

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département de Génie Minier

Mémoire de Master

Pour l'obtention du diplôme du Master en Génie Minier

Optimisation des paramètres pétro physiques sur la mouillabilité

Présenté par :

Selma HADDAD

Sous la direction de Mr R.AKKAL Enseignant à l'école nationale polytechnique, d'Alger

Présenté(e) et soutenue publiquement le (12/06/2016)

Composition du Jury :

Présidente	M ^{elle} .Nadia BOUMBAR,	MAA	ENP
Promoteur	Mr .Rezki AKKAL,	MCB	ENP
Examineur	Mr .Larouci CHANANE	MAA	ENP

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Département de Génie Minier

Mémoire de Master

Pour l'obtention du diplôme du Master en Génie Minier

Optimisation des paramètres pétro physiques sur la mouillabilité

Présenté par :

Selma HADDAD

Sous la direction de Mr R.AKKAL Enseignant à l'école nationale polytechnique, d'Alger

Présenté(e) et soutenue publiquement le (12/06/2016)

Composition du Jury :

Présidente	M ^{elle} .Nadia BOUMBAR,	MAA	ENP
Promoteur	Mr .Rezki AKKAL,	MCB	ENP
Examineur	Mr .Larouci CHANANE	MAA	ENP



Dédicaces

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivée au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

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

A mon frère : Massinissa et son épouse Lydia, a mon petit frère Didine Pour leur soutient et leur amour.

A mes soeurs : Samiha , Kahina , Dhjahida, Hanane, et Rozina pour Leur amour et soins.

A mon petit neveu adoré Haitham .

A ma grande famille chacun avec son nom.

A tous mes ami(e)s, merci pour votre soutien et vos conseils.

A toute la promotion de génie minier 2013/2016.

Merci à tous.

Selma



Remerciements



Nous remercions le Bon Dieu qui ma donné le courage et la patience pour achever mes études et pour mener à bien ce modeste travail.

Ce mémoire de Master est certes l'aboutissement d'un travail personnel, fruit de cinq années d'efforts, mais c'est surtout le résultat du travail d'un groupe. Ainsi, en espérant que je n'oublierais personne, je tiens à remercier sincèrement toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin. Leur aide a pu être aussi bien scientifique, technique, morale ou amicale.

Au terme de ce travail, je tiens à remercier chaleureusement mon directeur de Master, Mr Rezki AKKAL pour la qualité de son encadrement, pour ses nombreux conseils. Je le remercie pour sa confiance et son soutien sans faille tout au long de ce mémoire.

Je remercie particulièrement les membres de mon jury M^{elle} N.BOUMBAR et Mr L.CHANANE qui, en acceptant d'y participer, ont fait preuve d'intérêt à l'égard de mon travail, qui ont eu la gentillesse d'être les examinateurs de mon Master. Je souhaite leur exprimer toute ma gratitude pour leurs remarques constructives.

C'est avec un grand plaisir que j'ai passé ces trois ans d'études à l'école polytechnique d'Alger .Je tiens donc à remercier tous les enseignants du département de génie minier pour l'aide qu'ils m'ont apporté (avec une efficacité et un sourire permanent).

Je tiens enfin a remercie, mes parents, mes frères et sœurs qui m'ont encouragé durant mes études universitaires.

الملخص:

الهدف من هذا العمل هو إيجاد النموذج الأمثل للخصائص البتروفيزيائية التي تؤثر على الرطوبة التي لديها اثر واضح على استرجاع البترول. لهذا تم تطوير نموذج امثل بعبارات رياضية و تجريبية خاصة لعمليات التنقيب عن البترول. استعملنا أيضا عبارات رياضية لحل هذا المشكل.

الخصائص المثلية تم الحصول عليها باستعمال برنامج ديزاين إكسبير 7.

الكلمات المفتاحية: التمديج، الخصائص البترو فيزيائية، الرطوبة، المسامية، النفاذية، التشبع بالمياه الغير قابلة للاختزال

Abstarct

The objective of this work is the optimization of petro physical parameters on the wettability which has a remarkable effect on oil recovery. For this, an optimization model has been developed by theoretical and empirical formulas adapted to oil drilling. We also used mathematical formulas to solve the problem.

The optimal parameters were calculated by specialized software called Design Expert 7.

The Keywords: optimization, petrophysical parameters, wettability, porosity, permeability, irreducible water saturation.

Résumé

L'objectif de ce travail est l'optimisation des paramètres pétro physique sur la mouillabilité qui a un effet remarquable sur la récupération du pétrole. Pour cela, un modèle d'optimisation a été développé par des formules théoriques et empiriques, adaptées aux forages pétroliers. On a également utilisé des formules mathématiques pour résoudre le problème.

Les paramètres optimaux sont calculés par un logiciel appelé Design Expert 7.

Les mots clé : optimisation, paramètres pétro physiques, mouillabilité, porosité, perméabilité, saturation irréductible en eau.

Table des matières

Dédicaces	
Remerciements	
Résumé	
Table des matières	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Introduction générale	10
Chapitre I: Généralités sur la mouillabilité	
I.1.Définition.....	12
I.2.Méthode de détermination de la mouillabilité.....	13
I.2.1.Détermination de la mouillabilité par angle de Contact.....	14
I.2.1.Méthode de mesure USBM (United States Bureau of Mines).....	15
I.2.3.Méthode Amott-Harvey et Amott-IFP.....	16
I.3.Caractérisation des milieux poreux.....	18
I.3.1.Les roches réservoirs.....	18
I.3.2.Définitions des paramètres pétro physique des roches réservoir.....	18
Chapitre II: Partie optimisation	
II.1 .Objectif de l'étude.....	22
II.2.Le choix des paramètres.....	22
II.3.Définition des niveaux des facteurs.....	22
II.4.Le choix du plan d'expérience.....	23
II.5.Représentation des résultats et interprétation.....	28
II.5.1.Diagramme des effets.....	30
II.5.2.Diagramme des interactions :.....	32
II.6.Recherche de conditions opératoires respectant les objectifs :.....	35
Conclusion générale	38
Références bibliographiques	39

Liste des tableaux

Tableau II.1 : les niveaux bas et les niveaux hauts des facteurs	22
Tableau II.2 : La matrice d'expérimentation.....	24
Tableau II.3 : la matrice des données en unités codés.....	24
Tableau II.4 : les paramètres qui influent sur la mouillabilité.....	25
Tableau II.5 : Les effets et les interactions des facteurs.....	29

Figure I.1 : angle de contact.....	12
Figure I.2 : Illustration de l'angle de recul et d'avancée pour le système Eau/huile.....	14
Figure I.3 : Méthode USBM de détermination de la mouillabilité(Zinszner & Pellerin,2007)	
Figure I.4 : Méthode Amott-IFP (déplacements spontanés) (Cissokho, 2010).....	17
Figure I.5 : la porosité d'une roche réservoir.....	19
Figure I.6 : mesure de la perméabilité absolue.....	20
Figure II.1 : la représentation des facteurs étudiés	23
Figure II.2 : la réponse obtenue avec les essais expérimentaux	26
Figure II.3 : l'équation du modèle mathématique en unités normales.....	27
Figure II.4 : l'équation du modèle mathématique n unités codés	27
Figure II.5 : La mouillabilité aux sommets du domaine d'étude.....	28
Figure II.6 : effet de la perméabilité sur la mouillabilité.....	30
Figure II.7 : effet de la porosité sur la mouillabilité.....	31
Figure II.8 : effet de la saturation irréductible en eau sur la mouillabilité.....	32
Figure II.9 : Effet de la porosité et de la perméabilité sur la mouillabilité.....	33
Figure II.10 : Effet de la perméabilité et de la saturation en eau sur la mouillabilité.....	34
Figure II.11 : Effet de la porosité et de la saturation en eau sur la mouillabilité.....	34
Figure II.12 : les iso réponses des facteurs de porosité et perméabilité à une saturation irréductible en eau $S_{wi} = 13\%$	36
Figure II.13 : les iso réponses des facteurs de porosité et perméabilité à une saturation irréductible en eau $S_{wi} = 17\%$	36
Figure II.14 : les iso réponses des facteurs de porosité et perméabilité à une saturation irréductible en eau $S_{wi} = 23\%$	37

Introduction générale

Introduction générale

Le Pétrole constitue aujourd'hui la principale source d'énergie de notre civilisation. Avec le développement technologique, les informations récoltées dans le domaine pétrolier deviennent de plus en plus nombreuses et cela à toutes les étapes, depuis l'exploration jusqu'au développement. Le volume et la nature des informations, requises et les projets entrepris dans ce domaine ont fait que la caractérisation des réservoirs prend un chemin de plus en plus développé. Le rôle de la caractérisation des réservoirs est fort important, car dès qu'un réservoir est découvert, les ingénieurs veulent le définir pour l'optimiser et maximiser la production de celui-ci.

