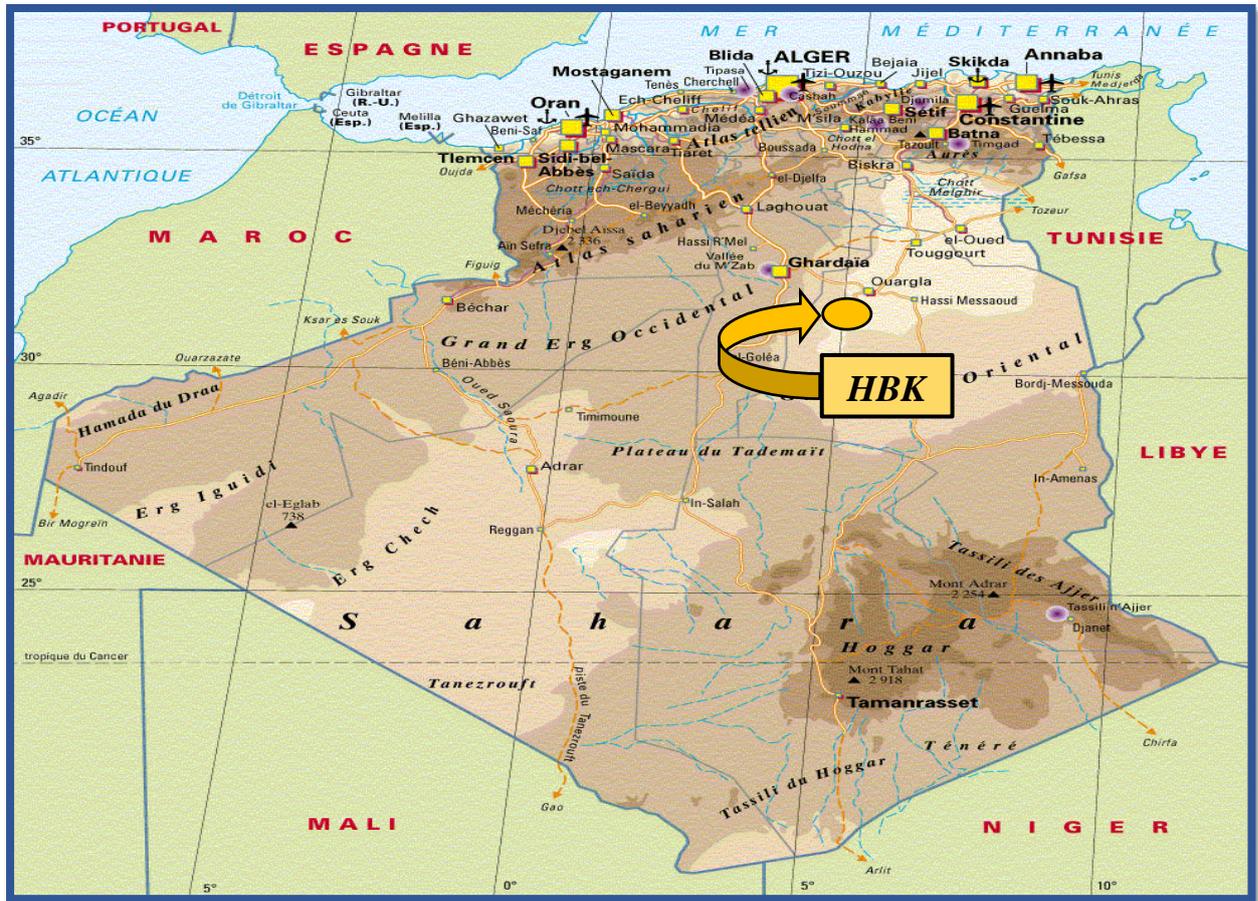


Figure (3) : La situation géographique de champ Haoud Berkaoui.

**1.2.2. Cadre géologique.**

Dans la dépression d’Oued Mya, les réservoirs triasiques sont classiquement subdivisés en trois termes dont les domaines d’extension sont assez semblables, mais dans lesquels la distribution des réservoirs et leurs qualités sont variables.

Le Trias argilo-gréseux (TAG) est relativement peu puissant, renfermant les principaux réservoirs, constitués par les séries suivantes :

La *série inférieure*, le (TAG) *Trias T<sub>1</sub>*, le (TAG) *Trias T<sub>2</sub>*.

Les trois (3) gisements de la région produisent de l’huile à partir de la série inférieure et du réservoir **T<sub>1</sub>**. [6]

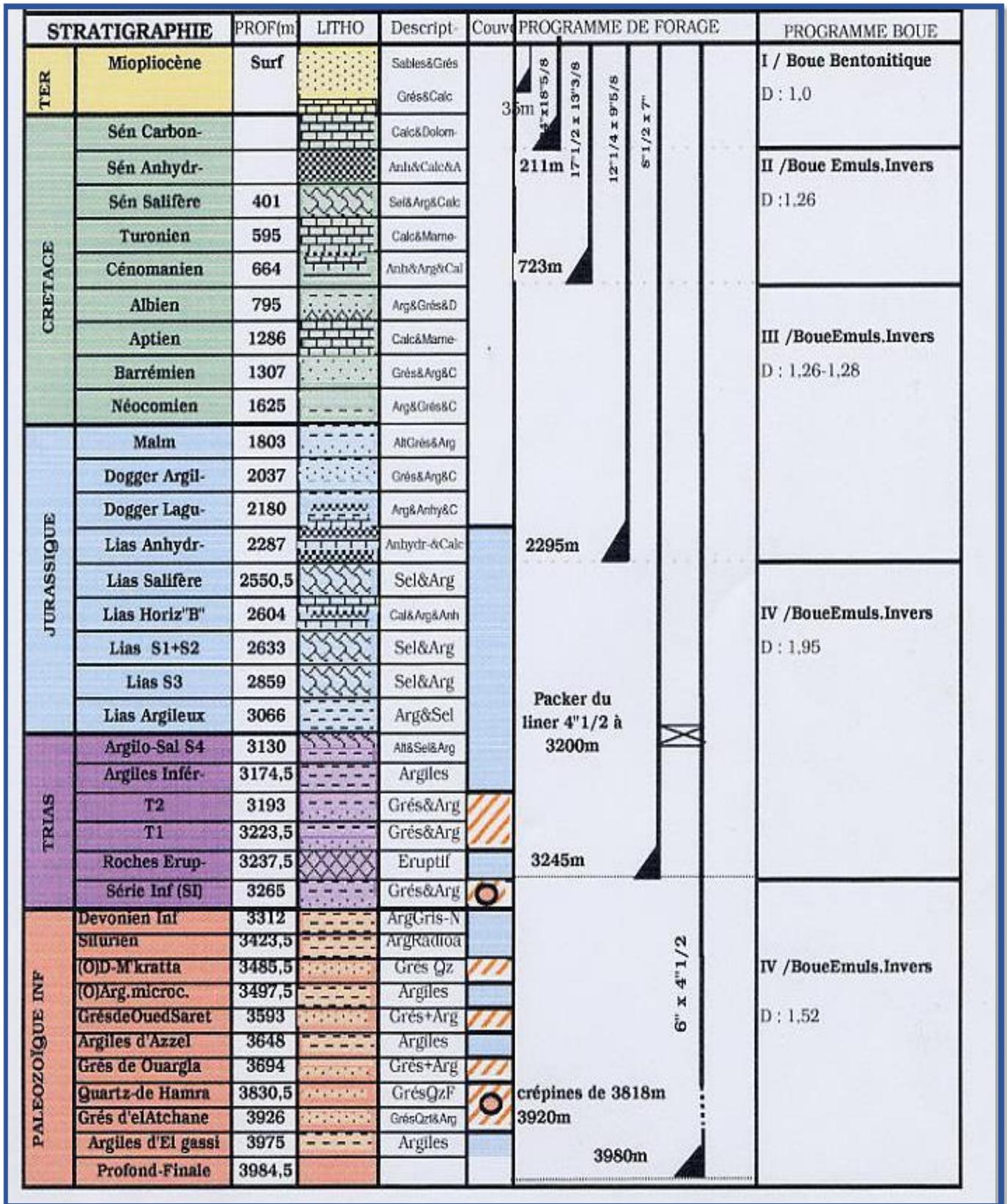


Figure (4) : La colonne stratigraphique du champ HBK.

[6]

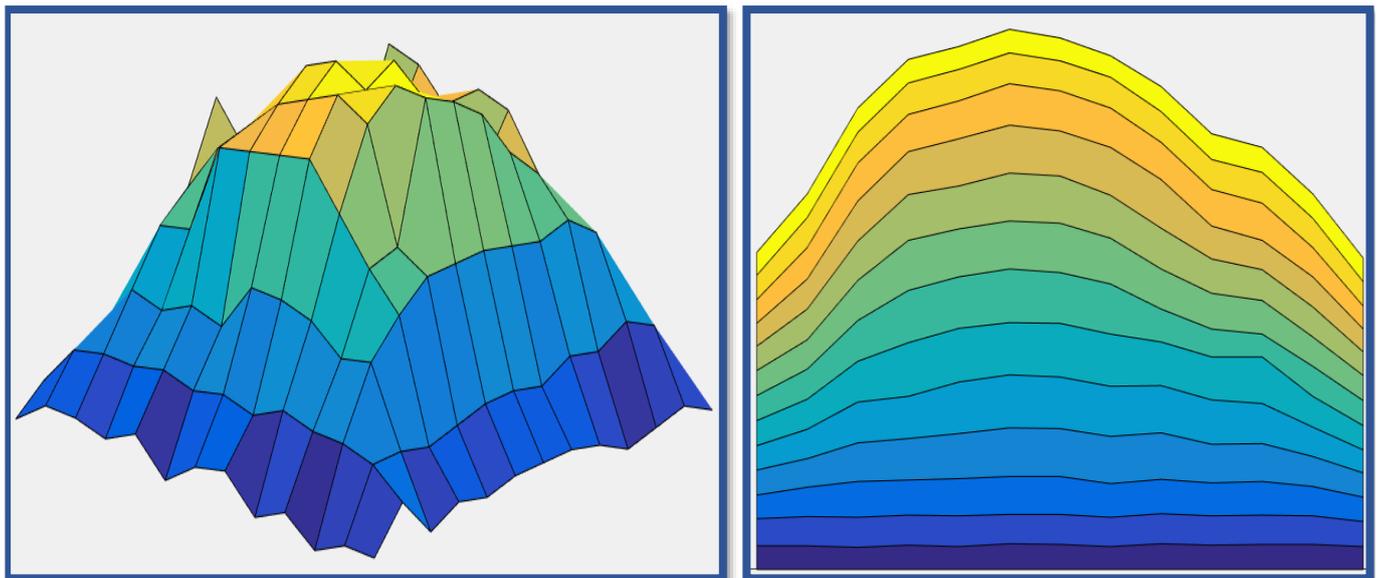
**I.3. Les caractéristiques des réservoirs :**

CARACTERISTIQUES	HAOUD BERKAOUI	BENKAHLA	GUELLALA
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm <sup>2</sup> )	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm <sup>2</sup> )	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne $\Phi$ (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne Sw(%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m <sup>3</sup> )	143,9.10 <sup>+6</sup>	100.10 <sup>+6</sup>	103,6. 10 <sup>+6</sup>

**Figure (5) : Les caractéristiques des réservoirs de la région Haoud Berkaoui. [6]**

**I.4. La structure générale des réservoirs de la région.**

Les forages supplémentaires vont affiner l’image approchée du réservoir, préciser le (ou les) interface (s) et les valeurs des quantités en place prouvées et vont se rapprocher au fur et à mesure des quantités réelles. [6]



**Figure (6) : La structure générale des réservoirs de Haoud Berkaoui.**

## II.1. L'obtention d'eau carbonatée.

### II.1.1. Par barbotage de CO<sub>2</sub> avec l'eau.

Ce procédé permet de saturer l'eau par le dioxyde de carbone avec agitation de CO<sub>2</sub> (soit compté ou qui résulte par des réactions chimiques) avec l'eau pour former l'eau carbonatée selon cette réaction :



La dissolution est régie par la loi de Henry si le temps de contact est suffisamment long, le CO<sub>2</sub> réagit avec l'eau et l'on peut représenter cette réaction par la formation d'un acide : l'acide carbonique (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) qui lui-même réagit pour former l'ion carbonate CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> et l'ion hydrogénocarbonate (couramment nommé ion bicarbonate) HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>.

De plus lors de sa dissolution le CO<sub>2</sub> va plus ou moins s'hydrater : la formulation fournie (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), est une simplification d'écriture.

Lors d'une mesure du CO<sub>2</sub> libre on réalise en fait le dosage de [H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>] : on ne peut mesurer distinctement le CO<sub>2</sub> "gaz" et les formes hydratées de CO<sub>2</sub> seulement.

### II.1.2. Par saturation en CO<sub>2</sub> avec un premix.

Une eau peut être carbonatée par injection de CO<sub>2</sub> en suivant deux étapes :

- ❖ **Désaération** : par écoulement sur les grilles, les chicanes et une pompe à vide.
- ❖ **Saturation en CO<sub>2</sub>** : avec un premix.

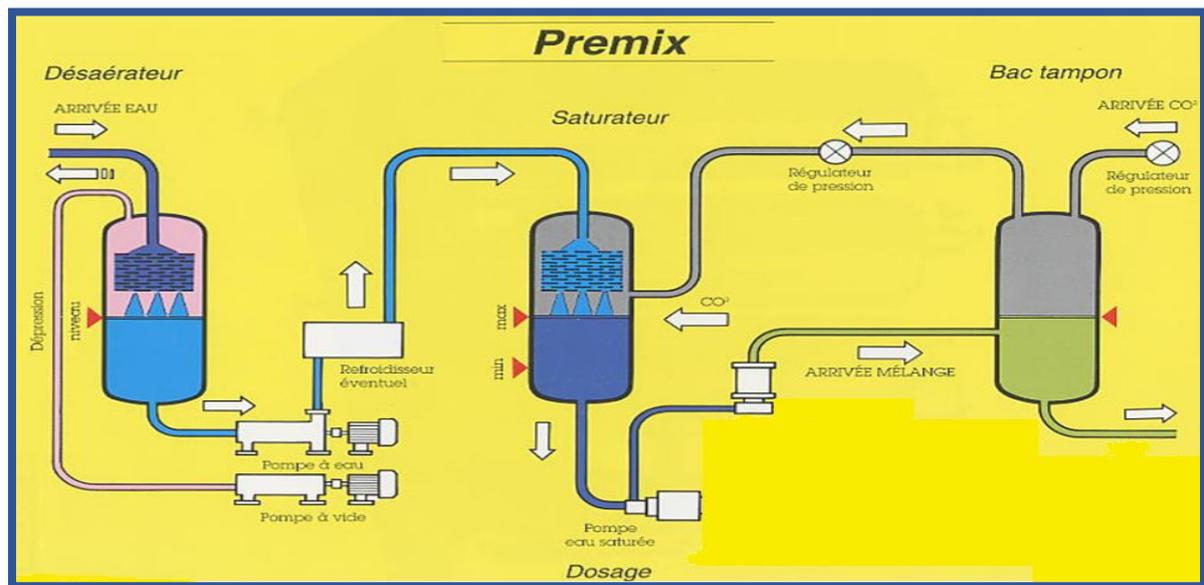


Figure (7) : Le principe de fonctionnement d'un premix.

[9]

Un Premix est utilisé pour traiter l'eau, et la saturer de gaz carbonique.

La désaération consiste à éliminer l'oxygène, responsable de phénomènes oxydatifs dangereux et la dégradation de mélange et faire un prétraitement d'eau avant la saturation par le dioxyde de carbone.

Le réservoir de désaération est maintenu sous pression négative par une pompe à vide à anneau liquide.

L'eau introduite par le haut dans le réservoir, est vaporisée dans une boule d'aspersion augmentant la surface de contact entre l'eau et le vide.

De cette manière les gaz naturellement contenus dans l'eau sont expulsés par l'eau même, facilitant la phase successive de carbonatation.

Dans ce réservoir, est aussi convoyée l'anhydride carbonique en excès dans le réservoir de saturation.

Le CO<sub>2</sub>, en plus de faciliter la désaération, provoque une légère pré-carbonatation.

Le dispositif de carbonisation injecte directement le CO<sub>2</sub> dans le liquide pour obtenir l'eau carbonatée.

La quantité de CO<sub>2</sub> est ajustée par une vanne modulante ou bien par un débitmètre massique permettant d'avoir différents degrés de carbonatation.

Le mélangeur statique doit ensuite bien mélanger l'eau et le dioxyde de carbone et casser les bulles de CO<sub>2</sub> pour en faciliter donc l'absorption par l'eau.

### \* Propriétés de CO<sub>2</sub> :

Le dioxyde de carbone, aussi appelé gaz carbonique ou anhydride carbonique, est un composé inorganique dont la formule chimique est CO<sub>2</sub>, la molécule ayant une structure linéaire de la forme O=C=O. il se présente, sous les conditions normales de température et de pression, comme un gaz incolore, inodore, à la saveur piquante avec une masse molaire : CO<sub>2</sub> (M = 44.01 g/mol).

#### **Propriétés chimiques :**

- Masse volumique de la phase gazeuse CO<sub>2</sub> (1,013 bar et 15 °C) : 1.8714 kg/m<sup>3</sup>.
- Volume spécifique de CO<sub>2</sub> (1,013 bar et 25 °C) : 0.5532 m<sup>3</sup>/kg

#### **Propriétés physiques :**

- Température de fusion -78,48 °C (sublimation, 760 mm Hg).
- Température d'ébullition -56,6 °C (5,12 atm), Viscosité dynamique 0,07 mPa.s à -78°C.

[7,8]

## II.3. La solubilité de dioxyde de carbone dans l'eau.

### II.3.1. La distribution de CO<sub>2</sub> dans l'eau.

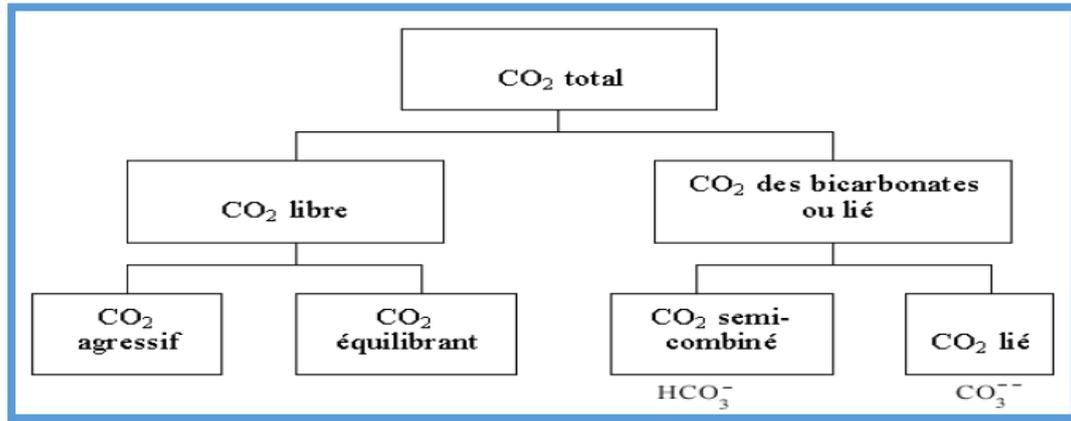


Figure (8) : La distribution de CO<sub>2</sub> total dans l'eau. [10]

CO<sub>2</sub> total représente la somme des espèces carbonatées :

CO<sub>2</sub> dissous moléculaire, et H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, CO<sub>3</sub><sup>-</sup>).

Dioxyde de carbone il est plus soluble dans l'eau froide que l'eau chaude pour former l'acide carbonique (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>). [10]

Montre qu'il faut une certaine quantité de CO<sub>2</sub> libre (ou H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) présent dans l'eau pour que les bicarbonates ne se transforment pas en carbonates qui précipiteraient.

Cette quantité est appelé « CO<sub>2</sub> équilibrant ».

Environ 1 L de CO<sub>2</sub> sous forme gazeuse se dissout dans 1 L d'eau (à température ambiante) à la pression de 1 bar (pression atmosphérique) ; 2 l de CO<sub>2</sub> à 2 bar.

