

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

**Mémoire en vue de l'obtention de
diplôme de Master en Génie
Minier**

Thème

**Optimisation des paramètres
pétrophysiques sur la
récupération assistée
secondaire**

Présenté par : **HADDAD Romaiassa**

sous la direction de **DR. R. AKKAL** MCA ENP

Composition du jury :

Présidente	Melle.Nadia BOUMBAR,	MAA	ENP
Examineur	Mr .Larouci CHANANE,	MAA	ENP
Promoteur	Mr .Rezki AKKAL,	MCB	ENP

Promotion 2016

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

**Mémoire en vue de l'obtention de
diplôme de Master en Génie
Minier**

Thème

**Optimisation des paramètres
pétrophysiques sur la
récupération assistée
secondaire**

Présenté par : **HADDAD Romaiassa**

sous la direction de **DR. R. AKKAL MCA ENP**

Composition du jury :

Présidente	Melle.Nadia BOUMBAR,	MAA	ENP
Examineur	Mr .Larouci CHANANE,	MAA	ENP
Promoteur	Mr .Rezki AKKAL,	MCB	ENP

Promotion 2016

ملخص

وتختص هذه الأعمال إنتاج خزان النفط، والتقنية المستخدمة هي أن من الاستخلاص الثنائي ، وهدفت الدراسة إلى تحقيق انتعاش النفط الحد الأقصى لتعظيم الاستفادة من العوامل التي تؤثر على هذه الطريقة. لذلك، بدأنا مع تقييم المعلمات يسمح توليف نتائج لنا أن يوصي . expert7 الصخرية. وفي وقت لاحق، قمنا ببناء شخصية نموذجية من تصميم البرمجيات بتوزيع الانتعاش استنادا إلى الخصائص البتروفيزيائية الانتاج الثنائي الكلمات المفتاحية الخصائص البتروفيزيائية الخزان البترولي الانتاج الثنائي التشبع المسامية الضغط التنقلي النموذج الامثل

Abstract

This work has concerned oil reservoir production; the technique used is that of enhanced recovery, the study aims to achieve maximum oil recovery for optimization of the factors influencing this method. For that, we started with an evaluation of petrophysical parameters. Subsequently, we built a model figure by expert7 design software. The synthesis of the results allowed us to recommend distribution of recovery based on petro physical parameters

Key words: petrophysical parameter, oil reservoir, enhanced recovery, saturation, porosity, pressure displacement. optimization, model.

Résumé

Ce travail a concerné la production des réservoirs pétroliers, dont la technique utilisée est celle de la récupération assistée, l'étude a pour but de réaliser un maximum de récupération en huile en vue de l'optimisation des facteurs influençant sur cette méthode. Pour cela, nous avons commencé par une évaluation des paramètres pétrophysiques. Par la suite, nous avons construit un modèle de figure par le logiciel design expert7. La synthèse des résultats obtenus nous a permis de recommander la distribution de la récupération en fonction des paramètres pétro physiques

Mot clé : paramètres pétro physiques, réservoir pétrolier, récupération assistée, saturation, porosité, pression de déplacement, optimisation, model.

Remerciement :



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

Nous dressons nos plus vifs remerciements à notre promoteur Rezki AKKAL pour avoir dirigé ce travail, nous le remercions également, pour son aide effective et dont les conseils nous ont été très précieux.

Nous tenons à remercier également les membres du jury M^{er} .L.CHANANE et Mlle N. BOMBAR pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de juger et d'évaluer notre travail

Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du Département de génie minier qui a contribué à notre formation au sien de notre école.

Nos Remerciements vont aussi à tout le personnel de la Division Technologies et Développement en particulier (Mr KHODJA Mouhamed ; Mrs : Hacène HAMAZ ; Nacer BOUKHELIF, Rasqi BOUDJENAH et Rabah BELOUAD) qui n'ont accueilli avec beaucoup de gentillesse et de bonne humeur que nous tenons à remercier vivement.

Enfin, tous nos remerciements vont à ceux qui ont attendu ce jour avec impatience et qui n'ont cessé de nous encourager et qui se sont toujours sacrifiés pour notre bonheur à nos familles et nos amis qui ont été nombreux à nous aider et à nous encourager.

Dédicaces



Je dédie ce travail :

A ma très chère mère pour son soutien, ses prières, sans lesquelles je n'aurai jamais pu arriver à ce stade.

A mon trésor papa Qui m'a toujours supporté par ses encouragements et ses sacrifices, qui sont le meilleur gage pour ma réussite. A mes sœurs Isra et Chefaa,

A la mémoire de mon grand père et ma grande mère

A mon chère oncle Morad

A mes cousins et cousines ainsi qu'à toute ma famille.

A tous mes amis pour leur soutien moral,

A toute personne qui m'est chère.

ROUMAISSA

Table de matière

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction Générale.....	9
Chapitre I : La récupération pétrolière	11
I.1 Introduction.....	12
I.2 Généralités sur les différents paramètres pétrophysiques... 12	
I.2.1 La porosité	12
I.2.2 La perméabilité	13
I.2.3 La saturation	13
I.3 Les méthodes de récupération dans l'exploitation des gisements pétroliers	14
I.3.1 récupération primaire	14
I.3.2 Récupération classique assistée (secondaire)	15
I.3.2.1 Injection d'eau	16
I.3.2.2 L'injection de gaz.....	17
I.3.3 Récupération assistée amélioré (tertiaire).....	18
I.4 Les facteurs influés sur la récupération assisté du pétrole....	20
Chapitre II : La partie expérimentale.....	21
II.1 Introduction.....	22

II.2 Plan d'expérience.....	22
II.3 Le choix des paramètres.....	22
II.4 Définition des niveaux des facteurs	22
II.5 Le choix de plan d'expérience.....	23
II.6. Expérimentation	25
II.6.1.La récupération en huile	27
II.6.2 . Diagramme des effets	28
II.6.3. Diagramme des interactions	30
II.7. Recherche de conditions opératoires respectant les objectifs	32
Conclusion.....	38
Référence bibliographiques	39

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Comparaison entre l'injection d'eau et de gaz.....	18
Tableau II.1 : les niveaux des facteurs.....	23
Tableau II.2: La matrice d'expérimentation.....	24
<i>Tableau II.3 : la matrice des données en unités codées.....</i>	<i>24</i>
Tableau II.4 :les paramètres qui influent sur la récupération	25
Tableau II.5: Les effets des facteurs et leur interaction.....	27

Listes de figures

Figure1:Représentation de l'évolution de la pression dans un réservoir d'hydrocarbure .	12
Figure I.1 : Les différents types de porosité.....	13
Figure I.2 : Schéma représentatif sur la récupération primaire.....	15
Figure I.3: Schéma représentatif d'une injection d'eau pour la R.A.P.....	15
Figure I.4: Injection d'eau.....	16
Figure I.5 : Injection de gaz.....	17
Figure I.6: Schéma représentatif du cas d'injection cas d'injection de CO2 miscible	20
Figure II.1 : Représentation du plan d'expérience.....	23
Figure II.2 : La réponse obtenue avec les essais expérimentaux.....	25
Figure II.3 : la maille de distribution des paramètres.....	27
Figure II.4 : l'effet de la saturation sur la récupération a une perméabilité et porosité constante.....	28
Figure II.5 : l'effet de la perméabilité sur la récupération a porosité et saturation constantes.....	29
Figure II.6 : l'effet de la porosité sur la récupération a une perméabilité et saturation constantes.....	29
Figure II.7 :l'interaction de la porosité et la perméabilité.....	30
Figure II.8 :l'interaction de la porosité et la saturation.....	31
Figure II.9:l'interaction de la perméabilité et la saturation.....	31
Figure II.10 : les isoréponses des facteurs de porosité et perméabilité à une saturation de 9%.....	33
Figure II.11 : les isoréponses des facteurs de porosité et perméabilité a une saturation de 13,54%.....	33
Figure II.12 : les isoréponses des facteurs de porosité et perméabilité a une saturation de 16%.....	34
Figure II.13 : les isoréponses des facteurs porosité et saturation a une perméabilité de 300mD.....	35
Figure II.14 : les isoréponses des facteurs porosité et saturation a une perméabilité de 1275,68mD	36
Figure II.14 : les isoréponses des facteurs porosité et saturation a une perméabilité de 2200mD	37

I Introduction :

L'exploitation naturelle des gisements pétroliers, dits primaires, met en jeu l'énergie emmagasinée dans les réservoirs à leurs découvertes de façon marginale par les effets de la pesanteur. Cependant, elle conduit à des taux de récupération très faible lorsque les mécanismes naturels deviennent insuffisants. Il faut alors faire appel à des méthodes de récupérations alternatives choisies sur la base d'une étude technico-économique. En général, l'apport d'un fluide moteur dans le gisement d'huile est nécessaire pour avoir un bon balayage du réservoir entraînant ainsi une meilleure productivité des puits donc une récupération importante.

Depuis une trentaine d'années, on tente systématiquement d'améliorer la récupération de l'huile en place par un apport d'énergie au réservoir. Cet apport d'énergie est essentiellement assuré par l'injection d'un fluide (eau, gaz/vapeur) déplaçant l'huile depuis les puits d'injection vers les puits producteurs. Historiquement, ces méthodes ont été appliquées aux gisements épuisés à l'issue de leur exploitation naturelle, d'où leurs appellations de méthodes de récupération secondaires.

La récupération assistée est obtenue en augmentant la pression du réservoir par injection de fluide sans modifier les caractéristiques physicochimiques des fluides présents dans le gisement. D'où l'importance du choix du fluide moteur à injecter ainsi que la configuration des puits injecteurs à adopter pour un meilleur balayage des réserves en place.