La connaissance d'un réservoir est conditionnée par l'exploitation de plusieurs données dans des domaines différents, on citera par exemple au niveau des puits, les méthodes diagraphiques et aussi au niveau des laboratoires par des tests sur des échantillons extraits à partir de carottes. Par l'intermédiaire de ces données, on pourra ainsi définir diverses propriétés des réservoirs. Ces propriétés ainsi définies sont ensuite introduites dans des modèles numériques qui sont destinés à simuler la production et à estimer la productivité du réservoir et son comportement dans les différentes étapes de l'exploitation.

Il a été longtemps considéré que les réservoirs d'hydrocarbures étaient d'une mouillabilité franche à l'eau et qu'elle n'était pas altérée avec le temps. L'influence de la mouillabilité dans l'évaluation de la récupération d'hydrocarbures des réservoirs pétroliers a donc longtemps été négligée, tandis que cette dernière semble y jouer un rôle très important, notamment sur les valeurs de saturations résiduelles de perméabilités relatives et de pression capillaire et donc sur l'estimation du potentiel de récupération.

L'objectif principal de notre projet est l'optimisation des paramètres pétro physique sur la mouillabilité, et cela en utilisant le logiciel Design Expert 7.

Dans un premier temps, on commence par définir les paramètres pétro physiques d'un réservoir pétrolier et puis on va définir ce qu'est la mouillabilité, le processus d'altération de la mouillabilité et son champ d'influence sur les propriétés physiques d'écoulement. On se limitera dans cette étude qu'aux systèmes diphasiques.

Introduction générale

On passe par la suite au développement de notre modèle d'optimisation, avec le logiciel Design Expert 7 qu'on développera. On termine par une partie d'interprétation des résultats puis par une conclusion générale.

Chapitre I : Généralités sur la mouillabilité

Chapitre I : Généralités sur la mouillabilité

I.1. Définition

Dans un système diphasique, la mouillabilité à l'eau (par comparaison à l'huile) d'une roche réservoir peut être définie qualitativement comme étant l'aptitude de ses pores à être recouverts préférentiellement par l'eau plutôt que par l'huile. Ce paramètre est reconnu comme étant déterminant dans la caractérisation des réservoirs. Il contrôle la distribution des fluides dans les pores et joue un rôle important dans les déplacements polyphasiques. Les réservoirs pétroliers sont généralement de mouillabilité intermédiaire [2].

La notion de mouillabilité est directement liée à la notion d'angle de contact (figure I.1)

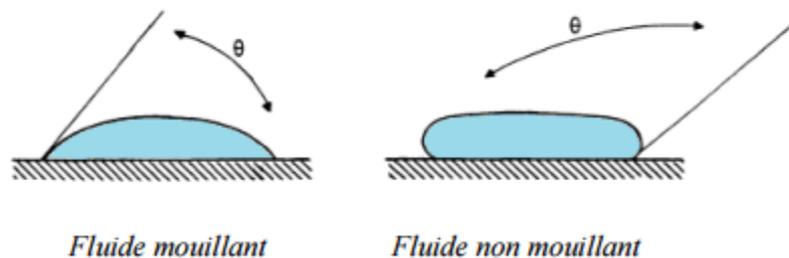


Figure I.1: angle de contact [2]

En effet, l'intersection d'une interface fluide et d'une paroi solide a lieu sous un certain angle (θ) appelé angle de contact; il est toujours compté dans la phase fluide dont la masse volumique est la plus élevée, et ne dépend que de la nature de la paroi solide et du liquide en contact. Par rapport à une paroi solide on peut dire qu'un fluide est mouillant lorsque (θ) varie entre 0° et 90° , et non mouillant lorsque (θ) est compris entre 90° et 180° .

On distingue :

- **Mouillabilité franche à une phase (à l'eau ou à l'huile) :** C'est la forte préférence d'attraction d'une phase sur les surfaces solides en dépit des autres phases. Les roches de réservoirs sont considérées de mouillabilité franche à l'eau avant la migration d'hydrocarbures [2].

Chapitre I : Généralités sur la mouillabilité

- **Mouillabilité intermédiaire** (à l'échelle de la paroi solide): C'est le cas où l'attraction des phases en présence est relativement identique pour la surface solide. Elle correspond à des angles de contact proches de 90° entre les fluides et la surface solide [2].
- **Mouillabilité mixte** (à l'échelle du milieu poreux) : Se dit d'un milieu poreux dont les différentes parties du milieu ont des mouillabilités surfaciques relativement différentes (mouillabilité soit à l'eau ou soit à l'huile). Les réservoirs pétroliers sont généralement de mouillabilité mixte [2].

I.2.Méthode de détermination de la mouillabilité

Il existe dans la littérature, plusieurs façons d'évaluer la mouillabilité [2]. Elles sont basées soit sur des estimations qualitatives, soit sur des évaluations expérimentales. Elles diffèrent notamment de l'échelle choisie et les paramètres évalués. Les plus utilisées sont (Ql = qualitative, Qt = quantitative) [2] :

- Mesure par angle de contact (Qt)
- Mesure Amott-Harvey (Qt)
- Mesure Amott-IFP (Institut Français de Pétrole) (Qt)
- Mesure USBM (United States Bureau of Mines) (Qt)
- Mesure par résonance magnétique nucléaire (Qt)
- Mesure par imbibition (Qt)
- Test par indice de résistivité (Ql)
- Test de la goutte (Ql)

Pour permettre une évaluation représentative de la mouillabilité d'un milieu poreux par rapport à des systèmes de fluides (généralement eau-huile), Il est nécessaire de se rapprocher le plus possible des conditions d'écoulement du réservoir. La technique expérimentale mise en œuvre doit pouvoir :

Chapitre I : Généralités sur la mouillabilité

- Ne pas modifier les propriétés de surface de la roche.
- Etre utilisable sur une large gamme de mouillabilité.
- Etre le moins possible dépendante de paramètres tels que la viscosité des fluides, la perméabilité de la roche.
- Etre reproductible sur un échantillon donné et sur plusieurs échantillons voisins.

Nous détaillerons par la suite les méthodes de détermination de la mouillabilité les plus utilisées

I.2.1. Détermination de la mouillabilité par angle de Contact

Cette méthode consiste à déposer entre deux surfaces lisses polies (ou bien deux échantillons de roches plans) préalablement en contact avec l'une des phases servant à la mesure et de même nature minéralogique que le réservoir étudié, une goutte de la seconde phase (dans notre cas : eau/huile), puis à mesurer les différents angles extrêmes que fait cette dernière avec les surfaces planes (quand l'une des phases est déplacée par l'autre) Cette méthode nous donne accès à deux mesures (Figure I.2) :

-**L'angle de contact à l'avancée** : Angle maximal atteint par la goutte d'huile par rapport à l'échantillon plan juste avant son déplacement par l'eau (déplacement de l'interface eau/huile)

-**L'angle de contact au recul** : Angle minimal atteint par la goutte d'eau par rapport à l'échantillon plan juste avant son déplacement (observée par déplacement de l'interface eau/huile) par l'huile.

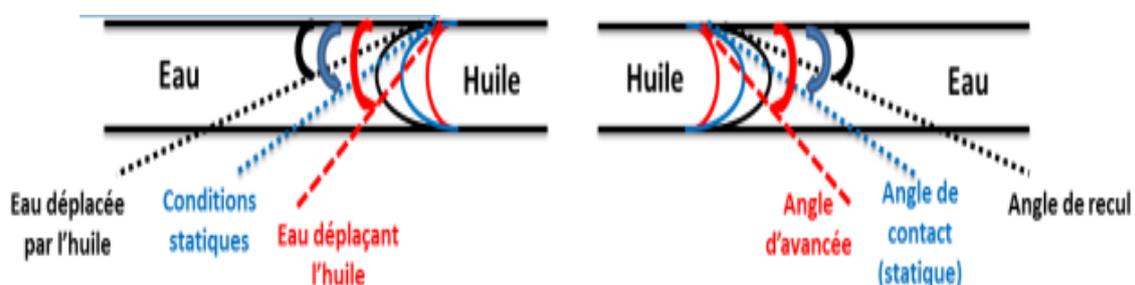


Figure I.2 : Illustration de l'angle de recul et d'avancée pour le système Eau/huile [2]

Chapitre I : Généralités sur la mouillabilité

L'indice de mouillabilité est dans ce cas défini par :

$$I_{usbm} = \log \left(\frac{A_1}{A_2} \right) \quad (I.1)$$

Cette méthode est rapide d'application et facile à mettre en place, donc très peu coûteuse. Ne prenant en compte que les déplacements forcés et non les déplacements spontanés, elle est précise pour les mouillabilités franches mais moins précise d'utilisation pour des systèmes à mouillabilité intermédiaire [2].

