

N° Série :/2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

Rebih Imane, Hamideche Hiba, Laloui Rahil

-THÈME-

**ETUDE EXPERIMENTALE DE FLOW ASSURANCE DANS LES PUIITS VERTICAUX
ET HORIZONTAUX**

Soutenu le : 12/06/ 2022 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Dobbi Abdelmadjid	Pr	Univ. Ouargla
Examineur :	Arbaoui Mohammed Ali	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Ghali Ahmed	MAA	Univ. Ouargla
Co-rapporteur 01 :	Lebtahi Hamid	MCB	Univ. Ouargla
Co-rapporteur02 :	Adjou Zakaria	Doctorant	Univ. Ouargla
Invité :	Laouini Hamza	MAA	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2021/2022

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH le clément de nous avoir donné la force, la chance et la patience pour terminer ce modeste travail.

Nous exprimons toute notre gratitude à nos encadrants M GHALI Ahmed, M ADJOU Zakaria et M LEBTAHI Hamid pour la confiance qui nous a témoigné en acceptant de suivre ce thème, leurs conseils, leurs sérieux et leur disponibilité.

Nous remercions la commission d'examen, M DOBBI Abdelmadjid et MARBAOUI Mohammed Ali d'avoir accepter d'examiner ce travail, pour leurs soutiens et leurs observations constrictives.

Nous tenons aussi à dire un grand merci pour M LAOUINI Hamza pour ses efforts et ses encouragements fournis durant la réalisation de ce travail. Nous remercions aussi tous les enseignants, sans oublier l'équipe administrative du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla qui ont participé de près ou de loin à notre formation durant notre cursus d'étude.

Enfin, nous remercions nos ami(e)s pour nous avoir soutenus et encouragés pendant toutes ces années

Dédicace

Je dédie le fruit de mes dix-huit ans d'études

À ma tendre mère qui ne cesse jamais de prier pour moi et me transmettre de l'énergie positive à mon père qui attend avec impatience, que dieu le tout puissant vous garde et vous procure une bonne santé et un bonheur infini

À mon chère frère sohaib, à mes chéries princesses maïssam et nadine je vous aime.

À toute ma famille et mes proches, à mes amis avec qui j'ai passé mes bons moments tout le long de mon parcours.

Une dédicace spéciale s'adresse à la personne que j'aime et je respecte, j'exprime ma reconnaissance du soutien moral que tu m'offre quotidiennement et ta bonté exceptionnelle... A toute personne qui m'a aidé de loin ou de près...

-HAMIDECHÉ HIBA

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime .Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce

modeste travail :

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

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

A mon cher frère Ahmed.

A mes chère sœurs Djawahir, Intissar et Malak,Arbia.

A toute ma grande famille.

A mes chères amies Afaf,Hiba, Rahil

A mon ami walid Merabt pour leur soutien qu'il me donne

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

-REBIH IMANE-

Dédicace

-Je dédie

Cet événement marquant de ma vie

A ma famille qu'elle m'a doté d'une éducation digne, son amour a fait de moi ce que je suis aujourd'hui.

Particulièrement à l'homme de ma vie, mon exemple éternel mon père qui nous a quitté trop tôt, espérant qu'il apprécie cet humble geste de la part de sa fille qui a toujours prié pour la paix de son âme.

A ma très chère mère, quoi que je fasse et quoi que je dise .ton affection me couvre, ta bienveillance me guide et ta présence à mes cotes a toujours été la source de ma force pour affronter les différents obstacles, que ce travail traduit ma gratitude et mon affection.

A vous mes frères Karim et sa femme kheira ,Adel et mes sœurs Yasmine et ses enfants Loudjaine et Tadj Eddine, Safia et Belkis) qui m'avez toujours soutenu et encouragé durant ces années d'études, puisse Dieu vous donne de la santé, bonheur, courage et surtout de la réussite. Sans oublier la petite papillon de notre famille Kayane .

A monsieur Zakaria adjou, je suis heureuse de lui exprimer ici ma respectueuse reconnaissance.

A mes collègues hiba et Imane pour leur soutien, patience et compréhension tout au long de ce travail.

Et enfin à tous ceux que j'aime et je respecte.

-LALOU RAHIL-

Résumé

ملخص

أثناء استغلال الخزانات البترولية، يكون ضمان التدفق في مواقعته المختلفة في نظام الإنتاج، سواء في حالة الآبار الرأسية أو الأفقية تأثير سلبي على إنتاجية البئر. يعتمد هذا العمل على تطوير جهاز يحاكي البئر الرأسية والأفقية في التدفق الدائري القطري والخطي. تم إجراء جميع التجارب قبل وبعد انسداد الوسائط المسامية بناءً على استخدام فتات الصخرة الخازنة بواسطة الإسفلت والحجر الجيري والحصى والأملاح. كانت النفاذية النسبية للزيت في الحالة الرأسية في التدفق الدائري القطري و الخطي قبل وبعد انسداد الوسط المسامي **31.43mD** و **1.41 mD** على التوالي وفي الحالة الأفقية كانت **57.85 mD** و **5,03 mD** على التوالي.

الكلمات المفتاحية: ضمان التدفق، التدفق الدائري القطري، النفاذية النسبية، الضرر، البئر الرأسية، البئر الأفقية.

Abstract

During the exploitation of petroleum reservoirs, flow assurance in its various locations in the production system, whether in the case of vertical or horizontal wells, has a detrimental effect on well productivity. This work is based on the development of a device simulating the vertical and horizontal well in linear and radial circular flow. All the experiments were carried out before and after the damage of the porous media based on rock's reservoir cuttings by asphaltenes, limestones, fines and salts. The relative permeability of oil in the vertical case in linear and radial circular flow before and after porous medium damage was **31,43mD** and **1,41mD** respectively and in the horizontal case was **57.85mD** and **5,03mD** respectively.

Key words: Flow assurance, circular radial flow, relative permeability, damage, verticalwell, horizontal well.

Résumé

Durant l'exploitation des réservoirs pétroliers, le flow assurance dans ses différentes localisations dans le système de production soit dans le cas des puits verticaux ou horizontaux a un effet néfaste sur la productivité des puits. Ce travail est basé sur la mise au point d'un dispositif simulant le puits vertical et horizontal en écoulement linéaire et en écoulement radial circulaire. Toutes les expériences ont été réalisées avant et après l'endommagement des milieux poreux basés sur les cuttings de forage de la roche réservoir par les asphaltènes, les calcaires, les fines et les sels. La perméabilité relative d'huile dans le cas vertical en écoulement linéaire et radial circulaire avant et après endommagement de milieu poreux était **31,43 mD** et **1,41 mD** respectivement et dans le cas horizontal était **57,85 mD** et **5,03 mD** respectivement.

Mots clés : Flow assurance, écoulement radial circulaire, perméabilité relative, endommagement, puits vertical, puits horizontal.

Table des Matières

Remerciements	I
Dédicaces	II
Résumé	V
Table des Matières	VI
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux	X
Liste des abbreviations	XI
Introduction	1

Chapitre I : Exploitation des puits verticaux et horizontaux

I-1 Exploitation des puits verticaux	2
I-1-1 L'indice de productivité	2
I-1-2 L'expression d'indice de productivité pour un puits vertical	2
I-2 L'expression d'indice de productivité de puits horizontal	3
I-2-1 Définition d'un drain horizontal	3
I-2-2 Classification des puits horizontaux	3
I-3 Les applications des puits horizontaux	4
I-4 L'expression d'indice de productivité pour un puits horizontal	6
I-5 Le rayon effectif	8
I-6 Les regimes d'écoulement	8
I-7 Loi de darcy pour un liquide en écoulement permanent radial circulaire dans un milieu homogène	12

Chapitre II : Flow assurance

II-1 Flow assurance	13
II-2 Principe	13
II-3 Les risques de flow assurance	13
II-4 Définition de l'endommagement	14
II-5 Localisation des endommagements	14
II-6 L'origine de l'endommagement de la formation	15
II-7 Détection des endommagements	17
II-8 Les types d'endommagement	17
II-9 Cas des dépôts de calcaire	21
II-10 Les depots organiques	22

II-11 Migration des fines	25
II-12 Influence de la mouillabilité sur les écoulements en milieu poreux	25
II-13 Le skin	27
II-14 Les paramètres pétrophysiques du réservoir	27
Chapitre III: Simulation expérimentale de flow assurance	
III-1 Protocole expérimental	30
III-2 Dispositif expérimental	30
III-3 Déroulement des expériences	31
III-3-1 Produits et matériels utilisés	31
III-3-2 Traitement et préparation des échantillons	32
III-3-3 Propriétés pétrophysiques des échantillons avant l'endommagement	36
III-4 Conception des endommagements	45
III-4-1 Détermination des propriétés pétrophysiques après l'endommagement	46
III-5 Résultats et interprétations	54
III-5-1 La porosité	54
III-5-2 La perméabilité absolue	54
III-5-3 La perméabilité relative	56
III-5-4 La mouillabilité	57
III-5-5 Les indices de productivité	57
III-5-6 Facteur d'endommagement	58
Conclusion	59
Recommandations	60
Bibliographie	61

Liste des figures

Figure I.1 : Schéma d'un puits horizontal	03
Figure I.2 : Les différents types des profils des puits horizontaux	04
Figure I.3 : Réservoir naturellement fracturée	05
Figure I.4 : Réservoir multicouches	05
Figure I.5 : Phénomène de coning d'eau	06
Figure I.6 : La surface de drainage d'un puits horizontal	07
Figure I.7 : La surface de drainage d'un puits horizontal	07
Figure I.8 : Ecoulement linéaire	09
Figure I.9 : Ecoulement sphérique	09
Figure I.10 : Ecoulement elliptique	10
Figure I.11 : Ecoulement radiale	10
Figure I.12 : Ecoulement radiale vertical	11
Figure I.13 : Ecoulement radial vertical	11
Figure I.14 : Ecoulement radial circulaire vertical	12
Figure I.15 : Ecoulement radial circulaire dans le gisement	12
Figure II.1 : Risques liés au flow assurance	14
Figure II.2 : Localisation de colmatage	15
Figure II.3 : Les dépôts minéraux	18
Figure II.4 : Sels rencontres dans les champs pétroliers	18
Figure II.5 : Solubilité de NaCl en fonction de la pression et de la température	20
Figure II.6 : Localisation de dépôts de NaCl	21
Figure II.7 : Phénomène de précipitation a l'intérieur des conduites	22
Figure II.8 : Dépôts d'asphaltènes dans le tubing de production	22
Figure II.9 : Schéma d'une composition des asphaltènes	23
Figure II.10 : Domaine de précipitation des asphaltènes	23
Figure II.11 : Mécanisme de précipitation, agrégation et vieillissement des asphaltènes	24
Figure II.12 : Détachement des particules et la migration dans l'eau porteuse	25
Figure II.13 : Changement de la perméabilité relative de la roche réservoir avec l'adsorption des asphaltènes sur la surface des grains	26
Figure II.14 : Profile de pression dans les cas endommagé	27
Figure II.15 : L'espace poreux	28
Figure II.16 : Expérience de darcy	28

Figure II.17 : Type de mouillabilité	29
Figure II.18 : Saturation en eau interstitielle	29
Figure III.1:Micro-modèle stimulant le puits vertical vs puits horizontal	30
Figure III.2 : Schéma représentant le micro-modèle	31
Figure III.3: Pourcentage des constituants du sable utilisé	32
Figure III.4:Préparation et nettoyage des cuttings	33
Figure III.5: Séchage et broyages des cuttings	33
Figure III.6: Tamiseur des échantillons	34
Figure III.7: Analyse granulométrique des cutting utilisés	34
Figure III.8: Analyse aux rayons X	35
Figure III.9:Méthode de pesé et de saturation	36
Figure III.10:Déplacement horizontale et vertical du fluide en écoulement linéaire et radial circulaire	37
Figure III.11: Installation de déplacement de fluide dans un milieu poreux	40
Figure III.12: Dispositif expérimental pour mesurer l'indice global de mouillabilité par le test d'amott	42
Figure III.13: Saturation d'échantillon	42
Figure III.14: Test de mouillabilité	43
Figure III.15: Matériaux utilisés pour la fabrication des endommagement	44
Figure III.16: Détermination de la porosité de la matrice endommagée	45
Figure III.17:Effet de l'endommagement sur la porosité	52
Figure III.18:Evolution de la perméabilité absolue verticale et horizontale en fonction de temps	53
Figure III.19: Perméabilité absolue verticale et horizontale dans le cas d'endommagement par les asphaltènes en fonction de temps	53
Figure III.20: Perméabilité absolue verticale et horizontale dans le cas d'endommagement par les dépôts mixtes en fonction de temps	54
Figure III.21: Perméabilité absolue verticale et horizontale en écoulement linéaire	54
Figure III.22:Evolution de la perméabilité relative	55
Figure III-23 : Evolution des indices de productivité en écoulement linéaire et radial circulaire.	56