Dans l'eau à 20 °C : 88 ml /100 ml sous 1 bar de CO<sub>2</sub>, soit 1,69 g par kg d'eau (3,35 g à 0 °C ; 0,973 g à 40 °C ; 0,576 g à 60 °C). [11]

Pour calculer la solubilité de CO<sub>2</sub> dans l'eau salée il faut déterminer le **GWR** (gas to water ratio) et  $x_b$  (la solubilité de CO<sub>2</sub> dans l'eau salée, de mole CO<sub>2</sub>/kg sels).

$$GWR = \text{Produced CO}_2, \text{ cm}^3 (P_{atm}, T_{exp}) / \text{Produced Water, cm}^3 (P_{atm}, T_{exp})$$

$$x_b = GWR. (\rho_{co2} / \rho_b). (1000 / MW_{co2}) \quad [12]$$

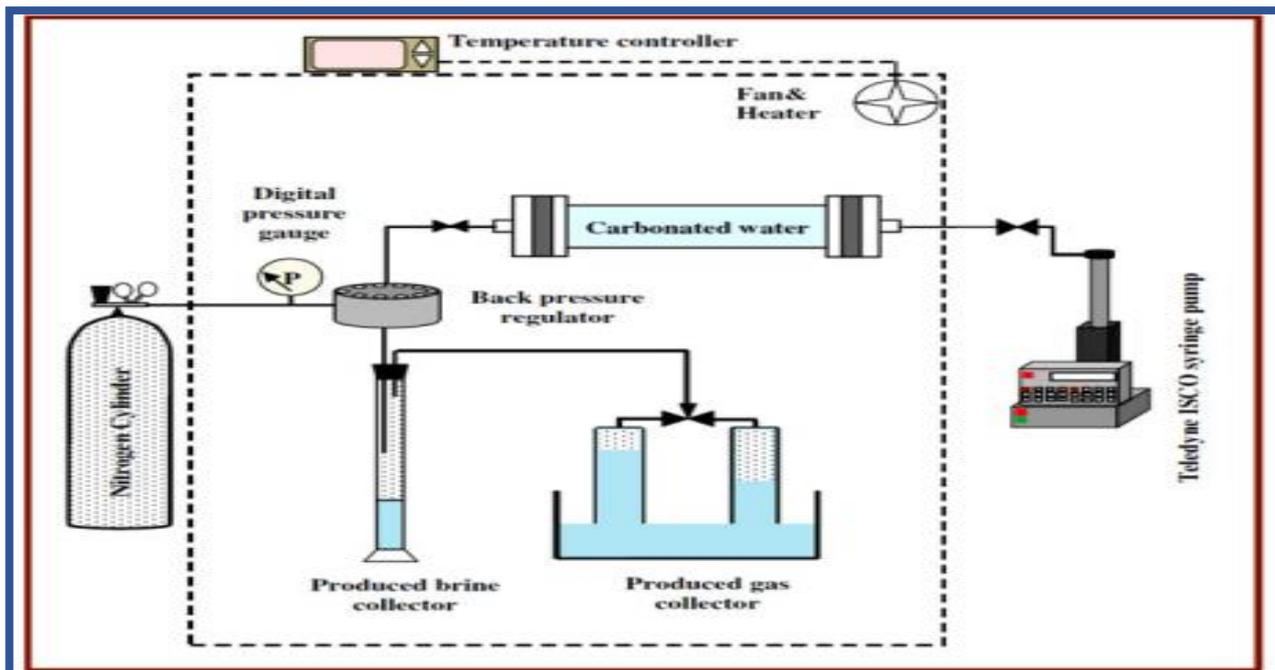


Figure (9) : Schéma d'expérience de mesure la solubilité de  $CO_2$  dans l'eau, avec  $T_{exp} = 25 \text{ }^\circ C$ . [12]

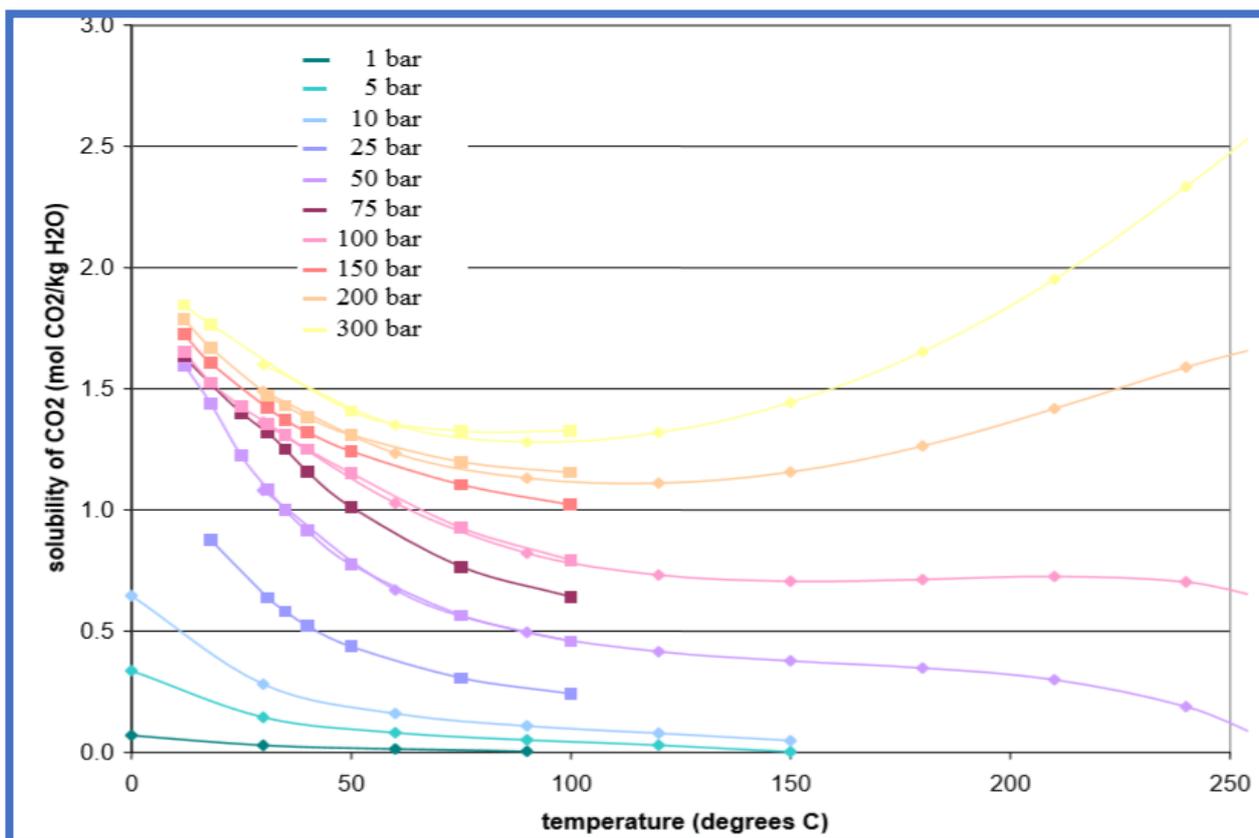


Figure (10) : La variation de solubilité de  $CO_2$  en fonction de la pression et température. ♦Duan and Sun (2003); ■ Wiebe & Gaddy (1939, 1940). [8]

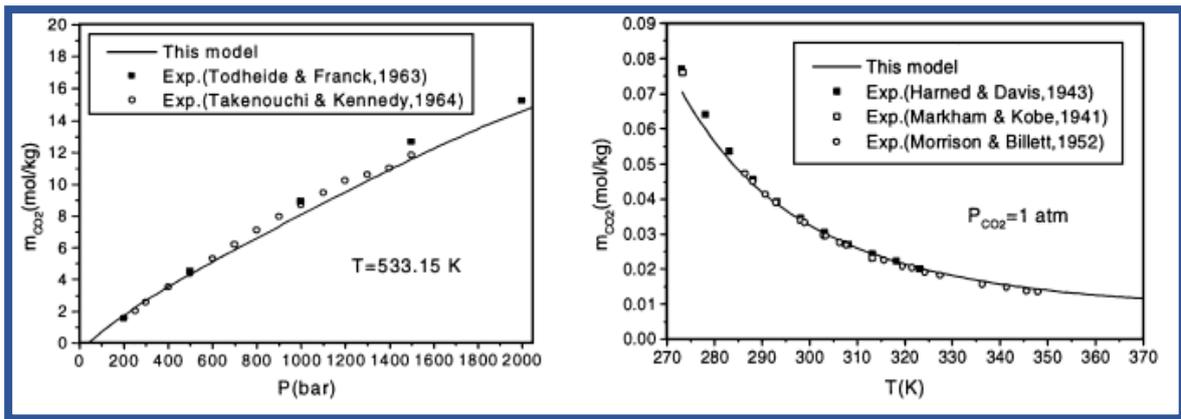


Figure (11) : La solubilité de CO<sub>2</sub> dans l'eau pure en fonction de pression et température.

En remarque que la pression et la température ont un effet important sur la solubilité.

La condition d'équilibre entre les phases est quantifiée par la solubilité molaire  $K_H$  (Loi de Henry) :

$$[H_2CO_3] = P_{CO_2} \cdot K_H$$

Où la pression partielle du CO<sub>2</sub> atmosphérique  $P_{CO_2}$ , est exprimée en atm,  $K_H$  est la solubilité molaire en mol L<sup>-1</sup>atm<sup>-1</sup>, et  $[H_2CO_3]$  est la concentration en CO<sub>2</sub> dissous en mol / kg d'eau.

On a la loi de Dalton :

$$P_{CO_2} = P_{totale} \cdot \text{Fraction molaire } CO_2$$

$$K_H = C_{max} / P_{CO_2}$$

Dans le cas d'eau carbonatée qui drainée l'huile brut :

$$C_{CO_2-o} = K_{CO_2-w/o} \cdot C_{CO_2-w} \quad [13, 10]$$

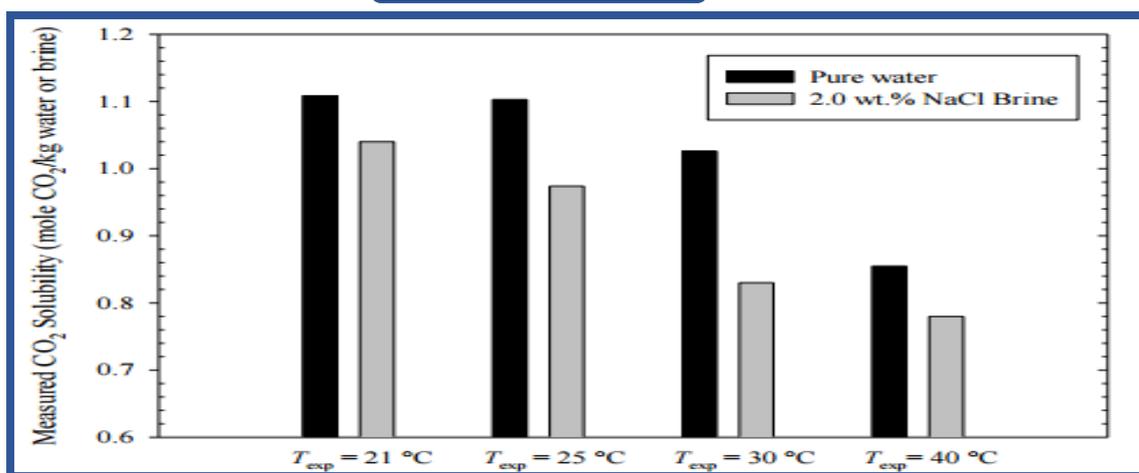


Figure (12) : Solubilité de CO<sub>2</sub> dans l'eau pure et (2.0 wt. % brine) dans la pression  $P_{eq} = 4.1 \text{ MPa}$  et différentes températures. [12]

Le  $\text{CO}_2$  se dissout dans l'eau, mais sa solubilité dépend beaucoup du PH. Pour une concentration donnée en CMT la répartition des différentes espèces est en fonction du pH. Avec ; CMT : Le carbone minéral total : ou  $\text{CO}_2$  total. Diagrammes qui suivent présentent les résultats de l'étude des équilibres carboniques en fonction du pH à la température de  $20^\circ\text{C}$ .

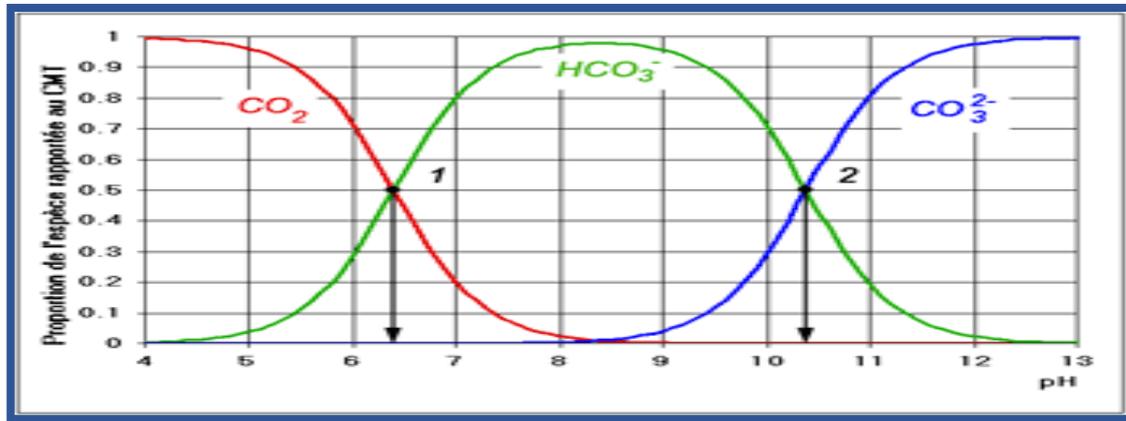


Figure (13) : L'équilibres carboniques dans l'eau en fonction du pH à  $20^\circ\text{C}$ .

Pour  $\text{pH} < 6,4$  l'espèce prédominante est le dioxyde de carbone : c'est le cas des eaux carbonatée.

Pour  $\text{pH} = 6,4$  ( $\text{pH} = \text{pK}_1$ ) on a égalité des concentrations en dioxyde de carbone et en ions bicarbonates ; de même pour  $\text{pH} = 10,4$  ( $\text{pH} = \text{pK}_2$ ) on a égalité des concentrations en ions bicarbonates et en ions carbonates, les points notés 1 et 2 correspondent à ces égalités de concentration. Au-dessus de  $\text{pH} = 12,4$  l'espèce prédominante est l'ion carbonate.

En dessous de  $\text{pH} = 8,3$  l'espèce carbonate se trouve en quantité négligeable. On peut aussi tracer cette répartition sur un diagramme logarithmique (en prenant un CMT égal à 1) :

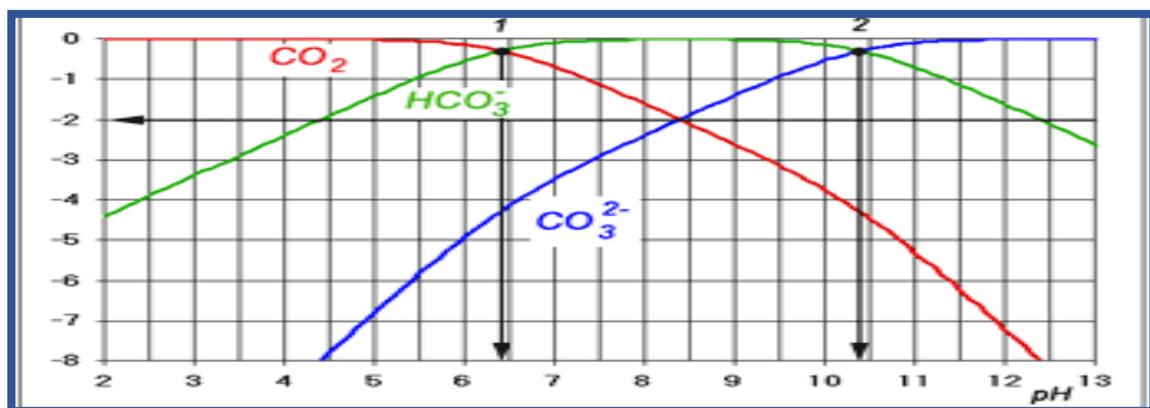


Figure (14) : diagramme logarithmique avec  $\text{CO}_2$  total égale à 1. [7]

Les points notés 1 et 2 correspondent à l'égalité des concentrations de deux espèces : soit pour  $\text{pH} = \text{pK}_1$  et  $\text{pH} = \text{pK}_2$  (ordonnée de  $-0,3 = -\log 2$ ). Les courbes sont quasiment constituées de segments de droite de pente 0, 1 ou 2 en fonction du domaine de pH.

### II.3.2. Le titrage de $\text{CO}_2$ .

Les types de procédures expérimentales pour les études d'équilibres de phases de systèmes gaz-eau-(sel) sont très nombreux. Il apparaît que les mesures effectuées le plus souvent utilisent une méthode analytique sous une forme ou une autre. Ainsi, dans les cas impliquant des gaz purs, les phases vapeur sont habituellement mesurées volumétriquement, dans les cas de mélanges de gaz, l'analyse est généralement réalisée grâce à un chromatographe en phase gazeuse. Pour leur part, les échantillons de la phase liquide sont le plus souvent analysés soit par volumétrie, soit par pesage. Cependant, dans des cas spéciaux, les mesures peuvent impliquer une analyse chimique (titration) de la phase condensée. A titre d'exemple, la Figure 15 représente un schéma d'appareil de mesures de solubilités de  $\text{CO}_2$  en phase aqueuse.

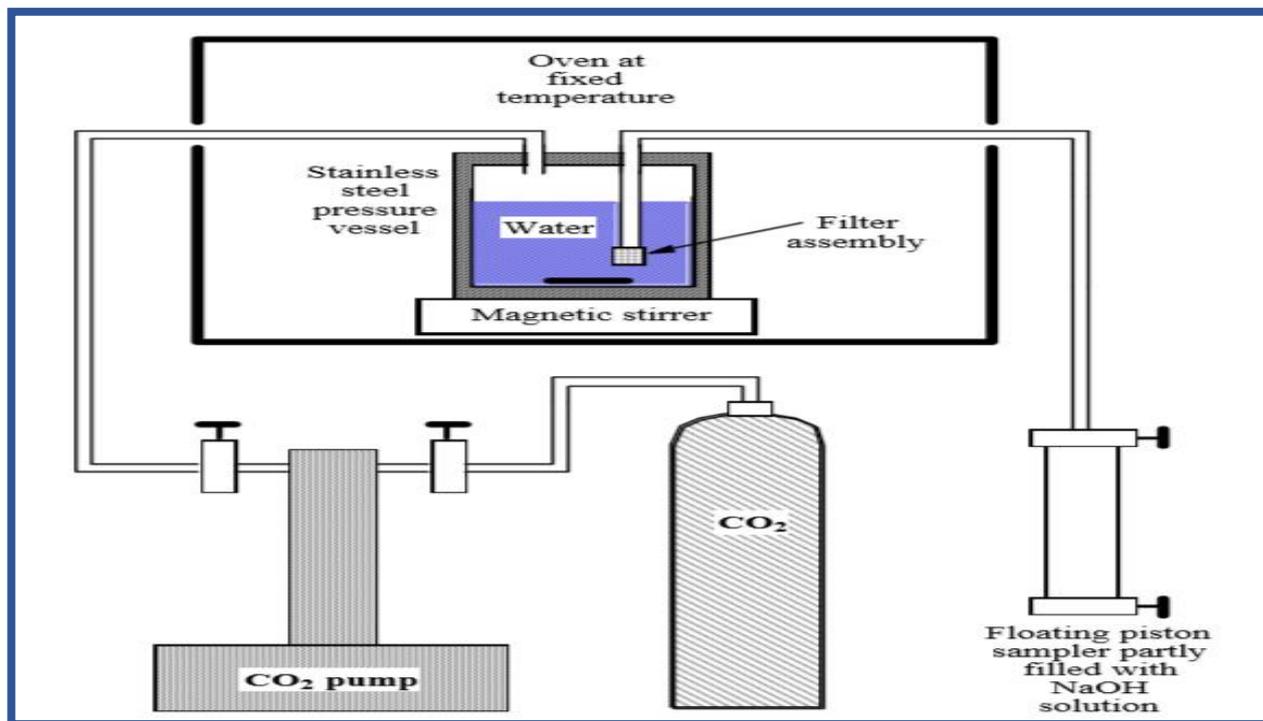


Figure (15) : Représentation schématique du dispositif expérimental utilisé pour déterminer la solubilité du  $\text{CO}_2$  dans une solution aqueuse. [7]

### III.1. Écoulements diphasiques en milieux poreux.

Les premiers travaux concernant la description rationnelle des écoulements diphasiques en milieux poreux ont été publiés par Darcy en 1856, dont la loi empirique lie le débit d'un fluide newtonien à la perte de charge. [3]

Les écoulements ayant généralement lieu à faible vitesse, les forces d'inertie sont pratiquement toujours négligeables lorsque nous ne sommes pas à proximité des puits.

#### III.1.2. Écoulements locaux à l'échelle du pore :

Permettant de rendre compte des écoulements microscopiques qui peuvent être décrits par l'équation de Navier-Stokes. [14]

$$-\nabla P_\beta + \rho_\beta \cdot g + \mu_B \nabla^2 v_\beta = \rho_\beta [(\partial v_\beta / \partial t) + v_B \nabla v_\beta] \quad [14]$$

L'échelle locale caractérisée par une dimension de l'ordre du mm au cm, à cette échelle, le milieu poreux est considéré comme un milieu continu et homogène.

En particulier, il faut regarder les effets du mouillage et de la capillarité entre les deux fluides.

Ces deux propriétés sont essentielles pour décrire les écoulements à travers des pores microscopiques à très basse vitesse.

Dans cette partie, sont présentés des résultats très généraux sur le mouillage, Puis la notion de nombre capillaire et les différents types de mouillage et leur caractérisation. [14]

Les principales forces intervenant sur une particule fluide dans un milieu poreux sont :

- ❖ Les forces de pression.
- ❖ Les forces de frottements.
- ❖ Les forces de pesanteur.
- ❖ Les forces d'inertie.
- ❖ Les forces superficielles.

On définit le nombre de Reynolds comme le rapport entre les forces d'inertie et les forces visqueuses. Il s'écrit sous la forme :

$$Re = \rho_\beta \cdot v_\beta \cdot D / \mu_\beta \quad [14]$$

Où  $\rho_\beta$  est la masse volumique du fluide  $\beta$ ,  $v_\beta$  sa vitesse moyenne,  $\mu_\beta$  sa viscosité dynamique et  $D$  une dimension caractéristique de l'écoulement.

Dans le cas des écoulements en milieux poreux, la dimension caractéristique peut être soit le diamètre de grain, soit le diamètre de pore.

## III.1.3. La tension de surface.

Au sein de chacun des liquides, les molécules s'attirent entre elles, ces forces attractives sont responsables de la cohésion des liquides. A l'interface des deux fluides, les interactions sont modifiées, chaque liquide perdant des interactions attractives à cause de l'interface entre les deux fluides, chaque liquide va alors ajuster sa forme pour minimiser sa surface exposée à l'interface.