I.2.3.Méthode Amott-Harvey et Amott-IFP

Ce sont les techniques les plus utilisées en laboratoire. Ces méthodes consistent à mesurer les volumes d'eau (V^1_w et V^2_w) et d'huile (V^1_o et V^2_o) récupérés par déplacements spontanés et par déplacements forcés d'eau et d'huile dans un échantillon poreux. Elles ne diffèrent que sur la procédure utilisée pour les déplacements forcés (par injection pour Amott-IFP et par centrifugation pour Amott-Harvey). Le principe de la mesure est le suivant :

- Saturation totale du milieu poreux à la saumure: $S_w = 100\%$
- Déplacement forcé (Drainage primaire) de la saumure avec l'huile choisie pour la mesure (brute ou minérale) jusqu'à la saturation irréductible en la saumure, S_{wi} .
- **Imbibition spontanée** de l'échantillon par la saumure et mesure du volume d'huile déplacé (volume V^1_o) (Figure I.4a).
- **Imbibition forcée** de l'échantillon par la saumure jusqu'à la saturation résiduelle en huile (S_{orw}) et mesure de la quantité d'huile déplacée (V^2_o)(Figure I.4a).
- **Déplacement spontané** de la saumure par l'huile dans l'échantillon (Drainage spontané) et mesure du volume d'eau récupéré (V^1_w) (Figure I.4b).
- **Drainage forcé** de la saumure jusqu'au S_{wi} et mesure du volume de saumure déplacé (V^2_w)(figure I.4b).

Chapitre I : Généralités sur la mouillabilité

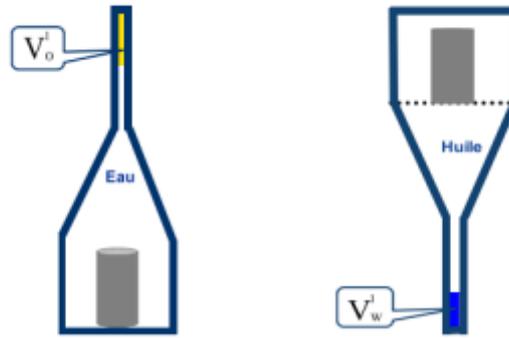


Figure I.4 : Méthode Amott-IFP [2]

On définit des indices de mouillabilité à l'eau (I_w) et à l'huile (I_o) :

$$I_w = \frac{V_w^1}{V_w^1 + V_w^2} \quad (I.2)$$

$$I_o = \frac{V_o^1}{V_o^1 + V_o^2} \quad (I.3)$$

Le schéma de calcul des indices de mouillabilité par la méthode Amott-Harvey (Figure I.3) est basé sur l'interprétation des courbes de pression capillaire et des valeurs de saturation mesurées lors de la centrifugation de l'échantillon.

$$I_w = \frac{\Delta S_{ws}}{\Delta S_{wt}} \quad (I.4)$$

$$I_o = \frac{\Delta S_{os}}{\Delta S_{wt}} \quad (I.5)$$

Dans les deux cas (Amott-Harvey et Amott-IFP), l'indice global de mouillabilité est défini comme la différence des deux indices:

$$I_{w-o} = I_w - I_o \quad (I.6)$$

Le milieu est considéré comme franchement mouillable à l'eau, respectivement à l'huile, quand la valeur de l'indice global I_{w-o} est égale à 1, respectivement -1.

Ces deux méthodes sont préférées aux précédentes pour les évaluations de la mouillabilité des échantillons de réservoirs. Elles sont considérées comme les meilleures méthodes de caractérisation de la mouillabilité de réservoirs [2].

Chapitre I : Généralités sur la mouillabilité

- **Avantages** : Techniques de mesure les plus disponibles, gamme des mouillabilités bien couverte, utilisation de toute la structure poreuse

- **Inconvénients** : mesure longue (plusieurs jours) et dépendante du Swi atteint.

I.3.Caractérisation des milieux poreux

Dans la théorie chaque roche peut se comporter comme une roche réservoir pouvant emmagasiner des fluides: eau, huile ou gaz. Dans la pratique, les grés et les carbonates peuvent constituer l'essentiel de ces réservoirs surtout dans le conventionnel. Cependant certains réservoirs peuvent se constituer dans le non-conventionnel exemple: les argiles et certaine roches métamorphiques [1].

I.3.1.Les roches réservoirs

La roche réservoir est une roche poreuse et perméable. Ces caractéristiques lui permettent de pouvoir contenir des fluides (eau, pétrole, gaz,...). Avec leur contenu en fluide, ces roches deviennent intéressantes économiquement surtout lorsqu'elles sont couvertes par une roche imperméable ne permettant pas au fluide de s'échapper. Ces roches ont un intérêt économique pouvant être plus important, si leur volume poreux est considérable et l'habilité de circulation de fluides est importante. La roche réservoir est appelée aussi roche magasin [1].

I.3.2.Définitions des paramètres pétro physique des roches réservoir

La pétro physique est l'étude des propriétés des roches et de leurs interactions avec les fluides (des hydrocarbures liquides et gazeux).Pour qu'une roche puisse constituer un réservoir, il faut que [1] :

-qu'elle ait une capacité de stockage, cette propriété est caractérisée par la porosité.

-que les fluides puissent y circuler, cette propriété est caractérisée par la perméabilité.

-qu'elle contienne une quantité suffisante d'hydrocarbures, avec une concentration suffisante.

Le volume imprégné intervient ici, ainsi que les saturations.

Chapitre I : Généralités sur la mouillabilité

a) La porosité

Considérons un échantillon de roche. Son volume apparent, ou volume total V_t , est constitué d'un volume solide V_s et d'un volume de pores V_p . On appelle porosité ϕ [1] :

$$\Phi = \frac{V_{Pores}}{V_{Total}} \quad (I.7)$$

Exprimé en %

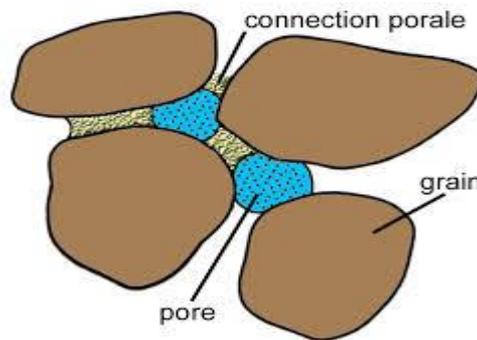


Figure I.5: la porosité d'une roche réservoir [1]

La porosité qui intéresse le spécialiste du gisement, est celle qui permet la circulation des fluides se trouvant dans les pores. C'est la porosité utile ϕ_u qui correspond aux pores reliés entre eux et avec l'extérieur.

On définit aussi la porosité totale ϕ_t correspondant à tous les pores, reliés ou non reliés entre eux, et la porosité résiduelle ϕ_r qui ne tient compte que des pores isolés [1].

$$\Phi_t = \phi_u + \phi_r \quad (I.8)$$

b) La perméabilité

En cours d'exploitation, les fluides circulent dans les pores des roches avec plus ou moins de facilité, suivant les caractéristiques du milieu poreux.

➤ Définitions, loi de DARCY

La perméabilité intrinsèque ou absolue d'une roche est l'aptitude de cette roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide dont elle est saturée. Elle peut être estimée grâce à la loi de Darcy, (loi expérimentale).

Chapitre I : Généralités sur la mouillabilité

Considérons un échantillon de longueur dx et de section A , saturé d'un fluide de viscosité dynamique μ , traversé horizontalement par un débit Q (mesuré dans les conditions de la tranche dx), en régime permanent, la pression amont est P , la pression aval est $P - dP$ [1].

L'étanchéité est faite sur les faces latérales. S'il n'y a pas de réaction du fluide avec la roche ; ce qui est le cas général, on a :

$$Q = A \cdot \frac{K}{\mu} \frac{dP}{dx} \quad (\text{I.9})$$

Avec les paramètres suivants :

- Q le débit volumique (m³/s),
- K le coefficient de perméabilité (m/s),
- A la surface de la section étudiée (m²),
- dP la différence des hauteurs (m),
- dx la longueur du milieu (m).

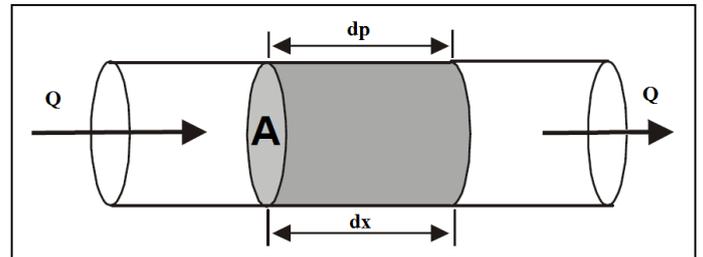


Figure I.6 : mesure de la perméabilité absolue [1]

c) Saturation

Dans le volume de pores V_p se trouvent un volume V_w d'eau, un volume V_o d'huile et un volume V_g de gaz ($V_w + V_o + V_g$) [5].