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Régimes d'écoulement selon la période de production et le type du puits.	08
Tableau II.1: Les facteurs affectant la formation des dépôts minéraux	19
Tableau III.1 :Profondeur d'échantillonnage des cuttings.	31
Tableau III.2 : Propriétés du gasoil.	31
Tableau III.3 : Analyse quantitative du diffractogramme	36
Tableau III.4 :La porosité des cuttings avant l'endommagement.	36
Tableau III.5 : Perméabilité absolue verticale avant l'endommagement (écoulement linéaire).	38
Tableau III.6 :Perméabilité absolue horizontale avant l'endommagement (écoulement linéaire).	39
Tableau III.7 : Perméabilité absolue verticale avant l'endommagement (écoulement radial circulaire)	39
Tableau III.8 : Perméabilité absolue horizontale avant l'endommagement (écoulement radial circulaire)	39
Tableau III.9 :Perméabilité relative verticale et horizontale avant l'endommagement (écoulement linéaire).	41
Tableau III.10 : Perméabilité relative verticale et horizontale avant l'endommagement (écoulement radial circulaire)	41
Tableau III.11:Résultats des indices de mouillabilité avant l'endommagement.	43
Tableau III.12 :Calculs des indices de productivité avant l'endommagement.	44
Tableau III.13 :La porosité des échantillons après l'endommagement.	45
Tableau III.14 :Perméabilité absolue verticale en cas d'endommagement par les asphaltènes (écoulement linéaire).	46
Tableau III.15:Perméabilité absolue horizontale en cas d'endommagement par les asphaltènes (écoulement linéaire).	46
Tableau III.16:Perméabilité absolue verticale en cas d'endommagement par les dépôts mixtes (écoulement linéaire).	47
Tableau III.17:Perméabilité absolue horizontale en cas d'endommagement par les dépôts mixtes (écoulement linéaire).	47
Tableau III.18:Perméabilité absolue verticale en cas d'endommagement par les asphaltènes (écoulement radial circulaire).	47
Tableau III.19:Perméabilité absolue horizontale en cas d'endommagement par les	48

asphaltènes (écoulement radial circulaire).	
Tableau III.20:Perméabilité absolue verticale en cas d'endommagement par les dépôts mixtes (écoulement radial circulaire).	48
Tableau III.21:Perméabilité absolue horizontale en cas d'endommagement par les dépôts mixtes (écoulement radial circulaire).	48
Tableau III.22: Perméabilité relative verticale et horizontale en cas d'endommagement par les asphaltènes (écoulement linéaire).	49
Tableau III.23:Perméabilité relative verticale et horizontale en cas d'endommagement par les asphaltènes (écoulement radial circulaire).	49
Tableau III.24:Perméabilité relative verticale et horizontale après l'endommagement par les dépôts mixtes (écoulement radial circulaire).	50
Tableau III.25:Les indices de mouillabilité après l'endommagement.	50
Tableau III.26:Les indices de productivité après l'endommagement.	51
Tableau III.27:Valeur de facteur de Skin en écoulement linéaire et radial circulaire.	51

Liste desabréviations

SARA	Saturé, Aromatique, Résine, Asphaltène
Pmm	Particule par million
Π	Pression de disjonction
P_f	Pression apparente
P_γ	Pression dans la phase aqueuse
CMC	Concentration micellaire critique
AOP	Asphalten Onset pressure
γ_{1S}	Tension interfaciale entre le fluide 1 et le solide en mN/m
γ_{2S}	Tension interfaciale entre le fluide 2 et le solide en mN/m
γ_{12}	Tension interfaciale entre les deux fluides 1 et 2 en mN/m
θ	Angle de contact en degré
$\Delta P_{oil/water}$	Différence de pression au niveau de la goutte d'huile piégée et de la phase aqueuse environnante en Pa
R_1, R_2	Rayons de part et d'autre de la goutte d'huile en m
$\gamma_{oil/water}$	Tension interfaciale entre l'eau et l'huile en mN/m
P_C	Pression capillaire.
r	Rayon de capillaire
P	Masse volumique en kg/ m ³
H	Hauteur de la colonne de fluide en cm
g	Accélération de la pesanteur en m/s ²
Q	Débit cm ³ /s
K	Perméabilité (mD)
K_s	Perméabilité de la zone colmatée(mD)
r_w	Rayon de puits (cm)
r_s	Rayon de la zone colmatée
A	Section de passage de fluide (m ²)
dp	Différence (atm)
μ	Viscosité dynamique (Cp)
dx	Longueur (cm)
K_{ro}	Perméabilité relative à l'huile (mD)
K_{rw}	Perméabilité relative à l'eau (mD)
K_{rg}	Perméabilité relative au gaz (mD)
S_w	Saturation d'eau

S_o	Saturation d'huile
S_G	Saturation de gaz
V_w	Volume d'eau (ml)
V_o	Volume d'huile (ml)
V_G	Volume de gaz
V_p	Volume des pores
EOR	Enhanced Oil Recovery
ϕ_f	Porosité de la fracture
ϕ_t	Porosité totale
ϕ_l	Porosité intergranulaire
S_{wi}	Saturation d'eau irréductible %
$V_{sh_{moy}}$	Volume d'argile moyen
GOR	Gas oil ratio
API	American Petroleum institut (densité API)
ADE	Enveloppe de dépôts d'asphaltènes
IPR	Inflow performance Relation Ship
Q_H	Débit d'huile (m^3/h)
Q_w	Débit d'eau (cm/s)
K_H	Perméabilité horizontale (md.m)
BHP	Bottom hole pressure (kg/cm^3)
TPC	Tubing Performance Curve
WHT	Well Head Temperature °C
T_R	Température de formation
PVC	Chlorure de polyvinyle
DDBS	Dodecyl benzènesulfonate
V_{wd}	Volume d'eau de drainage (ml)
$V_{w_{immb}}$	Volume d'eau d'imbibition (ml)
V_{od}	Volume d'huile de drainage (ml)
$V_{o_{immb}}$	Volume d'huile d'imbibition (ml)
I_o	Indice de mouillabilité à l'huile
I_w	Indice de mouillabilité à l'eau
I_{wo}	Indice de mouillabilité global
W	Poids de la goutte (kg)
ELCNV	Ecoulement linéaire cas normale vertical

ELCNH	Ecoulement linéaire cas normale horizontale
ERCCNV	Ecoulement radial circulaire cas normale vertical
ERCCNH	Ecoulement radial circulaire cas normale horizontale
ELCEAV	Ecoulement linéaire cas endommagée par les asphaltène verticale
ELCEAH	Ecoulement linéaire cas endommagée par les asphaltène horizontale
ERCCEAV	Ecoulement radial circulaire cas endommagée par les asphaltène verticale
ERCCEAH	Ecoulement radial circulaire cas endommagée par les asphaltène horizontale
ELCEMV	Ecoulement linéaire cas endommagée par les depots mixtes vertical
ELCEMH	Ecoulement linéaire cas endommagée par les depots mixtes horizontale
ERCCEMV	Ecoulement radial circulaire cas endommagée par les depots mixtes vertical
ERCCEMH	Ecoulement radial circulaire cas endommagée par les depots mixtes horizontale
Série 1	Perméabilité relative d'huile en écoulement linéaire cas normale verticale
Série 2	Perméabilité relative d'huile en écoulement linéaire cas normale horizontale
Série 3	Perméabilité relative d'huile en écoulement radial circulaire cas normale verticale
Série 4	Perméabilité relative d'huile en écoulement radial circulaire cas normale horizontale



Introduction

Introduction

Le flow assurance a un effet majeur sur la productivité des puits pétroliers durant la phase d'exploitation. Les différents dépôts qui endommagent la couche productrice en altérant les propriétés pétrophysiques initiale de la roche réservoir sont en faveur avec les changements de température, de pression et de composition du flux de pétrole-gaz-eau.

Le flow assurance fournit les bases critiques des champs pétroliers tout en couvrant les derniers développements de la recherche et les solutions pratiques organisées par type de problèmes et méthodes d'atténuation. Les bases comprennent les causes profondes, la prédiction du modèle et la simulation en laboratoire. Le flow assurance apporte une référence nécessaire pour faire passer les opérations pétrolières de la théorie à une pratique plus sûre et rentable. [1]

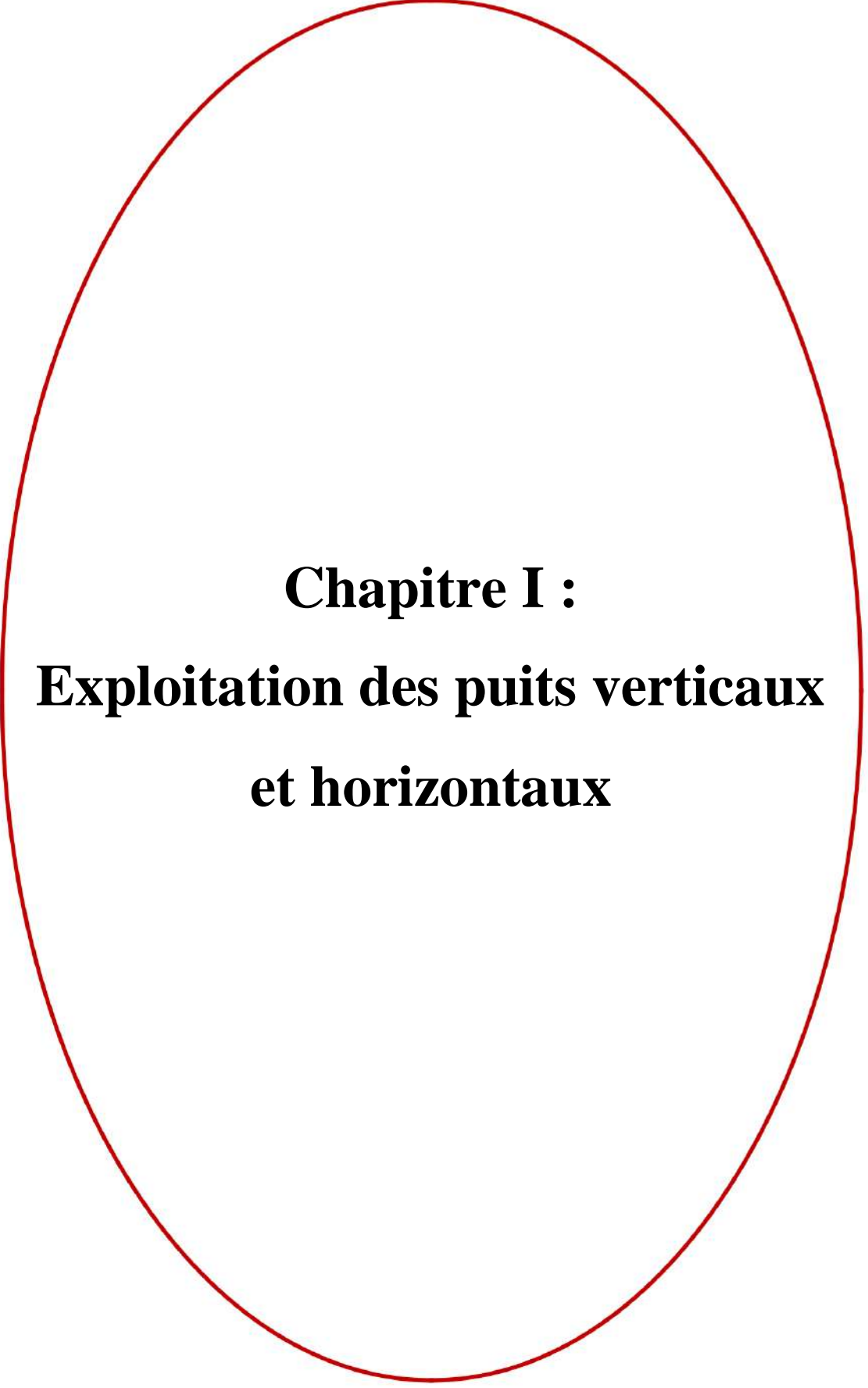
L'objectif de cette étude est basé sur la simulation expérimentale de flow assurance par fabrication d'un prototype formé d'un puits vertical et un puits horizontal en assurant l'écoulement linéaire et radial circulaire avant et après l'endommagement des réservoirs composés par les cuttings de la roche réservoir de Quartzite El Hamra. Le calcul des perméabilités relatives, des indices de productivité et les taux de récupération permettent d'évaluer l'importance de ce problème et prédire les futurs plans d'exploitation.

Afin d'atteindre les différents objectifs de cette étude, le travail suit l'organisation suivante :

Chapitre I : consacré pour des généralités sur l'exploitation des puits verticaux et horizontaux.

Chapitre II : mis en évidence les conditions, les effets et le mécanisme de flow assurance dans le cas d'un puits vertical et dans le cas d'un puits horizontal.

Chapitre III : Une simulation expérimentale de flow assurance sur micro-modèle d'un puits vertical et un puits horizontal.