L'objectif principal de cette étude est de réaliser un maximum de récupération en huile en se limitant aux données réelles obtenues au laboratoire sur des roches réservoirs du gisement de Hassi messaoud. Avec l'optimisation des facteurs influençant la récupération assistée du pétrole en utilisant logiciel Designer Expert 7

Dans un premier temps, on commence par définir les paramètres pétrophysiques d'un réservoir pétrolier et puis on va définir ce qu'est la récupération, les différents processus de récupération. On se limitera dans cette étude qu'aux systèmes diphasiques (eau/huile)

On passe par la suite au développement de notre modèle d'optimisation, puis son utilisation dans un logiciel Expert designer 7. On termine par une partie calcul et interprétation des résultats puis par une conclusion générale. [4]

Evolution de la pression du réservoir

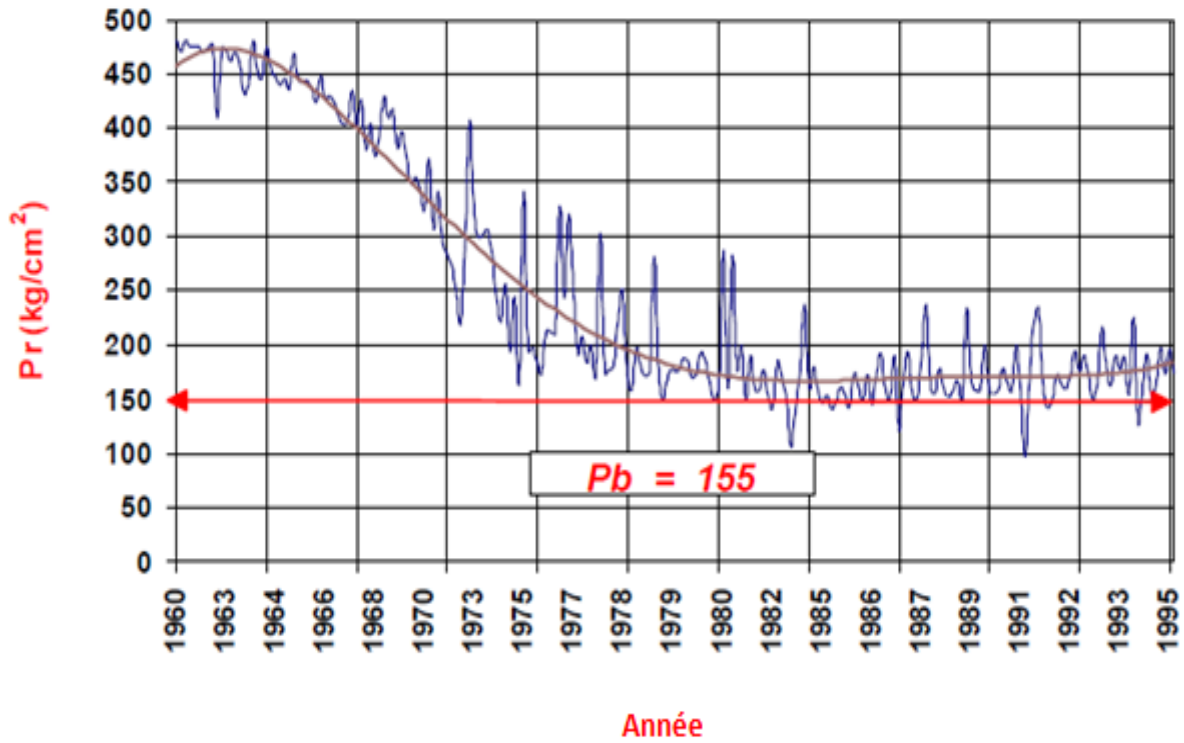


Figure 1: Représentation de l'évolution de la pression dans un réservoir d'hydrocarbures.

Chapitre I

***La récupération
pétrolière***

I.1 Introduction

La récupération assistée du pétrole, se réfère à l'ensemble des techniques mises en œuvre pour accroître la production des gisements d'hydrocarbures dont les opérations ont cessé en raison des taux de production d'huile non rentables.

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. A travers une bonne recherche bibliographique et les tests expérimentaux au laboratoire, nous avons tiré une conclusion sur les paramètres qui pourront affecter la récupération en huile. Ces paramètres sont représentés par :[2]

- la porosité
- la perméabilité de la roche
- saturation

I.2 Généralités sur les différents paramètres pétrophysiques

L'un des attributs qui influence l'écoulement dans les milieux poreux est la matrice solide. Celle-ci est donc caractérisée par un certain nombre de grandeurs moyennes, géométriques ou statistiques qui sont : Porosité, Saturation, Compressibilité, Perméabilité.

I.2.1 La porosité :

C'est la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides.

Elle est égale au rapport du volume total des espaces vides existant entre les éléments minéraux de la roche, au volume total de la roche.

La porosité totale englobe

- La porosité primaire Φ_1 : qui apparait lors de la sédimentation et qui est due au réarrangement des grains.
- La porosité secondaire Φ_2 : qui provient des fractures et des fissures suites à des facteurs de compaction ou à des mouvements tectoniques qui favorisent l'ouverture de la matrice créant ainsi ces fissures secondaires. [4]

Ainsi, la porosité totale de la roche est donnée par la relation :

$$\Phi_t = \Phi_1 + \Phi_2 = V_p / V_t \quad (\text{I.1})$$

Avec :

V_P : Volume des pores.

V_T : Volume total de la roche.

- Dans la roche mère on trouve plusieurs types de porosité

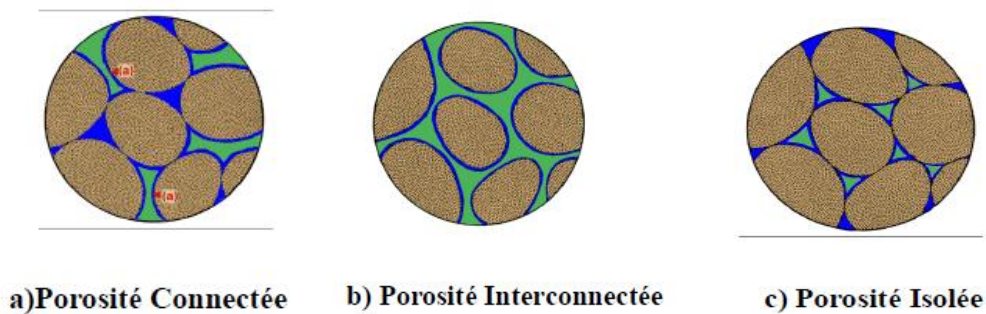


Figure I.1 : les différents types de porosité

I.2.2 La perméabilité

Elle est définie comme étant la capacité à laisser passer un fluide liquide ou gazeux dans une formation. Elle dépend de la taille des grains et de leur dimension. Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux.

La perméabilité est notée « K » et est exprimée en « milli Darcy » [mD]

$$Q = A \frac{K \Delta P}{\mu L} \quad (\text{I.2})$$

Où Q est le débit d'écoulement en [m³/s], A est la section de l'échantillon [m²], ΔP est la pression de déplacement du fluide, L est la longueur de l'échantillon et μ est la viscosité du fluide [3]

I.2.3 La saturation

La saturation S_w est le pourcentage de l'espace des pores remplies d'eau (saturation en eau).

Elle est donnée par la relation suivante : [4]

$$S\% = \frac{\text{Volume de fluide}}{\text{Volume des pores}} = \frac{V_f}{V_p} \quad (\text{I.3})$$

a) La saturation en eau irréductible (S_{wi})

La saturation en eau irréductible (s_{wi}), est définie comme étant la saturation en eau minimale dans un milieu poreux. La quantité de l'eau présente dans un réservoir pétrolier varie de 100% à une valeur minimale (20% environ).[4]

b) La saturation résiduelle en huile (S_{or})

La saturation résiduelle en huile (S_{or}), représente l'huile restante dans le réservoir après la récupération primaire (production du pétrole avec son énergie initiale). Aux essais de laboratoire, la saturation résiduelle en huile représente la saturation finale en huile de l'échantillon à la fin du procédé de déplacement de la phase huileuse avec l'eau ou le gaz [4]

I.3 Les méthodes de récupération dans l'exploitation des gisements pétroliers

I.3.1 récupération primaire :

L'huile est récupérée à la surface par drainage naturel, on distingue trois mécanismes de drainage :

a) Expansion de gaz dissous

L'huile contient du gaz dissous qui sera libéré avec la réduction de pressions lors de la production .La fraction de gaz augmentera dans ce cas .Les forces de pousser causent l'évolution de la phase gazeuse entrant avec l'huile. [2]

b) Drainage par un gas-cap

Par ce mécanisme le gas-cap applique une pression considérable sur la phase huileuse pour causer son drainage naturel vers le puits de production, Le volume du gas-cap doit être comparable au volume d'huile afin que le déclin de la pression du réservoir ne soit pas très important. [2]

c) Drainage par l'eau (aquifère)

Quand le réservoir d'huile est en contact avec un aquifère. Ce dernier garantit un maintien de la pression et permet le drainage de l'huile vers le puits de production [2]

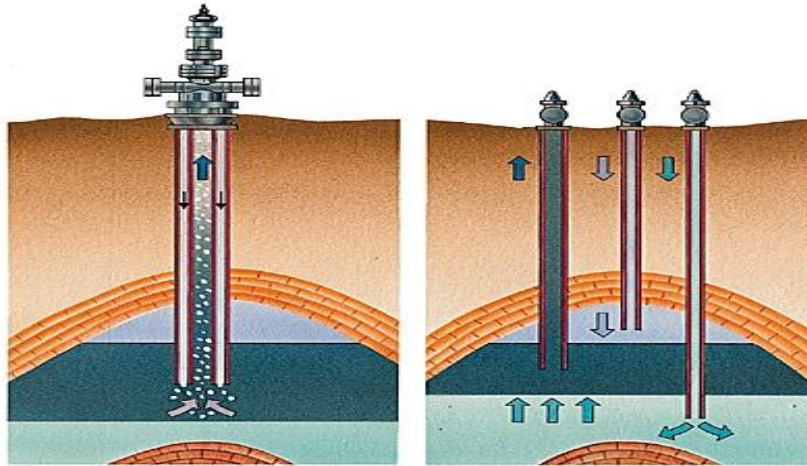


Figure I.2 : schéma représentatif sur la récupération primaire.