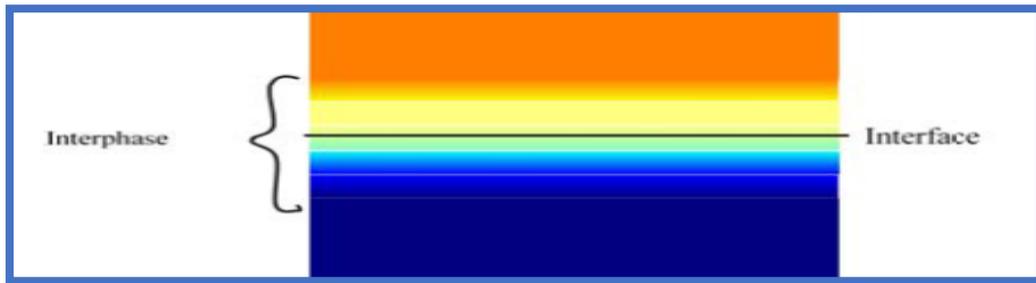


Figure (16) : Vision schématique de l'interface. [14]

Exposée à une surface, une molécule est donc dans un état d'énergie défavorable. La tension de surface mesure directement cet accroissement d'énergie par unité de surface. [14]

Considérons une goutte d'eau, en équilibre avec sa vapeur, les forces gravitationnelles sont négligées, la goutte adopte une forme sphérique pour minimiser son énergie de surface.

La courbure de la surface traduit une différence de pression entre la phase liquide et la phase gaz, La pression à l'intérieur de la goutte du côté concave est supposée être supérieure à la pression du côté convexe.

L'énergie libre de surface de la goutte est donnée par  $4\pi R^2\gamma$  où R désigne le rayon de la goutte.

Augmentons de  $dR$  le rayon de cette goutte. L'incrément d'énergie de surface correspondant est donné par  $8\pi R\gamma \cdot dR$ , cette énergie doit être compensée par les forces de pression entre l'eau et la vapeur.

On note  $\Delta p > 0$  la différence de pression entre l'eau et la vapeur, le travail nécessaire pour augmenter la taille de la goutte de  $dR$  est donné par :

$$\Delta p \cdot 4\pi R^2 dR = 8\pi R\gamma dR. \quad [14]$$

Par conséquent, la pression entre la surface de la goutte et sa vapeur devient :

$$\Delta p = 2\gamma / R \quad [14]$$

Cette équation est appelée équation de Young - Laplace, elle a été établie en 1805.

Dans le cas général, elle s'écrit :

$$\Delta p = \gamma \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad [14]$$

Où  $R_1$  et  $R_2$  désignent les principaux rayons de courbure de l'interface, le cas précédent est simplement un cas particulier, puisque dans le cas d'une sphère ;  $R = R_1 = R_2$ .

Cette différence de pression entre deux phases est appelée pression capillaire ou pression de Laplace. [1]

### III.1.4. Le mouillage.

Le mouillage d'un liquide sur une surface est caractérisé par l'angle de contact formé entre une goutte de ce liquide et une surface horizontale, on note cet angle  $\theta$ .

Cet angle dépend des tensions de surface impliquées dans l'équilibre de la goutte. [1]

Pour un écoulement diphasique en milieu poreux, cette surface est d'autant plus mouillable à l'un de ces fluides que l'angle de contact est proche de zéro.

On note  $r$  le rayon d'un pore,  $\theta$  l'angle entre l'interface et la surface du pore, la pression capillaire de ce pore est expliquée dans la figure suivante :

$$p_c = (2 \gamma / r) \cos(\theta) \quad [14]$$

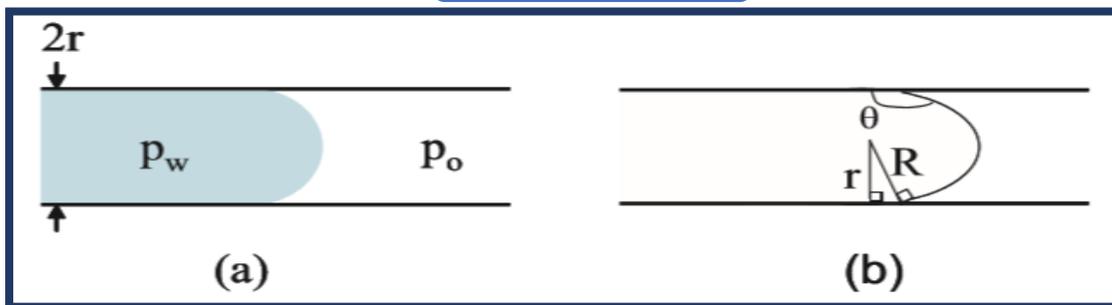


Figure (17) : La présentation de la pression capillaire. [1]

- (a) Écoulement diphasique dans un tube cylindrique de rayon  $r$ , le fluide non mouillant est foncé, La différence de pression à l'interface des deux fluides est donnée par la pression capillaire  $p_c = p_w - p_o$ .
- (b) Représentation géométrique d'une surface incurvée avec un angle de mouillage  $\theta$  dans un tube de rayon  $r$ .

Le fluide le plus mouillant tend à occuper les pores les plus petites, tandis que le fluide le moins mouillants tend à occuper les pores les plus grand à cause des propriétés capillaires.

La mouillabilité contrôle la distribution des phases en milieu poreux qui a un rôle sur l'écoulement des fluides dans le réservoir.

$$P_{c(labo)} = [(2 \cdot \gamma \cdot \cos\theta)_{(labo)} / r] = P_{c(gisement)} = [(2 \cdot \gamma \cdot \cos\theta)_{(gisement)} / r] \quad [14]$$

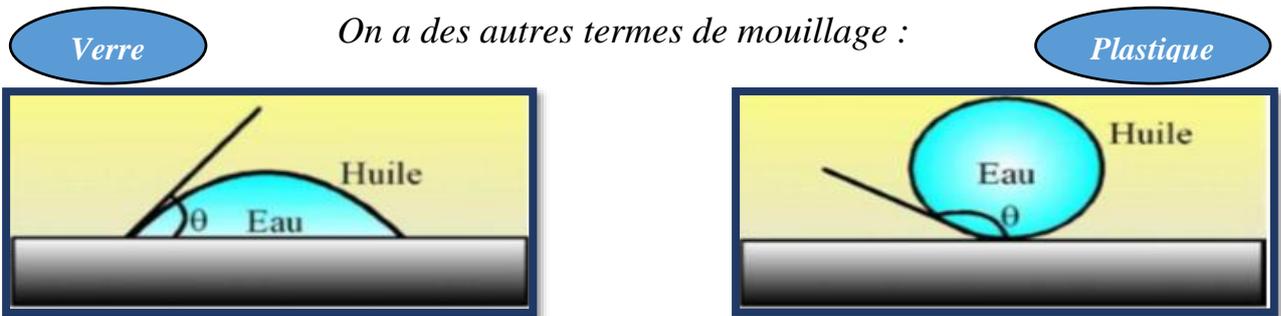
$P_c / (\gamma \cdot \cos\theta)$  : est une variable en fonction de saturation.

On définit un coefficient d'étalement S dont le signe permet de déterminer si le mouillage est total ( $S > 0$ ) ou partiel ( $S < 0$ ).

$$S = \gamma\sigma\beta_1 - (\gamma\sigma\beta_2 + \gamma\beta_1\beta_2) \quad [14]$$

La distribution des fluides dans les pores joue un rôle important dans les déplacements polyphasiques.

Les réservoirs pétroliers sont généralement de mouillabilité intermédiaire. [15]



Mouillable à l'eau ;  $(\theta) < 90^\circ$

(Water-wet): (Hydrophile).

Non Mouillable à l'eau ;  $(\theta) > 90^\circ$

(oil- wet) : (hydrophobe)

Figure (18) : Mouillage d'un solide par deux liquides non miscibles. [14]

$$P_A = P_{A'} - \rho_{air} \cdot g \cdot h$$

$$P_B = P_{B'} - \rho_{eau} \cdot g \cdot h$$

$$P_A - P_B = 2 \cdot \gamma \cdot \cos\theta / r$$

$$P_A - P_B = P_{A'} - P_{B'} + (\rho_{eau} - \rho_{air}) \cdot g \cdot h$$

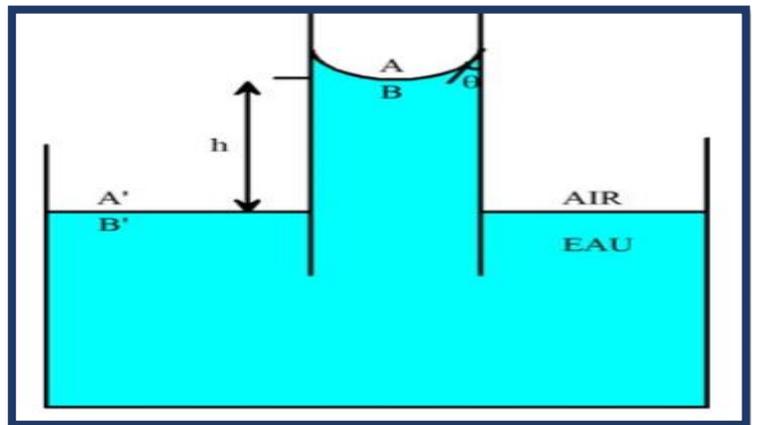


Figure (19) : Loi de Jurin appliquée au cas eau/air. [14]

## III.1.5. Nombre capillaire et le rapport de viscosité.

Considérons un écoulement diphasique (par exemple eau-huile) au cours duquel le fluide non mouillant est déplacé par le fluide mouillant. Les forces en présence sont :

- \* Les forces capillaires liées à l'interface entre deux fluides,
- \* Les forces visqueuses liées au fluide déplaçant et celles liées au fluide déplacé.

On peut définir un nombre adimensionnel, le nombre capillaire ( $N_{ca}$ ), qui est le rapport des forces visqueuses ( $f_v$ ) aux forces capillaires ( $f_c$ ).

$$N_{ca} = f_v / f_c = v\mu / \sigma \cdot \cos \theta \quad [14]$$

$v$  : vitesse,  $\sigma$ :interfacial entre l'huile et l'eau,  $\theta$ : L'angle de contact.

Lorsque  $N_{ca} < 1$ , les effets capillaires dominent les effets visqueux, alors Le nombre capillaire donne une aidé sur les forces qui régissent l'écoulement.

On peut aussi définir un rapport de viscosité :

$$R\mu = \mu_1 / \mu_2 \quad [14]$$

Avec  $\mu_1$  la viscosité du fluide déplaçant et  $\mu_2$  la viscosité du fluide déplacé.

La différence entre les viscosités des fluides déplaçant et déplacé conduit à des phénomènes d'instabilités tels que les digitations visqueuses, celles-ci se manifestent lorsque la viscosité du fluide déplaçant est inférieure à la viscosité du fluide déplacé.

Dans ce cas, l'écoulement est plus facile dans les zones où le fluide déplacé a été remplacé par le fluide déplaçant ; ainsi, une petite irrégularité dans le front aura tendance à être amplifiée.

Cette irrégularité est en général due à une inhomogénéité locale de la roche. Lorsque la viscosité du fluide déplacé est supérieure à la viscosité du fluide déplaçant les digitations naissantes se résorbent. [14]

Pour les éviter il « suffit » donc de diminuer le rapport de viscosité, soit en rendant le fluide déplacé moins visqueux, soit en rendant le fluide déplaçant plus visqueux.

Conclusions sur le diagramme de phase qu'a été proposé par Lenormand qui est en fonction de  $N_{ca}$  et  $R\mu$  :

- Lorsque le nombre capillaire est élevé avec un rapport de viscosité inférieur à 1, on observe la formation de digitations visqueuses.
- Dans le cas d'un nombre capillaire élevé et d'un rapport de viscosité supérieur à 1, un front stable se propage dans le milieu poreux.
- Lorsque le nombre capillaire est faible, on a selon les valeurs, un domaine capillaire continu ou un domaine capillaire discontinu.

Les différentes forces mises en jeu à l'échelle du pore jouent un rôle dans l'efficacité de la production de pétrole, via le nombre capillaire. Ainsi, selon les roches, il advient que plus le nombre capillaire est élevé, plus la saturation résiduelle en huile diminue, donc plus la production augmente. [14]

### ***III.2. Drainage en milieux poreux :***

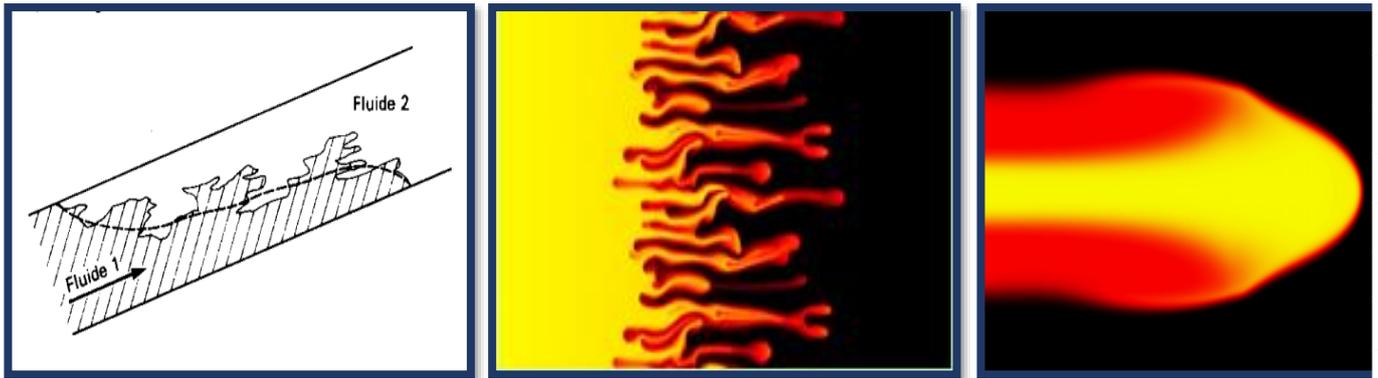
Le drainage en milieu poreux est un mécanisme où un fluide non mouillant vient déplacer un fluide mouillant, ces déplacements entraînent la formation de structures plus ou moins ouvertes.

Trois types de comportements peuvent être observés : digitations visqueuses (type Saffman Taylor), digitations capillaires (modèle de l'invasion percolation) (capillary fingering) ou front stable, ces comportements se rencontrent aussi dans le cas de l'imbibition. [1]

#### ***III.2.1. Les digitations :***

Les digitations, qui se forment au départ à petite échelle, sont rendues possibles par l'hétérogénéité de la roche (variation de la perméabilité) et se développent à l'échelle métrique ou décimétrique dans le cas où le rapport de mobilité  $M > 1$ , par contre dans le cas où  $M < 1$ , ces digitations naissant se résorbent. [7]

Ces digitations sont d'autant plus développées que  $M$  est plus grand et que les hétérogénéités de réservoirs sont plus marquées



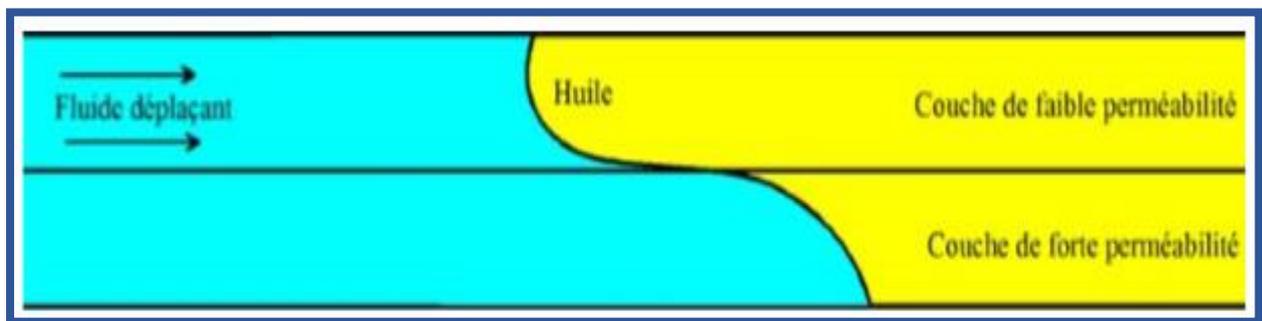
Digitation (*visqueuse « homogène »*), et (par écoulement d'un *fluide miscible*).

**Figure (20) : Description des types des digitations. [16]**

Lors de l'injection d'un fluide déplaçant on décrit la capacité de d'huile à se déplacer dans un réservoir, ou milieu poreux, par le paramètre de rapport de mobilité qui est défini par la relation.

$$M = \lambda_d / \lambda_h = k_d \mu_h / \mu_d k_h \quad [14]$$

$\mu_d$  et  $\mu_h$  sont les viscosités du fluide déplaçant et de l'huile,  $k_d$  et  $k_h$  les perméabilités relatives de ces fluides. Les rapports  $\lambda_d = k_d / \mu_d$  et  $\lambda_h = k_h / \mu_h$  sont les mobilités du fluide déplaçant et de l'huile.



**Figure (21) : Déplacement d'huile à travers un réservoir à deux couches. [14]**

La proportion de la zone non balayée dépend fortement de ce rapport de mobilité  $M$ , en particulier, lorsqu'il est supérieur à 1, on assiste à un phénomène de digitations visqueuses qui induisent une percée précoce du fluide déplaçant au niveau du puits producteur. Les hétérogénéités du réservoir peuvent aussi avoir une incidence sur la vitesse de déplacement des deux fluides et en l'occurrence favoriser la vitesse du fluide déplaçant, induisant ainsi des zones non balayées et amplifié la digitation. [14]

Le rapport de mobilité est un paramètre utilisé dans l'industrie pétrolière pour évaluer la capacité de la solution d'injection à pousser l'huile en place dans le réservoir : plus ce rapport est élevé, plus la situation est favorable.

### III.2.2. La Perméabilité relative.

Considérons un écoulement diphasique et unidirectionnel dans un milieu homogène et isotrope, d'une manière générale, on définit la perméabilité relative  $k_{ri}(S_i)$  du milieu poreux à la phase  $i$ , pour une saturation  $S_i$ , à l'aide de la perméabilité effective  $k_i$  du milieu à cette même phase et d'une perméabilité de référence  $k$ , de la manière suivante :

$$k_{ri}(S_i) = k_i(S_i) / k \quad [14]$$

Pour un couple eau-huile, où l'eau est le fluide mouillant, l'allure des courbes de perméabilités relatives est donnée par la figure suivante, ces courbes peuvent être obtenues expérimentalement par des méthodes stationnaires ou instationnaires.

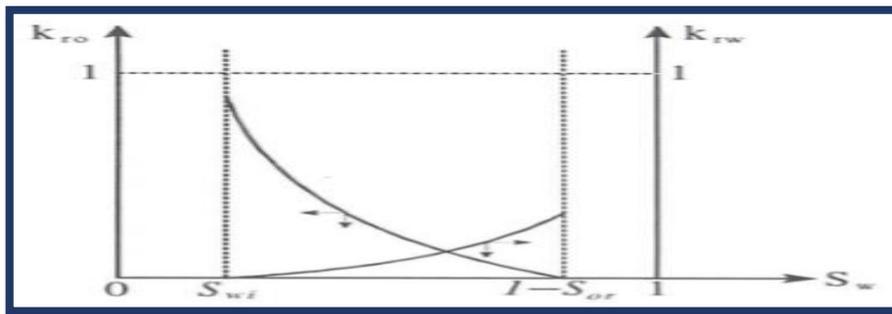


Figure (22) : Perméabilités relatives. [14]

Dans le cas d'un milieu mouillable à l'eau, on note que la perméabilité relative à l'eau  $k_{rw}$  au  $S_{or}$  est nettement inférieure à la perméabilité à l'huile  $k_{ro}$  au  $S_{wi}$ .

$$k_{ro}(S_{wi}) \gg k_{rw}(S_{or}) \quad [14]$$

La mouillabilité d'un milieu a effectivement un effet sur les perméabilités relatives eau/huile du milieu, si un milieu poreux est mouillable à l'eau, alors l'eau s'écoule à travers un réseau de pores de petites tailles, donc de faible perméabilité, tandis que l'huile, ne pouvant pas accéder aux petits pores, circule au centre des gros pores constituant un réseau de forte perméabilité, c'est pourquoi pour un tel milieu, la perméabilité relative à l'huile à la

saturation irréductible à l'eau est toujours supérieure à la perméabilité relative à l'eau à la saturation résiduelle en huile.

Dans un milieu poreux mouillable à l'eau, l'huile s'écoulant plus facilement du fait de la présence d'un film d'eau à la paroi, on parle d'effet de lubrification de la phase huile. La perméabilité relative à l'huile à la saturation irréductible en eau  $k_{ro}(S_{wi})$  peut ainsi être supérieure à la perméabilité absolue du milieu à l'eau. [14]

### III.2.3. Relation entre la pression capillaire et saturation.

Les forces capillaires se décrivent de façon relativement satisfaisante à l'échelle du pore. Définir la capillarité à plus grande échelle nécessite d'avoir recours à des mesures expérimentales portant sur des échantillons de milieu poreux.

L'équation de Laplace présentée à l'équation qui exprime que la pression capillaire entre les fluides dépend de la courbure  $\xi$  de l'interface. [14]

$$P_c = P_1 - P_2 = \gamma \cdot \xi \quad [14]$$

Soit un milieu perméable (p) contienne des gros pores et le deuxième est moins perméable (l) avec des petits pores, pour une même saturation  $S_1$  nous aurons une pression capillaire  $P_{cl} > P_{cp}$ .