Les saturations en huile, eau et gaz sont :

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (\text{I.10})$$

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (\text{I.11})$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (\text{I.12})$$

Exprimées en pourcents.

Avec:
$$S_w + S_o + S_g = 100\% \quad (\text{I.13})$$

La connaissance des volumes d'huile et de gaz en place dans un gisement, nécessite la connaissance des saturations en tout point.

Chapitre I : Généralités sur la mouillabilité

➤ Saturation en eau initiale

La Saturation d'eau initiale est obtenue à partir de la ligne de fil enregistre dans les études dans un réservoir nouvellement découvert. L'eau initiale est l'eau de mer piégée dans des espaces de sédiments pendant leur dépôt et lithification, bien avant une migration de l'huile dans la roche réservoir [1].

➤ Saturation en eau irréductible (S_{wi})

Il existe un certain niveau de saturation au-dessous de laquelle le fluide ne circule pas à travers les pores et les canaux microscopiques dans le milieu poreux. Le fluide du réservoir adhère à la surface des pores en raison de l'existence de certaines forces. Ces forces sont la tension superficielle entre le fluide et la surface de la roche et des tensions inter faciales entre deux fluides non miscibles présents dans les pores [1].

➤ Saturation en huile résiduelle

Saturation en huile résiduelle: à la fin de la vie productive d'un réservoir, la saturation en huile qui réside dans le réservoir est désignée par la saturation en huile résiduelle.

La Saturation résiduelle en huile peut être obtenue à partir des études du laboratoire. Elle correspond à une valeur inférieure à laquelle l'huile est plus mobile au sein des milieux poreux. La saturation résiduelle à terme est utilisée en liaison avec la diminution de la saturation de fluide [1]

Chapitre II : Partie optimisation

Chapitre II : Partie optimisation

Dans cette partie, nous allons essayer de déterminer les valeurs optimales des facteurs influençant la mouillabilité. Nous désirons chercher

II.1 .Objectif de l'étude

L'objectif principal de cette étude est de réaliser un maximum de récupération en huile en se limitant à des données réelles obtenues au laboratoire sur des roches réservoirs du gisement de Hassimessaoud.

Selon l'étude expérimentale faite au laboratoire, la récupération en huile varie entre 45% et 52%. Pour assurer la rentabilité du procédé, il faut une récupération de 45% au minimum [1].

II.2.Le choix des paramètres

L'étude bibliographique et les tests expérimentaux au laboratoire, montrent que les paramètres affectent la mouillabilité sont essentiellement :

- La perméabilité de la roche
- La porosité
- La saturation irréductible en eau

II.3.Définition des niveaux des facteurs

Il s'agit de choisir les niveaux haut et bas des trois facteurs choisis précédemment:

- La perméabilité de la roche réservoir en [mD]
- La porosité de la roche en [%]
- La saturation irréductible en eau [%]

Les niveaux de ces trois facteurs sont donnés dans le tableau suivant

Tableau II.1 : les niveaux bas et les niveaux hauts des facteurs

Facteur	Niveau bas	Niveau haut
Perméabilité (1)	400	900
Porosité (2)	10	22
Saturation irréductible en eau (3)	10	24

Chapitre II : Partie optimisation

II.4. Le choix du plan d'expérience

Dans cette partie, il ya trois facteurs à étudier dont les niveaux bas et hauts ont été définis. Il convient donc de supposer un modèle mathématique du premier ordre comme suit :

$$Y = a_0 + a_1X_1 + a_2X_2 + a_3X_3 + a_{12}X_1X_2 + a_{13}X_1X_3 + a_{23}X_2X_3 + a_{123}X_1X_2X_3$$

Le plan d'expérience adopté est 2^3 . Tel que le chiffre 2 signifie deux niveaux et le chiffre 3 indique les trois facteurs. On peut représenter ce plan par une figure (figure II.1) en indiquant le domaine d'étude et les points d'expérience.

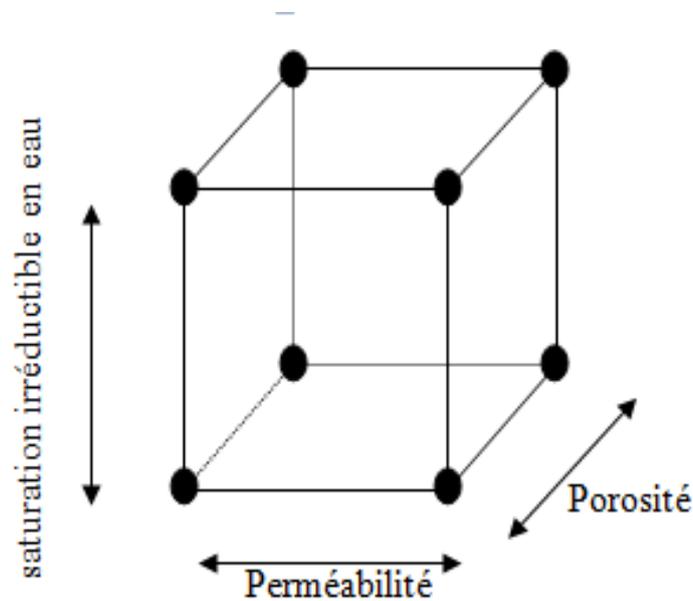


Figure II.1 : Présentation des facteurs étudiés

On peut également représenter ce plan par une matrice soit en unités normales ou codés.

La matrice d'expériences est donnée dans le tableau ci-dessous :

La matrice d'expérimentation est donnée dans le tableau suivant comportant 5 colonnes : les noms des essais, les trois facteurs et la réponse en mode normale et en mode codé.

Chapitre II : Partie optimisation

Tableau II.2 : La matrice d'expérimentation

	Std	Run	Block	Factor 1 A:Perméabilité md	Factor 2 B:porosité %	Factor 3 C:saturation en %	Response 1 Mouillabilité %
6		1	Block 1	900.00	10.00	24.00	4.3
	1	2	Block 1	400.00	10.00	10.00	6.6
	5	3	Block 1	400.00	10.00	24.00	4.2
	4	4	Block 1	900.00	22.00	10.00	2.4
	7	5	Block 1	400.00	22.00	24.00	10.5
	2	6	Block 1	900.00	10.00	10.00	3.3
	8	7	Block 1	900.00	22.00	24.00	18.3
	3	8	Block 1	400.00	22.00	10.00	2.4

Tableau II.3 : la matrice des données en unités codés

	Std	Run	Block	Factor 1 A:Perméabilité md	Factor 2 B:porosité %	Factor 3 C:saturation en %	Response 1 Mouillabilité %
6		1	{ 1 }	1.000	-1.000	1.000	4.3
	1	2	{ 1 }	-1.000	-1.000	-1.000	6.6
	5	3	{ 1 }	-1.000	-1.000	1.000	4.2
	4	4	{ 1 }	1.000	1.000	-1.000	2.4
	7	5	{ 1 }	-1.000	1.000	1.000	10.5
	2	6	{ 1 }	1.000	-1.000	-1.000	3.3
	8	7	{ 1 }	1.000	1.000	1.000	18.3
	3	8	{ 1 }	-1.000	1.000	-1.000	2.4

En résumé, le tableau (Tableau II.4) nous donne les facteurs influençant la réponse (la mouillabilité), les niveaux haut et bas de tous les facteurs en unité normale et celles codées, la moyenne entre les niveaux d'un facteur et l'écart type:

Chapitre II : Partie optimisation

Tableau II.4 : les paramètres qui influent sur la mouillabilité

Design Summary

Study Type Factorial **Runs** 8
Initial Design 2 Level Factorial **Blocks** No Block
Center Point
Design Type 3FI

Factor	Name	Units	Type	Low Act	High Act	Low Cor	High Cor	Mean	Std. Dev
A	Permeab	md	Numeric	17.00	1320.00	-1.000	1.000	368.000	264.136
B	Porosity	%	Numeric	15.00	22.00	-1.000	1.000	19.775	2.015
C	Irreducibl	%	Numeric	10.00	47.00	-1.000	1.000	25.463	10.861

Response	Name	Units	Obs	Analysis	Minimum	Maximum	Mean	Std. Dev	Ratio	Trans	Model
Y1	Wettabilit	Indice	8	Factorial	2.400	10.500	5.300	2.234	4.375	None	Mean

Dans ce qui suit nous allons introduire tout les valeurs de la réponse obtenue sur la base des essais expérimentaux effectués au laboratoire, on essayant de filtrer au mieux les données expérimentales avec le modèle mathématique obtenu par le logiciel Design expert. Pour cela, nous avons tracé la courbe qui passe par l'ensemble des points, qui sont en fait les coefficients du modèle mathématique, en se basant sur le test de Shapiro-wilk avec un paramètre $W \approx 1$ (l'écart type).