Chapitre I :
Exploitation des puits verticaux
et horizontaux

I-1 Exploitation des puits verticaux

Une des pressions fixes à tout moment dans la vie du réservoir est la pression moyenne du réservoir \bar{P}_R .

L'écoulement vers le puits dépend du draw down ou de la chute pression dans le réservoir ($\bar{P}_R - P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend des paramètres, tel que les propriétés de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation du roche en fluide, la compressibilité du fluide, la formation endommagée ou stimulée. [1]

I-1-1 L'indice de productivité (J_p)

L'indice de productivité est important dans l'étude de technicoéconomique d'exploitation de réservoir, il exprime le potentiel de puits ce qui est très important pour avoir une idée sur la qualité de réservoir ainsi l'indice de productivité est très utile pour le calcul prévisionnel de débit et de pression. Aussi l'indice de productivité est très important dans les décisions concernant les opérations nécessaires afin d'améliorer la production et pour avoir une récupération maximale

Le J_p est la grandeur significative de la production d'un puits parce qu'elle tient compte de débit de production et de la chute de pression dans le réservoir et elle est définie par le rapport du débit de production sur la chute de pression. [2]

$$J_p = Q / \Delta P \quad (1)$$

I-1-2 L'expression d'indice de productivité Pour un puits vertical

Le rapport entre le débit entrant au puits (well inflow rate) et la chute de pression dans le réservoir (draw down) a été souvent exprimé sous forme d'indice de productivité J . [3]. Où :

$$J = \frac{0,00708 \cdot k_0 \cdot h}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2)$$

L'équation (2) est valable seulement si la fonction de pression $f(P) = \frac{k_0}{\mu_0 \cdot B_0}$ est constante.

L'indice de productivité peut être toujours exprimé comme montre l'expression (3) ci-dessous :

$$J = \frac{0,00708 \cdot h}{(\bar{P}_R - P_{wf}) \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_R} \frac{k_0}{\mu_0 \cdot B_0} dP \quad (3)$$

I-2 L'expression d'indice de productivité de puits horizontal

I-2-1 Définition d'un drain horizontal

Un drain horizontal est la section de drainage inclinée de 80° à 100° par rapport à la verticale, à partir de point d'atterrissage dans le réservoir jusqu'à un point déterminée, au-delà de 100 ft de longueur.

les puits horizontaux sont forés verticalement de la surface à une profondeur prédéterminée, c'est la section verticale et déviés à partir e d'un point appelé « kick off point » avec un rayon de courbure « R »qui diffère d'un type à un autre, puis dirigés horizontalement dans le réservoir, c'est le drain (Voir figure I-1). [4]

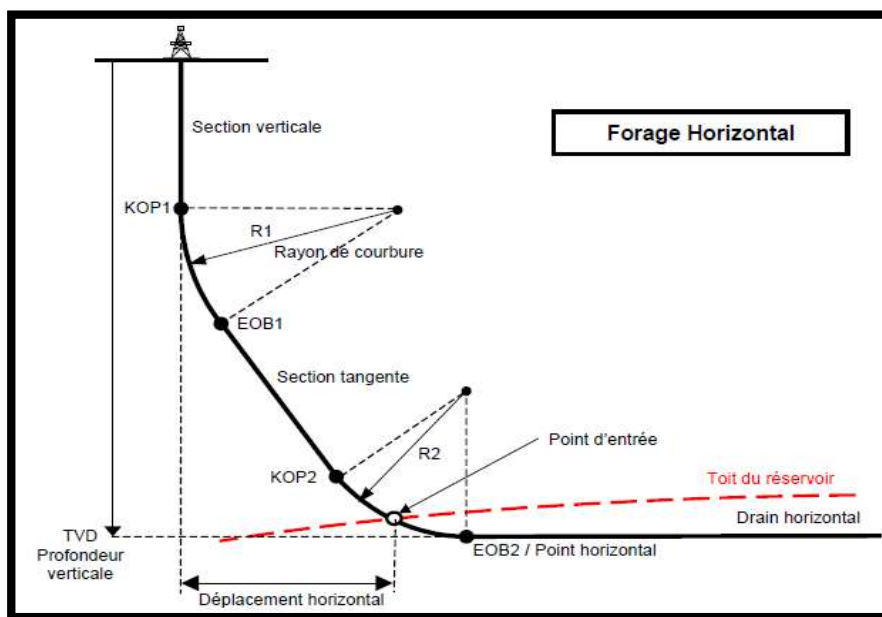


Figure I-1 : Schéma d'un puits horizontal. [5]

I-2-2 Classification des puits horizontaux

Les puits horizontaux sont classés suivant la longueur de leur rayon de courbure pour arriver à l'horizontal. Ils sont en trois types :

1. Long rayon.
2. Moyen rayon.
3. Court rayon.

Il y a aussi l'ultra court. Ces derniers imposent des longueurs des drains horizontaux bien déterminées (Voir figure I-2). [6]

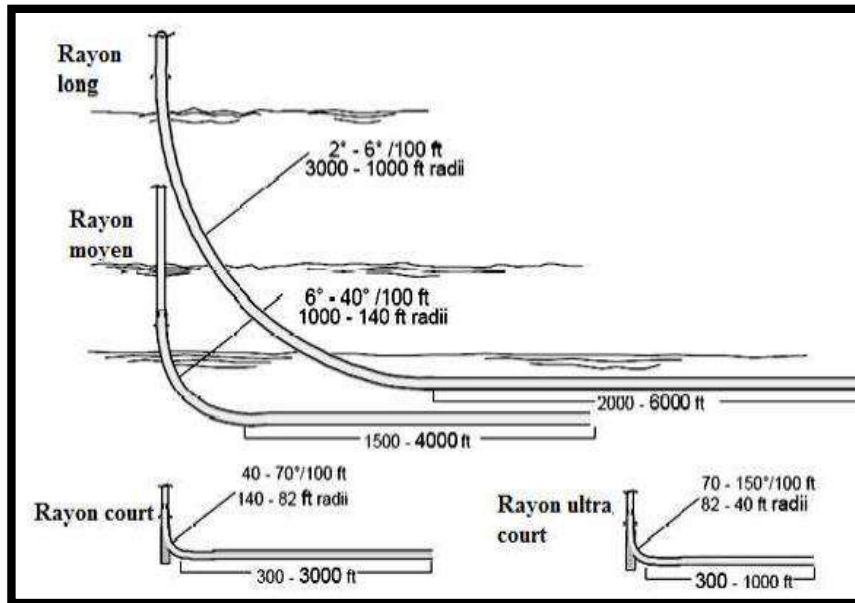


Figure I-2: Les différents types des profils des puits horizontaux. [7]

I-2-2-a Long Radius : Les puits Long Radius ont un rayon de courbure **ROC > 300m** ou un gradient de build-up **BUR < 6°/30m**. Ces profils sont particulièrement utilisés pour les puits offshore et les puits à long déport (ERD).

I-2-2-b Medium radius : Ce sont des puits avec un rayon de courbure **100 < ROC < 200m**, ou un gradient de build-up **6 ° < BUR < 30°/30m**. Ces profils ont été surtout développés aux USA pour permettre d'obtenir le maximum de drain horizontal à l'intérieur de concessions aux dimensions modestes. Les équipements de forage utilisés pour les puits MR sont limités par l'espace entre le trou et la garniture de forage.

I-2-2-b Short Radius : Les puits SR ont un rayon de courbure **5 ≤ ROC ≤ 20m**, et un gradient de build-up **3° < BUR < 10°**.

I-2-2-b Ultra-Short Radius : c'est une méthode où il n'y a virtuellement pas de section build-up et où le trou latéral est réalisé autrement que par un outil de forage. On utilise ce puits Ultra-Short Radius notamment pour l'injection de vapeur. [8]

I-3 Les applications des puits horizontaux

Les applications des puits horizontaux sont multiples et de plus en plus nombreuses. Parmi les principales on peut citer:

I-3-1 Réservoir de faible épaisseur

Dans un tel réservoir, un puits vertical ne peut avoir qu'une faible pénétration dans le drain et le but d'un puits horizontal c'est d'avoir une pénétration plus importante afin de réduire le nombre de puits nécessaires pour exploiter le réservoir. [9]

I-3-2 Réservoirs naturellement fracturés

Ces réservoirs sont parmi les meilleurs candidats au développement par forage horizontal. Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales (Voir figure I-3), une conséquence directe est que le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre et de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale. [10]

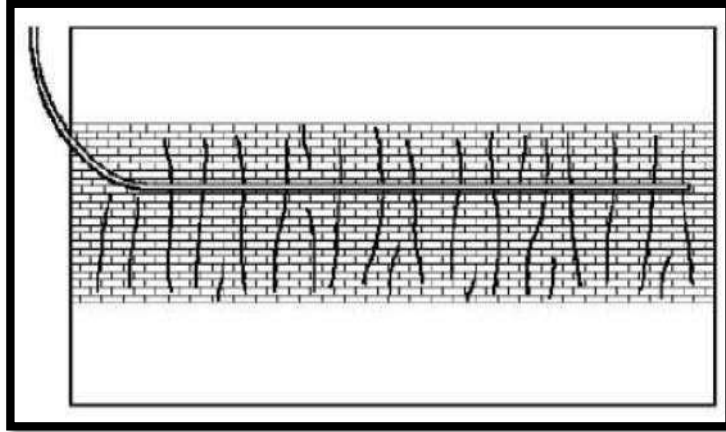


Figure I-3 : Réservoir naturellement fracturé. [10]

I-3-3 Réservoirs multicouches

Dans ce cas, un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux en interceptant plusieurs couches, c'est l'exemple du centre et du Gulf de USA.

La figure ci-dessous illustre un tel cas de réservoir compartimenté où un puits horizontal remplace six puits verticaux et de plus améliore la production en retardant le coning. [10]

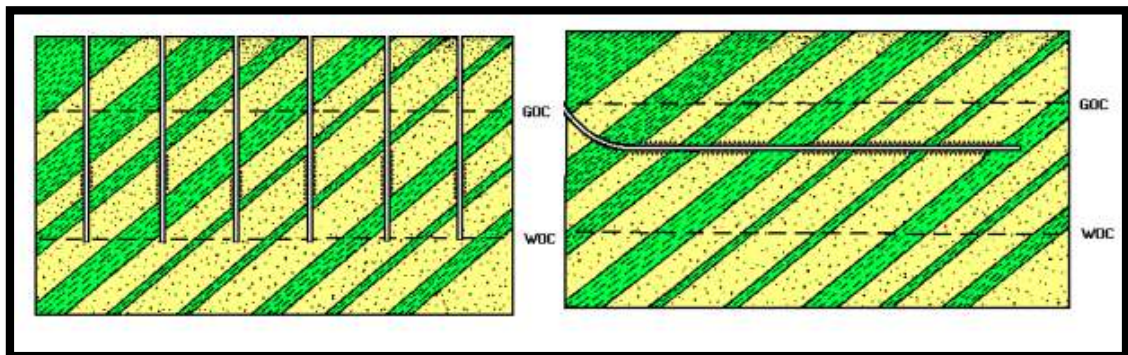


Figure I-4 : Réservoir multicouches. [10]

I-3-4 Réservoirs à basse perméabilité

Le forage horizontal dans un réservoir à basse perméabilité est une alternative à la fracturation de ce réservoir. Le drain horizontal se comporte comme une fracture, avec plusieurs avantages :

- Il est plus facile et plus économique de forer un long drain plutôt que d'essayer de créer une fracture équivalente.
- La direction est parfaitement contrôlée, ce qui n'est pas possible avec la fracturation. [10]

I-3-5 Formations non consolidées (contrôle des sables)

La production des sables présente un sérieux problème dans les puits à grands débits car elle dépend des forces de viscosité à la paroi. Un drain horizontal foré dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse d'écoulement à la paroi du puits et en conséquence la production de sable. [10]

I-3-6 Coning du gaz et l'eau

Beaucoup de réservoirs sont produits grâce à un aquifère actif qui par injection artificielle (Voir figure I-5). La production déclinera très rapidement si le niveau d'eau remonte trop vite dans le trou. Le forage horizontal aide énormément la production de tel réservoir :

- En augmentant la distance entre le drain et le contact huile/eau.
- En améliorant la productivité en dispersant le soutirage et donc en diminuant la succion sur le plan d'eau. [10]