I.3.2 Récupération classique assistée (secondaire)

La récupération du pétrole par drainage naturel ne dépasse pas les 30% c'est pour quoi d'autres techniques ont été mises en œuvre afin d'améliorer l'efficacité de balayage c.-à-d la récupération secondaire.

Pour maintenir la pression de réservoir, afin d'améliorer la récupération d'huile, on injecte l'eau ou bien le gaz dans le réservoir par des puits injecteurs (Voir Fig I.3).

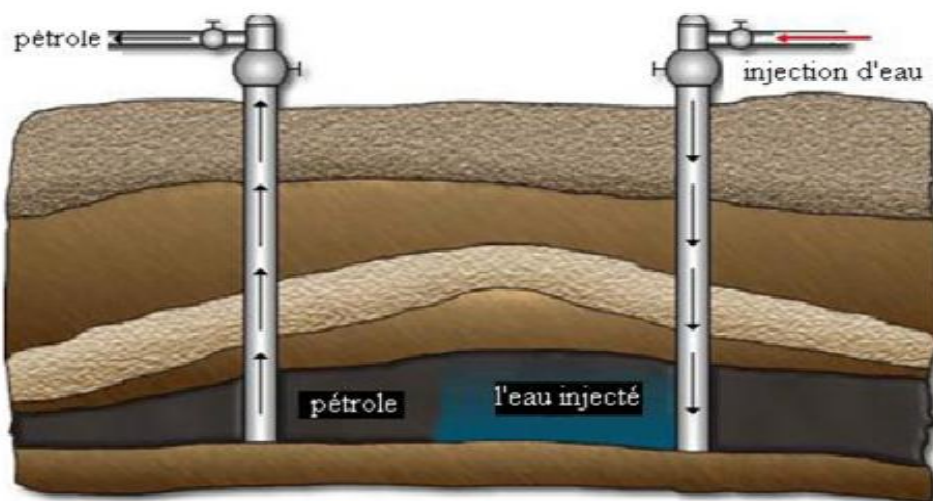


Figure I.3: Schéma représentatif d'une injection d'eau pour la récupération assistée de pétrole

Les modes de drainage

Le choix du mode de drainage à appliquer pour un champ donné tient compte des considérations techniques et économiques, qui définissent un ensemble de données nécessaire à une étude de faisabilité à savoir :

- La description du gisement
- La connaissance des mécanismes de drainage naturel
- La disponibilité de l'eau ou de gaz
- Des études d'efficacité de déplacement déterminée au laboratoire
- La réponse du gisement vis-à-vis de l'injection (simulation).[1]

I.3.2.1 Injection d'eau

L'injection d'eau, qui est mise en œuvre depuis 60 ans, reste la plus employée. Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut être employée pour :

*Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère(ou de gas-cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie. Il ne s'agit pas de récupération secondaire proprement parlé mais de maintien de pression.

*Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.[1]

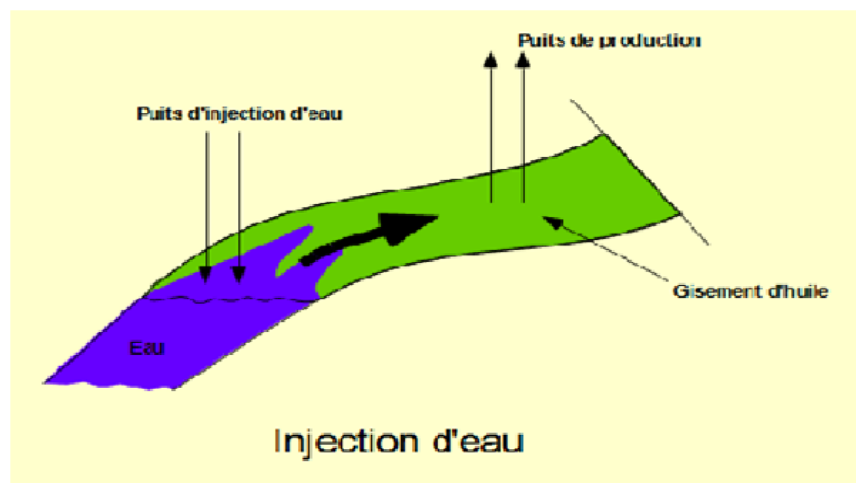


Figure I.4: Injection d'eau.

I.3.2.2 L'injection de gaz :

L'injection de gaz demeure un atout important dans la récupération secondaire, elle est très utilisée pour les réservoirs à huile légère et pour les formations à forte perméabilité. L'analyse de déplacement du gaz non miscible repose sur les concepts fondamentaux des écoulements diphasiques (gaz, huile) en termes de perméabilité relative, saturation d'huile. [1]

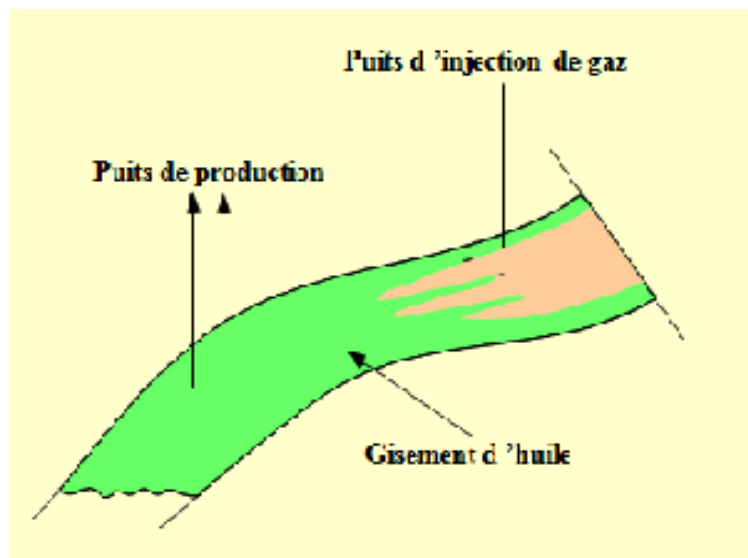


Figure I.5 : Injection de gaz.

- ✓ En se référant aux figures ci-dessus et aux notions théoriques abordées précédemment,

On peut établir une analyse comparative préliminaire globale entre l'injection de gaz et celle de l'eau, bien que leur utilisation soit justifiable selon le cas, les contraintes et les circonstances.

Tableau I.1 : Comparaison entre l'injection d'eau et de gaz.

Injection d'eau	Injection de gaz
<ul style="list-style-type: none"> ❖ Un bon rapport de mobilité ❖ Une bonne efficacité même dans les réservoirs hétérogènes grâce à aux phénomènes capillaires. ❖ Disponibilité à moindre coût. ❖ Inondation du gisement, d'où l'impossibilité de mise en place d'une récupération tertiaire ultérieurement. ❖ Applicable seulement pour un gisement soumis à un aquifère. ❖ Problèmes de compatibilité de l'eau injectée et l'eau du gisement. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Plus efficace dans les formations à forte perméabilité. ❖ Préférable pour les gisements d'huile légère. ❖ Utilisable si la surface de contact est grande et aussi lorsqu'il s'agit d'un fort pendage. ❖ La possibilité d'atteindre la pression minimale de miscibilité, d'où l'augmentation du taux de récupération. ❖ Applicable pour un gisement surmonté d'un gas cap.

I.3.3 Récupération assistée améliorée (tertiaire)

Les procédés de récupération tertiaire font appel à des méthodes nouvelles ou déjà connues, mais réadaptées grâce à l'évolution des technologies. Ils n'interviennent que dans 2% de la production mondiale.

Ce sont des procédés qui sont généralement mis en œuvre dans les dernières phases de la vie d'un gisement. Mais ils portent l'espoir d'augmenter encore les taux de récupération [2]

❖ Les techniques de récupération tertiaire

Les techniques de récupération tertiaire visent à pousser plus efficacement le brut vers les puits de production, à augmenter la fluidité du pétrole qu'on cherche à récupérer, ou, au contraire, à diminuer la perméabilité de certaines couches du sous-sol dont les caractéristiques nuisent à un balayage efficace du réservoir.