Chapitre II : Partie optimisation

Design-Expert® Software
Mouillabilité

Shapiro-Wilk test
W-value = 0.913
p-value = 0.418
A: Perméabilité
B: porosité
C: saturation en eau
■ Positive Effects
■ Negative Effects

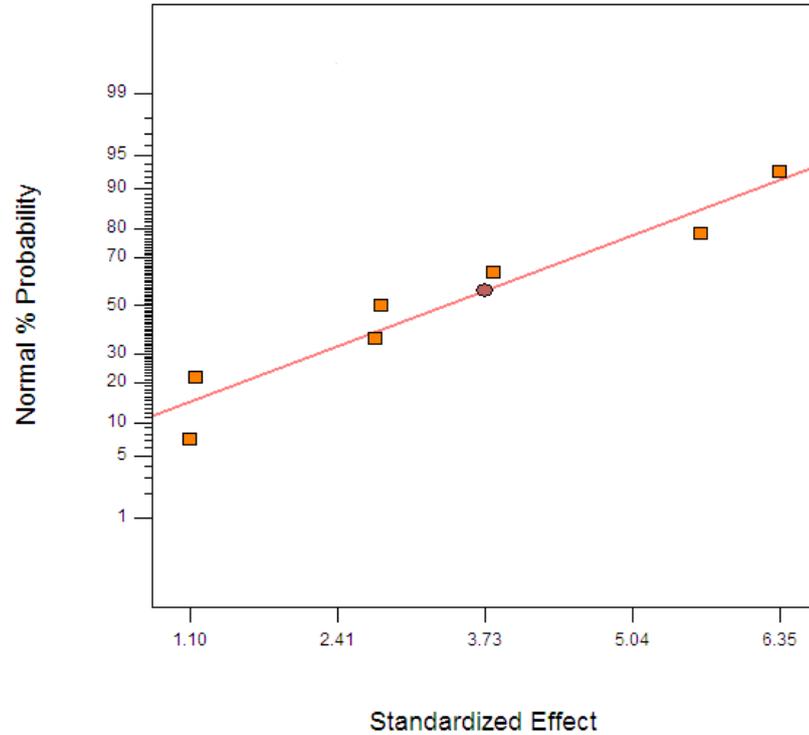


Figure II.2 : la réponse obtenue avec les essais expérimentaux

Le nuage des points est représenté par la couleur orange indiquant un effet positif

L'équation finale du modèle mathématique en termes de facteurs codés est donnée comme suit :

Chapitre II : Partie optimisation

$$\begin{aligned} \text{Mouillabilité} = & \\ & +22.75190 \\ & -0.011719 * \text{Perméabilité} \\ & -0.98548 * \text{porosité} \\ & -0.78119 * \text{saturation en eau} \\ & +2.61905\text{E-}005 * \text{Perméabilité} * \text{porosité} \\ & -3.80952\text{E-}005 * \text{Perméabilité} * \text{saturation en eau} \\ & +0.041548 * \text{porosité} * \text{saturation en eau} \\ & +5.23810\text{E-}005 * \text{Perméabilité} * \text{porosité} * \text{saturation en eau} \end{aligned}$$

Figure II.3 : Equation du modèle mathématique en unités normales

Alors qu'en termes de facteurs actuels, l'équation finale du modèle mathématique à la forme suivante :

$$\begin{aligned} \text{Mouillabilité} = & \\ & +6.50 \\ & +0.58 * A \\ & +1.90 * B \\ & +2.83 * C \\ & +1.37 * A * B \\ & +1.40 * A * C \\ & +3.18 * B * C \\ & +0.55 * A * B * C \end{aligned}$$

Figure II.4 : Equation du modèle mathématique en unités codés

Chapitre II : Partie optimisation

II.5.Représentation des résultats et interprétation

On reporte les résultats des mouillabilités (réponses obtenues) sur le domaine d'étude. Il est à remarquer que la mouillabilité augmente avec l'augmentation de saturation en eau et également avec l'augmentation de la porosité.

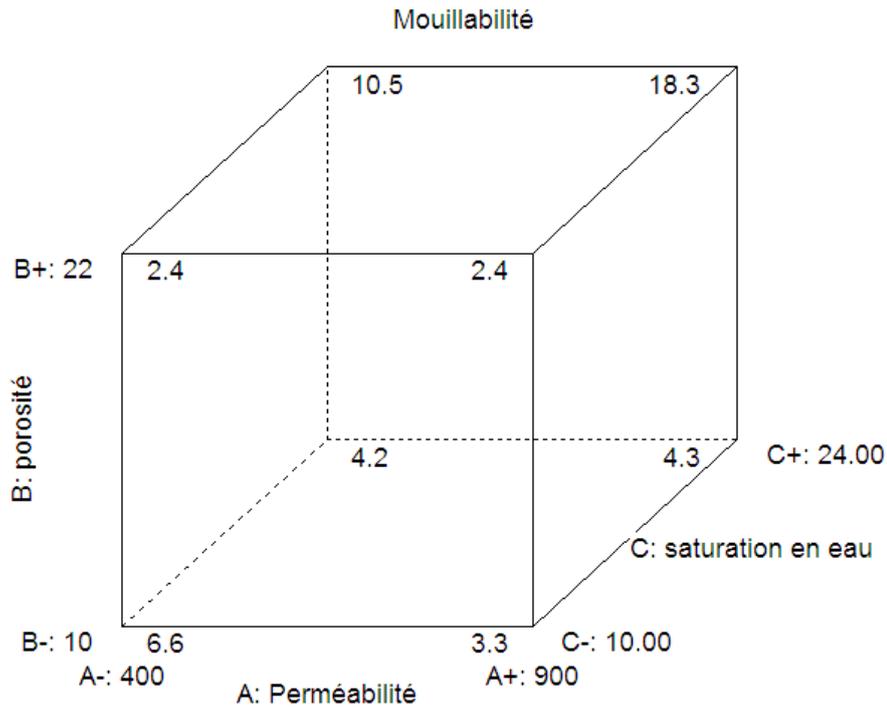


Figure II.5 : La mouillabilité aux sommets du domaine d'étude

Dans le but d'affiner la compréhension des résultats, nous devons modéliser les phénomènes, en calculant les effets des facteurs et leurs interactions selon le tableau ci-dessous :

Chapitre II : Partie optimisation

Tableau II.5 : Les effets et les interactions des facteurs

Effets	Valeurs
Constante	+6,50
Perméabilité	+0,58
Porosité	+1,90
Saturation irréductible en eau	+ 2,03
Perméabilité*porosité	+1,37
Perméabilité *saturation irréductible en eau	+1,40
Porosité *saturation irréductible en eau	+3,18
Perméabilité*porosité*saturation irréductible en eau	+0,55

D'après les résultats obtenus, nous remarquons que le facteur C, la saturation irréductible en eau, qui est le plus influent. Le facteur A (perméabilité) et facteur B (porosité) le sont également mais avec un degré moins important.

Ces trois facteurs montrent également leurs influences par l'intermédiaire de leurs interactions d'ordre 2.

Dans ce qui suit, afin d'investiguer l'influence des facteurs choisis pour la construction de ce plan d'expérience, nous allons nous baser sur deux diagrammes principaux à savoir : le diagramme des effets indiquant les effets principaux des facteurs et le diagramme des interactions qui indique les interactions d'ordre 2 entre les facteurs.

Chapitre II : Partie optimisation

II.5.1. Diagramme des effets

Ce type de diagramme indique les effets principaux des facteurs étudiés, c'est – à – dire les coefficients des termes du premier degré du modèle mathématique présenté plus haut . Ce diagramme peut être présenté en utilisant les unités codées ou bien les unités normales. A travers les digrammes obtenus ci-dessous, nous remarquons que la mouillabilité est d'autant plus importante que la porosité et la saturation irréductible en eau sont importantes, alors que, la mouillabilité augmente avec la perméabilité mais avec un degré moindre ce qui est représenté avec une pente faible (figure II.6, figure II.7 et figure II.8).