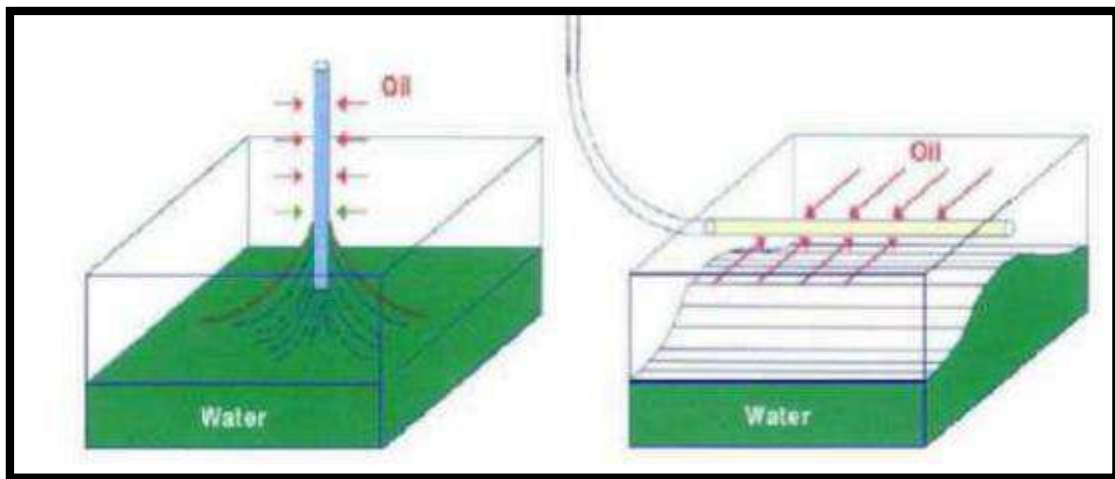


Figure I-5 : Phénomène de coning d'eau. [10]

I-4 L'expression d'indice de productivité pour un puits horizontal

En supposant que chaque fin d'un puits horizontal est représentée par un puits vertical qui draine une superficie d'un demi-cercle de rayon de b , Joshi (1991) propose les deux méthodes suivantes pour le calcul de la zone de drainage de caractère horizontal. [11]

1/ La méthode I : Joshi a proposé que le bassin versant soit représenté par deux demi-cercles d'un rayon b équivalent à un rayon d'un puits vertical r à chaque extrémité et un

rectangle de dimensions L ($2b$), dans le centre (Voir figure I-6). La surface de drainage du puits est alors donnée par:

$$A = \frac{L(2b) + \pi b^2}{43.560} \quad (4)$$

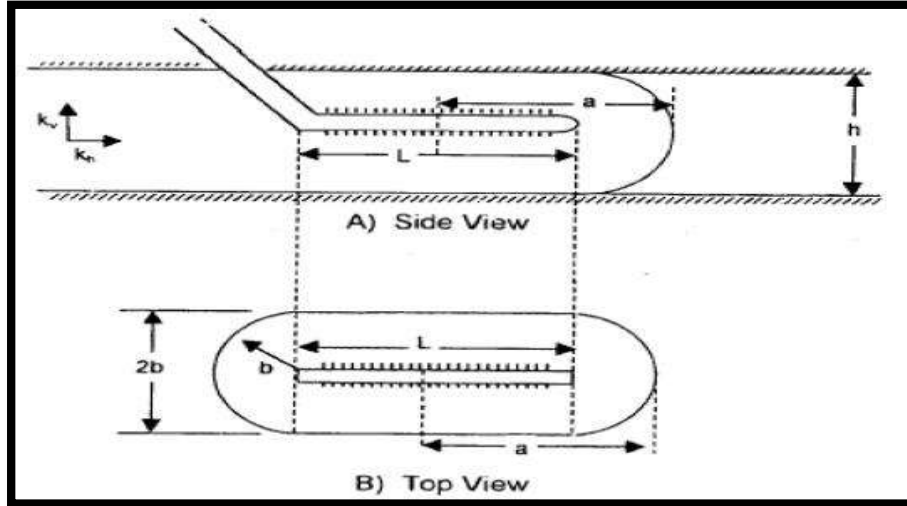


Figure I-6 : La surface de drainage d'un puits horizontal. [11]

2/ La méthode II : Joshi suppose que la surface de drainage d'un puits horizontal est une ellipse et donnée par cette formule:

$$A = \frac{\pi.a.b}{43.560} \quad (5)$$

Avec :

$$a = \frac{L}{2} + b \quad (6)$$

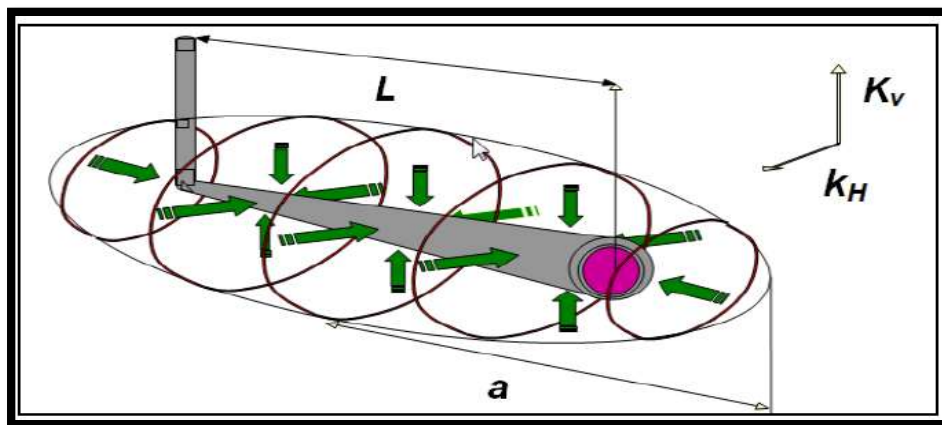


Figure I-7 : La surface de drainage d'un puits horizontal. [11]

Joshi a noté que les deux méthodes donnent des valeurs différentes pour l'aire de drainage A et a suggéré d'attribuer la valeur moyenne pour le drainage du puits horizontal.

I-5 Le rayon effectif (r'_w)

Le rayon effectif est le rayon théorique équivalent au rayon d'un puits vertical de même production, c'est à dire si le puits est vertical endommagé le rayon effectif serait inférieur au rayon réel par contre si le puits est vertical stimulé le rayon effectif serait supérieur au rayon réel.

Le rayon de drainage d'un puits à drain horizontal : pour la notion du rayon de drainage, chaque auteur a émis sa propre hypothèse :

- GEIGER considère que la limite lointaine est elliptique et prend comme rayon de drainage la demi-distance du petit axe de l'ellipse.
- JOSHI a calculé le rayon de drainage à partir de la surface de drainage supposé. [12]

I-6 Les régimes d'écoulement

L'écoulement du fluide dans le réservoir s'écoule de différentes manières à des moments différents. Ceci est souvent fonction de la forme et de volume du réservoir. Dans cette section, les régimes d'écoulement de base sont classés en fonction de la région de temps dans laquelle ils se produisent et du type de puits (vertical ou horizontal). [13]

Tableau I-1 : Régimes d'écoulement selon la période du production et le type du puits

Wellbore configuration	Early time	Middle time	Late time
Vertical well	Wellbore storage	Radial flow	Pseudo steady state
	Linear fracture flow		flow Steady state
	Bilinear fracture flow		flow
	Spherical flow		
Horizontal well	Wellbore storage	Horizontal radial	Pseudo steady state
	Vertical radial flow	flow	flow Steady state
	Linear horizontal flow		flow
	Elliptical flow		

I-6-1 Ecoulement linéaire

Pour l'écoulement linéaire, avec une section d'écoulement constante, l'équation peut être intégrée pour donner la perte de charge à travers une longueur L (Voir figure I-8). [14]

$$\int_{p_1}^{p_2} \frac{k \cdot dp}{\mu} = -\frac{q}{A} \cdot \int_0^L dx$$

$$\int_{p_1}^{p_2} dp = -\frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \int_0^L dx$$

$$p_2 - p_1 = -\frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \cdot L$$

$$q = \frac{C \cdot k \cdot A (p_1 - p_2)}{\mu \cdot L} \quad (7)$$

Où C est un facteur de conversion des unités (ou $C = 1$ en unités de Darcy, et $C = 1,127 \cdot 10^{-3}$ en unités pratiques).

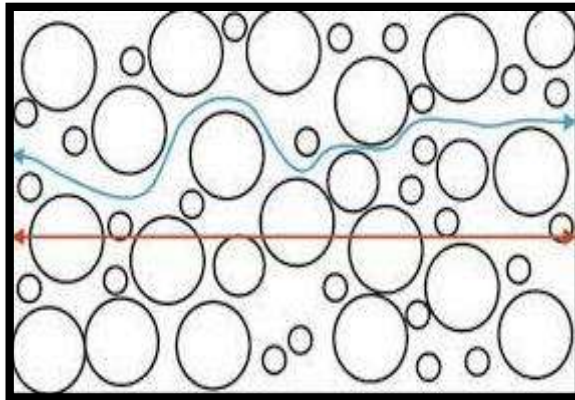


Figure I-8 : Écoulement linéaire. [15]

I-6-2 Écoulement sphérique

Un écoulement sphérique se produit lorsqu'un puits vertical est partiellement pénétré ou pendant les tests RFT, MDT, WFT (Voir figure I-9). L'écoulement sphérique est l'occurrence d'un écoulement radial dans les directions horizontale et verticale. [16]

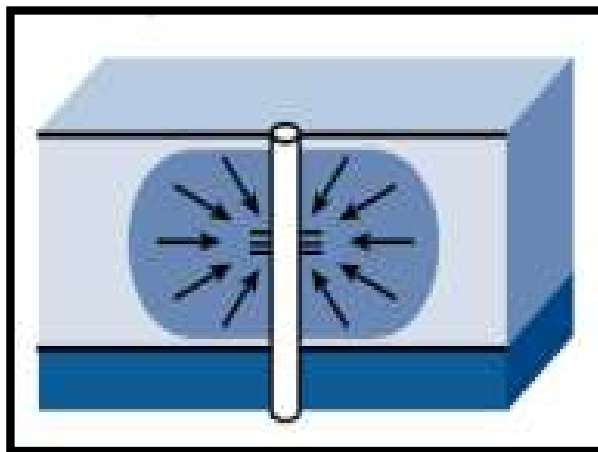


Figure I-9 : Écoulement sphérique. [16]

I-6-3 Écoulement elliptique

L'écoulement elliptique se produit lorsque le fluide a commencé à s'écouler du réservoir à l'une ou l'autre extrémité du puits horizontal (Voir figure I-10). C'est une transition entre un écoulement horizontal linéaire et un écoulement radial horizontal. [16]

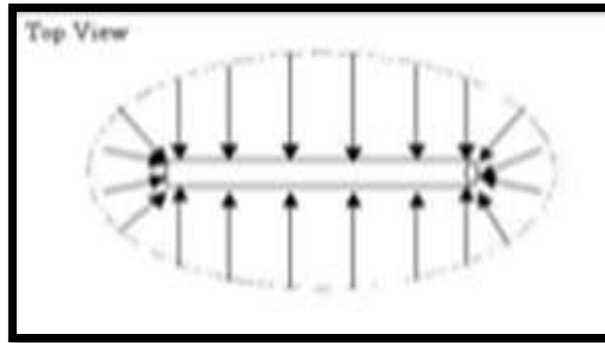


Figure I-10 : Ecoulement elliptique. [16]

I-6-4 Écoulement Radial

Dans ce régime d'écoulement, l'écoulement est dans la direction radiale horizontale (Voir figure I-11). Ce type d'écoulement existe dans la période de temps avant que la pression transitoire n'atteigne les limites du réservoir (période de temps à action infinie middle time region). [16]

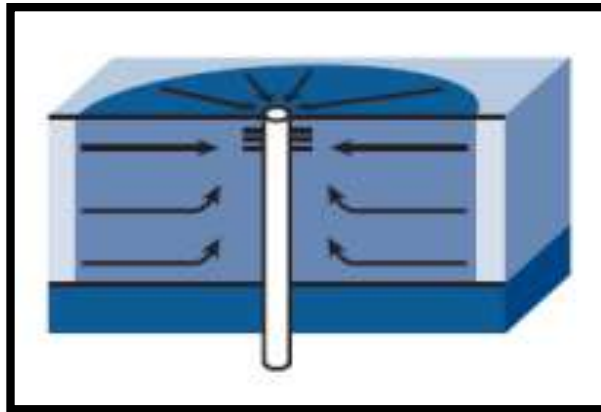


Figure I-11 : Ecoulement elliptique. [16]

I-6-5 Écoulement radial vertical

L'écoulement radial vertical se produit uniquement dans les puits horizontaux. In représente le temps de la première région avant que le rayon d'investigation (R_i) n'atteigne le haut ou le bas de la formation. L'écoulement radial vertical dans un puits horizontal est similaire à l'écoulement radial dans un puits de forage vertical, sauf qu'il est dans la direction verticale (Voir figure I-12).