Parmi ces procédés, on distingue :

- Injection des polymères en donnant au fluide injecté une viscosité aussi proche que possible de celle du brut qu'on veut récupérer.
- Injection de CO₂ qui présente une bonne affinité au pétrole, il diminue les forces capillaires qui retiennent l'huile dans les pores de la roche, et diminue la viscosité de pétrole et fait augmenter le volume de pétrole, rendant ainsi la production plus facile.
- Injection de vapeur pour augmenter la fluidité du brut. c'est une technique qui se révèle efficace lorsque les gisements sont peu profonds, car à des grandes profondeurs, le fluide qui arrive en bas n'est plus de la vapeur mais de l'eau chaude.
- Oxydation et combustion in situ dans le but de récupérer les bruts légers ou les plus lourds, en réchauffant la roche en faisant brûler une partie du pétrole dans le gisement lui-même. Mais la combustion doit être alimentée par une injection d'air, ce sont les fractions les plus lourdes du pétrole qui brûlent. Le front de combustion qui atteint une température de 600°C à 800°C pousse l'huile vers les puits.[2]

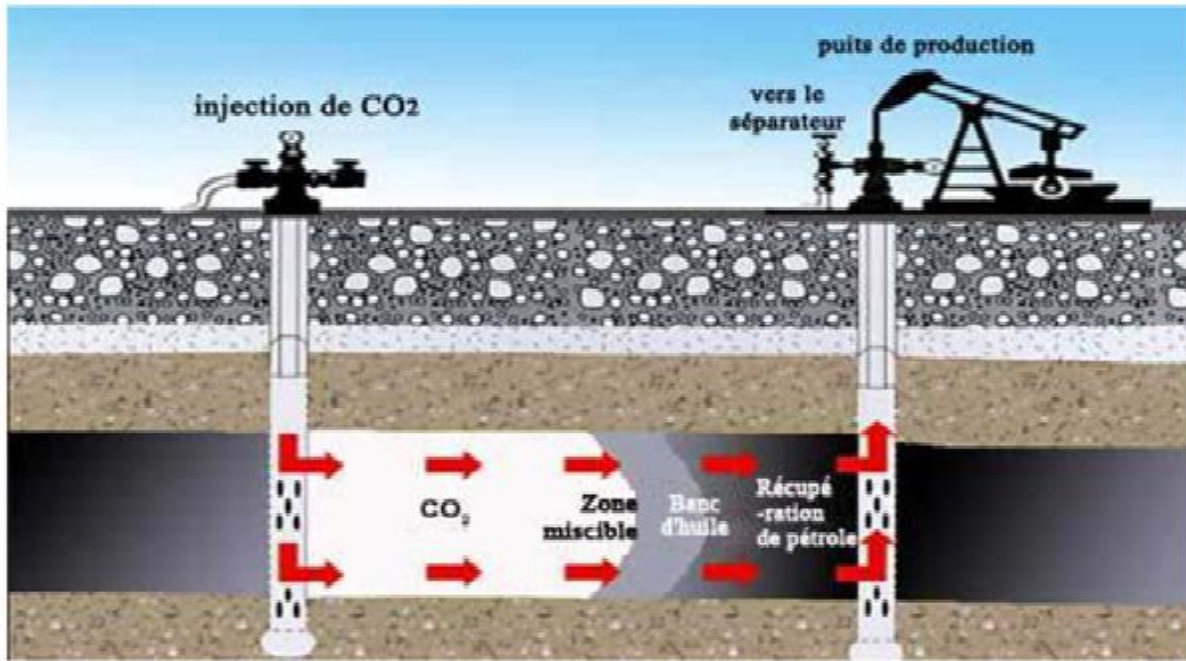


Figure I.6: Schéma représentatif du cas d'injection de CO2 miscible.

I.4 Les facteurs influençant la récupération assistée du pétrole

Les différentes méthodes de récupération assistée de pétrole consistent en un balayage du réservoir entre les puits injecteurs et producteurs. Ces techniques sont influencées par plusieurs facteurs tels que les caractéristiques du réservoir pétrolier, les fluides et les gaz utilisés et le type de forage utilisé.

Les Caractéristiques du réservoir et des fluides sont :

- géologie du réservoir
- Perméabilité.
- Effet de l'hétérogénéité du réservoir.
- Profondeur du gisement.
- Viscosité des fluides.

Les Caractéristiques de l'injection sont :

- Le volume de fluide disponible.
- Le type de fluide injecté
- La configuration des puits d'injection et de production.

Chapitre II

La partie expérimentale

II.1 Introduction

Dans cette partie, nous allons essayer d'optimiser les facteurs influençant la récupération assistée du pétrole, de manière à réaliser un maximum de récupération en huile, pour cela en se basant sur des données réelles obtenus à partir d'essais au laboratoire réalisés sur des roches réservoirs du gisement de Hassi Messaoud

II.2 Plan d'expérience

Un plan d'expériences est la suite ordonnée d'essais d'une expérimentation, chacune permettant d'acquérir de nouvelles connaissances en contrôlant un ou plusieurs paramètres d'entrée pour obtenir des résultats validant un modèle à faible coût (nombre d'essais le plus faible possible) qui repose sur une modélisation ou optimisation par un model mathématique [6]

II.3 Le choix des paramètres

L'étude bibliographique et les tests expérimentaux au laboratoire montrent que les paramètres qui affectent la récupération sont :

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

II.4 Définition des niveaux des facteurs

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

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

Les niveaux des trois facteurs sont donnés dans le tableau suivant

Tableau II.1 : les niveaux des facteurs

facteur	Niveau bas	Niveau haut
Porosité (A)	18%	22%
Perméabilité (B)	300mD	2200mD
Saturation en eau irréductible (C)	9%	16%

- Il est à noter que les conclusions de l'étude ne seront validées qu'à l'intérieur de ce domaine.

II.5 Le choix de plan d'expérience

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

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

$$IOP = a_0 + a_1\Phi + a_2K + a_3Sw + a_{12}\Phi K + a_{13}\Phi Sw + a_{23}KSw + a_{123}\Phi KSw$$

- ✓ 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 la figure ci-dessous en indiquant le domaine d'étude et les points d'expérience.[6]

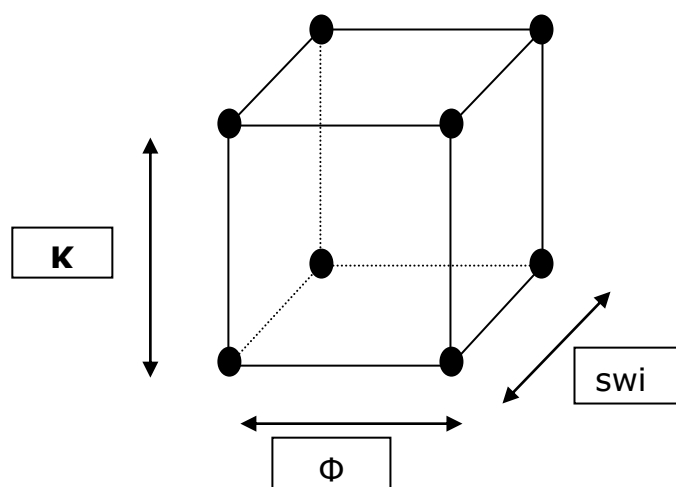


Figure II.1 : représentation du plan d'expérience

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

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. [6]

Tableau II.2: La matrice d'expérimentation

Essai n°	Porosité en %	Perméabilité en mD	Saturation en eau %	La récupération %
1	18	300	16	56
2	18	2200	16	53
3	22	2200	9	43
4	22	2200	16	55
5	22	300	9	40
6	18	300	9	42
7	22	300	16	47
8	18	2200	9	39

- La matrice des données en unité normales obtenues par le logiciel Design expert est donnée par le tableau suivant

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

Std	Run	Block	Factor 1 A:Porosité %	Factor 2 B:Perméabilité md	Factor 3 C:Saturation en %	Response 1 La récupération %
5	1	Block 1	18.00	300.00	16.00	56
7	2	Block 1	18.00	2200.00	16.00	53
4	3	Block 1	22.00	2200.00	9.00	43
8	4	Block 1	22.00	2200.00	16.00	55
2	5	Block 1	22.00	300.00	9.00	40
1	6	Block 1	18.00	300.00	9.00	42
6	7	Block 1	22.00	300.00	16.00	47
3	8	Block 1	18.00	2200.00	9.00	39

En résumé, les facteurs choisis afin d’investiguer l’influence de ces paramètres sur la récupération sont donnés dans le tableau ci-dessous :

Tableau II.1 : les paramètres qui influent sur la récupération

Study Type	Factorial	Runs	8
Initial Design	2 Level Factorial	Blocks	No Blocks
Center Points	0		
Design Model	3FI		

Factor	Name	Units	Type	Low Actual	High Actual	Low Coded	High Coded	Mean	Std. Dev.
A	Porosité	%	Numeric	18.00	22.00	-1.000	1.000	20.000	2.000
B	Perméabilité	md	Numeric	300.00	2200.00	-1.000	1.000	1250.000	950.000
C	Saturation en ea%		Numeric	9.00	16.00	-1.000	1.000	12.500	3.500

II.6 Expérimentation :

Dans ce qui suit, nous allons introduire les valeurs des réponses obtenues sur la base des essais expérimentaux effectués au laboratoire comme l’indique la figure II.2.

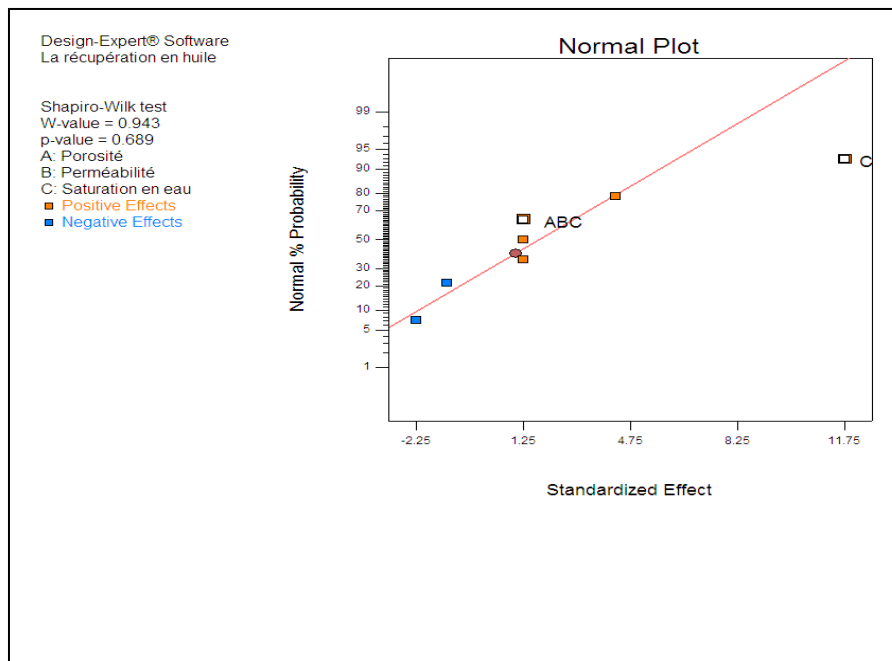


Figure II.2 : la réponse obtenue avec les essais expérimentaux

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

Final Equation in Terms of Coded Factors:

$$\begin{aligned}
 \text{La récupération en huile} = & \\
 & +46.88 \\
 & -0.63 * A \\
 & +0.63 * B \\
 & +5.88 * C \\
 & +2.13 * A * B \\
 & -1.13 * A * C \\
 & +0.63 * B * C \\
 & +0.63 * A * B * C
 \end{aligned}$$