Le fluide 1 mouillant injecté, l'eau par exemple, occupe plus rapidement les gros pores (perméabilité plus grand) donc  $S_{wp} > S_{wl}$  a un instant donné. [5]

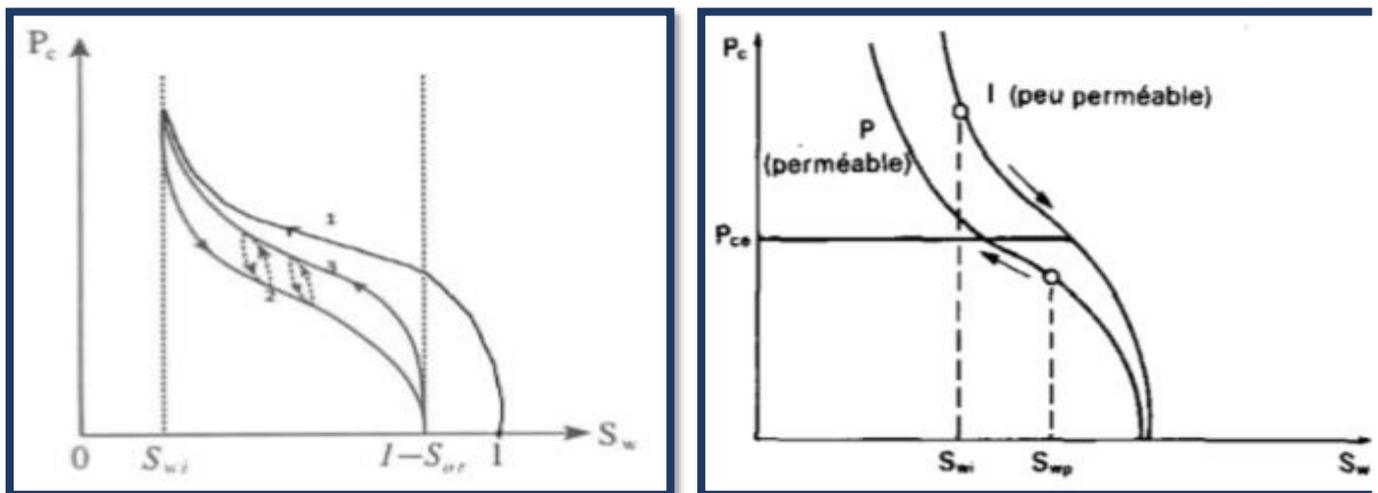


Figure (23) : Pression capillaire en fonction de saturation. [14.5]

La courbe 1 : représente le processus de drainage initial d'un échantillon entièrement saturé en eau.

La courbe 2 : associée au processus d'imbibition. L'augmentation de la saturation en eau s'accompagne d'une diminution de la pression capillaire, qui tend vers 0 pour la saturation résiduelle en huile Sor.

La courbe 3 : représente le processus de second drainage d'un échantillon saturé en eau, en présence d'huile résiduelle. [5]

#### **III.2.4. Emulsion.**

Une émulsion est constituée de gouttelettes d'un liquide dispersé au sein d'un autre liquide non miscible au premier. Pour que la dispersion soit une émulsion, il faut qu'elle soit stable : les deux liquides ne doivent pas se séparer rapidement.

Il existe des émulsions :

- 1) **Huile/eau**, caractérisées par des gouttes d'huile dispersées dans l'eau (le lait, la crème fraîche, la mayonnaise).
- 2) **Eau/huile**, émulsions inverses.
- 3) **Liquide/gaz**, comme la Chantilly ou la glace italienne.

#### **III.2.5. Le mécanisme de piégeage de l'huile**

En général, lors de l'exploitation d'un réservoir, l'huile initialement en place est déplacée vers le puits de production par un autre fluide. Les causes de récupération non-totale peuvent être analysées à différentes échelles : l'échelle du pore, l'échelle d'un tube d'écoulement et l'échelle du réservoir. Nous ne nous intéresserons ici qu'à l'échelle du pore. Il existe des modèles de piégeage tels que le modèle du doublet de pore ou le Snap-off qui présente le modèle du doublet de pore.

Ce modèle permet d'illustrer une hétérogénéité locale qui consiste en une différence de rayon entre deux chemins d'écoulement possibles. [14]

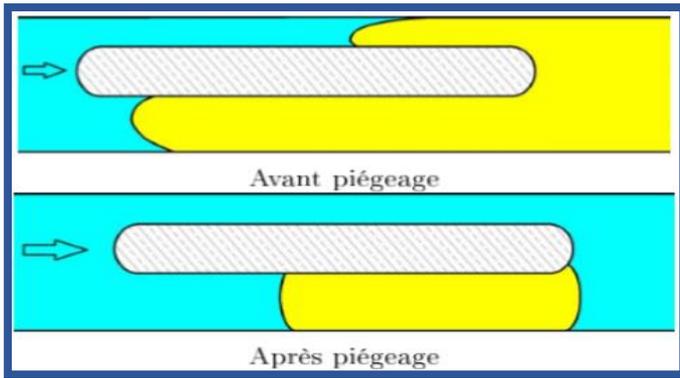


Figure (24) : Modèle de doublet de pores.

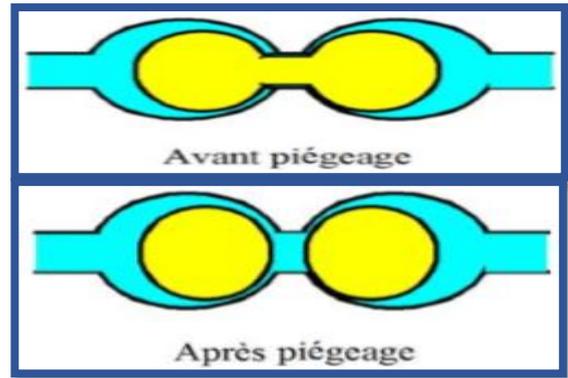


Figure (25) : Modèle de Snap-off.

Il y a aussi le modèle d'étranglement en amont comme en aval qu'est l'un des mécanismes de piégeage conduisant directement aux notions de saturations résiduelles et irréductible.

Le modèle de doublet de pores est développé par More et Slobed. Il fait l'hypothèse que dans chaque pore, il y a dans leur modèle un écoulement de type poiseuille et que la présence de l'interface ne perturbe pas l'écoulement. Ces hypothèses sont vérifiées si les pores sont bien plus longs que larges et que le déplacement se fait lentement.

Ils font aussi l'hypothèse que lorsque l'interface arrive à la fin du doublet, la phase restante dans l'un ou l'autre des pores reste piégée. dans le cas où les forces capillaires sont négligeables, la vitesse d'avancée du front est supérieure dans le gros pore et le piégeage de l'huile a lieu dans le pore fin. par contre, dans le cas où les forces capillaires sont dominants sur les forces visqueuses, la vitesse d'avancée est plus grande dans le pore fin et les piégeages dans la phase non mouillante a lieu dans le pore le plus large.

Le modèle de Snap-off permet d'illustrer des différences de sections transversales le long de l'écoulement si la force appliquée est insuffisante pour forcer le passage de l'huile, celle-ci se divise en gouttes qui restent piégées à l'intérieur des pores tandis que l'eau les contourne.

L'augmentation considérable du nombre capillaire permet de diminuer la saturation résiduelle en huile comme le montre la courbe de désaturation. On peut voir que la saturation résiduelle en huile qui commence à descendre que lorsque le nombre capillaire est de l'ordre de  $10^{-5}$  et qu'elle tend vers zéro lorsque le nombre capillaire est de l'ordre de  $10^{-2}$ . Or nous avons déterminé plus haut que le nombre capillaire moyen d'une imbibition est de  $10^{-7}$ . Ce qui signifie

qu'il faut réussir à le baisser de deux ordres de grandeurs au moins avant d'avoir un effet sur la saturation. [14]

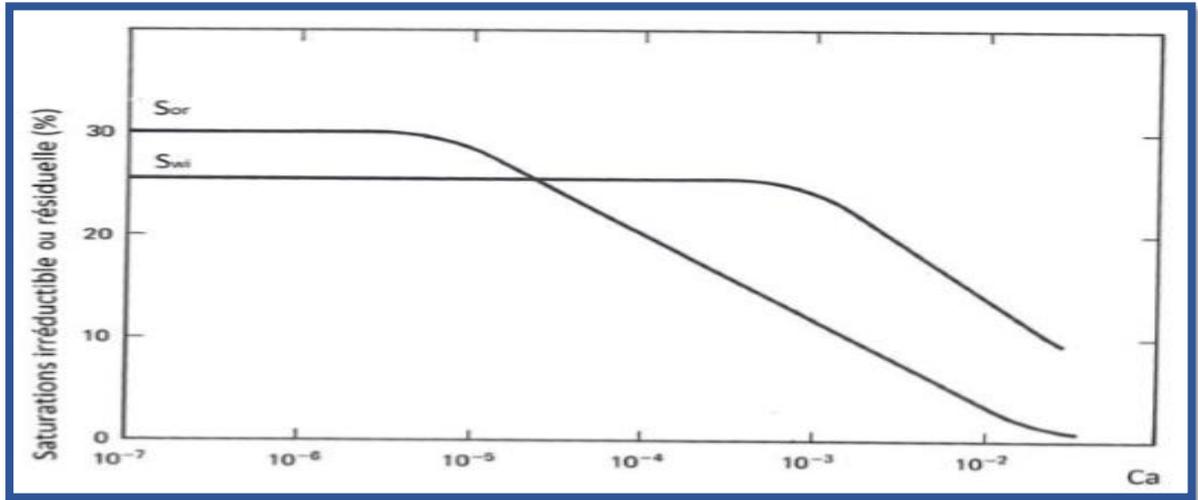


Figure (26) : Courbe de désaturation. [14]

**IV.1. Les influences d'eau carbonatée.**

L'eau carbonatée a des effets sur plusieurs paramètres de réservoir à cause de la miscibilité de CO<sub>2</sub> dans l'eau et l'huile. Ces effets favorisent le déplacement des huiles piégées. Parmi ces paramètres on distingue :

**IV.1.1. La tension interfaciale.**

L'injection d'eau carbonatée permet de diminuer les tensions interfaciales eau / huile et conduit à la réduction d'émulsions et disparition des agrégats de petites tailles. [17]

**IV.1.2. Le nombre capillaire.**

L'eau carbonatée a un effet important sur l'augmentation de nombre capillaire par la réduction des forces capillaires. Elle favorise l'écoulement de l'huile et libère une quantité importante de pétrole piégés dans les pores. [17]

$$N_{ca} = \text{forces visqueux} / \text{les forces capillaires} = v \cdot \mu / \sigma \cdot \cos\theta \quad [17]$$

**IV.1.3. Le taux de récupération.**

L'eau carbonatée améliore le déplacement du brut piégé dans les pores et la mobilisation d'huile résiduelle. On aura donc une augmentation dans le taux de récupération. [18]

**IV.1.4. La viscosité :**

La dissolution du CO<sub>2</sub> dans l'eau et l'huile entraîne une réduction sensible de la viscosité. La viscosité de l'huile diminue de 2 à 10 fois alors que son volume augmente de 20% à 50%. [19]

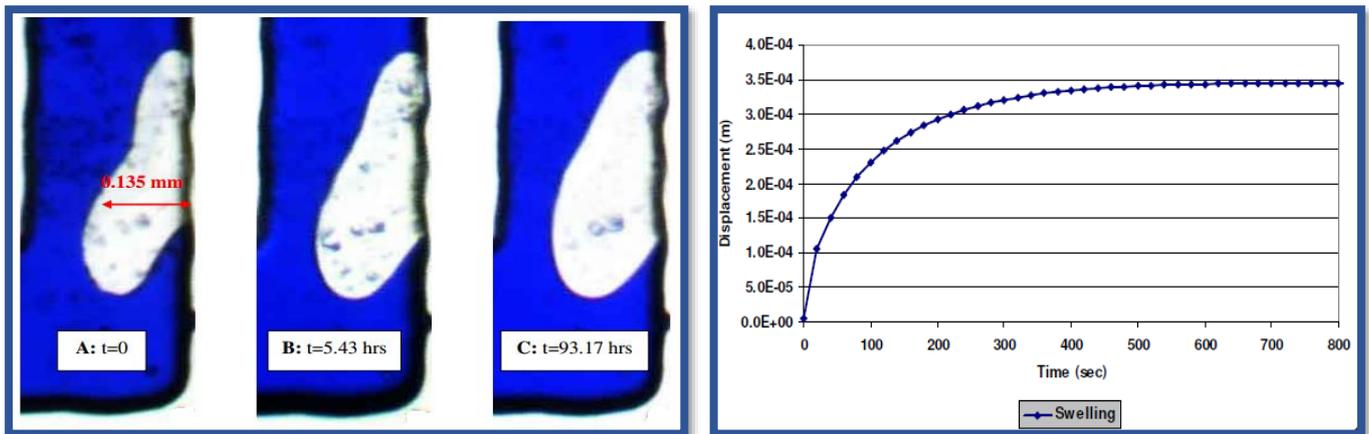


Figure (27) : image de gonflement de molécule d'huile avec le drainage par l'eau carbonatée avec la courbe de déplacement et gonflement en fonction de temps. [19]

### IV.1.5. L'altération de la mouillabilité.

Le phénomène d'altération de la mouillabilité est observé durant :

- Le forage : le fluide de forage à base d'huile crée une altération de la mouillabilité.
- La complétion : avec sa filtration dans les pores par le phénomène de pistonage.
- L'exploitation : le changement des paramètres des gisements (pression  $P_g < P_b$ , température) sont les causes principales de la précipitation de la fraction lourde de brut (les paraffines, les cires, les asphaltènes, les résines). Ils sont adsorbés sur les parois des pores et capillaires la modifie la mouillabilité de la roche de Water-Wet à Oil-Wet. [20]

L'injection d'eau carbonatée favorise la dissolution des dépôts organiques (précipitation de la fraction lourde de pétrole) donc la restauration de la mouillabilité des roches à water-Wet soit dans les roches gréseuses ou les roches carbonatées. [18]

#### *Les roches réservoirs gréseux :*

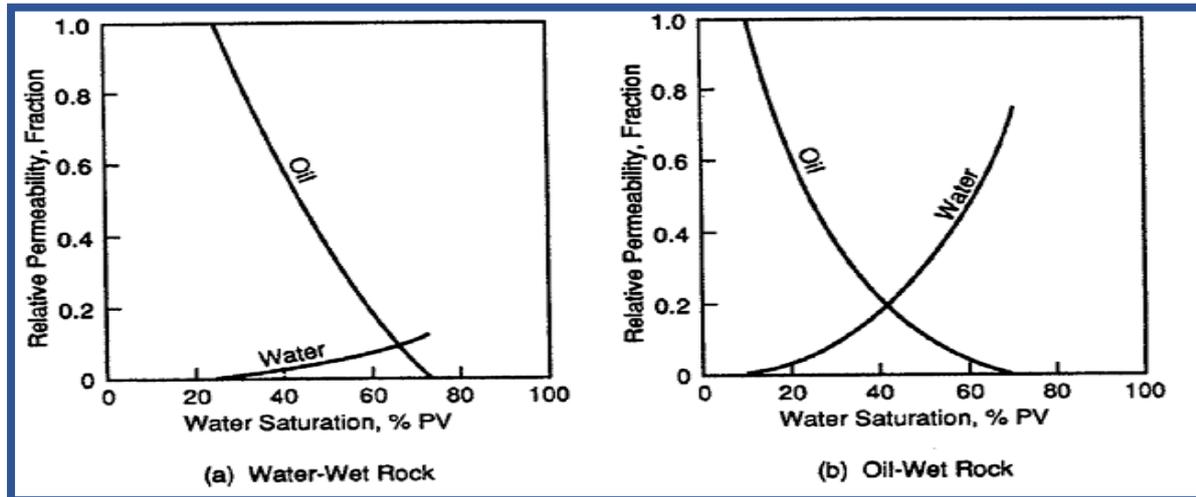
Sont généralement mouillable à l'eau avec un grand affinité de cation  $H^+$ , puisque la surface des roches gréseux est chargé négativement, et l'eau carbonatée qui contient les charges positive de  $H^+$  plus en plus que l'eau, donc est le plus favorable pour l'altération de mouillabilité. [21]

#### *Les roches carbonatées :*

Généralement 50% des réserves d'huile sont piégées. Ces roches sont mouillables à l'huile à cause de leurs surfaces chargées positivement et qui attirent les charges négatives des groupes carboxyliques  $COO^-$  renfermés dans les molécules des fractions pétrolières. Ces fractions forment une couche mouillable à l'huile sur la surface des roches. L'injection d'eau carbonatée provoque une inversion de la mouillabilité des roches carbonatées de Oil-Wet à Water-Wet par la réduction des charges négatives des groupes carboxyliques et la dissolution de cette couche hydrophobe. [18]

**IV.1.6. Les perméabilités relatives.**

Le drainage par l'injection d'eau carbonatée a un effet important sur le changement d'évolution des perméabilités relatives de l'eau et de l'huile qui sont des conséquences de l'altération de mouillabilité et l'amélioration du rapport de mobilité donc l'augmentation à l'imbibition de l'eau injectée dans le réservoir. [18]



**Figure (28) : L'influence de l'altération de la mouillabilité sur les perméabilités relatives. [22]**

**IV.1.7. L'augmentation de la perméabilité.**

L'eau carbonatée maintient un environnement acide généralement ( $\text{PH} < 6$ ) qui disloque et favorise la dissolution des dépôts, donc augmenter la perméabilité des formations. [23]

**IV.1.8. La pression et la durée de vie de réservoir.**

L'injection d'eau carbonatée maintient la pression de réservoir et décroît le déclin de la pression de gisement et favorise l'augmentation de la durée de vie de réservoir. [17]

**IV.1.9. Le mécanisme de drainage et le front.**

L'eau carbonatée donne une énergie additionnelle au réservoir par l'augmentation de gaz dissout dans l'huile. La dissolution de  $\text{CO}_2$  et augmente aussi l'efficacité du front par l'amélioration des rapports de mobilité et de viscosité. [23, 19]

**IV.1.10. Les blocages par émulsion.**

La miscibilité de  $\text{CO}_2$  dans l'eau et l'huile réduit la tension interfaciale entre elles et libère une grande quantité d'huile bloquée par l'émulsion. [17]

*Partie pratique*

### V.1. Caractéristiques des échantillons :

#### V.1.1 L'huile brute :

C'est un échantillon de réservoir du champ Haoud Berkaoui par le puits BKHE1 de :

- Viscosité : 0.25 CP.
- Densité : 0.82.

#### V.1.2 Le gasoil :

C'est un gasoil carburant commerciale de société Naphtal de :

- Viscosité : 0.30 CP.
- Densité : 0.85.

#### V.1.3 HCl (L'acide chlorhydrique) :

Est un produit commercial (Esprit de sel).

- Dosage d'acide chlorhydrique : 33%.
- Bichromate de potassium, eau.
- La marque de HCl : TDNR.

#### V.1.4 Le Calcaire :

Utilisation de craies scolaires (teneur en  $\text{CaCO}_3$  de 90% ou plus) :

- La marque des craies : Wilson.

#### V.1.5 L'eau :

Eau potable de la ville de Ouargla.

#### Les étapes d'obtention d'eau carbonatée.

L'eau carbonatée est préparée par barbotage de gaz  $\text{CO}_2$  produit de la réaction entre le  $\text{CaCO}_3$  et HCl.

## V.2. Caractéristiques des modèles capillaires :

### V.2.1. Caractéristiques de modèle capillaire Oil-Wet (PVC) :

#### V.2.3. Vue de dessus de modèle capillaire.

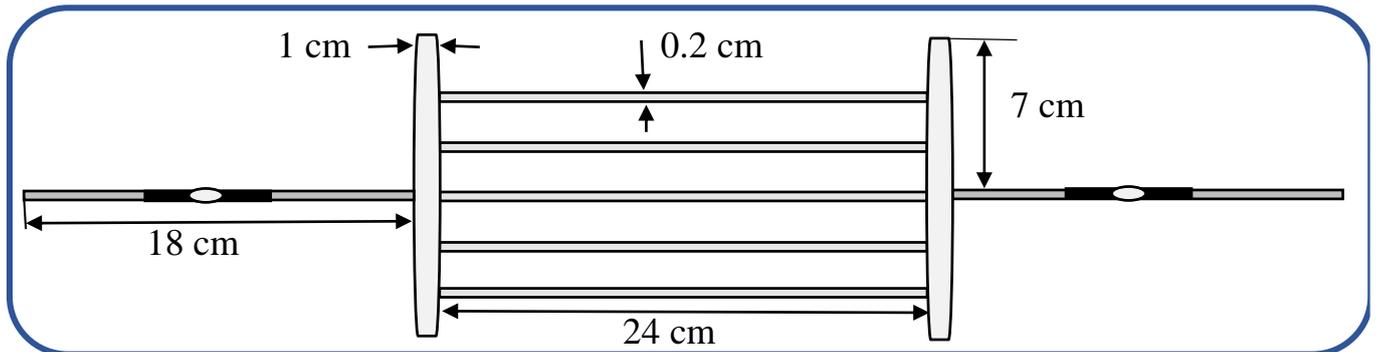


Figure (29) : Vue de dessus de modèle capillaire Oil-Wet.

Ce modèle est constitué de cinq tubes capillaires en matière plastique, PVC, (Oil-Wet), connectés par deux tubes latéraux en PVC.

Les tubes sont caractérisés par :

- Diamètre intérieur de 2 mm.
- Longueur de 24 cm.

Le volume total de modèle capillaire *Oil-Wet* est 29 ml.

## V.3. Caractéristiques de modèle capillaire Mixte-Wet (Verre) :

### V.3.1. Vue de dessus de modèle capillaire.

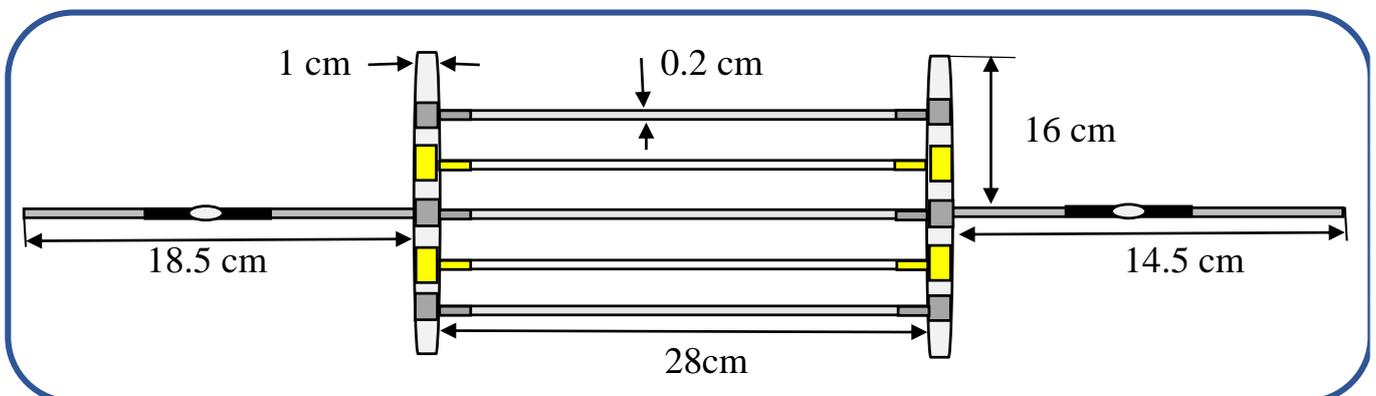


Figure (30) : Vue de dessus de modèle capillaire Mixte-Wet.