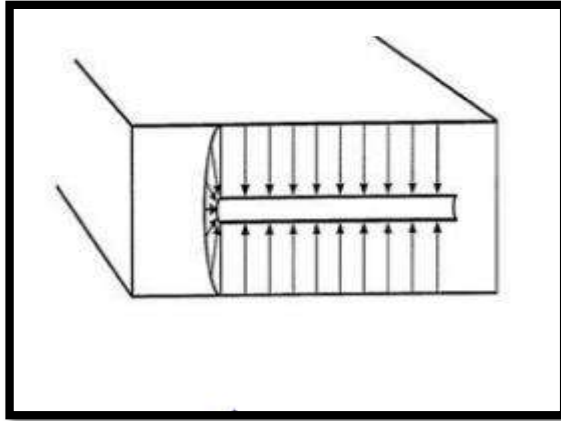


Figure I-12 : Ecoulement radial vertical. [16]

I-6-5 Écoulement horizontal linéaire

Une fois que le rayon d'investigation (R_i) a atteint le haut et le bas de la formation, le fluide se déplace de la formation perpendiculairement à la longueur du puits. Ceci est appelé écoulement linéaire intermédiaire ou horizontal (Voir figure I-13). [16]

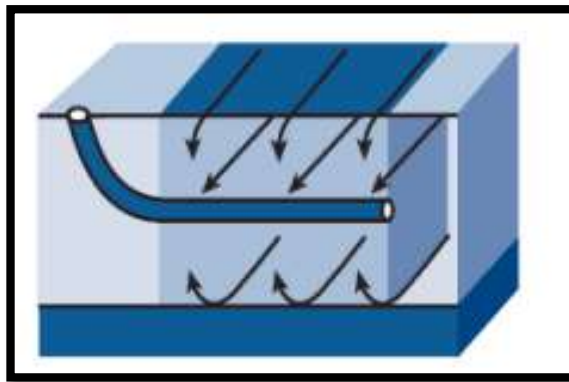


Figure I-13 : Ecoulement radial vertical. [16]

I-6-6 Écoulement radial horizontal

Un écoulement radial horizontal peut être observé pendant la zone de temps intermédiaire MTR, après que le rayon d'investigation (R_i) s'est étendu bien au-delà de la longueur du puits. [16]

I-6-7 Ecoulement radial circulaire

La loi de Darcy peut être utilisée dans le cas d'un écoulement radial circulaire, dans ce cas la section n'est pas constante. [16]

I-7 Loi de Darcy pour un liquide en écoulement permanent radial circulaire dans un milieu homogène

I-7-1 Formule de base

La loi de Darcy, pour un écoulement radial circulaire entre les rayons r_1 et r_2 où règnent les pressions P_1 et P_2 d'un fluide de viscosité μ à un débit q à travers une couche de perméabilité k et de hauteur h (Voir figure I-14) est la suivante : [17]

$$q = \frac{2 \pi h k}{\mu} \frac{P_1 - P_2}{\ln \frac{r_1}{r_2}} \quad (8)$$

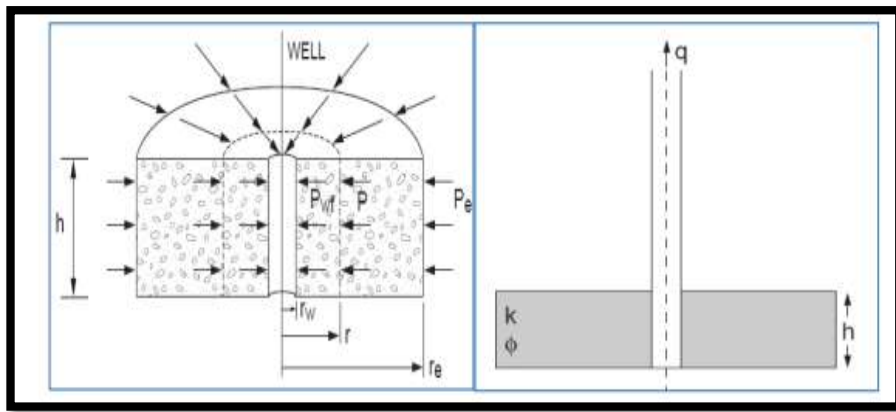


Figure I-14 : Ecoulement radial circulaire vertical. [17]

En régime permanent, le débit est le même dans toute couronne axée sur le puits. La vitesse du fluide décroît donc quand on s'éloigne de celui-ci et donc aussi le gradient de perte de charge. A partir de la distance R , il n'y a pratiquement plus de perte de charge et l'on retrouve la pression de gisement P_g . Tout se passe comme si le puits drainait une portion de cylindre de hauteur h , limitée par les rayons r_w (rayon du puits) et R .

Dans le cas d'un puits implanté loin des limites d'une couche, on aura donc, en particulier (Voir figure I-15). [17]

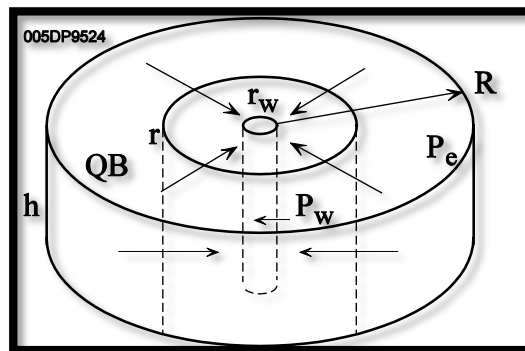


Figure I-15 : Ecoulement radial circulaire dans le gisement. [17]



Chapitre II :
Flow Assurance

II-1 Flow assurance

Le flow assurance c'est la capacité de produire des mélanges d'hydrocarbures d'un réservoir à un point de vente ,de façon fiable ,économique et sécuritaire pendant la durée de vie d'un champ et dans tout environnement . Pour ce faire, on peut prévoir et gérer tout phénomène qui nuit à l'écoulement des fluides dans le réservoir même le réseau detransport du pétrole et du gaz. [10]

Le périmètre thématique de la FA consiste à :

- évaluer les problèmes liés aux fluides constitutifs des effluents de production
- dimensionner les lignes de circulation, d'export et d'injection au regard des conditions hydrauliques et thermiques, en vue d'une efficacité et d'une sécurité maximales
- évaluer le comportement de ces lignes avec le temps, durant toute la vie du champ.

II-2 Principe

Les principes de base de flow assurance sont :

- Comment assurer le bon fonctionnement de système de production dans les différentes conditions de pression et de température sans endommagement.
- Comment enlever le wax de la canalisation d'écoulement par des raclages.
- Utiliser des inhibiteurs pour prévenir le dépôt d'asphaltène;
- Stratégies de gestion de la corrosion et de l'érosion. [11]

II-3 Les risques de flow assurance

Les risques liés à flow assurance sont définis comme le potentiel de formation de dépôts solides et des bouchons dans les pipelines de production.

Actuellement, ces problèmes sont identifiés principalement par des tests de laboratoire de fluides, ordinateur modélisation et analyse des données de terrain. (Voir figure II-1).[12]

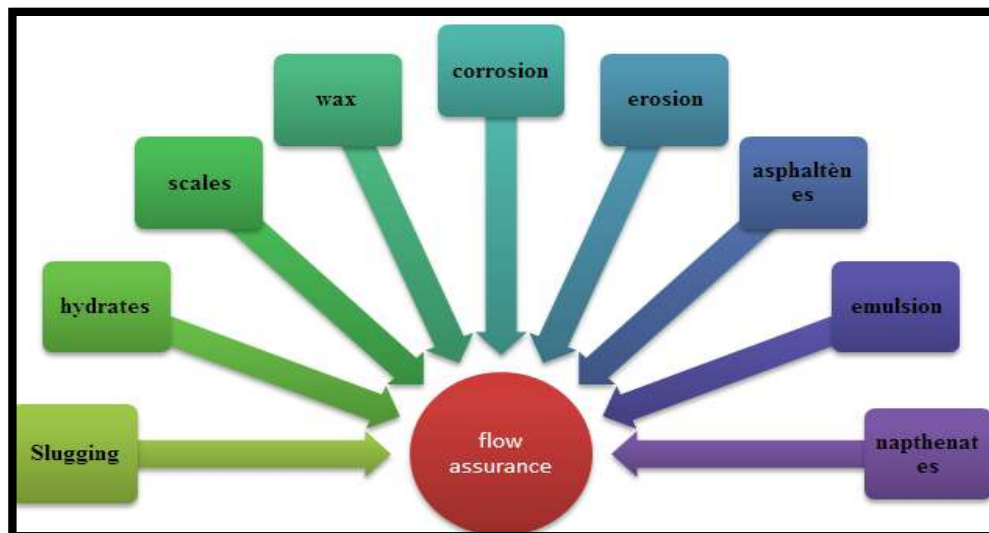


Figure II.1 : Risques liés au flow assurance. [12]

II-4 Définition de l'endommagement

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques (ex : les asphaltènes) pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production. Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface. (Formation, perfos, tubing, installation de surface).[13]

II-5 Localisation des endommagements

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, le schéma ci-dessous (Figure II-2) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits.[21]

II-5-1 Au fond du puits

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (Particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (asphaltènes, paraffines, sels ...).[14]

II-5-2 A la paroi du puits

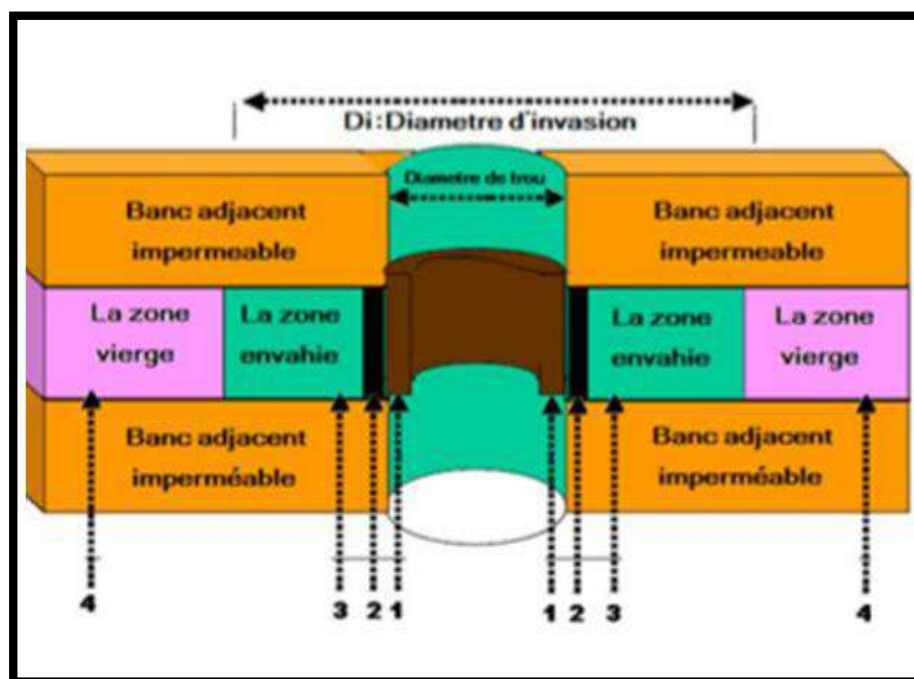
Cake externe : Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide la paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation. Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides. [14]

Cake interne : Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la

Boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne
Aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.

La zone envahie : Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la Boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut
Ainsi observer :

- Changement de mouillabilité.
- Formation d'émulsions.
- Gonflement et /ou délitage des argiles.
- Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité de Filtrat avec les fluides en place. [14]



FigureII-2 : Localisation de colmatage. [14]

II-6 L'origine de l'endommagement de la formation

Le diagnostic de l'origine et du type de l'endommagement est vitale pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi les puits de produire avec un potentiel optimum. Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations Work-over, Snubbing et les opérations de forage.

II-6-1 Endommagement dû aux opérations sur puits

Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes :

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, Work-Over et parfois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère en causant : le colmatage des perforations, le changement de mouillabilité et la formation d'une émulsion.

- Formation d'émulsion et sludges due à l'incompatibilité des fluides d'invasion et celle de formation
- Changement de mouillabilité dû à l'adsorption en surface des roches par les fluides de forage, work-over et de snubbing
- Gonflement des argiles qui est due à l'invasion du filtrat des boues à base d'eau, work-over et les fluides de complétion, ce qui trouble l'équilibre entre l'eau de formation et l'argile, qui se gonfle et réduit sévèrement la perméabilité. [15]

II-6-2 Endommagement dû aux perforations

La plus part des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits.

II-6-3 Invasion du filtrat de ciment

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement

II-6-4 Endommagement dû à la stimulation

L'acidification : l'acidification peut générer de nombreux problèmes tels que :

- une attaque du ciment inter granulaire libérant des particules fines ou des grains de sable
- des réactions secondaires pouvant conduire à la formation de précipités ou de produits visqueux d'où bouchage des pores et augmentation de la viscosité.

La fracturation : après la fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac)

II-6-5 Endommagement dû à l'absence d'un contrôle des solides

Dans le cas où il n'y a pas de dispositif de contrôle des sables, l'accumulation de sable en fond de puits, réduisant la hauteur de communication entre le puits et la zone à produire. A cela se rajoute tous les problèmes d'érosion et de dépôts dans le circuit de production : tubing, tête de puits, collecte, séparateurs.