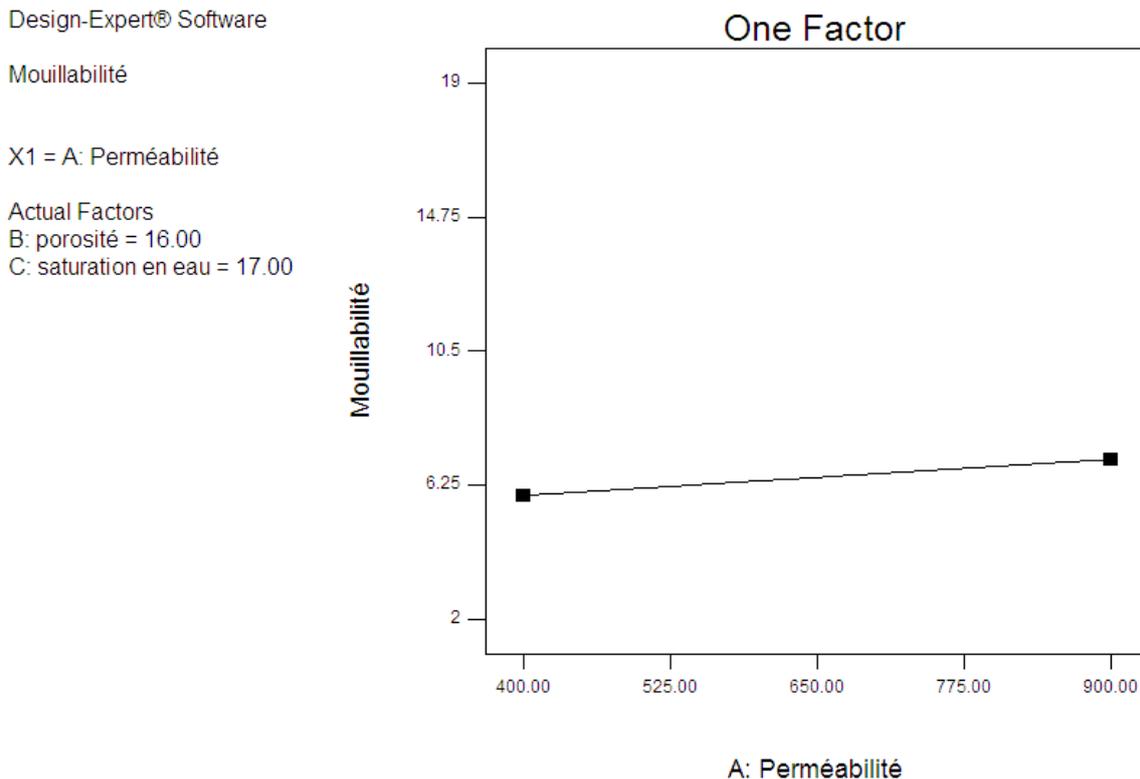


Figure II.6 : effet de la perméabilité sur la mouillabilité

Chapitre II : Partie optimisation

Design-Expert® Software

Mouillabilité

X1 = B: porosité

Actual Factors
A: Perméabilité = 650.00
C: saturation en eau = 17.00

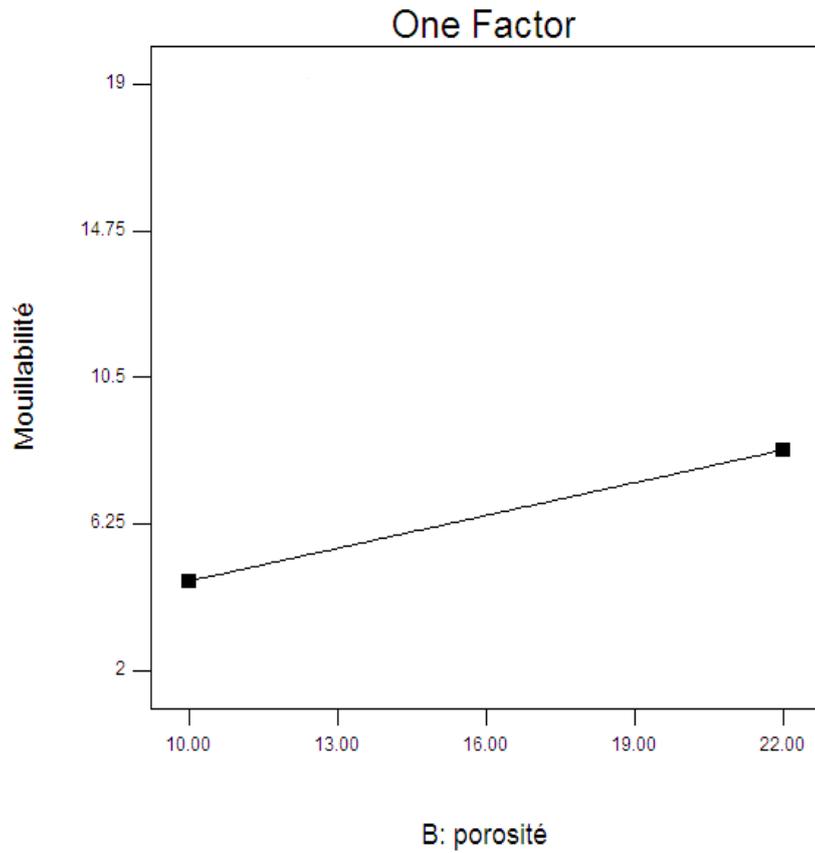


Figure II.7: effet de la porosité sur la mouillabilité

Chapitre II : Partie optimisation

Design-Expert® Software

Mouillabilité

X1 = C: saturation en eau

Actual Factors

A: Perméabilité = 650.00

B: porosité = 16.00

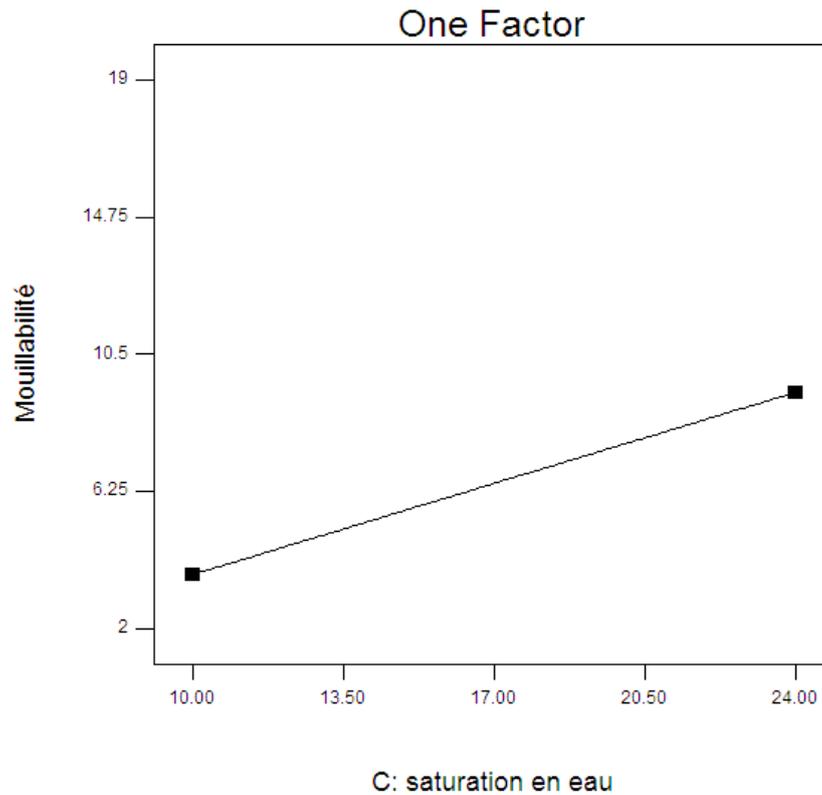


Figure II.8 : effet de la saturation irréductible en eau sur la mouillabilité

II.5.2. Diagramme des interactions :

Ces diagrammes indiquent les effets d'un facteur au niveau bas et au niveau haut d'un autre facteur. Pour les trois figures ci-dessous, la réponse (la mouillabilité) est indiquée en ordonnées et les échelles des facteurs sont en abscisses.