Ce modèle il constitue de cinq tubes capillaires de deux types. Deux tubes (2) Water-Wet et Trois (3) tubes Oil-Wet sont monté parallèlement.

- Les tubes Water-Wet :

Ils sont des tubes en verre, qui construire par SOMETVERRE – THENIA – BOUMERDESS de diamètre intérieur **2 mm** et de longueur **28 cm**.

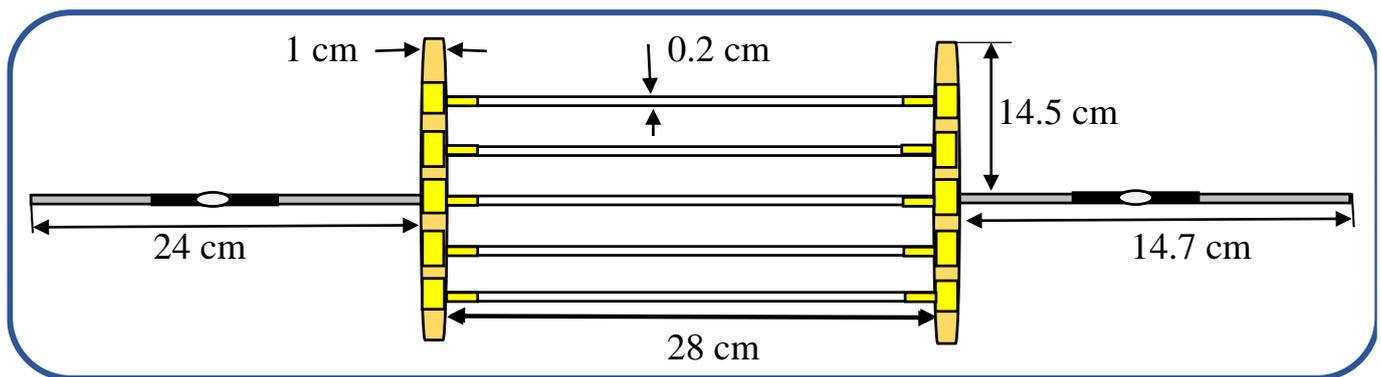
- Les tubes Oil – Wet :

Ils sont des tubes en PVC ont les mêmes caractéristiques du tube de verre (diamètre, longueur). Il se connecte entre eux par des T en PVC et en Cuivre.

Le volume total de modèle capillaire *Mixte-Wet* est **35.294 ml**.

### V.4. Caractéristiques de modèle capillaire Water-Wet (Verre) :

#### V.4.1. Vue de dessus de modèle capillaire.



*Figure (31) : Vue de dessus de modèle capillaire Water-Wet.*

Ce modèle il constitue de cinq tubes capillaires en verre (Water-Wet), connecté par des T en Cuivre.

Les tubes sont de :

- Diamètre intérieur de **2mm**.
- Longueur de **28 cm**.

Le volume total de modèle capillaire *Water-Wet* est **45.85 ml**.

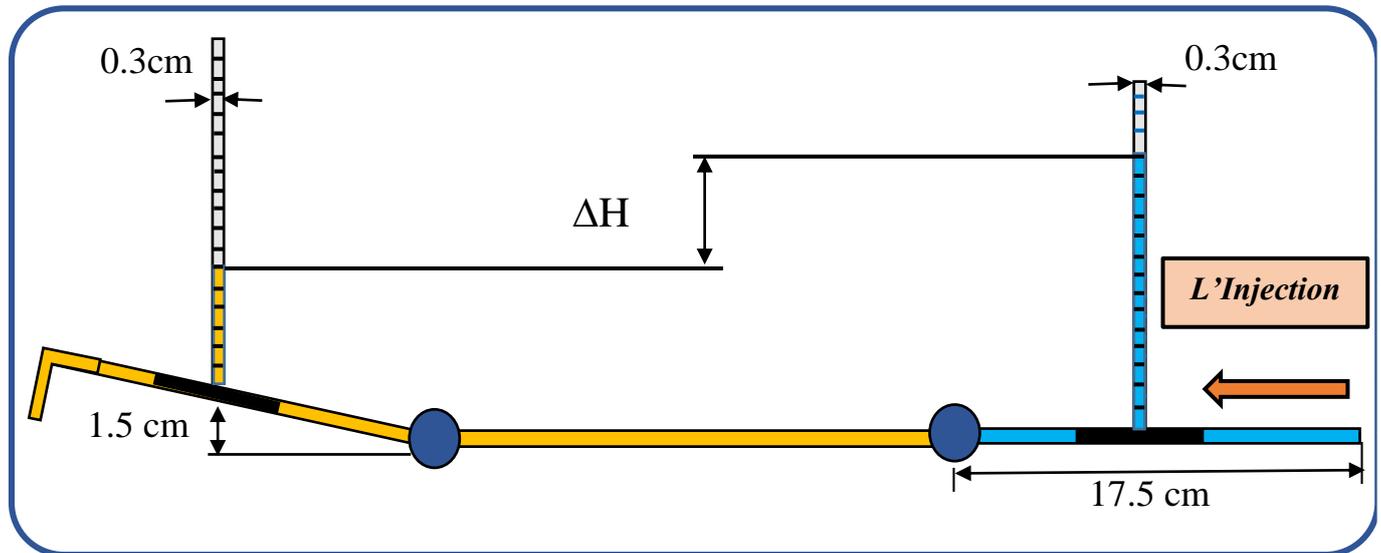
**V.4.2. Vue de profil des modèles capillaires.**

Figure (32) : Vue de profil des modèles capillaires.

**V.5. Plan de travail :****V.5.1. Mise en évidence des pressions capillaires selon la mouillabilité**

Deux types de tubes capillaires ont été placés aux interfaces huile / eau pour mettre en évidence les effets de la mouillabilité sur les pressions capillaires.

Un tube Oil-Wet (mouillable à l'huile) en matière PVC et l'autre Water-Wet (mouillable à l'eau) en verre de même diamètre intérieure 2 mm à température 25°C.

**V.5.2. Tests de drainage de gasoil et d'huile brute dans trois modèles capillaires :**

Oil-Wet (en PVC), Water-Wet (en verre) et Mixte-Wet (en PVC et en Verre).

Trois types d'injections ont été effectuées à 25 °C dans chaque modèle :

- Injection d'eau.
- Injection d'eau carbonatée.
- Injection d'eau carbonatée pour drainer des huiles saturées en CO<sub>2</sub>.

Après chaque injection les taux de récupération ont été déterminés.

**V.5.3. Etude de l'influence de la température sur le taux de récupération par injection d'eau carbonatée. (à 25, 35, 40 et 60 °C).****V.5.4. Extrapolation dans les conditions de gisement à l'aide du logiciel MBAL**

V.6. Mise en évidence des pressions capillaires selon la mouillabilité.

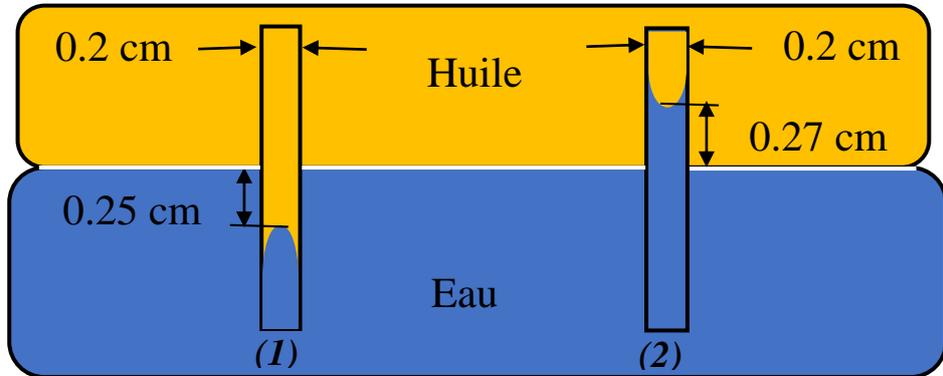


Figure (33) : L'effet de la mouillabilité sur la pression capillaire.

Les expériences sont réalisées avec deux tubes capillaires *Oil-Wet (PVC) (1)* et *Water-Wet (Verre) (2)*.



Figure (34) : Image d'une partie de modèle capillaire Mixte-Wet qui représente les types de mouillabilité.

$$P_A' - P_A = 2\gamma \cdot \cos\theta / R \quad , \quad P_B' - P_B = 2\gamma \cdot \cos\theta / r$$

On a :  $P_A' = P_B'$  donc,  $P_A - P_B = (2 \gamma) [(1/R) - (1/r)] \cos(\theta)$

Sort vert le puits

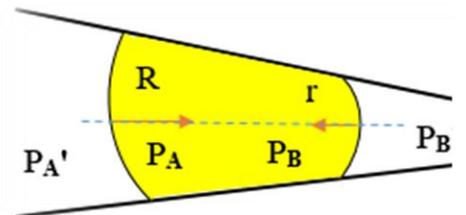


Figure (35) : La mobilisation de l'huile piégé.

## V.7. Tests de drainage de gasoil et d'huile brute dans trois modèles capillaires :

### V.7.1. Les essais de drainage de gasoil dans le modèle capillaire Oil-Wet.

Les essais sont réalisés sur un modèle capillaire, selon la procédure suivante :

- Le modèle est rempli par du gasoil.
- Un drainage est effectué par injection d'eau sous pression constante (1.015 bar) et température ambiante.
- Le drainage est interrompu lorsque la première goutte d'eau est recueillie à la sortie du modèle capillaire. Le volume d'huile récupéré est mesuré.
- Le modèle est à nouveau rempli par du gasoil.
- Le balayage avec la solution carbonatée est opéré et achevé lorsque la dernière goutte d'huile est récupérée.
- La même procédure est effectuée avec un modèle rempli de gasoil saturée avec CO<sub>2</sub> puis drainé par une solution carbonatée.

Enfin les données suivantes sont enregistrées :

- La pression indiquée par les manomètres graduée (hauteur).
- Le taux de récupération primaire (déplacement par l'eau) par mesure de volume récupéré.
- Le taux de récupération secondaire (déplacement par l'eau carbonatée).
- Le taux de récupération (déplacement de gasoil saturé en CO<sub>2</sub> par l'eau carbonatée).

On calcule le taux de récupération par la relation suivant :

$$\text{Taux de de récupération} = \text{volume sort} / \text{volume totale de modèle capillaire}$$

Les résultats sont représentés dans les tableaux suivants à 25°C :

Tableau 1 : Drainage de gasoil par l'eau à 25°C .

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 4.5$ $\Delta H = 10.5$	$8.75 * 10^{-3}$ + 1.0132	9.52	31.76
II	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 5.5$ $\Delta H = 9.5$	$7.91 * 10^{-3}$ + 1.01325	8.82	29.41
Moyen	$\Delta H = 10.5$	$8.75 * 10^{-3}$ + 1.01325	9.17	30.56

**Tableau 2 : Drainage de gasoil par l'eau carbonatée à 25°C.**

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 5.5$ $\Delta H = 9.5$	$7.91 * 10^{-3}$ + 1.0132	17.30	59.65
II	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 6$ $\Delta H = 9$	$7.50 * 10^{-3}$ + 1.01325	17.35	59.82
Moyen	$\Delta H = 9.25$	$7.70 * 10^{-3}$ + 1.01325	17.325	59.735

**Tableau 3 : Drainage de gasoil saturé en CO<sub>2</sub> par l'eau carbonatée.**

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 6.5$ $\Delta H = 8.5$	$7.08 * 10^{-3}$ + 1.01325	19.05	65.68
II	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 7$ $\Delta H = 8$	$6.66 * 10^{-3}$ + 1.01325	19.10	65.86
Moyen	$\Delta H = 8.25$	$6.87 * 10^{-3}$ + 1.01325	19.23	65.77

### V.7.2. Les essais de drainage d'huile brute dans le modèle capillaire Oil-Wet.

Les mêmes essais de drainage mais pour l'huile à 25°C.

**Tableau 4 : Drainage d'huile brute par l'eau à 25°C.**

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 6$ $\Delta H = 9$	$7.23 * 10^{-3}$ + 1.01325 (1 atm)	10.23	35.27
II	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 6$ $\Delta H = 9$	$7.23 * 10^{-3}$ + 1.01325	10.41	35.89
Moyen	$\Delta H = 9$	$7.23 * 10^{-3}$ + 1.01325	10.32	35.58



Figure (36) : Image de drainage d'huile brute par l'eau dans le modèle capillaire Oil-Wet.

Tableau 5 : Drainage d'huile brute par l'eau carbonatée à 25°C.

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 6.5$ $\Delta H = 8.50$	$6.66 * 10^{-3}$ + 1.01325	17.29	59.62
II	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 6.5$ $\Delta H = 8.50$	$6.66 * 10^{-3}$ + 1.01325	17.64	60.85
Moyen	$\Delta H = 8.50$	$6.66 * 10^{-3}$ + 1.01325	17.465	60.235

Tableau 6 : Drainage d'huile saturée en CO<sub>2</sub> par l'eau carbonatée à 25°C.

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 7.5$ $\Delta H = 7.50$	$6.20 * 10^{-3}$ + 1.01325	19.05	65.68
II	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 7.5$ $\Delta H = 7.50$	$6.02 * 10^{-3}$ + 1.01325	19.20	66.20
Moyen	$\Delta H = 7.5$	$6.02 * 10^{-3}$ + 1.01325	19.125	65.94

## V.7.3. Les essais de drainage de gasoil dans le modèle capillaire (Mixte-Wet).

Tableau 7 : Drainage de gasoil par l'eau à 25 °C.

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 3.5$ $\Delta H = 11.5$	$9.58 * 10^{-3}$ + 1.0132	15.32	43.40
II	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 3.2$ $\Delta H = 11.8$	$9.83 * 10^{-3}$ + 1.01325	15.30	43.35
Moyen	$\Delta H = 11.65$	$9.70 * 10^{-3}$ + 1.01325	15.31	43.38

Tableau 8 : Drainage de gasoil par l'eau carbonatée à 25 °C.

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 5$ $\Delta H = 10$	$8.33 * 10^{-3}$ + 1.0132	22.23	63
II	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 4.5$ $\Delta H = 10.5$	$8.75 * 10^{-3}$ + 1.01325	22.25	63.04
Moyen	$\Delta H = 10.25$	$8.50 * 10^{-3}$ + 1.01325	22.24	63.01

Tableau 9 : Drainage de gasoil saturé en CO<sub>2</sub> par l'eau carbonatée à 25 °C.

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 6$ $\Delta H = 9$	$7.50 * 10^{-3}$ + 1.0132	24.70	70
II	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 6.4$ $\Delta H = 8.6$	$7.16 * 10^{-3}$ + 1.01325	25.05	71
Moyen	$\Delta H = 8.8$	$7.33 * 10^{-3}$ + 1.01325	24.87	70.5

## V.7.4. Les essais de drainage d'huile brute dans le modèle capillaire Mixte-Wet.

Tableau 10 : Drainage d'huile brute par l'eau à 25 °C.

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 3$ $\Delta H = 12$	$9.64 * 10^{-3}$ + 1.0132	16.23	46
II	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 3$ $\Delta H = 12$	$9.64 * 10^{-3}$ + 1.01325	16.20	45.90
Moyen	$\Delta H = 12$	$9.64 * 10^{-3}$ + 1.01325	16.215	45.95



Figure (37) : Image de drainage d'huile brute par l'eau dans le modèle capillaire Water-Wet.

Tableau 11 : Drainage d'huile brute par l'eau carbonatée à 25 °C.

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 4$ $\Delta H = 11$	$8.84 * 10^{-3}$ + 1.0132	22.58	64.05
II	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 4.5$ $\Delta H = 10.5$	$8.44 * 10^{-3}$ + 1.01325	22.62	64.10
Moyen	$\Delta H = 10.75$	$8.95 * 10^{-3}$ + 1.01325	22.6	64.075

**Tableau 12 : Drainage d'huile brute saturée en CO<sub>2</sub> par l'eau carbonaté à 25 °C.**

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 6$ $\Delta H = 9$	$7.23 * 10^{-3}$ + 1.0132	25.41	72
II	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 5.6$ $\Delta H = 9.4$	$7.55 * 10^{-3}$ + 1.01325	25.43	72.05
Moyen	$\Delta H = 9.2$	$7.39 * 10^{-3}$ + 1.01325	25.42	72.025

### V.7.5. Les essais de drainage de gasoil dans le modèle capillaire Water-Wet.

**Tableau 13 : Drainage de gasoil par l'eau à 25 °C.**

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 3$ $\Delta H = 12$	$10 * 10^{-3}$ + 1.0132	22.95	50.01
II	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 3$ $\Delta H = 12$	$10 * 10^{-3}$ + 1.01325	22.96	50.03
Moyen	$\Delta H = 12$	$10 * 10^{-3}$ + 1.01325	22.955	50.02

**Tableau 14 : Drainage de gasoil par l'eau carbonatée à 25 °C.**

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 4$ $\Delta H = 11$	$8.33 * 10^{-3}$ + 1.0132	29.36	63.97
II	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 4$ $\Delta H = 11$	$8.33 * 10^{-3}$ + 1.01325	29.46	64.19
Moyen	$\Delta H = 11$	$8.33 * 10^{-3}$ + 1.01325	29.41	64.08

Tableau 15 : Drainage de gasoil saturé en CO<sub>2</sub> par l'eau à 25 °C.

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 5.5$ $\Delta H = 14$	$7.91 * 10^{-3}$ + 1.0132	33.50	73
II	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 5.5$ $\Delta H = 14$	$7.91 * 10^{-3}$ + 1.01325	33.51	73.02
Moyen	$\Delta H = 9.5$	$7.91 * 10^{-3}$ + 1.01325	33.505	73.01

### V.7.6. Les essais de drainage d'huile brut dans le modèle capillaire Water-Wet.

Tableau 16 : Drainage d'huile brute par l'eau à 25 °C.

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
I	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 3.5$ $\Delta H = 11.5$	$9.24 * 10^{-3}$ + 1.0132	22.945	50
II	$H_{\text{entre}} = 15$ $H_{\text{sort}} = 3.5$ $\Delta H = 11.5$	$9.24 * 10^{-3}$ + 1.01325	23.01	50.15
Moyen	$\Delta H = 11.5$	$9.24 * 10^{-3}$ + 1.01325	22.97	50.075



Figure (38) : Image de drainage d'huile brute par l'eau dans le modèle capillaire Water-Wet.

**Tableau 17 : Drainage d'huile brute par l'eau carbonatée à 25 °C.**

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
<i>I</i>	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 5$ $\Delta H = 10$	$8.03 * 10^{-3}$ + 1.0132	33.52	73.04
<i>II</i>	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 5$ $\Delta H = 10$	$8.03 * 10^{-3}$ + 1.01325	33.53	73.06
<i>Moyen</i>	$\Delta H = 10$	$8.03 * 10^{-3}$ + 1.01325	33.525	73.05

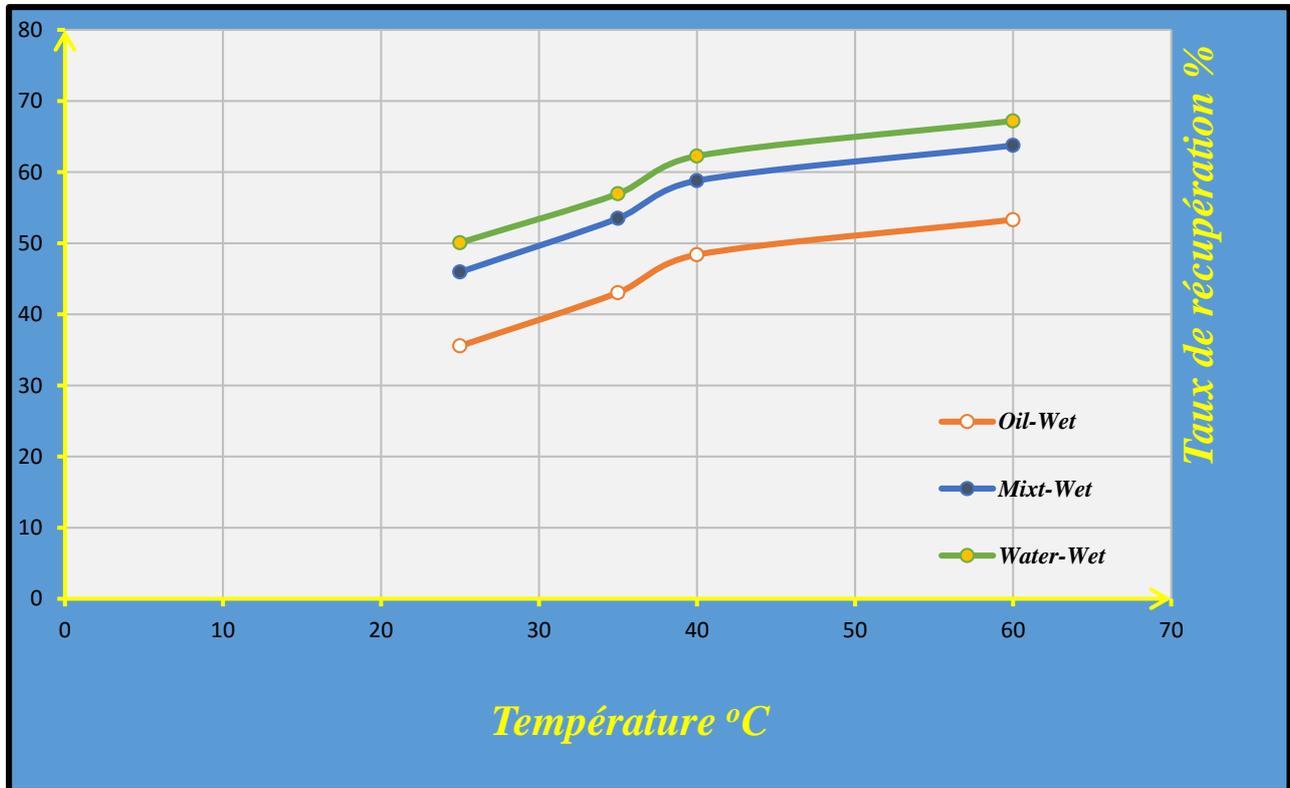
**Tableau 18 : Drainage d'huile brute saturée en CO<sub>2</sub> par l'eau carbonatée à 25 °C.**

Expériences	$\Delta H$ (cm)	Pression (bar)	Volume sort (ml)	Rendement (%)
<i>I</i>	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 6.5$ $\Delta H = 8.5$	$6.83 * 10^{-3}$ + 1.0132	37.066	80.77
<i>II</i>	$H_{entre} = 15$ $H_{sort} = 6.5$ $\Delta H = 8.5$	$6.83 * 10^{-3}$ + 1.01325	37.058	80.755
<i>Moyen</i>	$\Delta H = 8.5$	$6.83 * 10^{-3}$ + 1.01325	37.062	80.76

### V.8. Etude de l'influence de la température sur le taux de drainage par l'eau carbonatée, (à 25, 35, 40 et 60 °C).

L'influence de la température sur l'augmentation de taux de récupération des expériences sont réalisées selon les étapes des essais précédentes avec drainage d'huile brut par l'eau carbonatée dans les trois modèles capillaires.