II-6-6 Endommagement dû à l'injection d'eau

L'injection d'eau va abaisser la température, ce qui peut favoriser la formation :

- De précipité ou de dépôts (les asphaltènes ; paraffine,...) suite à la baisse des seuils de solubilité
- D'émulsion
- Des dépôts de sulfates dus à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.

II-6-7 Endommagement dû à la formation

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever, parmi lesquels nous citerons :

Dépôt de sel

Dépôt de paraffines

Dépôt de sulfates

Migration des fines

Dépôt organiques (les asphaltènes). [16]

II-7 Détection des endommagements

Il existe plusieurs méthodes qui nous permettent de dire qu'il y a un vrai endommagement de la formation, et ci-suit les plus connues :

- Etudes de laboratoire et analyses des carottes.
- Essais de puits.
- Historique complet des puits.
- Diagraphies de production.[17]

II-8 Les types d'endommagement

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement, on distingue :

II-8-1 Les Dépôts minéraux

- Un échange d'ions dans la roche peut entraîner être la cause de l'état de saturation de l'eau. Quoi qu'il en soit, la chute de pression, entre le gisement et le fond du puits produit une évaporation partielle de cette eau, qui se sursature et précipite des cristaux. Certains ont proposé une explication basée sur les charges électriques. Les gouttelettes d'eau contenant les germes cristallins doivent porter une charge électrique positive, et ont un constant diélectrique plus grand que celle du brut dans lequel elles nagent. La roche est chargée négativement par suite de la présence des argiles ; de même, les courants d'écoulement dans les tuyaux portent

celle-ci à un potentiel négatif. D'où attraction et fixation sur les aspérités. Les cristaux qui possèdent leur propre polarité sont retenus électriquement et mécaniquement. Leur croissance est par la suite facile à concevoir. [18]



Figure II-3 : Les dépôts minéraux. [18]

II-8-2 Les dépôts minéraux courants dans les champs pétrolifères

Les dépôts minéraux se forment à partir des produits chimiques inorganiques présents dans l'eau. Les principaux dépôts les plus courants (Voir figure II-4) sont les sels inorganiques comme le sulfate de baryum (BaSO_4), le sulfate de strontium (SrSO_4) et le carbonate de calcium (CaCO_3). [24]

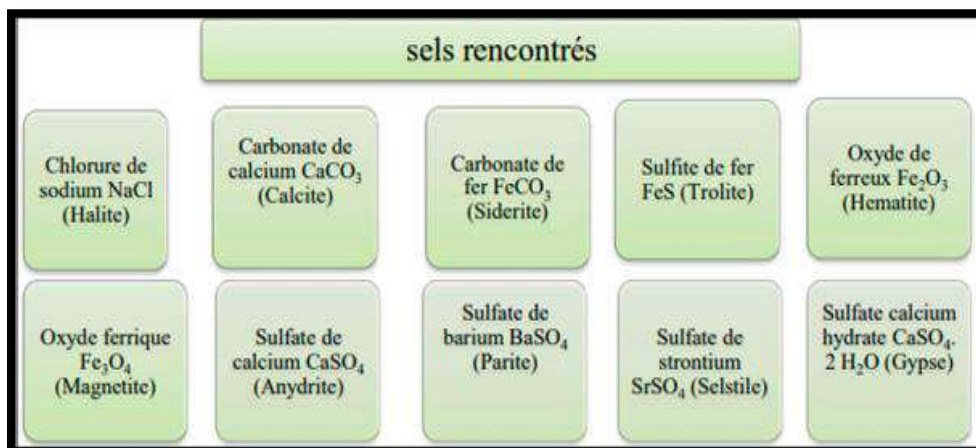


Figure II.4 : Sels rencontrés dans les champs pétroliers. [18]

II-8-3 Mécanisme de déposition

Le dépôt peut se produire à partir de n'importe quel type d'eau en raison d'une sur-saturation en sels formant des dépôts attribuable aux changements des conditions physiques dans lesquelles l'eau existe. Le dépôt peut également se déposer lorsque deux eaux incompatibles sont mélangées et que la sur-saturation est atteinte. Les facteurs

affectant la formation de dépôt peuvent être divisés en facteurs physiques et systémiques comme détaillé dans le tableau II-1. [19]

Tableau II-1 : Les facteurs affectant la formation des dépôts minéraux.

Facteurs physiques	Facteur systématiques
-Température -Pression -pH -Force ionique -Mélange des eaux incompatibles	-Chute de pression sur un débitmètre -Chute de pression très rapide, perte de dioxyde de carbone de la solution et augmentation conséquente du pH conduisant à des ions carbonate se combinant avec le calcium pour donner une formation de tartre très rapide. -Eaux avec différents niveaux de TDS (total des solides dissous) mélangé au collecteur de production

Les sels les plus prédominants dans le champ de HOUAD BERKAOUI sont les chlorures « 70% de NaCl et 30% autres sels ».

II-8-4 Cas de Chlorures de sodium (NaCl)

Les eaux produits dans le champ de Haoud Berkaoui avec le pétrole sont saturées en Chlorures de sodium « NaCl », car elles en contiennent environ 360 g/l, qu'un simple changement de la pression et de la température durant la production engendre la précipitation des chlorure de sodium.

C'est toute fois le dépôt du sel le moins gênant pour le producteur, car la solubilité de chlorure de sodium dans l'eau douce est très grands qu'une simple injection d'eau douce dissout ces dépôts ou les empêche de se former.

II-8-5 Condition de formation de NaCl

Dans les conditions thermodynamiques du réservoir (pression, température), certaines eaux salées sont au voisinage du point de saturation. Quand le puits est mis en exploitation, les conditions d'équilibre se modifient, la pression du fluide en débit diminue progressivement, au passage des perforations d'abord, dans le tubing ensuite par le jeu de la contre pression hydrostatique et des pertes de charge. Parallèlement, la température du milieu, décroît avec le degré géothermique. La figure (II.5) montre que la variation de la solubilité de NaCl en fonction de la température et de la pression. Comme on le constate

sur les deux graphes, l'influence de la température est très notable sur la solubilité, par contre elle varie très peu avec la pression.[20]

En outre, les conditions locales favorisent aussi la formation des dépôts par exemple :

- Les parois rugueuses.
- Les turbulences favorisent le contact des cristaux avec les parois.
- L'évaporation de l'eau, qui est due à la chute de pression et en particulier entre le gisement et le fond, ainsi une précipitation importante du N.

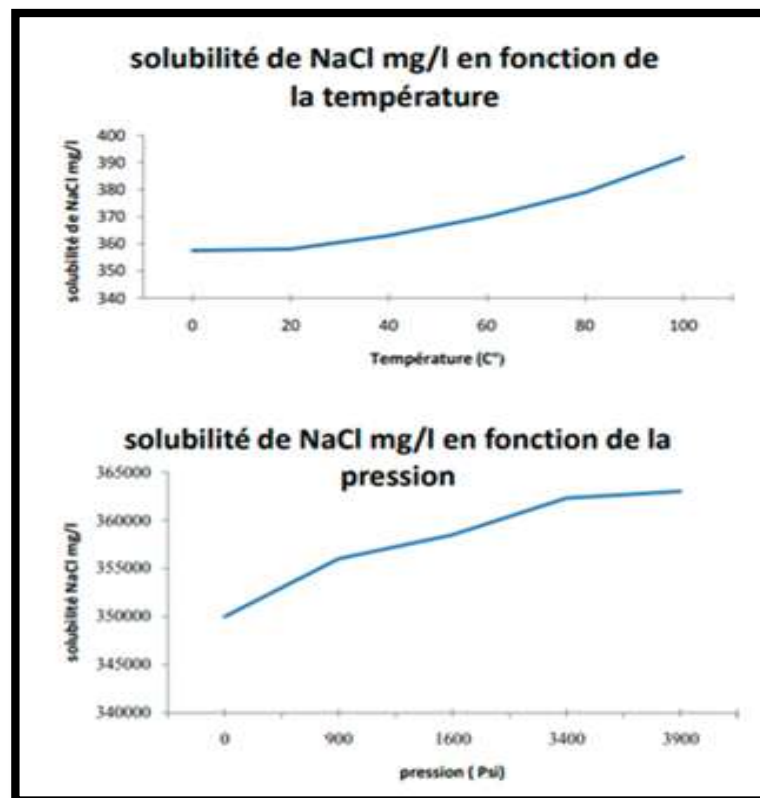


Figure II-5: Solubilité de NaCl en fonction de la température et de la pression.

[20]

II-8-6 Localisation de dépôt de NaCl

D'une manière générale, et en particulier pour le chlorure de sodium, la solubilité varie dans le même sens que la température et la pression. Il est donc logique de penser que les cristallisations de sel se produisent de préférence dans les zones soumises à de fortes baisses de température et/ou de pression : le passage du réservoir au puits, le passage du point de bulle, les installations de surface. Ceci ne veut pas dire d'ailleurs que les dépôts se produisent nécessairement à ces endroits (figure II-6). [20]

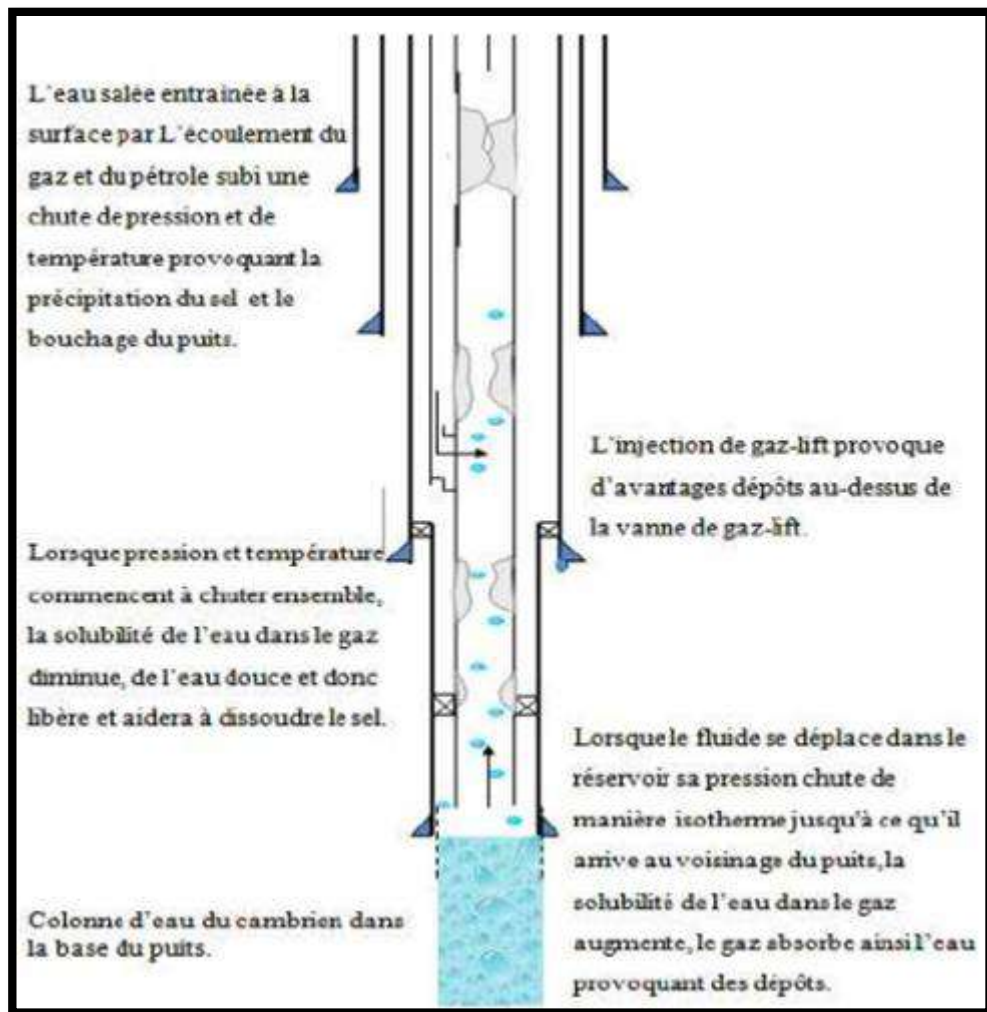
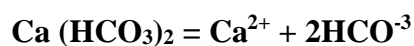


Figure II-6 : Localisation de dépôt de NaCl. [20]

II-9 Cas des dépôts de calcaire CaCO₃

Le bicarbonate de calcium se trouve dissout dans les eaux de gisement dans les conditions de pressions et de température très élevées et sous la forme d'ions

La chute de pression favorise le dégagement de CO₂, déplace l'équilibre dans le premier sens et entraîne la précipitation du CaCO₃ insoluble.



Avec la chute de la pression le bicarbonate de calcium se transforme en calcaire :



Formation de germes de CaCO₃ → adsorption sélective → croissance des dépôts → colmatage → chute de production.