Chapitre II : Partie optimisation

Design-Expert® Software

Mouillabilité

■ B- 10.000
▲ B+ 22.000

X1 = A: Perméabilité

X2 = B: porosité

Actual Factor

C: saturation en eau = 17.00

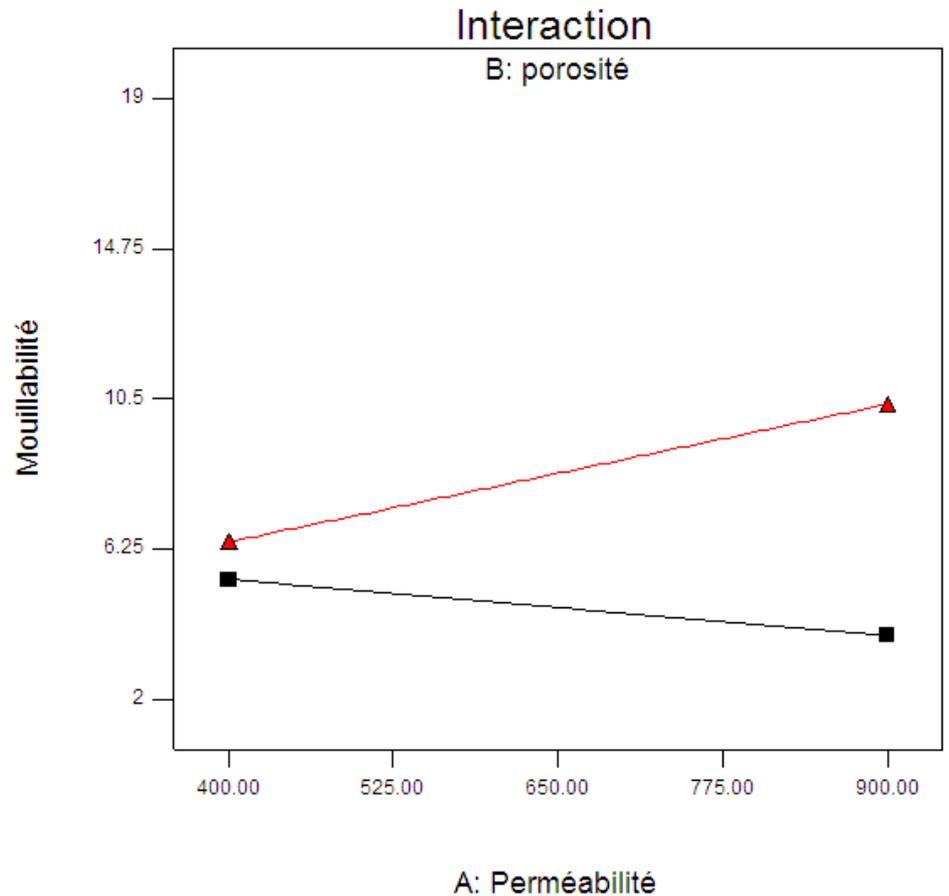


Figure II.9 : Effet de la porosité et de la perméabilité sur la mouillabilité

La figure II.9, représente l'effet du facteur porosité qui est indiqué pour les niveaux faible (10) et haut du facteur perméabilité (900).

Chapitre II : Partie optimisation

Design-Expert® Software

Mouillabilité

- C- 10.000
- ▲ C+ 24.000

X1 = A: Perméabilité
X2 = C: saturation en eau

Actual Factor
B: porosité = 15.84

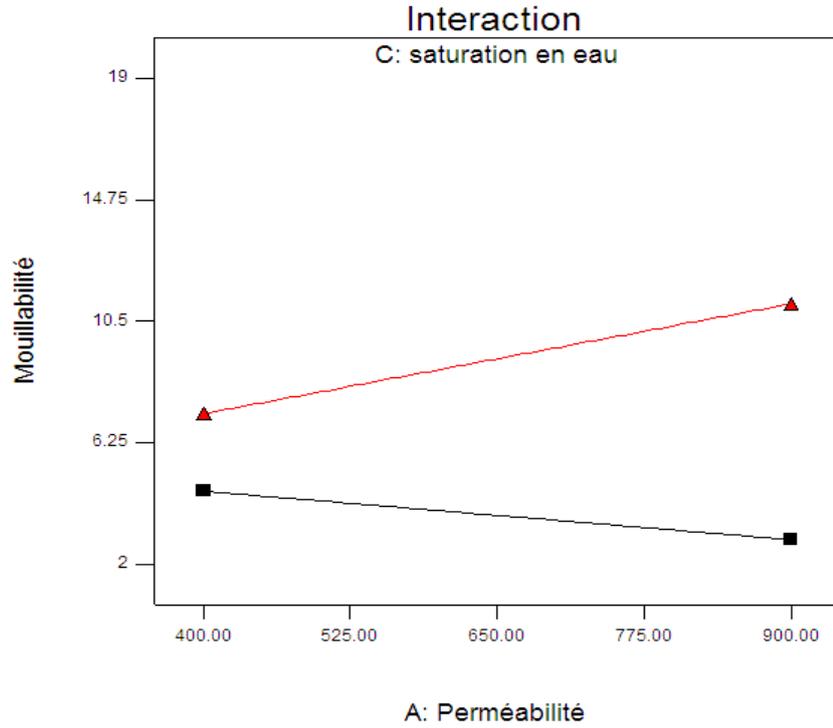


Figure II.10 : Effet de la perméabilité et de la saturation en eau sur la mouillabilité

Design-Expert® Software

Mouillabilité

- C- 10.000
- ▲ C+ 24.000

X1 = B: porosité
X2 = C: saturation en eau

Actual Factor
A: Perméabilité = 650.00

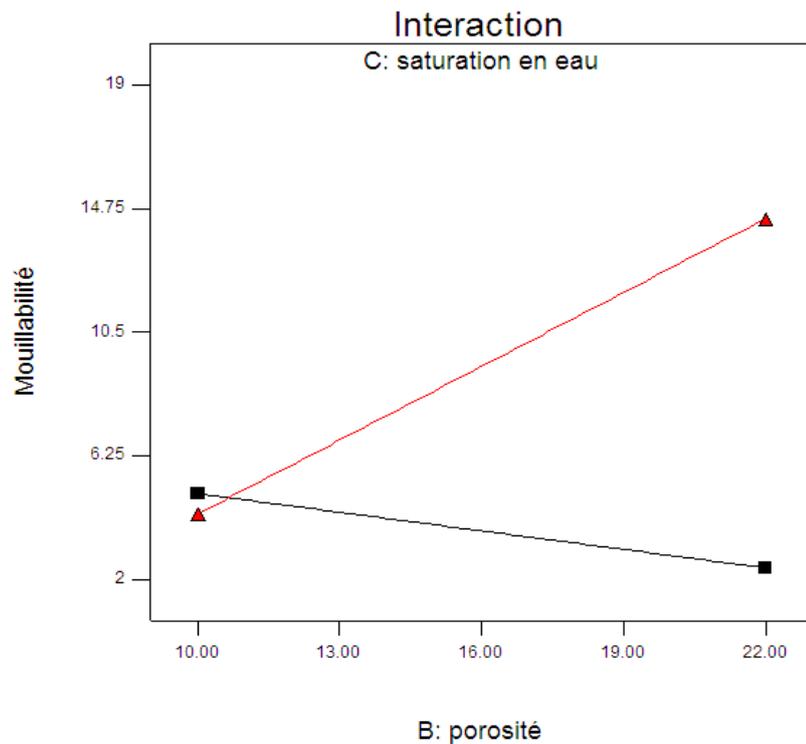


Figure II.11 : Effet de la porosité et de la saturation en eau sur la mouillabilité

Chapitre II : Partie optimisation

La figure II.10, indique l'effet du facteur saturation en eau pour les niveaux faible (10) et haut du facteur perméabilité (900).

La figure II.11, indique l'effet du facteur saturation en eau pour les niveaux faible (10) et haut du facteur porosité (22).

A travers ces trois figures, nous constatons que les droites des effets ne sont pas parallèles, ce qui veut dire qu'il y a une interaction significative. En d'autre terme, les pentes des effets sont différentes et se croisent. Ceci nous donne une idée quant à l'interaction entre les facteurs, qu'il faut prendre en compte pour faire l'interprétation.

II.6. Recherche de conditions opératoires respectant les objectifs :

L'objectif de cette optimisation est d'avoir une mouillabilité à la phase mouillante (l'eau), ceci pouvant faciliter la circulation aisée de la phase non-mouillante (l'huile).

Pour cela, nous avons fixé au départ la mouillabilité à sa valeur moyenne (≈ 10) dans le but de voir comment évolue cette dernière en fonction de la porosité et perméabilité en jouant sur la saturation en eau irréductible. Sur la base des données expérimentales introduites au début de cette expérience, nous avons fixé une mouillabilité moyenne de 10%. Les résultats obtenus sont donnés sur les figures des isoréponses de la surface de réponse correspondant aux deux facteurs (perméabilité et porosité). La courbe (II.12), étant donné que la saturation irréductible en eau est fixée au dessus de sa valeur minimale ($S_{wi} \approx 13\%$), nous montre que les courbes isoréponse qui correspondent à la mouillabilité souhaitée sont en dehors de l'objectif. (Figure II.12).