Les résultats sont représentés dans le graphe suivant.



**Figure (39) : Le taux de récupération en fonction de la température.**

### **V.9. L'interprétation des résultats.**

#### **V.9.1. Mise en évidence des pressions capillaires selon la mouillabilité :**

La figure 33 représente l'effet de la mouillabilité sur la pression capillaire, dans le tube capillaire Oil-Wet (mouillable à l'huile) avec une descente capillaire.

Dans le tube Water-Wet (mouillable à l'eau) on observe une montée capillaire.

Dans les deux tubes le processus se déroule conformément à la loi de Jurin.

La figure 34 représente l'angle de contact et le type de la mouillabilité des tubes capillaires par la forme des gouttes concave (mouillable) ou convexe.

## V.9.2. Tests de drainage de gasoil et d'huile brut dans trois modèles capillaires :

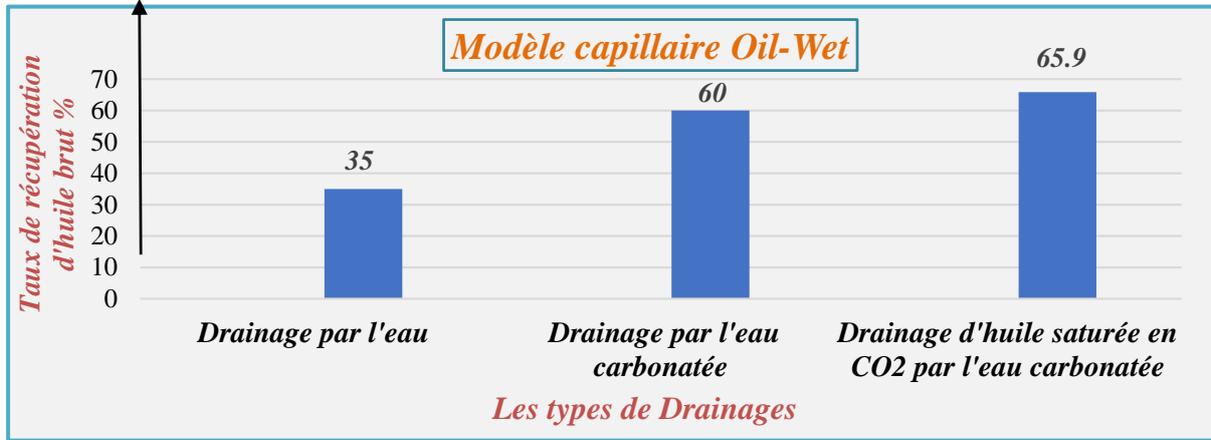


Figure (40) : Le taux de récupération en fonction des types de drainages d'huile brut à 25 °C. (Oil-Wet).

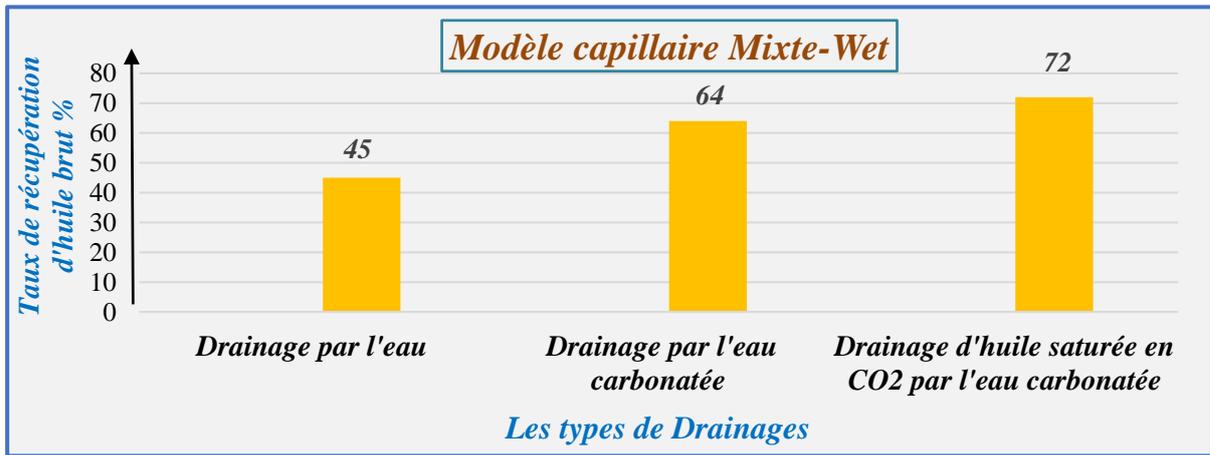


Figure (41) : Le taux de récupération en fonction des types de drainages d'huile brut à 25 °C. (Mixte-Wet).

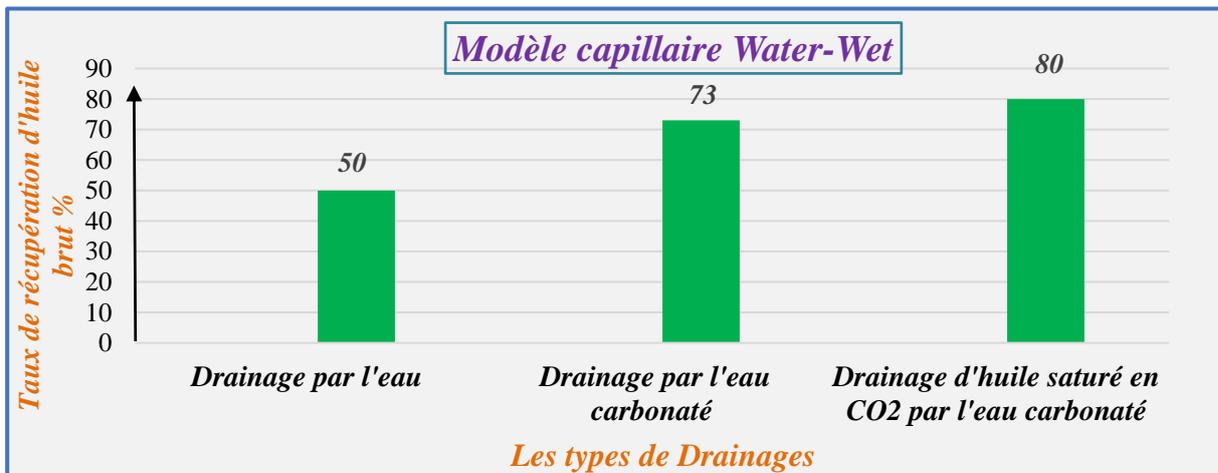


Figure (42) : Le taux de récupération en fonction des types de drainages d'huile brut à 25 °C. (Water-Wet).

Selon les figures (40, 41, 42) qui résume les tableaux précédents :

- 1) Le drainage par l'eau ne permet pas d'extraire l'huile complètement du réseau capillaire à cause de la mouillabilité de l'eau.
- 2) Le drainage par l'eau carbonatée est favorisé par la présence de CO<sub>2</sub> miscible dans l'eau et l'huile grâce à diminution de la tension interfaciale (réduction des forces capillaires).
- 3) Le drainage de l'huile saturé en CO<sub>2</sub> est encore plus marqué suite à une diminution plus accentuée de la tension interfaciale et de la pression capillaire.

La présence de CO<sub>2</sub> à miscibilité réciproque contribue à l'élévation du nombre capillaire.

### V.9.3. Etude de l'influence de la température sur le taux de drainage par l'eau carbonatée. (à 25, 35, 40 et 60 °C).

Avec l'élévation de température la tension interfaciale diminue. Cela entraîne une augmentation de nombre capillaire et du rendement (taux de récupération).

***VI.1. Extrapolation dans les conditions de gisement à l'aide du logiciel MBAL.***

Les résultats obtenus par les essais réalisés sur les modèles capillaires sont extrapolés sur les données de réservoir de Benkahla, puits BKHE 1, champ Haoud Berkaoui avec des simulations par logiciel MBAL.

***VI .1.1. Présentation du logiciel MBAL.***

MBAL est un logiciel parmi les logiciels de Petroleum Expert. Il se caractérise par sa facilité, rapidité, précision et son extensivité.

L'utilisation de l'MBAL aide l'ingénieur de bien comprendre les mécanismes de drainage et le débit de production des réservoirs par la modélisation de la dynamique des réservoirs à des modèles numériques pour résoudre les problèmes qui peuvent surgir lors de l'exploration de gisement. Il Permet de faire plusieurs usages comme :

- Prédire sur la production en cas de changement dans les paramètres de réservoir ou des fluides avec le contrôle de la miscibilité.
- Donner les graphes de l'histoire de production et la pression.
- Estimer la production cumulée en fonction de temps.
- Indiquer les mécanismes de drainage en fonction de type de récupération (primaire. Secondaire. Tertiaire).
- Prédire de pression et production des réservoirs en fonction de temps (duré de vie de réservoir).
- Donne une idée sur les Perméabilités relatives des fluides de réservoir.

Ce logiciel nécessite les paramètres des fluides (les données PVT) et paramètres des réservoirs (Compressibilité de la roche. Perméabilité. Saturation) avec l'utilisation des corrélations et des formules bien précises pour atteindre de bons résultats.

## VI.1.2. L'historique de puits BKHE 1 :

Le puits BKHE 1 a été mis en service en 1999, c'est un puits éruptif avec une pression initiale de 510 bars et un débit d'huile de 12 m<sup>3</sup>/h. Le déclin de la pression de réservoir est de 11bar/an à cause du soutirage d'huile par une production cumulée de 1175040 m<sup>3</sup> par an. La réalisation des différents scénarios sur cette réservoir en cas d'injection d'eau et l'injection d'eau carbonatée.

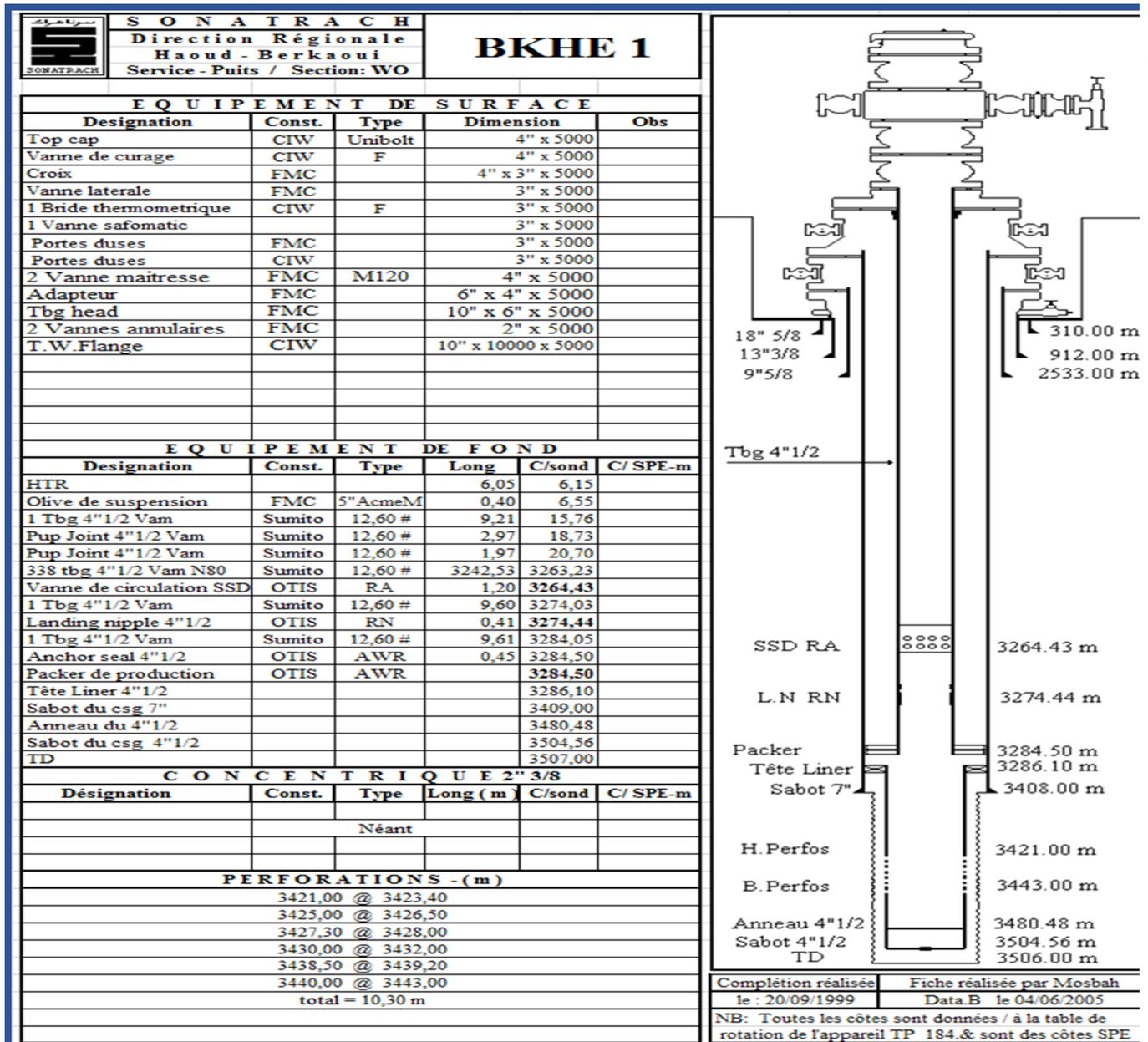


Figure (43) : Fiche technique de puits BKHE 1.

## VI.1.2.1. Données pvt de puits BKHE 1 :

Pb	Rs	$\mu_o$	B <sub>o</sub>	B <sub>oi</sub>	$\rho_o$	K	C <sub>pore</sub>	C <sub>eau</sub>	C <sub>oil</sub>	S (eau)
Bars	m <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup>	cp			g/cm <sup>3</sup>	md	cm <sup>3</sup> /bars	cm <sup>3</sup> /Bars	cm <sup>3</sup> /Bars	g/l
182	181	0.25	1.54	1.5	0.621	55.5	0.75. 10 <sup>-4</sup>	0.25. 10 <sup>-4</sup>	1.96. 10 <sup>-4</sup>	250

Swi	So	Ø	Np	N	P <sub>i</sub>	P	T	OOIP
%	%	%	Mm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	Bars	Bars	°C	Mm <sup>3</sup>
27.2	72.8	0.11	1.175040	14.27	514	340.301	98	21,9758

## VI.1.2.2. La variation de pression de réservoir (Eruptif).

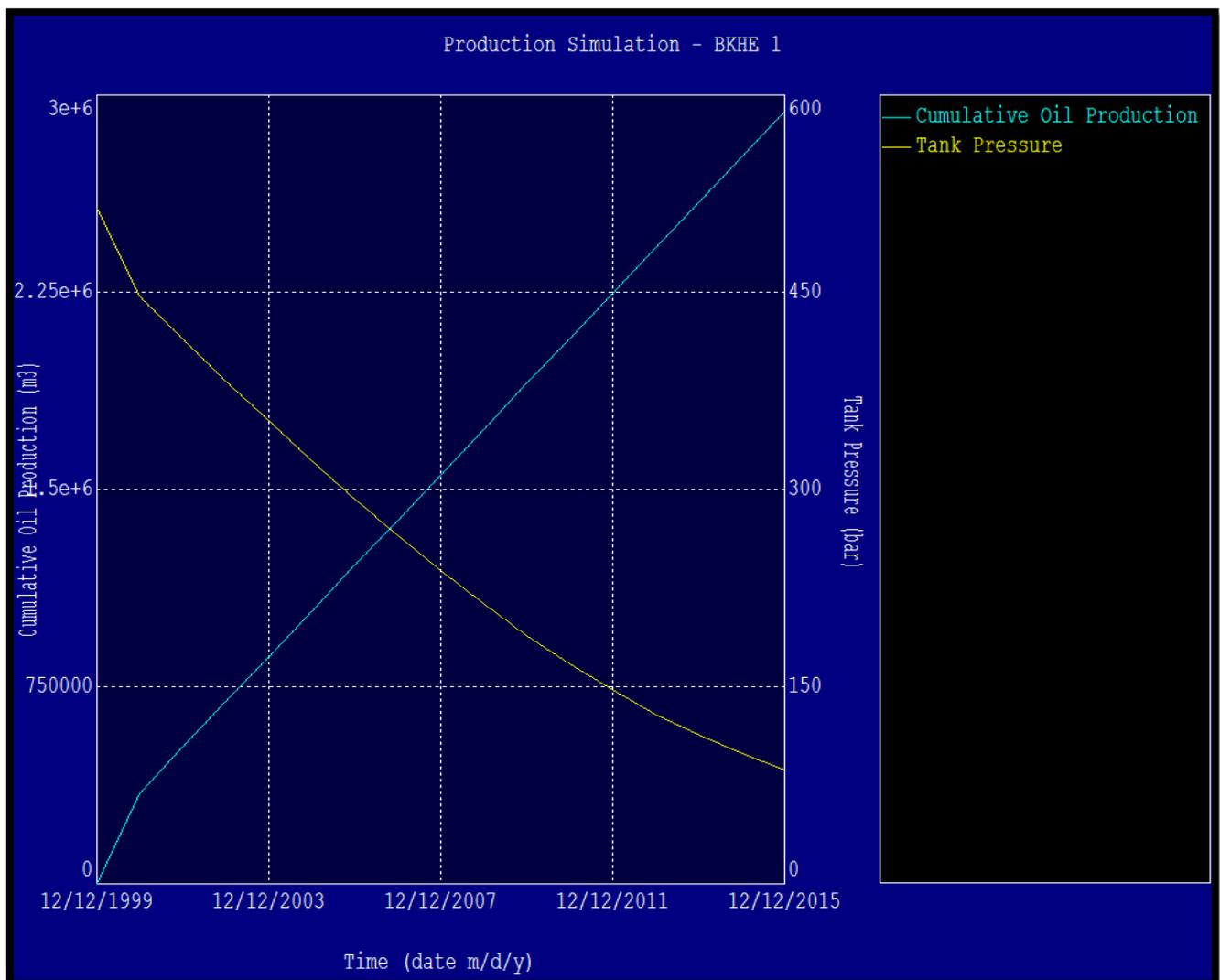


Figure (44) : La variation de pression et la production d'huile cumulé de réservoir par la récupération primaire dans logiciel MBAL.

## VI.1.2.3. Le mécanisme de drainage.

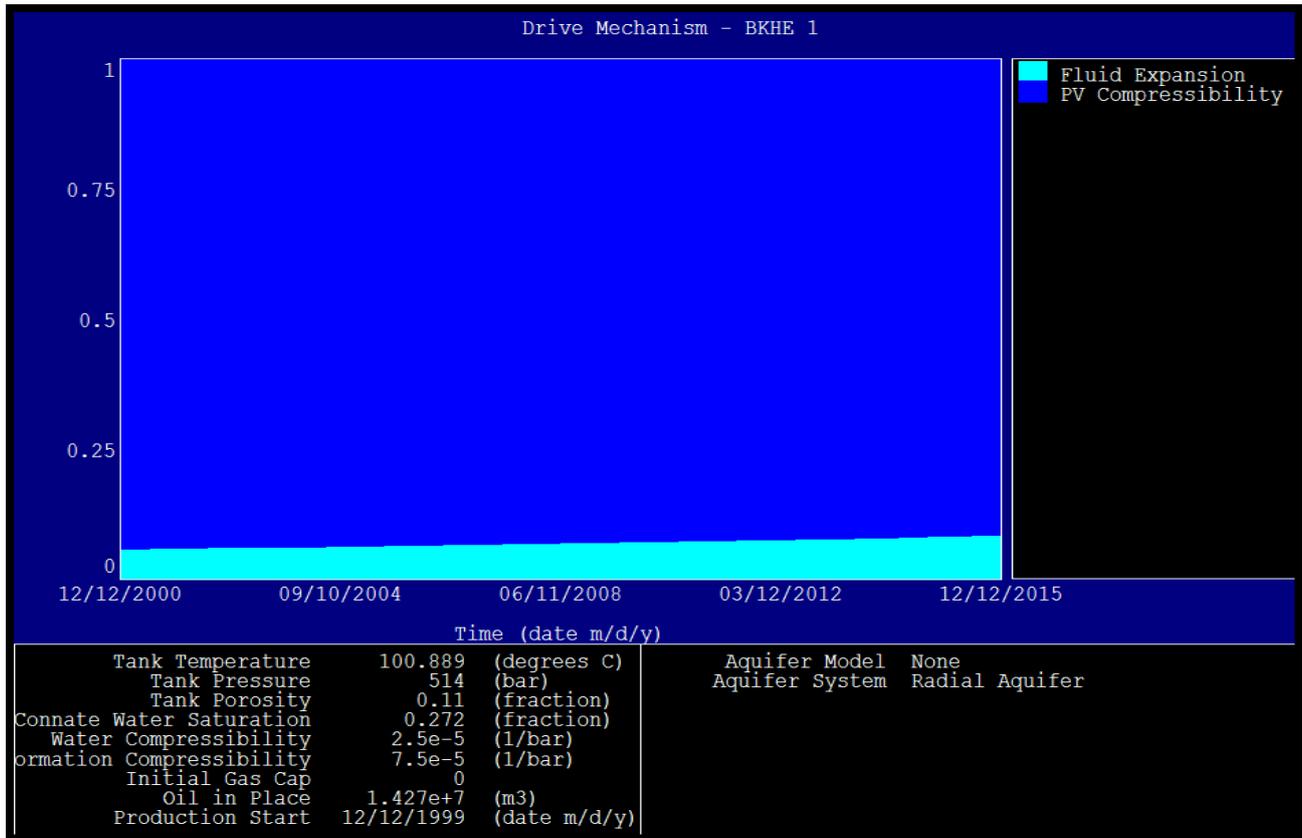


Figure (45) : Le mécanisme de drainage dans la récupération primaire.