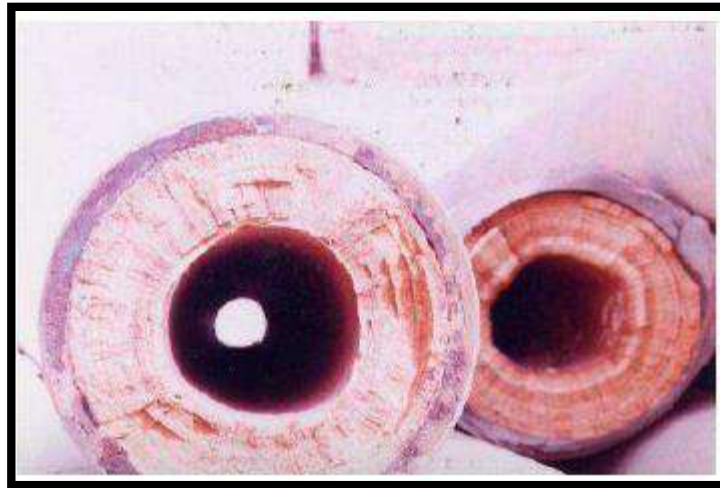


Figure II-7 : Phénomène de précipitation à l'intérieur des conduites. [20]

II-10 Les dépôts organiques

Les hydrocarbures sont en condition supercritique dans le réservoir. Leur évacuation vers la surface provoque alors une sursaturation des alcanes les plus lourds. Il existe différents types de dépôts organiques (asphaltènes, paraffines,...)

II-10-1 Les asphaltènes

Les asphaltènes sont des composés foncés (brun noir), durs et cassants constituant la partie lourde du pétrole. Ils sont insolubles dans les paraffines à bas poids moléculaire (n-heptane, n-pentane) mais solubles dans certains solvants aromatiques comme le toluène et le benzène.[28]



Figure II-8 : Dépôt d'asphaltènes dans le tubing de production.[20]

II-10-2 Composition des asphaltènes

Les asphaltènes sont essentiellement constitués des molécules de **Carbone (C)** et **d'Hydrogène (H)**. D'ailleurs, ils contiennent également des hétéroatomes tels que le **Soufre (S)**, **Azote (N)**, et **l'Oxygène (O)** avec des quantités significatives, tandis que les

métaux, comme, le **Nickel (Ni)** et le **Vanadium (V)** sont également présents en petite quantité et avec des proportions variables.

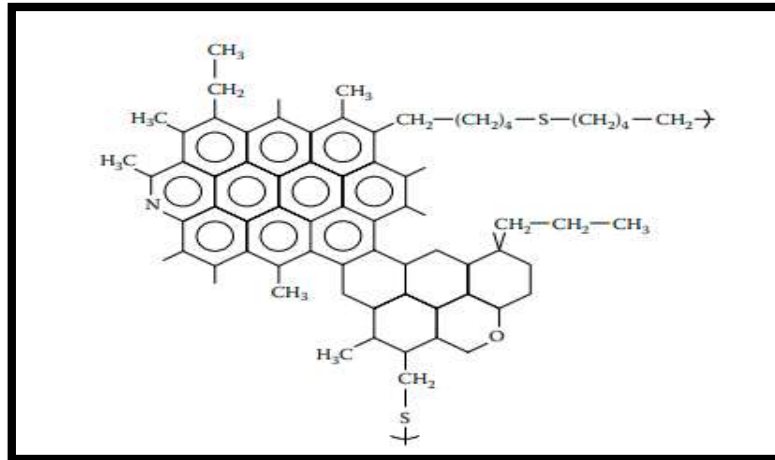


Figure II-9 : Schéma d'une composition des asphaltènes.[20]

II-10-3 Conditions de Flocculation et de Dépôt des Asphaltènes

À l'approche du point de bulle (entre 220 et 180 bar), les dispersions des asphaltènes, paraffines, résines et les cires sont déstabilisées entraînant une flocculation puis une adsorption.

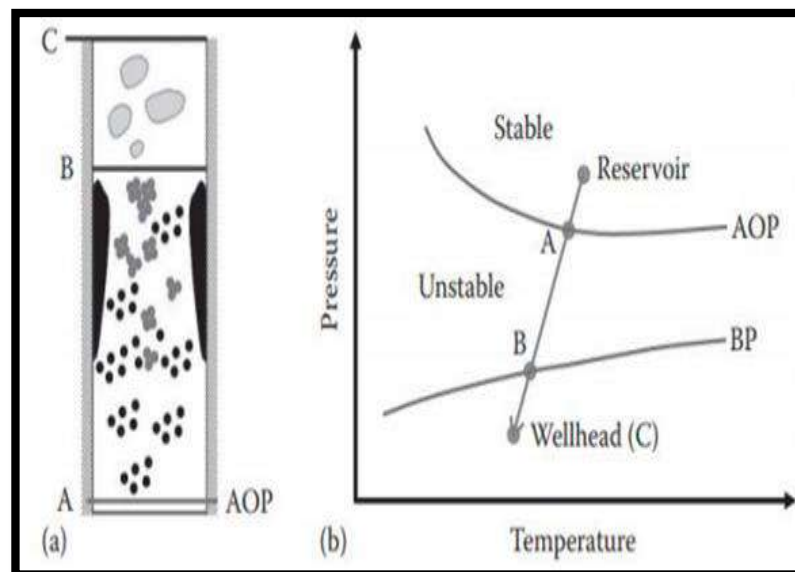


Figure II-10 : Domaine de précipitation des asphaltènes.[21]

Au fur et à mesure que l'huile s'écoule du point A au point B de la figure II-10, Davantage d'asphaltènes précipitent en raison de la plus grande expansion des composants légers à huile. Au point B, qui est le point de bulle d'huile (BP), les hydrocarbures légers commencent à s'évaporer, laissant la phase liquide.

Par conséquent, l'huile restante devient un meilleur solvant pour les asphaltènes et, par conséquent, certains des asphaltènes se dissolvent à nouveau dans la phase huileuse. Dans certains cas lorsque l'huile atteint la tête de puits, tous les asphaltènes ont déjà été redissous dans la phase huileuse et il n'y a aucun signe de précipité d'asphaltène.

Sur la base de cette discussion, la quantité maximale de précipitation d'asphaltène se produit au point de bulle. En outre cela vaut la peine en mentionnant que l'huile peut atteindre sa pression de début d'asphaltène alors qu'elle coule encore à l'intérieur du réservoir et avant d'entrer dans la tubulure de production. Cela arrive surtout pour les pétroles bruts à leur stade avancé d'épuisement primaire ou pour les réservoirs sous injection de gaz miscible comme les injections de dioxyde de carbone et d'azote. Ces gaz peuvent se dissoudre dans la phase huileuse, faire de l'huile un mauvais solvant pour les asphaltènes, et enfin provoquent une précipitation d'asphaltène et un dépôt potentiel à l'intérieur du milieu poreux. Vargas et coll. (2014) ont proposé un mécanisme conceptuel pour les asphaltènes précipités.[21]

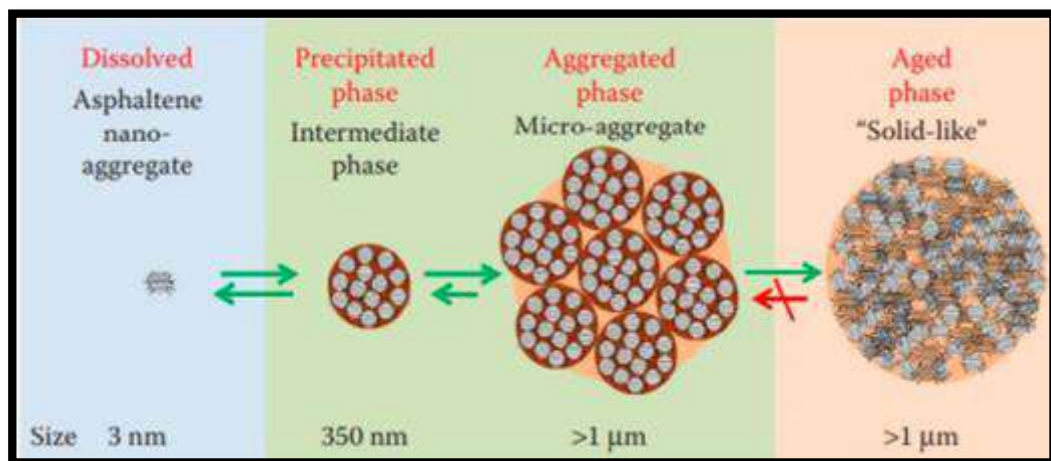


Figure II-11 : Mécanisme de précipitation, agrégation et vieillissement des asphaltènes. [21]

II-11 Migration des fines

Les fines de formation sont définies comme des particules solides non confinées présents dans les pores des formations gréseuses. Les particules sont généralement de diamètre inférieur à 44 microns. Ces fines sont minéralogiquement diverses et leur composition varie des minéraux argileux aux minéraux siliceux non argileux (quartz, feldspaths, zéolites).

La migration des fines du réservoir est l'un des principaux mécanismes d'endommagement de la formation pendant les opérations d'injection d'eau et de récupération assistée du pétrole (EOR). Les dommages à la formation sont induits par la mobilisation, la migration et la déformation des particules qui sont initialement attachées à la surface de la roche. Figure II-12 montre des particules fines attachées aux grains, des particules détachées et ceux qui sont tendus dans des pores minces.[22]

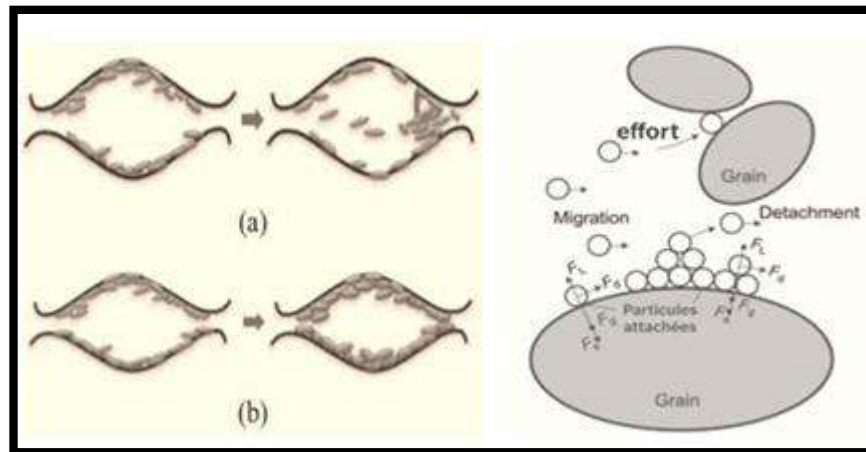


Figure II-12 : Détachement des particules et la migration dans l'eau porteuse.[22]

II-12 Influence de la mouillabilité sur les écoulements en milieu poreux

II-12-1 Effet sur la répartition des phases dans un écoulement diphasique

Différentes études rapportées par [Elmkies, 2001] montrent l'influence de la mouillabilité sur le piégeage des phases lors d'un écoulement immiscible diphasique. Lors d'un drainage d'huile dans un milieu mouillable à l'eau, l'eau piégée occupe les pores de plus petite taille car l'huile ne peut accéder à ces pores. Lors d'une imbibition sur le même milieu, l'huile résiduelle réside dans les pores de plus grande taille. Dans le cas d'une mouillabilité à l'huile, les répartitions de l'huile et de l'eau sont inversées. Dans le cas d'un milieu de mouillabilité intermédiaire, l'eau irréductible et l'huile résiduelle occupent un ensemble de pores de différentes tailles.

Si la mouillabilité est mixte, l'huile et l'eau sont présentes simultanément dans tous les pores, et en particulier aux saturations limites.

Si la mouillabilité est fractionnaire, l'eau irréductible réside dans les pores les plus petits du réseau mouillable à l'eau et les plus gros du réseau mouillable à l'huile. Inversement, l'huile résiduelle se trouvera dans les pores les plus gros du réseau mouillable à l'eau et dans les pores les plus petits du réseau mouillable à l'huile.