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

Final Equation in Terms of Actual Factors:

$$\begin{aligned}
 \text{La récupération en huile} = & \\
 & -7.33083 \\
 & +1.76692 * \text{Porosité} \\
 & -5.63910\text{E-}004 * \text{Perméabilité} \\
 & +7.00752 * \text{Saturation en eau} \\
 & -5.63910\text{E-}005 * \text{Porosité} * \text{Perméabilité} \\
 & -0.27820 * \text{Porosité} * \text{Saturation en eau} \\
 & -1.69173\text{E-}003 * \text{Perméabilité} * \text{Saturation en eau} \\
 & +9.39850\text{E-}005 * \text{Porosité} * \text{Perméabilité} * \text{Saturation en eau}
 \end{aligned}$$

II.6.1 La récupération en huile

Sur la figure suivante sont reportés les résultats de la récupération en huile sur le domaine d'étude. Nous constatons que les récupérations les plus élevées sont situées du côté des fortes perméabilités, fortes porosité et forte saturation irréductible en eau.

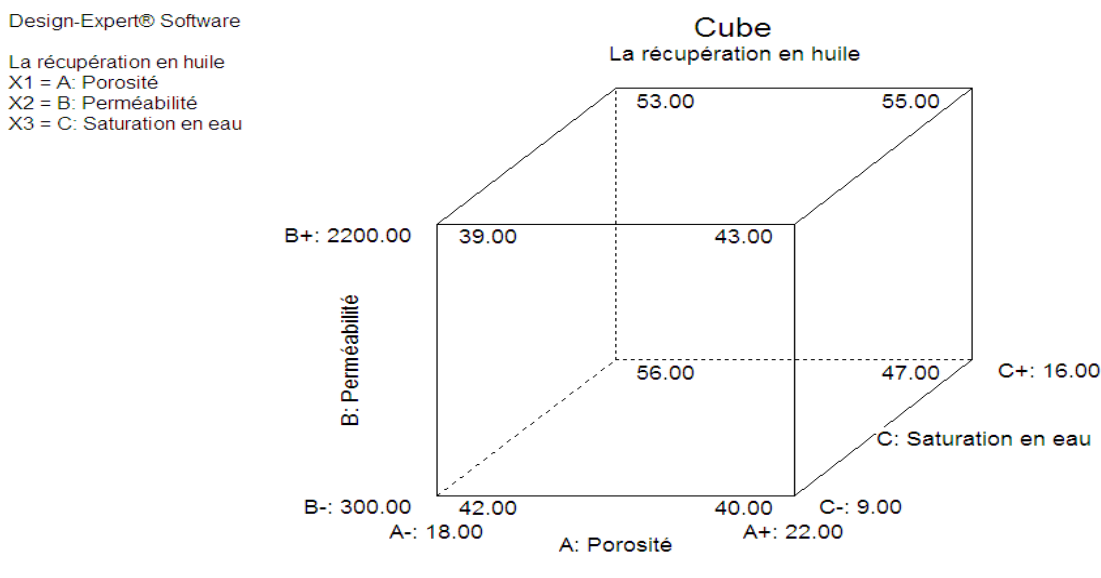


Figure II.3 : la maille de distribution des paramètres

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 :

Tableau II.5: Les effets des facteurs et leur interaction

Effets	valeurs
Constante	29,47
Porosité	-176692
Perméabilité	-5 ,63910 ^E _004
Saturation irréductible en eau	7,00752
Porosité*perméabilité	-563910 ^E _005
Porosité*saturation en eau irréductible	-0 ,27820
Perméabilité*saturation en eau irréductible	-1,69173 ^E _003
Porosité*perméabilité*saturation en eau irréductible	+9,39850 ^E _005

D'après les résultats obtenus, nous remarquons que le facteur C (la saturation en eau irréductible), qui est le plus influent. Les facteurs A et B 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.

II.6.2 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. Ce diagramme peut être présenté en utilisant les unités codées ou bien les unités normales. A travers les diagrammes obtenus ci-dessous, nous remarquons que la récupération est d'autant plus importante que la saturation irréductible en eau est importante, alors que la récupération est relativement influencée par la porosité et la perméabilité [6]

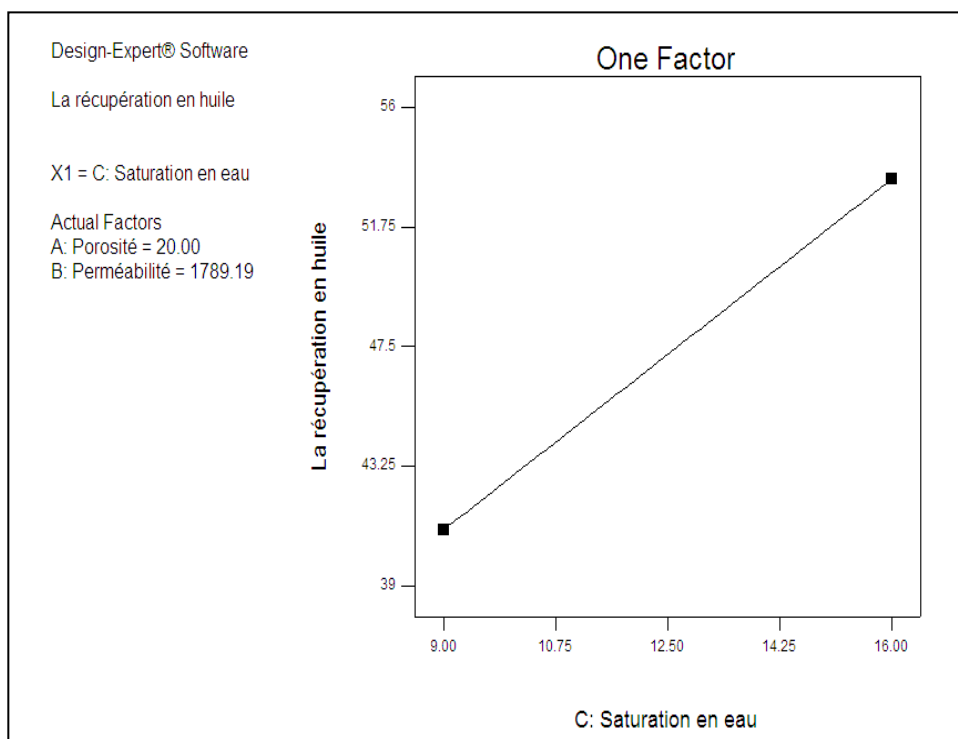


Figure II.4: l'effet de la saturation sur la récupération à une perméabilité et porosité constantes

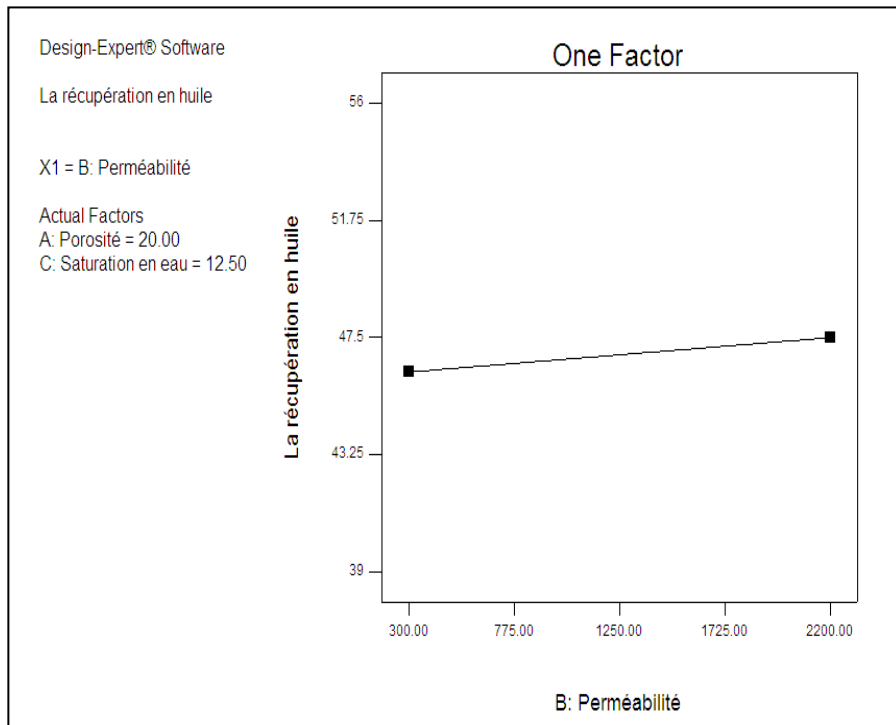


Figure II.5 : l'effet de la perméabilité sur la récupération à porosité et saturation constantes