## VI.1.3. Le drainage par l'injection d'eau.

### VI.1.3.1 La variation des perméabilités relatives en fonction de saturation en eau.

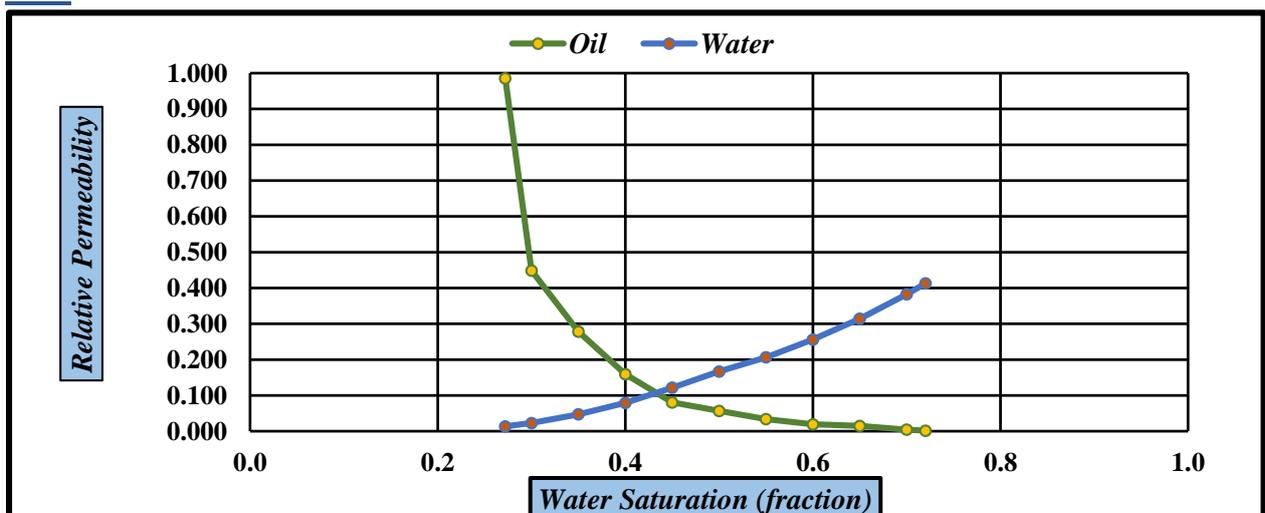


Figure (46) : l'évolution des perméabilités relatives en fonction de saturation d'eau.

Le mécanisme de drainage dans la figure ci-dessus est le drainage par l'expansion de gaz dissous qui a une récupération entre 5% à 25%. Il dépend du pourcentage de gaz contenu dans l'huile ( $R_s$ ). Les estimations faites par les ingénieurs conduisent à un taux de récupération de 12%.

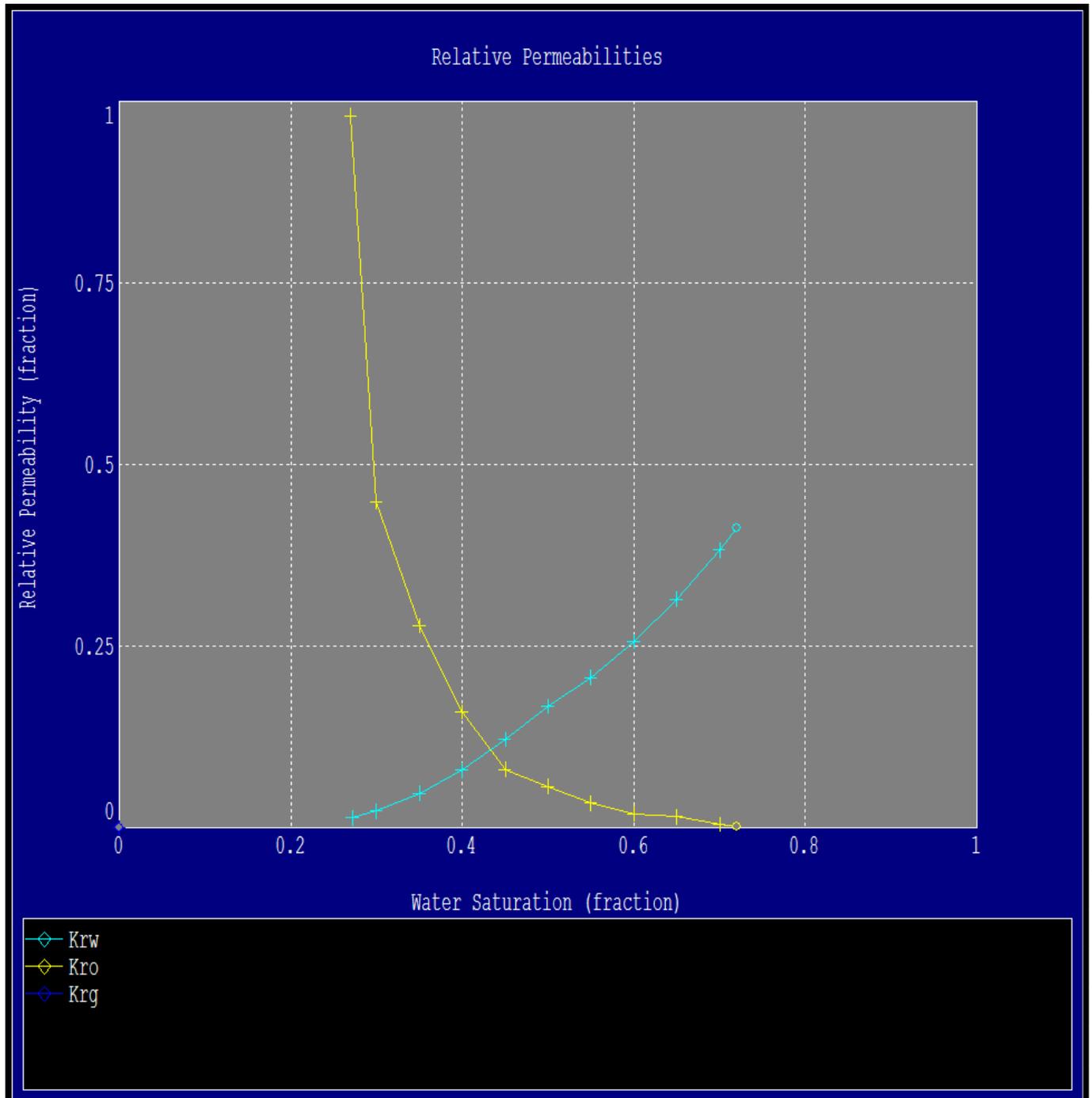


Figure (47) : la variation des perméabilités relatives dans le cas de drainage par l'eau simulé dans le logiciel MBAL.

## VI.1.3.2. Le débit fractionnel.

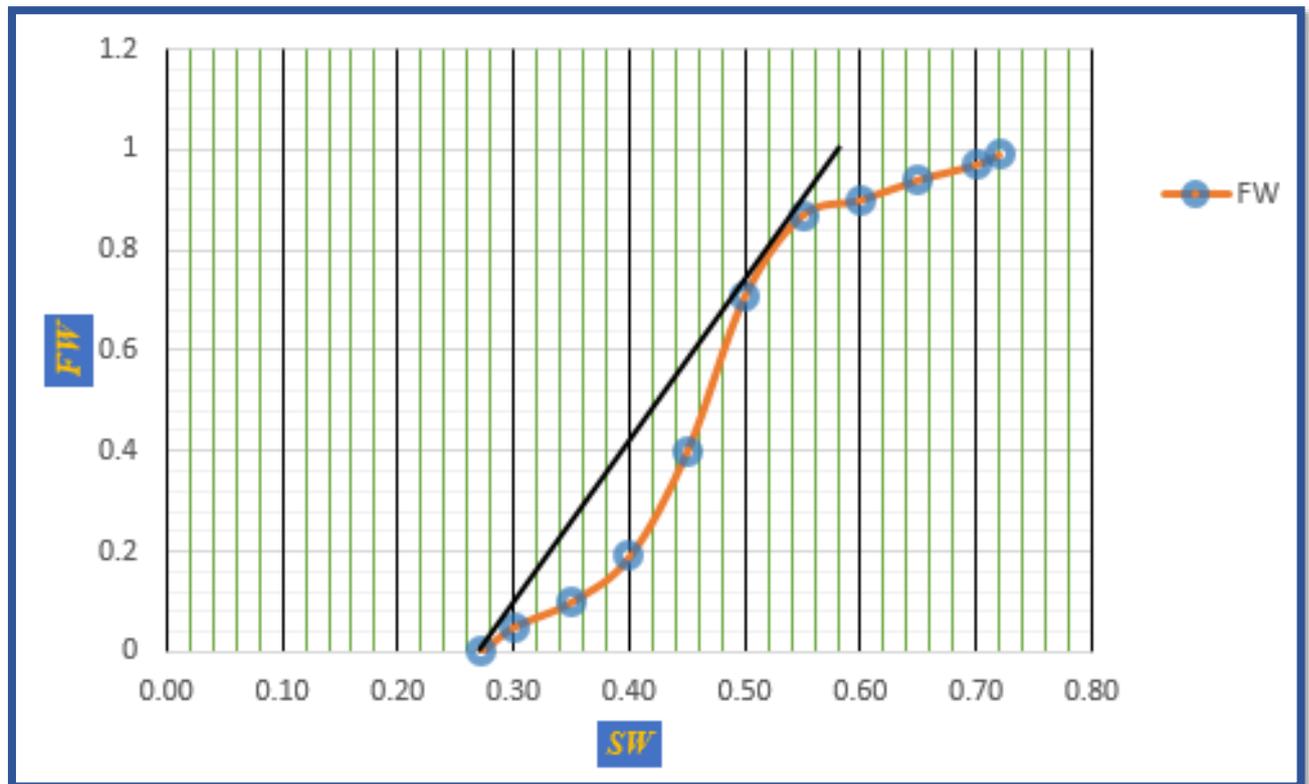


Figure (48) : Le débit fractionnel dans le cas de drainage par l'injection d'eau.

D'après la figure de débit fractionnel au breakthrough la saturation moyenne d'eau augmente de 0.272 au 0.58. La saturation d'huile est ainsi réduite de 0.728 à 0.42.

Avec l'application de l'expression de calcul de taux de récupération :

$$(S_{oi}-S_{or}) / S_{oi} = (0.728-0.42) / 0.728 = 42.30\%$$

La récupération primaire est de l'ordre de 12%. Donc la récupération de drainage avec l'injection d'eau est de l'ordre de 30.30%. (42.30 - 12 = 30.30).

## VI.1.3.3. La production cumulée et la durée de vie de réservoir.

$$N = \text{Taux de récupération} * OOIP = 0.4230 * 21.9758 * 10^6 = 9.2957634 * 10^6 \text{ m}^3$$

$$\text{Duré de vie} = N/\text{débit de production} = 9.2957634 * 10^6 / 12 = 0.77464695 * 10^6 \text{ h} = 89.65821181 \text{ ans}$$

## VI.1.3.4. La variation de pression de réservoir par l'injection d'eau.

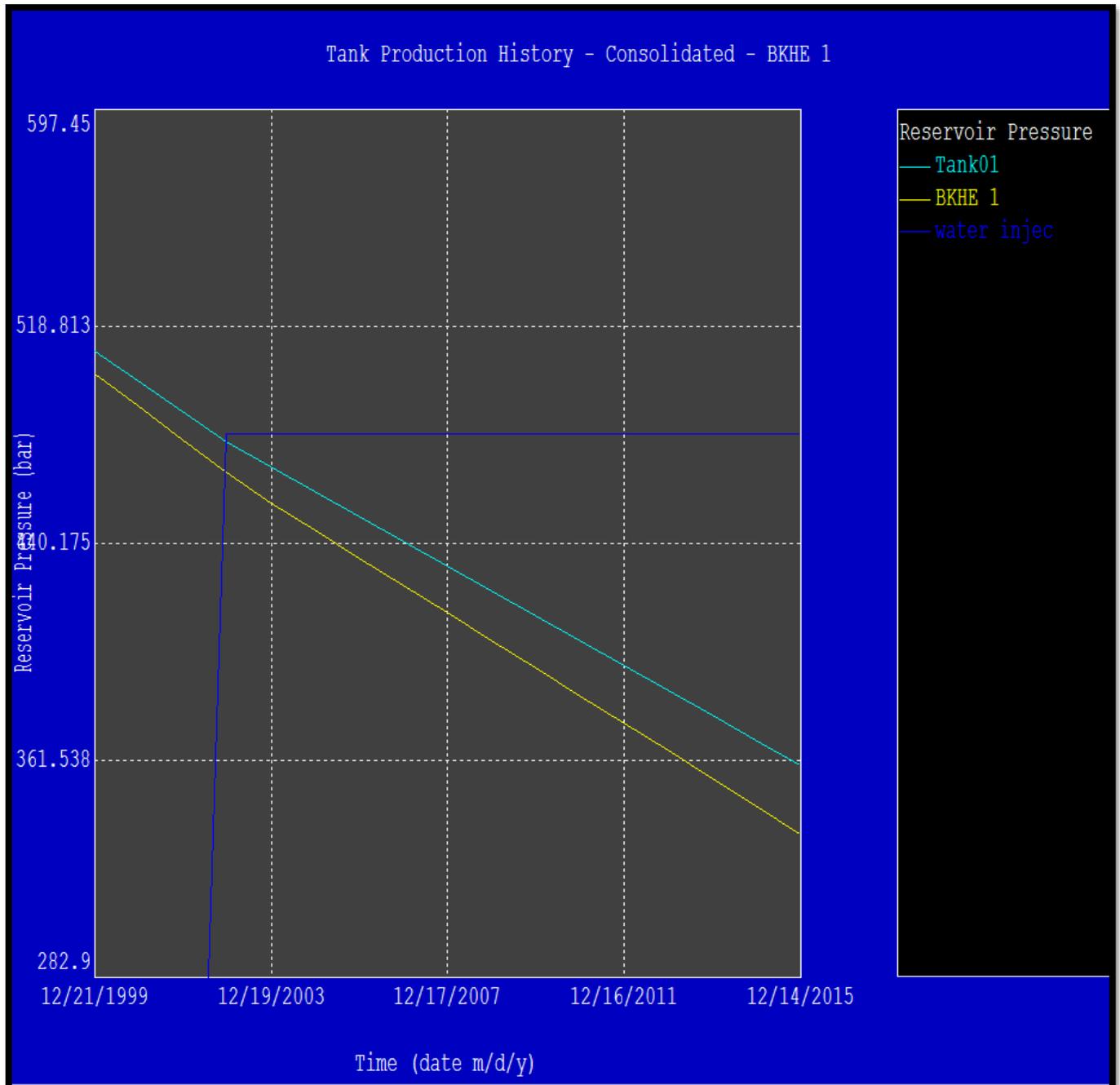
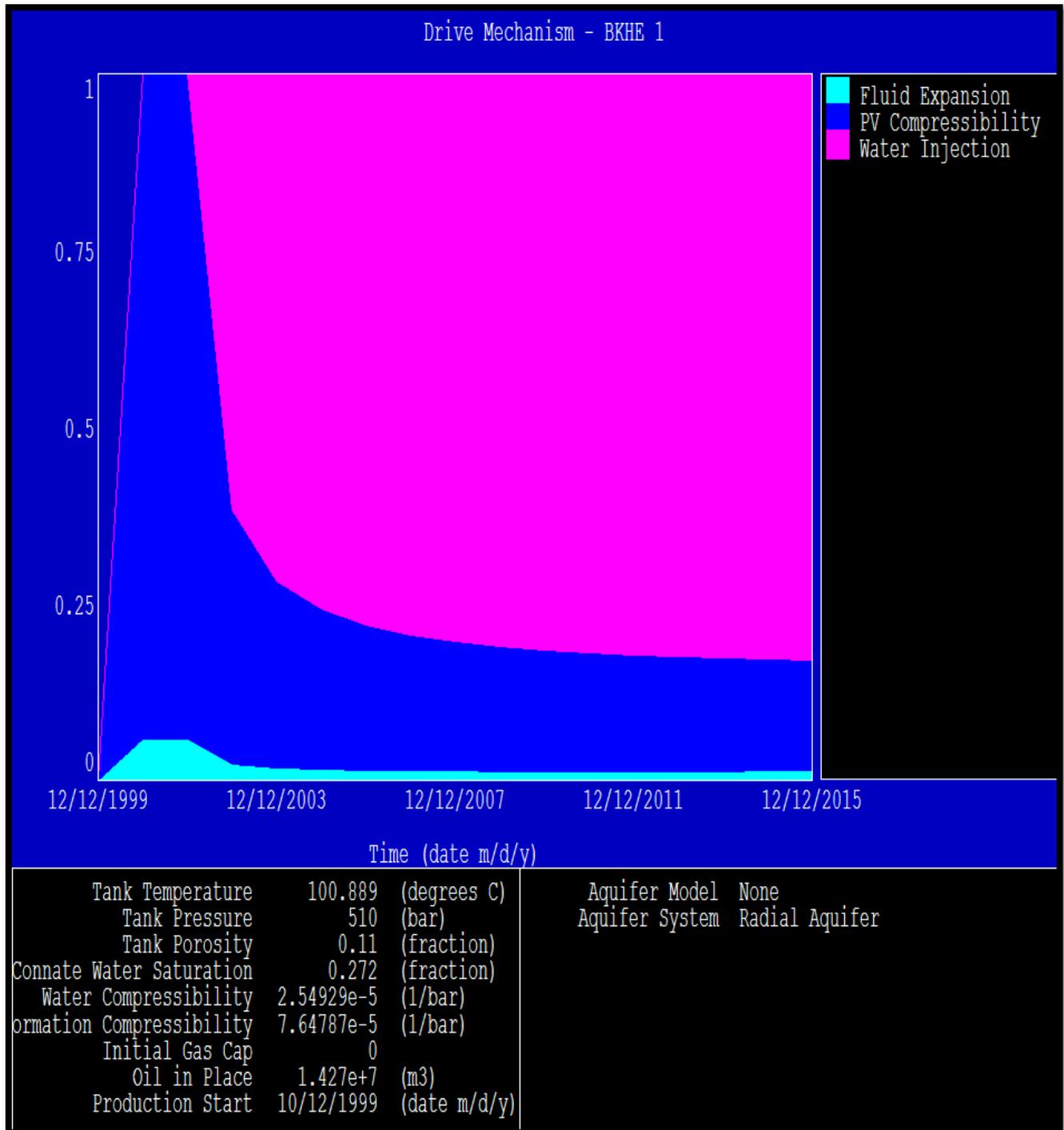


Figure (49) : la variation des pressions en fonctions de temps.

Le début d'injection d'eau en 2002 sous une pression de 480 bar avec un débit constant de 12 m<sup>3</sup>/h avec un débit de production de 15m<sup>3</sup>/h, le déclin de pression de réservoir diminue de 11 bar/an jusqu'à 9 bar/ an.

## VI.1.3.5. Le mécanisme de drainage.



**Figure (50) : Le mécanisme de drainage dans le cas d'injection d'eau.**

Le mécanisme de drainage dans ce cas est composé de drainage par l'expansion de gaz dissous et le drainage par l'injection d'eau avec la participation de chaque mécanisme qui donne l'énergie au réservoir pour maintenir la pression.

VI.1.4. Le drainage par l'injection d'eau carbonatée.

VI.1.4.1. La variation des perméabilités relatives en fonction de saturation en eau.