Chapitre II : Partie optimisation

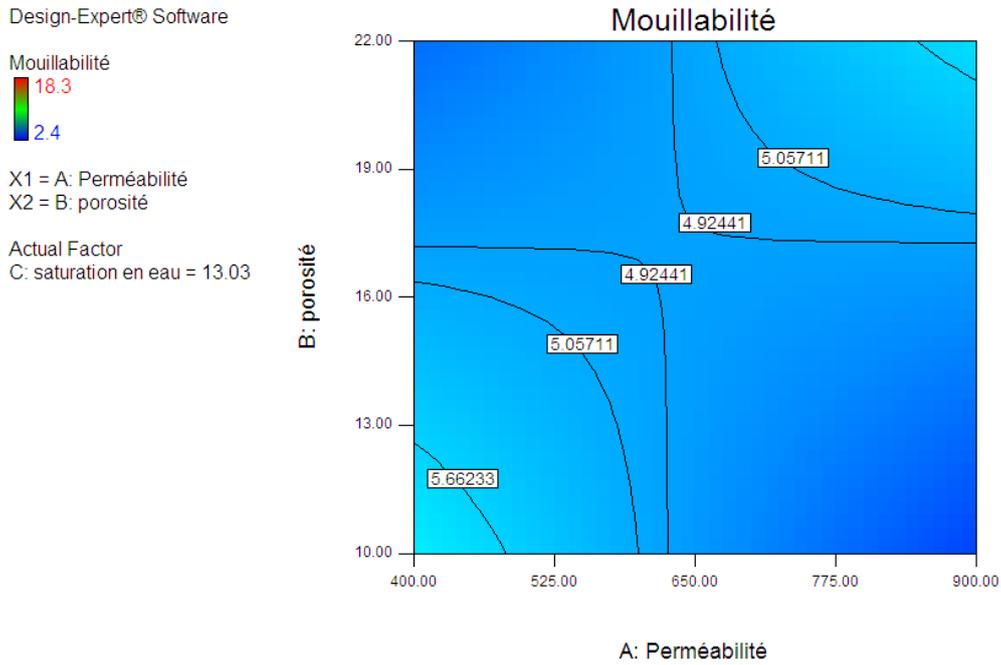


Figure II.12 : les iso réponses des facteurs de porosité et perméabilité à une saturation irréductible en eau $Sw_i = 13\%$

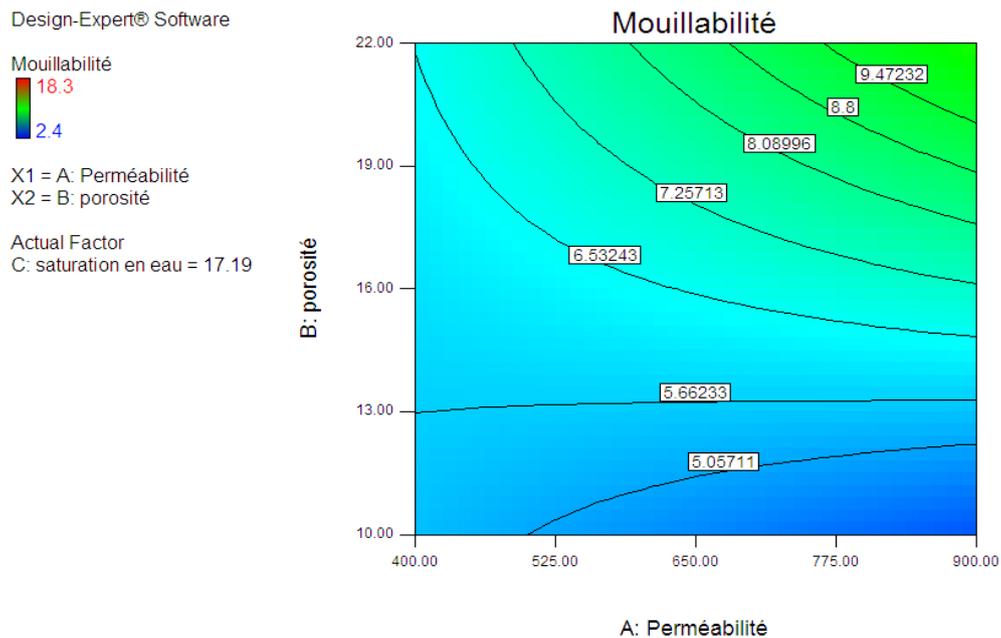


Figure II.13 : les iso réponses des facteurs de porosité et perméabilité à une saturation irréductible en eau $Sw_i = 17\%$

Chapitre II : Partie optimisation

Pour des valeurs de la saturation en eau situant entre le minimal et la moyenne ($S_{wi} \approx 17\%$), la zone de la mouillabilité désirée se situe dans la partie supérieure de la courbe isoréponse correspondant aux fortes valeurs de perméabilités et porosités. Cette partie correspond au fait à toutes les combinaisons possibles permettant d'atteindre l'objectif tracé (figure II.13).

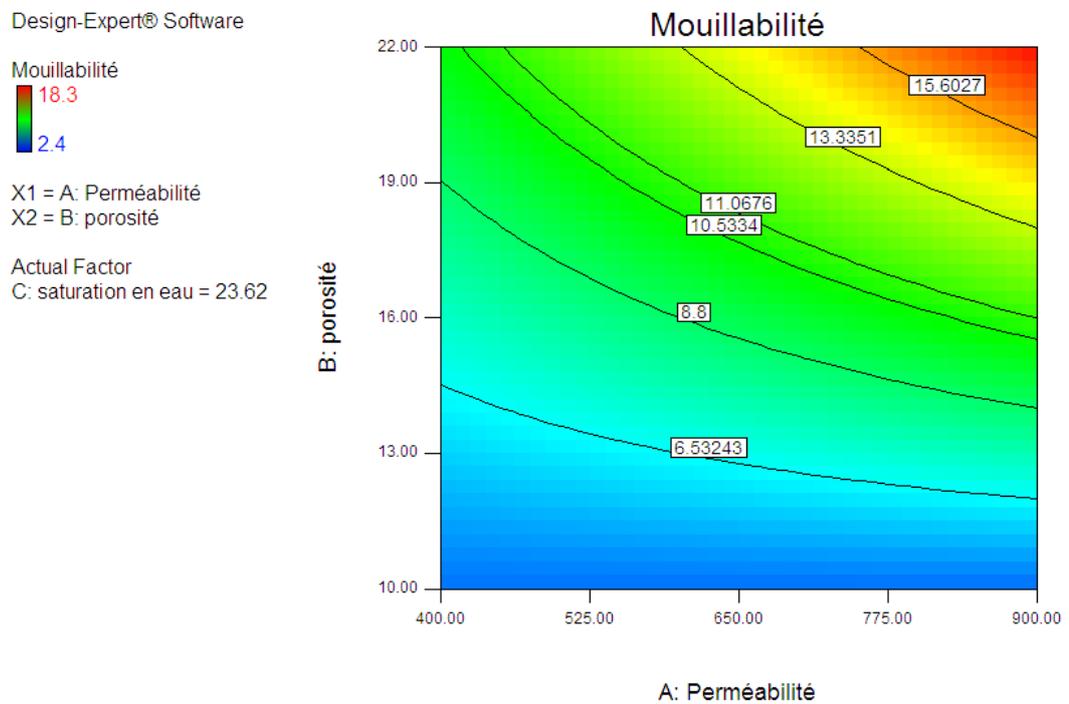


Figure II.14 : les iso réponses des facteurs de porosité et perméabilité à une saturation irréductible en eau $S_{wi} = 23\%$

Pour des valeurs élevées en S_{wi} , nous obtenons une plage d'une isoréponse de la surface de réponse représentée par une courbe qui augmente lorsque la perméabilité et la porosité augmente simultanément et qui représente toutes les combinaisons possibles (figure II.14).

Conclusion générale

Conclusion générale

Durant ce travail du projet de Master, nous avons abordé le problème de l'influence des différents paramètres pétrophysiques de la roche réservoir sur la mouillabilité de la roche. Celui-ci est un paramètre fondamental qui influe considérablement sur la productivité d'un gisement. Cette grandeur (la mouillabilité) dépend de plusieurs variables dont la perméabilité de la roche réservoir, la porosité de la roche et la saturation irréductible en eau. Cette étude consiste à déterminer la réponse (la mouillabilité) aux différents facteurs déjà cités en utilisant la notion des plans d'expériences.

Dans cette étude, nous avons précisé les conditions opératoires afin de trouver une mouillabilité permettant une circulation aisée de la phase huileuse impliquant ainsi une bonne récupération en pétrole.

A travers cette étude, nous avons constaté que le facteur représenté par la saturation en eau irréductible influe considérablement sur la mouillabilité de la roche réservoir. Les résultats ont montré que l'intervalle allant de 17~23% en saturation en eau irréductible permet d'obtenir la plage de l'objectif tracé (la mouillabilité souhaitée $\approx 10\%$). Cette plage représente toutes les combinaisons possibles entre les facteurs porosité et perméabilité afin d'atteindre l'objectif tracé.

Références bibliographiques

- [1] R.Cossé « technique de l'exploitation pétrolière, le gisement », institut français du pétrole, 1988 .
- [2] J P Bloomfield (May 1993) Laboratory determination of wettability, capillary pressure curves, pore entry pressure and relative permeabilities in immiscible phase-brine systems. Technical Report: WD/93/24R, NERC copyright 1993 keyword, Nottinghamshire. British Geological Survey 1993, p.20-21-22
- [3] Hamon G.: *Cours pétrophysiques*, Avril 2009
- [4] Darcy 1856, la loi empirique lie le débit d'un fluide a newtonien a la perte de charge, pp.260-269.
- [5] Chesser B.G. and Perricone A.C. , « A Physicochemical Approach to the Prevention of Balling of Gumbo Shale », SPE 4515, 48th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Las Vegas, NV, (September 1973).
- [6] Warren T.M., Smith M.B.,«Bottomhole Stress Factors Affecting Drilling Rate at Depth », J. Pet. Tech, (August1985).