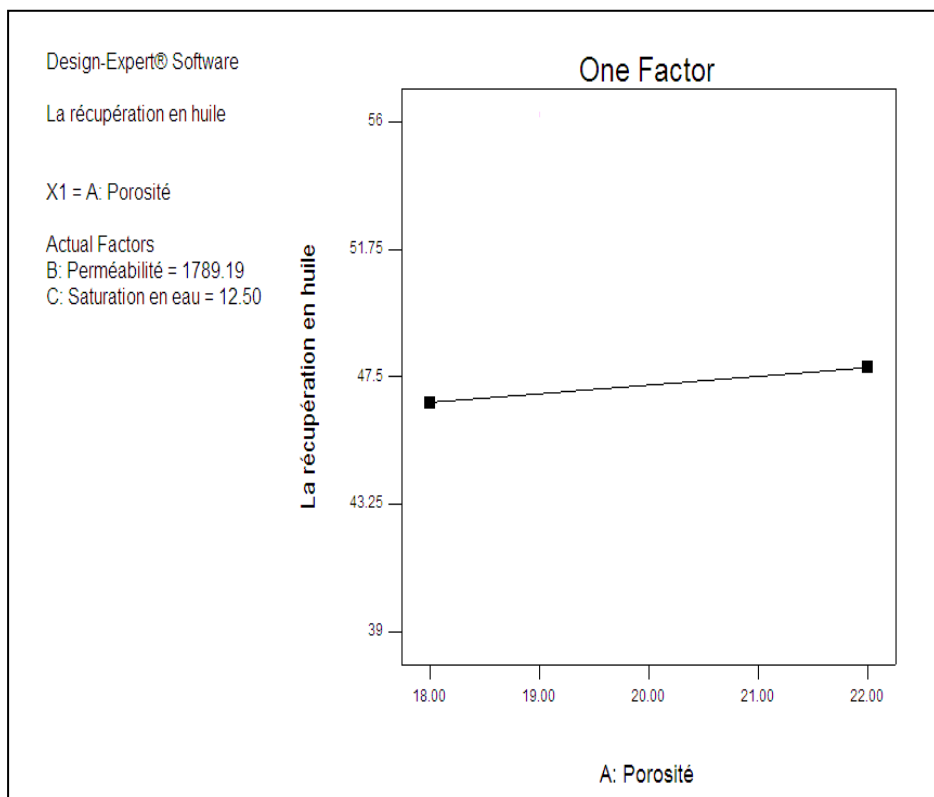


Figure II.6 : l'effet de la porosité sur la récupération à une perméabilité et saturation constantes

II.6.3 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 récupération) est indiquée en ordonnées et les échelles des facteurs sont en abscisses. [6].

La figure (II.7) représente l'effet du facteur porosité qui est indiqué pour les niveaux bas 18% et haut du facteur perméabilité 2200 mD .

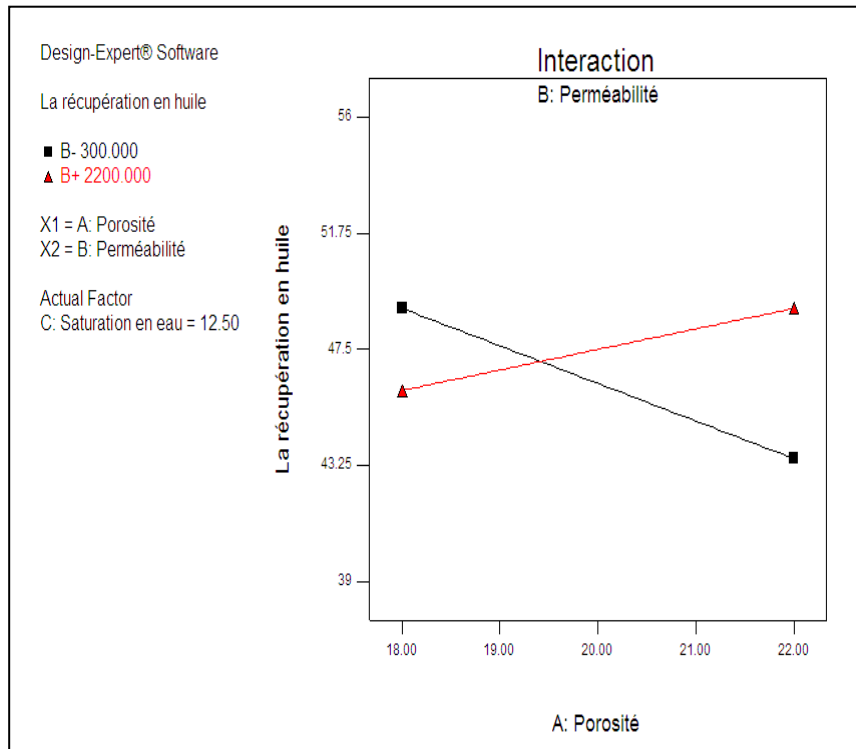


Figure II.7 :l'interaction de la porosité et la perméabilité

La figure (II.8) indique l'effet du facteur perméabilité 2200 mD pour les niveaux bas et haut du facteur saturation en eau irréductible 9%.

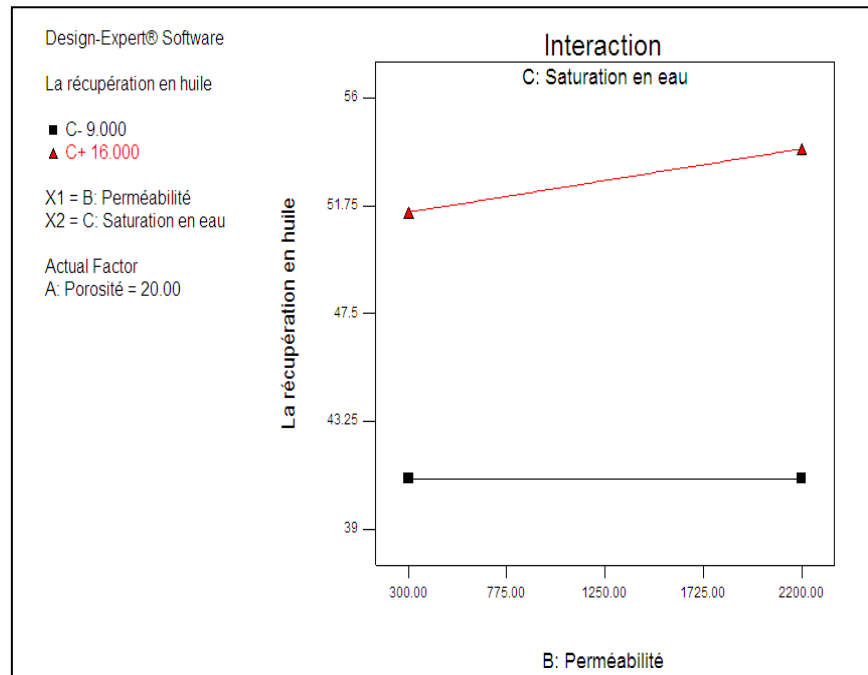


Figure II.8 :l'interaction de la perméabilité et la saturation

La figure (II.9) indique l'effet du facteur porosité 18% de pour les niveaux bas et haut du facteur saturation en eau irrédudible 16%.

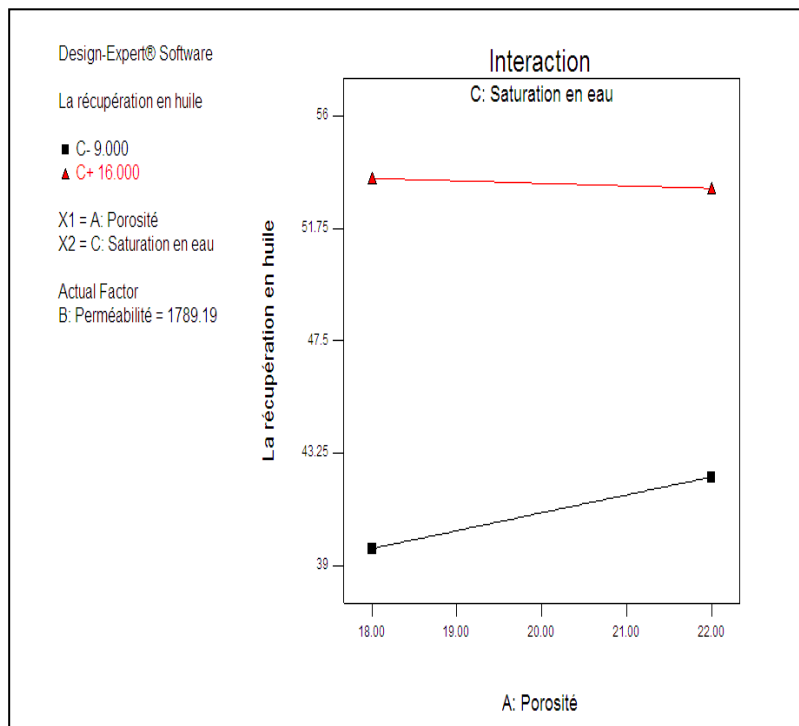


Figure II.9:l'interaction de la porosité et la saturation.

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 telle que l'interaction de porosité – perméabilité est très importante par rapport aux autres interactions (porosité – saturation et perméabilité – saturation). En d'autres termes, les pentes des effets sont différentes et se croisent dans l'interaction porosité- perméabilité. Ceci nous donne une idée quant à l'interaction entre les facteurs et montre qu'il faut les prendre en compte pour faire l'interprétation.

II.7 Recherche de conditions opératoires respectant les objectifs

L'objectif de cette optimisation est d'avoir des récupérations plus élevées de la phase non mouillante (l'huile). Pour cela, nous avons fixé au départ la récupération à sa valeur maximale dont l'objectif est de voir comment évolue cette dernière en fonction de la porosité et perméabilité en jouant sur la saturation en eau irréductible.