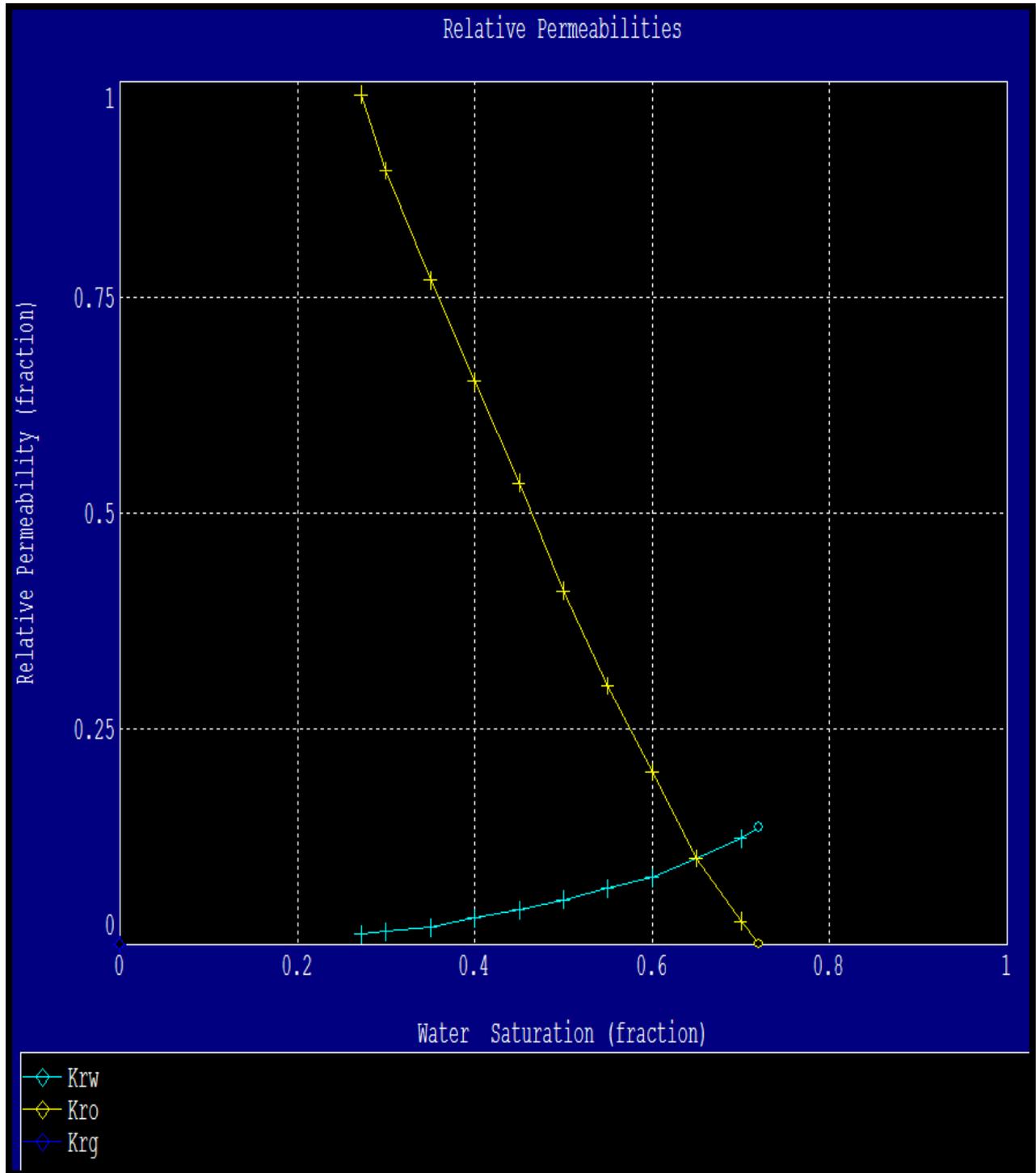


Figure (51) : la variation des perméabilités relatives dans le cas de drainage par l'eau carbonatée simulé dans le programme MBAL.

## VI.1.4.2. Le débit fractionnel.

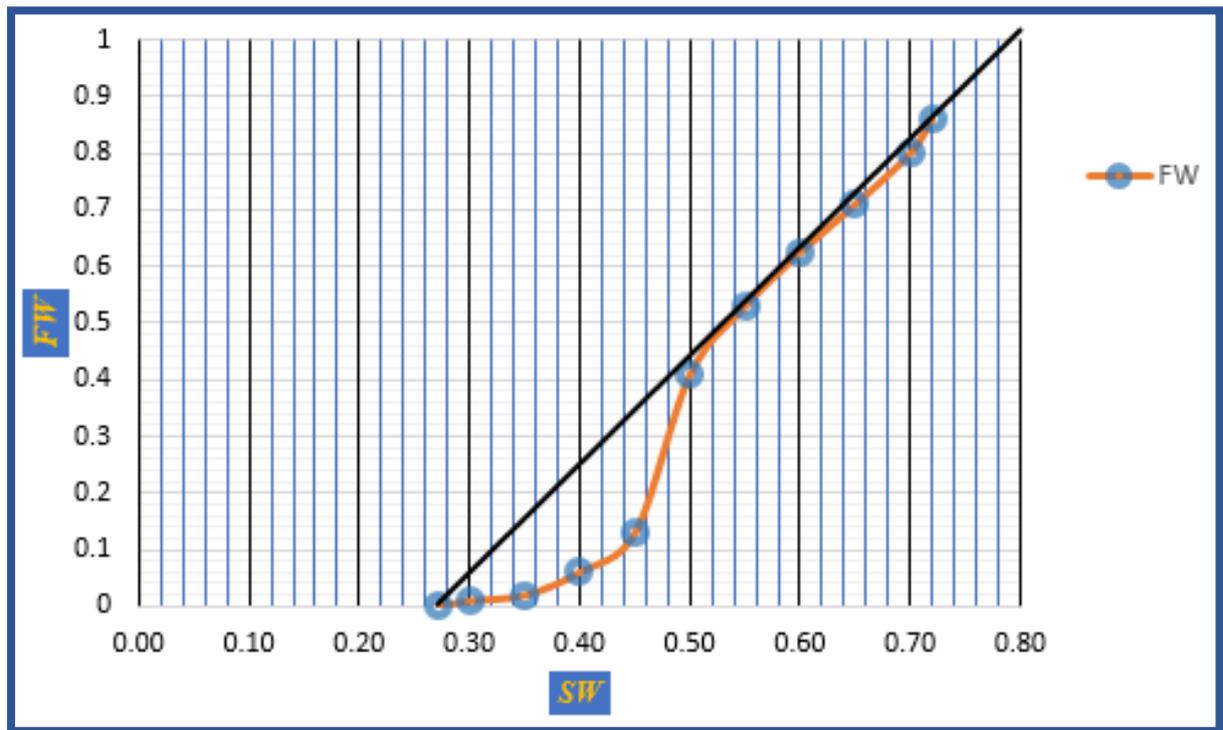


Figure (52) : Le débit fractionnel dans le cas d'injection d'eau carbonatée.

Au breakthrough la saturation moyenne d'eau augmente de 0.272 au 0.797. La saturation d'huile sera réduite de 0.728 à 0.203.

Avec l'application de l'expression de calcul de taux de récupération :

$$(S_{oi}-S_{or}) / S_{oi} = (0.728-0.203) / 0.728 = 72.11\%$$

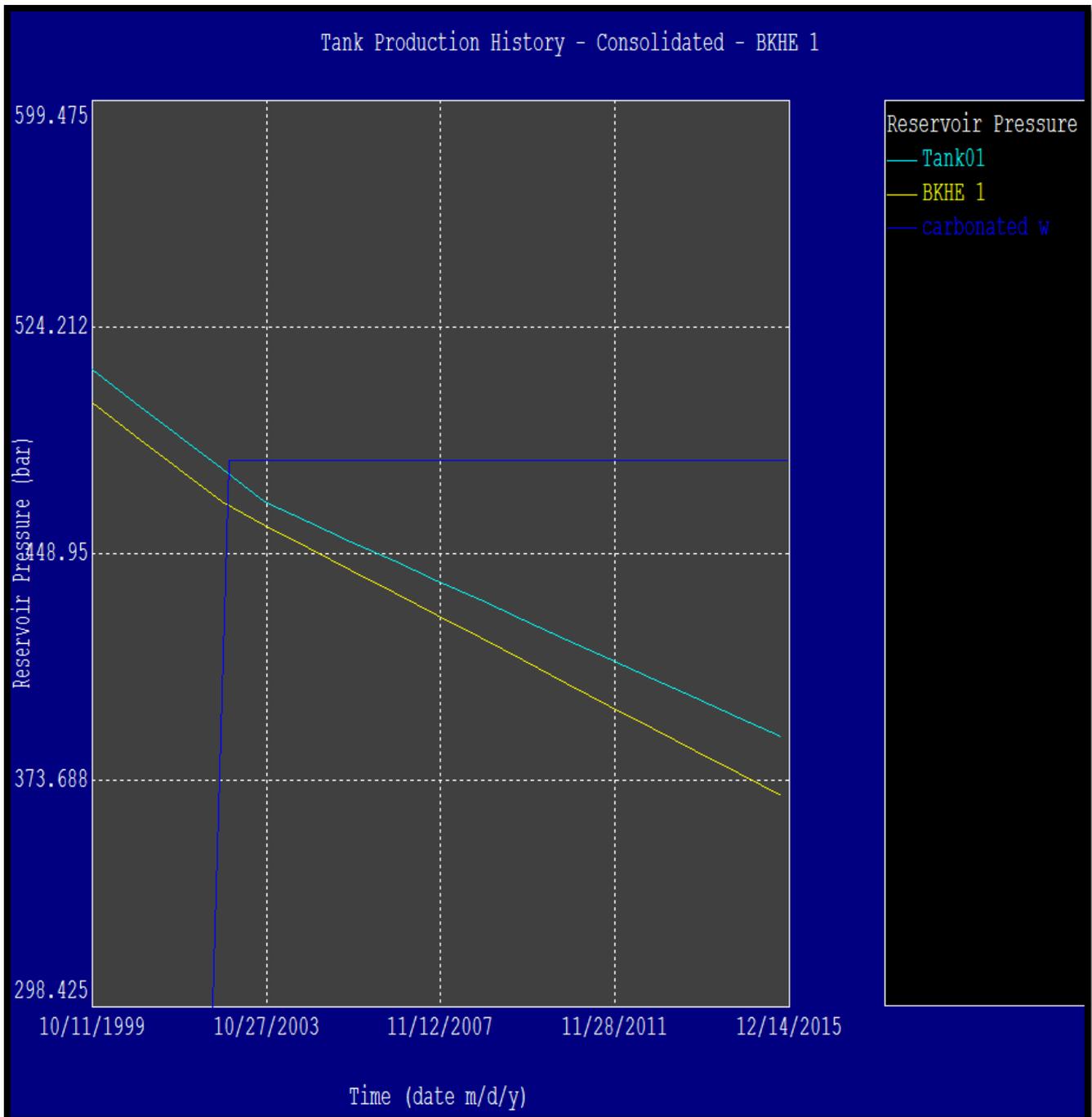
La récupération primaire est de l'ordre de 12%. Donc la récupération après drainage avec l'injection d'eau est de l'ordre de 60.11%. (72.11 - 12 = 60.11).

## VI.1.4.3. La production cumulée et la durée de vie de réservoir.

$$N = \text{Taux de récupération} * OOIP = 0.7211 * 21.9758 * 10^6 = 15.84674938 * 10^6 \text{ m}^3$$

$$\text{Duré de vie} = N / \text{débit de production} = 15.84674938 * 10^6 / 12 = 1.320562448 * 10^6 \text{ h} = 152.842876 \text{ ans}$$

## VI.1.4.4. La variation de pression de réservoir par l'injection d'eau carbonatée.



**Figure (53) : la variation des pressions par l'injection d'eau carbonatée.**

L'injection d'eau carbonatée réduit le déclin de pression de réservoir de 11 bar/an à 6.5 bar/an avec les mêmes conditions de l'injection d'eau (pression, débit, l'année de début d'injection) et de débit de production.

## VI.1.4.5. Le mécanisme de drainage d'huile dans le réservoir par l'injection d'eau carbonatée.

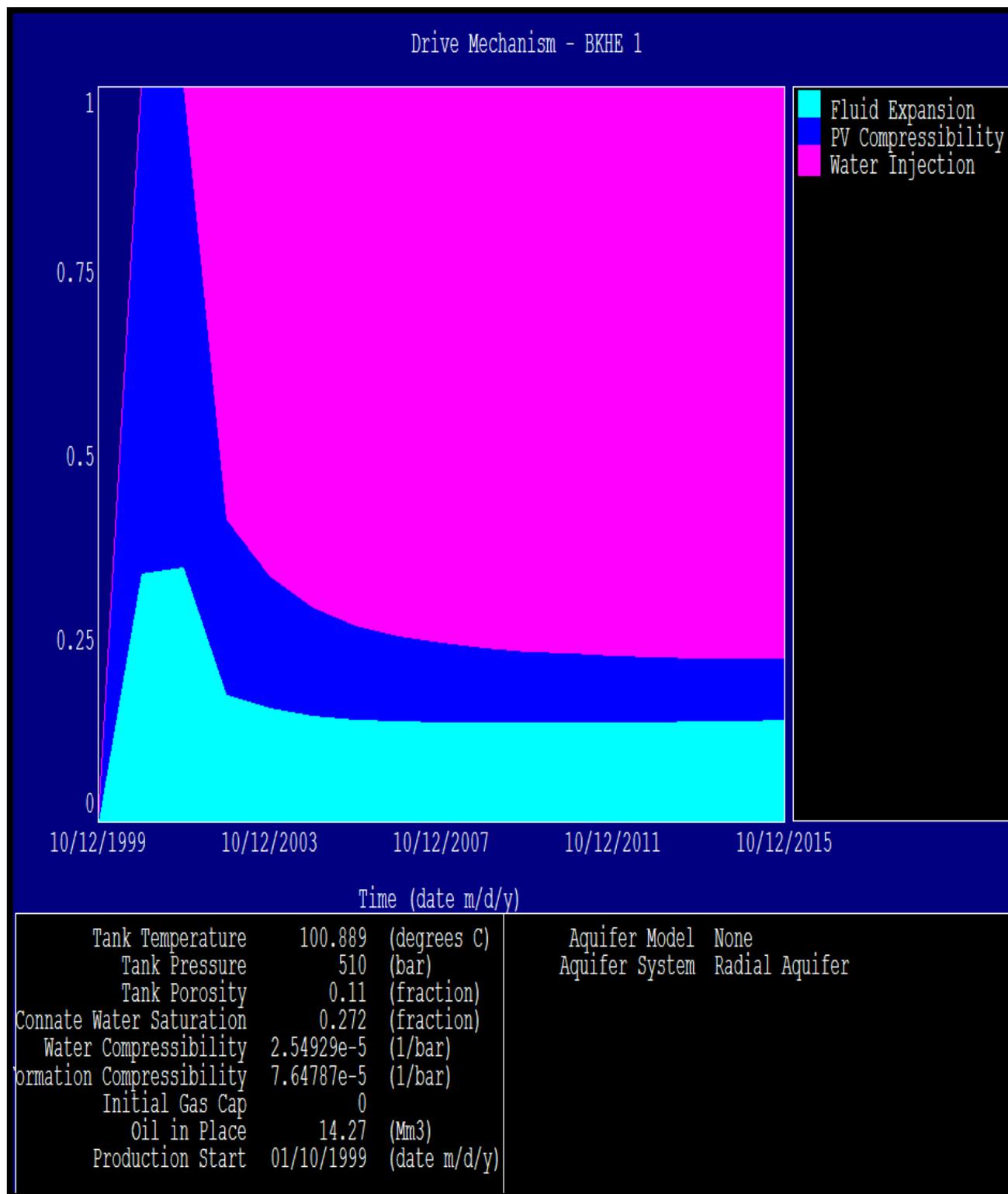


Figure (54) : Le mécanisme de drainage dans le cas d'injection d'eau.

*Conclusion.*

Cette thèse consiste à étudier les performances de l'injection d'eau carbonatée sur le taux de récupération d'huile en utilisant 3 types de modèles capillaires.

Il est remarquable à travers cette étude, que l'eau carbonatée stimule la production d'huile en réduisant la tension interfaciale grâce à la miscibilité réciproque de CO<sub>2</sub> dans l'huile et l'eau.

Le drainage par l'eau carbonatée améliore le taux de récupération et augmente la perméabilité relative à l'huile en réduisant sa saturation résiduelle. Son application sera efficace dans tous les types de réservoirs gréseux ou carbonatée. Il a un effet important sur :

- L'augmentation de nombre capillaire  $N_c$ .
- La diminution de tension interfaciale entre eau / huile et la viscosité d'huile.
- L'amélioration du déplacement et évite les digitations capillaires et visqueuses.
- Le maintien de pression de réservoir.
- La diminution de la saturation d'huile résiduelle.
- L'augmentation de la durée de vie des puits.

La récupération assistée par l'injection d'eau carbonatée a permis de relever le taux de récupération de 30 % avec l'eau à un taux de 60 % avec de l'eau carbonatée.

L'utilisation des modèles capillaires permet de reproduire les mouillabilités rencontrées dans les milieux poreux des roches réservoirs. Ces modèles présentent l'avantage de ne pas être coûteux et se distinguent par la rapidité des tests. Ils offrent la possibilité d'observer et d'analyser les mobilités et les écoulements biphasiques des fluides dans des capillaires transparents.

*Recommandations.*

Pour les prochains travaux de recherche on recommande :

- \* De faire des Comparaisons dans des modèles capillaires Oil-Wet, Mixte-Wet et Water-Wet entre les techniques de drainages alternés: WAG, SWAG.
- \* D'effectuer des tests similaires en coreflooding pour évaluer l'efficacité des modèles.

## Les références

[1] : Christophe COTTIN. Octobre 2010. Drainage dans des micromodèles de milieux poreux Application à la récupération assistée du pétrole.

[2] : Jorge Avendano. 2012. French. Viscoélasticité et récupération améliorée du pétrole. Université Paris Est.

[3] : Alioui Smail. Novembre 2012. Modélisation et simulation à base de méthodes numériques alternatives des déplacements diphasiques en milieu peureux. Mémoire de magister.

[4] : Laura Romero-Zerón. Advances in Enhanced Oil Recovery Processes. University of New Brunswick. Canada.

[5] : R. Cossé. 1988. Le gisement.

[6] : Rapport de stage.

[7] : Sandrine PORTIER. SOLUBILITE DE CO<sub>2</sub> DANS LES SAUMURES DES BASSINS SEDIMENTAIRES Application au stockage de CO<sub>2</sub> (gaz à effet de serre).

[8] : S.J.T.Hangx. Subsurface mineralisation: Behaviour of the CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O system and preliminary mineralisation model and experiments. HPT Laboratory, Department of Earth Sciences . Utrecht University.

[9] : Gilles MORVAN – <http://gmorvan.wordpress.com>

[10] : BUREAU DE RECHERCHES GÉOLOGIQUES ET MINIÈRES. Octobre 1997. Les eaux minérales et le gaz carbonique.

[11] : application of CO<sub>2</sub>-saturated water flooding as a prospective improved oil recovery and CO<sub>2</sub> storage strategy. Experimental and simulation study.

[12] : Nader Mosavat , Ali Abedini, Farshid Torabi. Phase Behaviour of CO<sub>2</sub>-Brine and CO<sub>2</sub>-Oil Systems for CO<sub>2</sub> Storage and Enhanced Oil Recovery: Experimental Studies. University of Regina.

[13] : Enhancing oil recovery and CO<sub>2</sub> storage by carbonated water injection.

[14] : Djivedé Elvire Tognisso . Novembre 2009. Ecoulements de fluides complexes en milieu poreux : utilisation des micelles géant pour la récupération améliorée de pétrole. Doctorat. Université de BORDEAUX.

[15] : Wael Abdallah , Jill S. Buckley, Andrew Carnegie, John Edwards Bernd Herold, Edmund Fordham, Arne Graue, Tarek Habashy, Hassan Hussain, Bernard Montaron, Murtaza Ziauddin. Fundamentals of Wettability.

[16] : TEAM MISCIBLE, REACTIVE AND DISPERSED FLOWS, Flow in porous media J. Martin, N. Rakotomalala, D. Salin and L. Talon, Interfacial instability with miscible fluids M. D'Olce, J. Martin, N. Rakotomalala, D. Salin and L. Talon.

[17] : Masoud Riazi· Mehran Sohrabi· Mahmoud Jamiolahmady 2010.  
-Experimental Study of Pore-Scale Mechanisms of Carbonated Water Injection.  
Springer Science ; Business Media B.V.

[18] : Mojtaba seyyedi, Mehran Sohrabi; Enhancing water imbibition rate and oil recovery by carbonated water in carbonated and sand stone Rocks. Heriot-Watt University.

[19] : Sohrabi, M. Riazi, M. Jamiolahmady, S. Ireland and C. Brown  
CARBONATED WATER INJECTION FOR OIL RECOVERY AND CO<sub>2</sub>  
STORAGEM. Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University,  
Edinburgh, Scotland.

[20] : Dominique veillon ,La liaison Couche-trou .

[21] : Chapter in a new book: “Enhanced Oil Recovery Field Cases.” Editor:  
James Sheng, Elsevier, To be published 2012. Water Based EOR in Carbonates  
and Sandstones: New Chemical Understanding of the EOR-Potential Using  
“Smart Water”.

[22]: Silvio criollo Castillo. Master’s Thesis. Water and surfactant flooding at  
different wettability conditions.

[23]: Chi Bo, Li Min, Zhou XiSheng, Shi GuangZhi, Wang Xin, Jiang Yu, Li  
Qi- CO<sub>2</sub> Flooding in Ultra-low Permeability Reservoir. Exploration And  
Development Research Institute, Daqing Oilfield Company, HeiLongJiang  
Province, China. Corresponding author: [chibo@petrochina.com.cn](mailto:chibo@petrochina.com.cn).

# Annexes

# Annexes



Figure (55) : Image de modèle capillaire Oil-Wet .



Figure (56) : Image de modèle capillaire Water-Wet.

## Annexes



Figure (57) : Image de modèle capillaire Mixte-Wet.



Figure (58) : Image représente les différentes mouillabilités dans le modèle Mixte-Wet.

## Annexes



Figure (59) : Image de l'eau carbonatée.



Figure (60) : Image de mesure de PH de l'eau carbonatée.

## Annexes



*Figure (61) : Image de modèle capillaire Mixte-Wet remplie par l'huile brut.*



*Figure (62) : Image de drainage d'huile brute par l'eau dans le modèle capillaire Mixte-Wet.*

## Annexes



Figure (63) : Image de drainage d'huile brute par l'eau carbonatée dans le modèle capillaire Mixte-Wet.



Figure (64) : Image de drainage d'huile saturée en  $\text{CO}_2$  par l'eau carbonatée dans le modèle capillaire Mixte-Wet .