I-Paramètre 1 : effet de la saturation

Sur la base des données expérimentales introduites au début de cette expérience, nous avons fixé une récupération moyenne de 56%. Les résultats obtenus sont donnés sur les figures des isoréponses de la surface de réponse correspondant aux deux facteurs (perméabilité et porosité).

a) saturation minimale

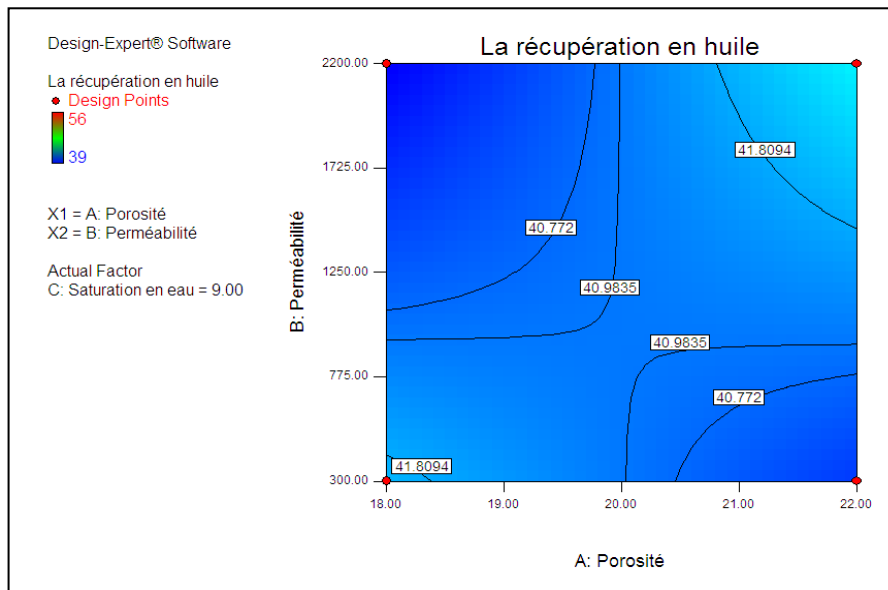


Figure II.10 : les isoréponses des facteurs de porosité et perméabilité à une saturation de 9%

La courbe (II.10), étant donné que la saturation en eau irréductible est fixée à sa valeur minimale ($S_{wi}=9\%$), montre que l'objectif n'est pas atteint puisque la valeur de la récupération souhaitée ($IOP_{max} \approx 57\%$) n'est pas indiquée par les courbes isoréponses

b) saturation moyenne

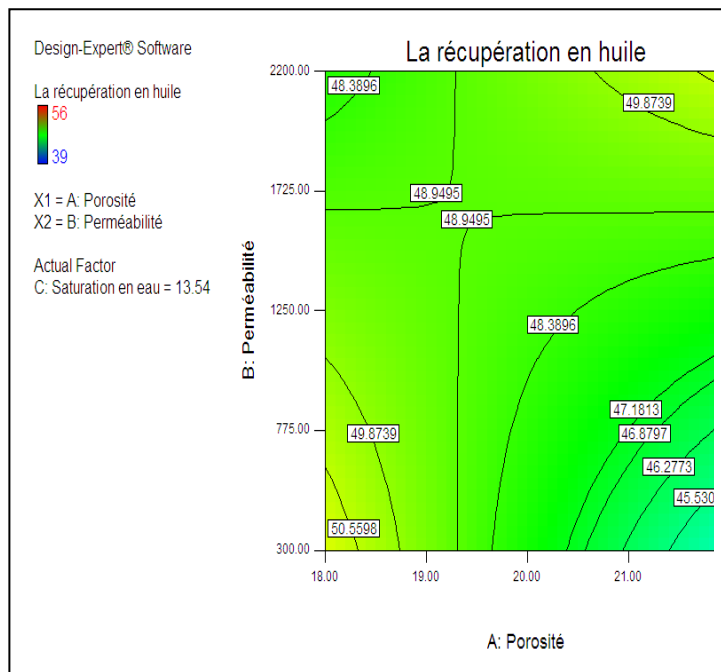


Figure II.11 : les isoréponses des facteurs de porosité et perméabilité à une saturation de 13,54%

Pour des valeurs de la saturation en eau se situant entre le minimal et la moyenne de ($S_{wi}=13,54$), la zone de la récupération souhaitée correspond aux faibles porosités et perméabilités (Figure II.11)

c) saturation élevée

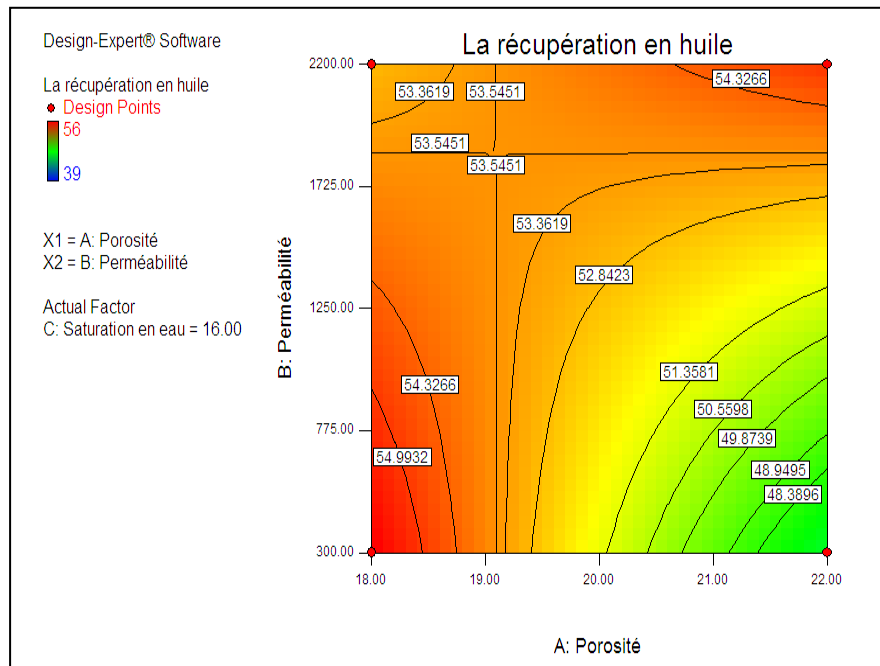


Figure II.12 : les isoréponses des facteurs de porosité et perméabilité à une saturation de 16%

Pour des valeurs élevées en ($S_{wi}=16\%$), nous obtenons une plage d'une isoréponse de la surface de réponse représentée par une courbe qui correspond à la récupération souhaitée. Elle apparaît en couleur orange sur la figure .II.2.

II-Paramètre 2 : effet de la perméabilité

Cette fois- ci, nous avons fixé au départ la récupération à sa valeur maximal 56% et l'objectif est de voir comment évolue cette dernière en fonction de la porosité et la saturation en eau irréductible en jouant sur la perméabilité. Sur la base des données expérimentales introduites au début de cette expérience

Les résultats obtenus sont donnés sur les figures II.13 à II.15.

a) perméabilité minimale

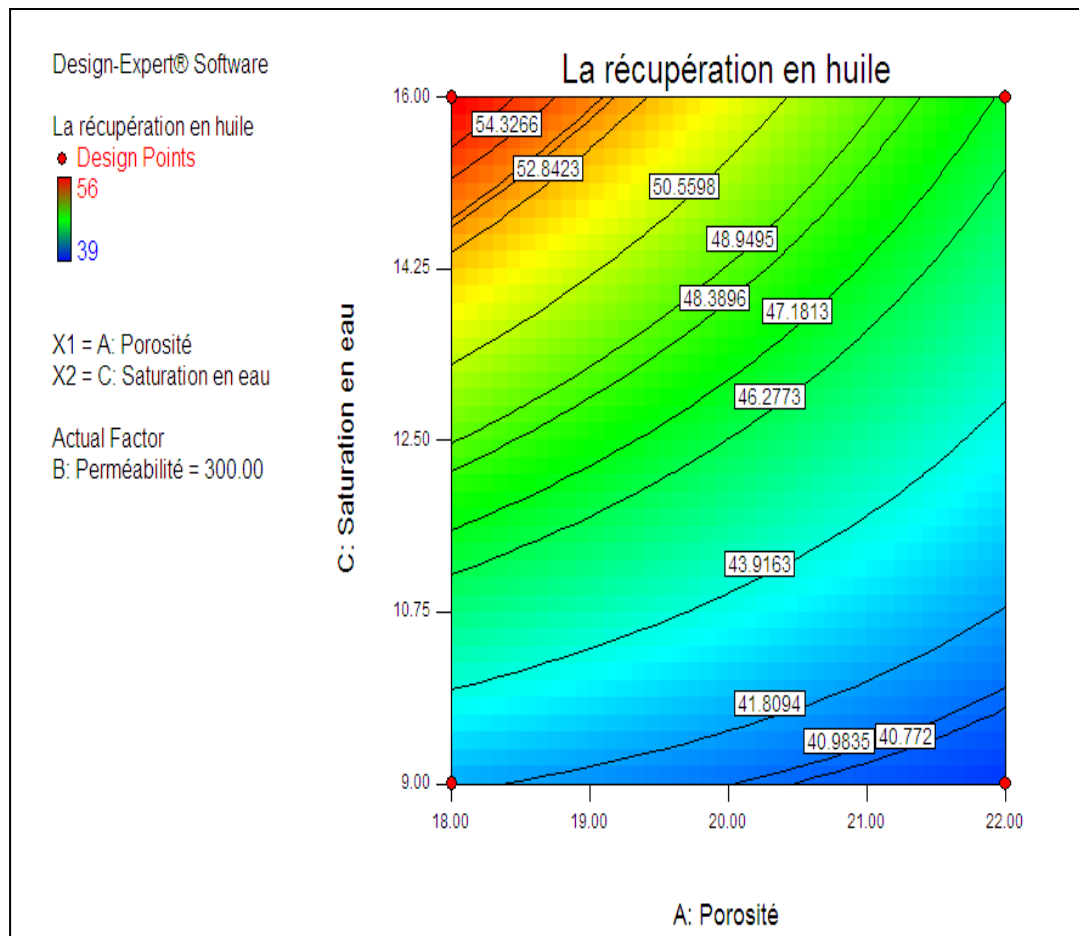


Figure II.13 les isoréponses des facteurs porosité et saturation à une perméabilité de 300mD

La courbe (II.13), pour une perméabilité est fixée à sa valeur minimale ($K=300$), nous montre que les courbes isoréponse correspondant à la récupération souhaitée se situe dans la partie gauche côté supérieur (en rouge) correspondant à des faibles valeurs de porosité et à des valeurs élevées en S_w .

b) perméabilité moyenne

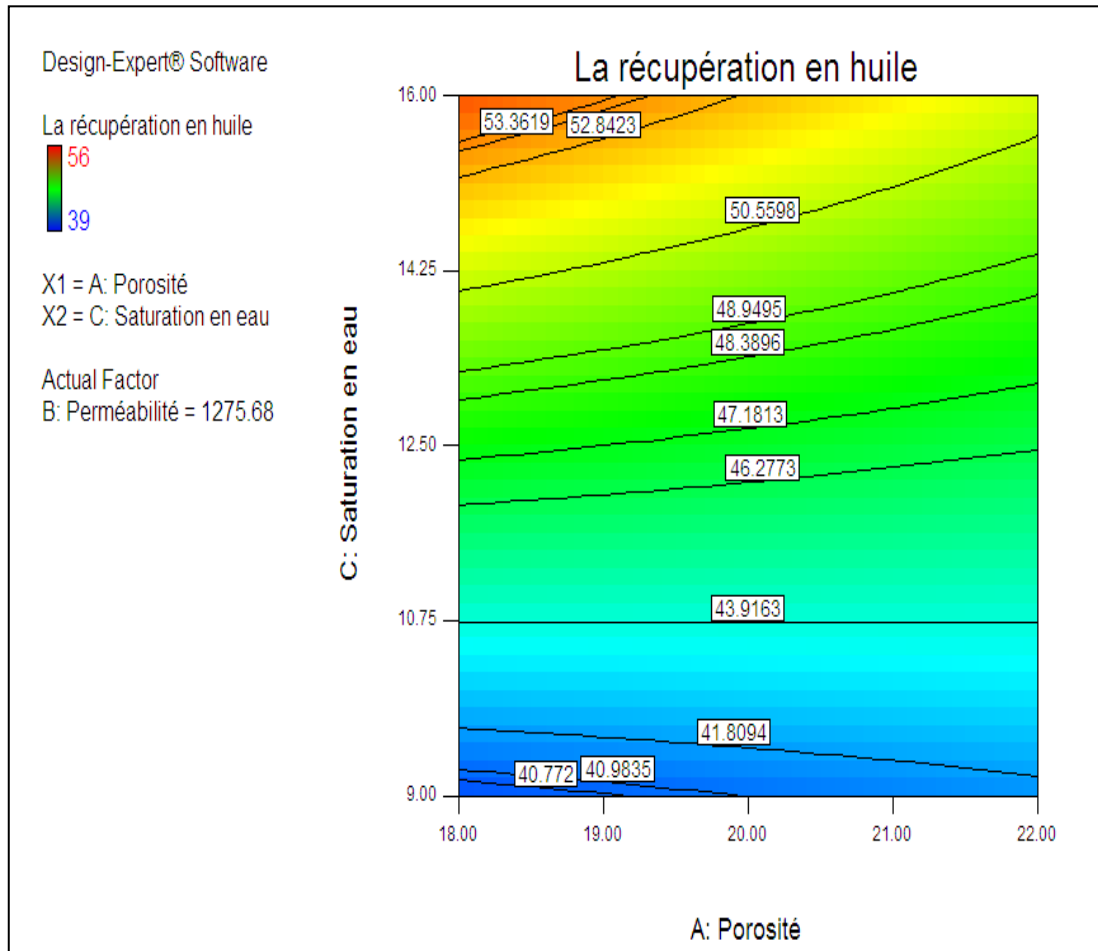


Figure II.14 les isoréponses des facteurs porosité et saturation à une perméabilité de 1275,68mD

La figure (II.14), pour une perméabilité fixée à sa valeur moyenne ($K=1275,68\text{mD}$), nous montre que les courbes isoréponse correspondant à la récupération souhaitée se situe dans la partie gauche côté supérieur (en rouge) correspondant à des faibles valeurs de porosité et des valeurs élevées en saturation,. Ce résultat est identique au précédent.

C) perméabilité élevé

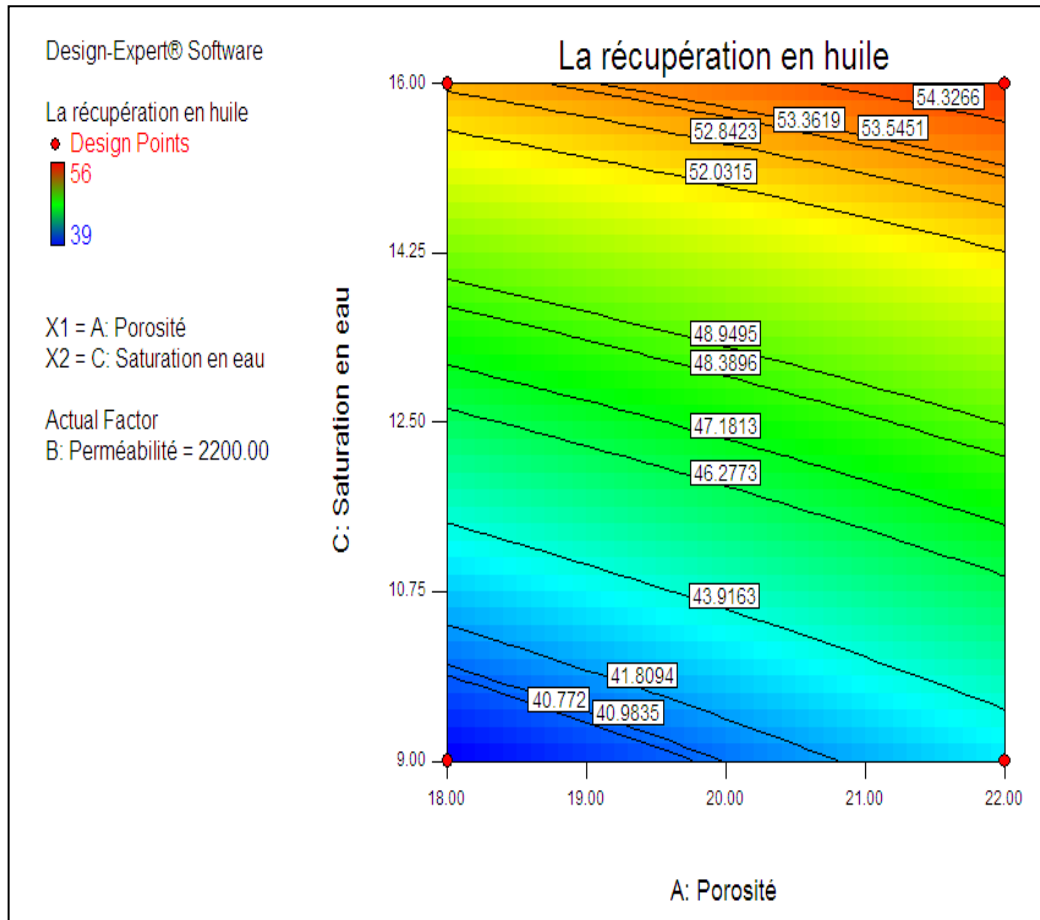


Figure II.15 les isoréponses des facteurs porosité et saturation à une perméabilité de 2200mD

Pour des valeurs élevées de perméabilité élevées ($K=2200\text{mD}$), nous obtenons une surface de plage d'une isoréponse qui correspond à la combinaison de toute la partie des valeurs élevées de saturation et de porosité. (Figure II.15).

Conclusion

Dans notre étude, nous avons essayé d'optimiser les paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité et saturation irréductible en eau), ceci dont le but d'avoir une meilleure récupération de la phase non mouillante (l'huile).

Nous avons constaté que le facteur représenté par la saturation en eau irréductible influe considérablement sur la récupération. La récupération est d'autant plus importante que la saturation irréductible en eau est importante, alors que cette dernière est relativement influencée par la porosité et la perméabilité de la roche réservoir. Les résultats ont montré que l'intervalle allant de 9 à 16% en saturation, permet d'obtenir la plage où l'isoréponse réalise l'objectif de récupération désiré à 56%. Cette plage représente toutes les combinaisons possibles entre les facteurs de porosité et perméabilité afin d'atteindre l'objectif tracé.

On a pu constater aussi que la récupération souhaitée correspond à la combinaison de toute la partie des valeurs élevées de perméabilité, de porosité et de saturation.

Référence bibliographiques

[1] **Malikch CISSOKHO** « Etude expérimentale des interactions Huile brute/Saumure/Roche sur larécupération d'hydrocarbures par injection d'eau de faible salinité » thèse doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Mai 2010.

[2] **René, C**, « Techniques d'exploitation pétrolières », Institut français du pétrole, pp.243-249. 1920,

[3] **Darcy** 1856, don't la loi empirique lie le débit d'un fluide a newtonien a la perte de charge, pp.260-269.

[4] **Hamon G.**: *Cours pétrophysiques*, Avril 2009

[5] **FELIOUNE Mouad , KHOUIDRI Ibrahim** « Etude de la performance de l'injection d'eau dans la zone 12 champs du Hassi Messaoud » Université Kasdi Merbah Ouargla ,2014..

[6] **DX8-03A-TwoLevel-P1.docx Rev.4/22/10**