II-12-2 Influence de la mouillabilité sur la perméabilité relative

La perméabilité relative est une mesure directe de la capacité du milieu poreux à laisser s'écouler des fluides à travers son réseau de pores. Cette propriété étant contrôlée par la distribution spatiale des phases, la mouillabilité aura donc un effet sur les perméabilités relatives. De multiples études ont évoqué une même évolution du comportement des perméabilités relatives avec la mouillabilité. Quand on passe d'un milieu de mouillabilité franche à l'eau à un milieu de mouillabilité à l'huile, la perméabilité relative à l'huile décroît pour une même saturation tandis que celle à l'eau augmente, comme l'a schématisé Raza et al.(1968) par une illustration simple de l'effet de la mouillabilité sur l'écoulement à l'échelle du pore (la phase non mouillante se déplace plus facilement au centre des pores et quand elle devient mouillante, son écoulement devient plus difficile).[21]

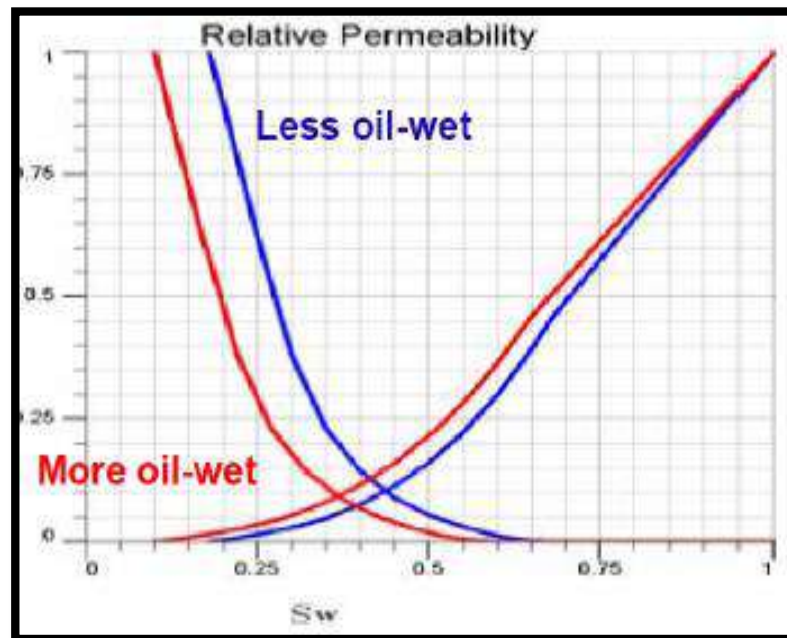


Figure II-13 : Changement de la perméabilité relative de la roche réservoir avec l'adsorption des Asphaltènes sur la surface des grains. [23]

II-12 Le skin

Le skin « S » représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toutefois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits : le Pseudo-Skin.

C'est un facteur sans dimension -déterminé par des essais de puits- qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

Le skin représente une perte de charge supplémentaire (ΔP_{skin}) localisée aux abords du puits.[33]

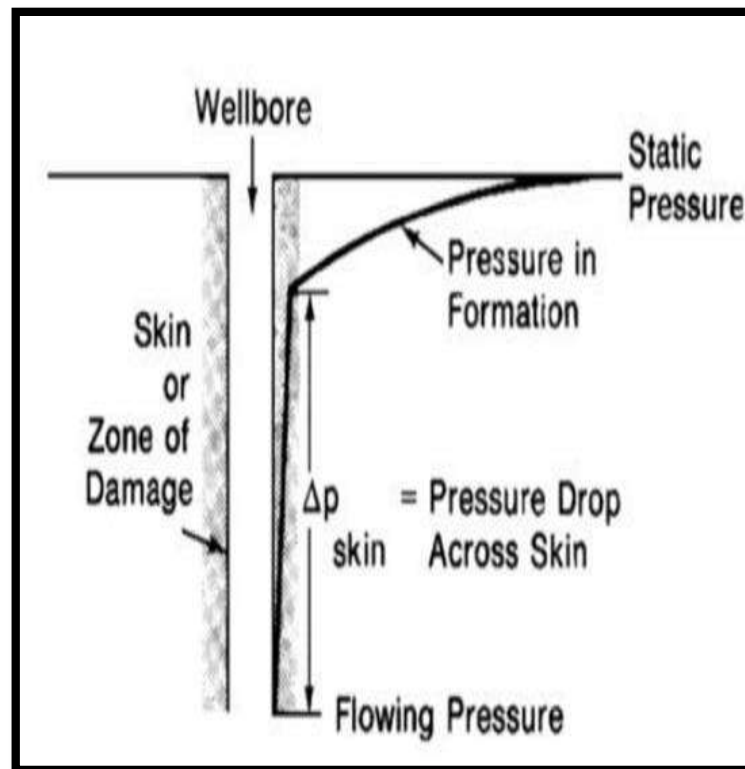


Figure II-14 : Profil de pression dans le cas endommagé.[22]

II-13 Les paramètres pétrophysiques du réservoir

II-13-1 La porosité

La porosité est l'ensemble des volumes de petite taille ou pores pouvant être occupés par des fluides à l'intérieur d'une roche.

C'est une grandeur pétro physique permettant l'évaluation de la capacité d'un milieu poreux à emmagasiner une quantité de fluide. La porosité (\emptyset) est aussi une valeur numérique définie comme étant le rapport entre le volume des vides ou pores (V_p) et le volume total (V_t) d'un milieu poreux.[22]

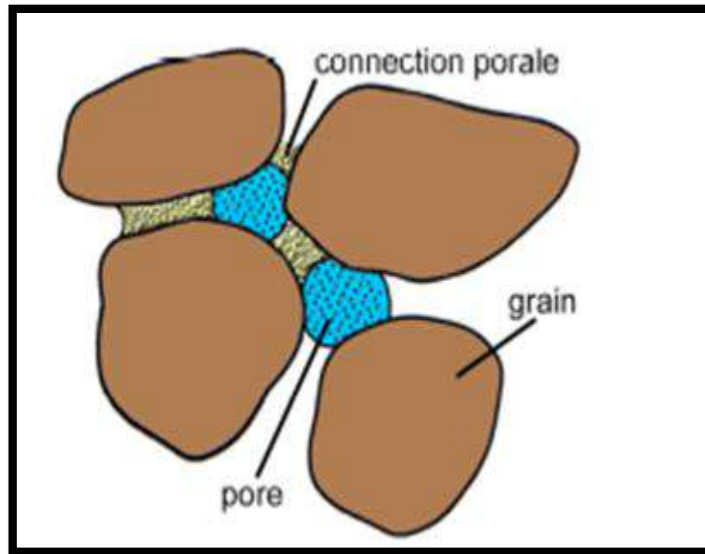


Figure II-15 : L'espace poreux.[22]

II-13-2 La perméabilité

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux, on dit alors qu'il est perméable. La perméabilité est donnée par Loi améliorée de Darcy : [22]

$$Q = A \cdot \frac{k}{u} \cdot \frac{dP}{dX} \quad (\text{II-9})$$

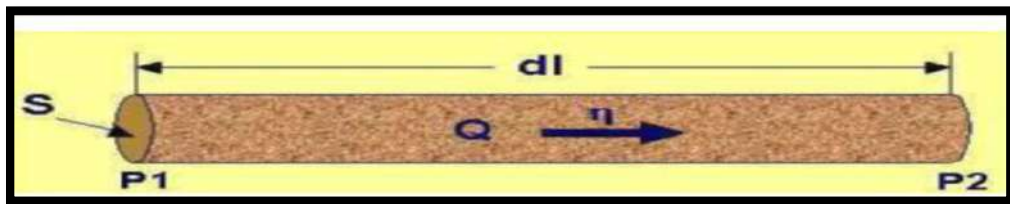


Figure II -16 : Expérience de Darcy. [22]

Les perméabilités effectives à l'eau, au pétrole et au gaz, respectivement, sont exprimées comme

$$k_w = k_{rw} k_a \quad (\text{II-10})$$

$$k_o = k_{ro} k_a \quad (\text{II-11})$$

$$k_{wg} = k_{rg} k_a \quad (\text{II-12})$$

II-13-3 La mouillabilité :

La mouillabilité exprime la propriété pour un fluide d'adhérer à la surface d'une roche en présence d'un autre fluide non miscible. Par conséquent le type de mouillabilité contrôle la distribution des fluides dans l'espace poreux. Les forces de mouillage conduisent à une condition d'équilibre entre au moins trois substances : un solide et deux fluides. La déséquilibre de ces forces causée le changement de la mouillabilité, ceci est reconnu comme l'un des mécanismes d'endommagement. [22]

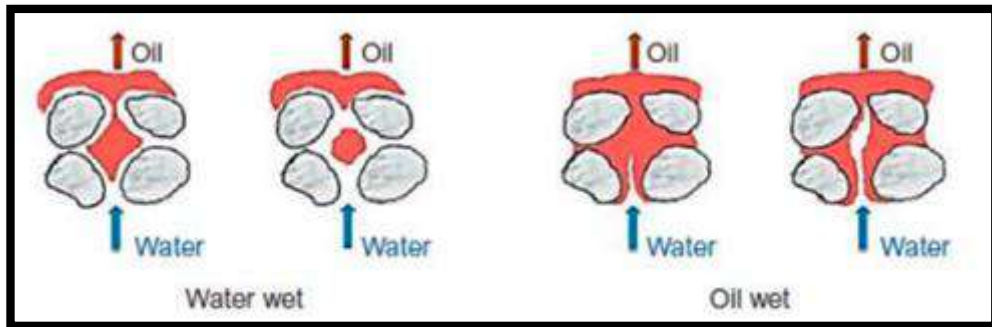


Figure II-17 : Types de mouillabilité. [22]

II-13-4 La Saturation

Les espaces poreux dans la roche réservoir sont occupés par des phases fluides, y compris l'huile, l'eau et phases gazeuses. La fraction du volume des pores qui est occupée par une phase est appelée la saturation de cette phase. Par exemple, S_o , S_w et S_g sont les saturations d'huile, l'eau et les phases gazeuses, respectivement. La saturation peut être exprimée en pourcentage ou en une fraction.[22]

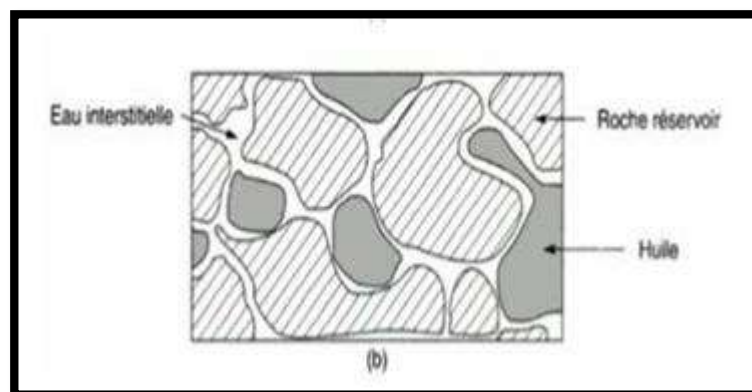


Figure II-18 : Saturation en eau interstitielle.[22]

Conclusion

D'après le travail réalisé ci-dessus, on peut conclure que :

- 1- Le Flow Assurance a un effet important sur la chute de la productivité des puits verticaux et horizontaux qui peut atteindre jusqu'à **13,6%**.
- 2- Les drains horizontaux montrent une productivité plus importante que les verticaux en raison de la grande surface de contact entre le puits et le réservoir ainsi que le modèle de drainage qui est régi par deux perméabilités (verticale et horizontale) avec un taux de récupération atteint les **75%**.
- 3- L'utilisation d'une matrice reconstituée (cuttings de la roche réservoir) permet de déterminer les paramètres pétrophysiques de la roche réservoir et avoir une prédiction des changements éventuels survenus des futurs plans d'exploitation par une interpolation entre les conditions d'expérience et celle de pratique.
- 4- Le nouveau dispositif proposé permet l'utilisation de cellule contenant les grains de Cuttings de la roche réservoir. Cette cellule est soumise à un drainage forcé sous faible pression et température ambiante. L'altération de la mouillabilité n'est pas prise en compte par les compagnies pétrolières, d'où l'indice de mouillabilité - **0,283** indique une affinité vers de l'huile après endommagement de milieu poreux.
- 5- L'écoulement radial circulaire est le plus rentable avec des indices de productivité allant jusqu'à **81%** dans le cas des drains horizontaux où la perméabilité est en double axes.
- 6- Le facteur d'endommagement obtenu en puits vertical est de **3** par contre dans le cas de puits horizontal étant **1** ce qui favorise la reprise des puits initialement endommagés en court, moyen et long rayon selon l'état d'étude.
- 7- La détermination de la mouillabilité des roches réservoir dans les expériences a pour but de mettre en évidence l'effet de dépôt mixte sur les conditions de mouillage de la roche réservoir.
- 8- Il est indéniable que l'utilisation des prototypes en conditions ambiantes et interpolation afin de les généraliser en conditions pratiques contribuera à déterminer le type et la nature de Flow Assurance existant dans le système de production, sélectionner un futur traitement performant à l'état des puits et à faciliter les investigations en cas d'altération des propriétés pétrophysiques de la roche réservoir.

Recommandations

Pour assurer un bon écoulement d'effluent de réservoir jusqu'au point de livraison nous recommandons :

- 1- Les travaux expérimentaux dans les conditions ambiantes donnent des futures prévisions pour une exploitation optimale des systèmes de production fond et surface.
- 2- La reprise des puits en horizontal permet d'augmenter la surface de contact entre le puits et le réservoir en assurant une récupération assez élevée régie par double perméabilité.
- 3- la reconnaissance des conditions de pression et de température afin de maintenir l'acheminement des hydrocarbures en toute efficacité et sécurité .
- 4- simuler et modéliser le flow assurance en modèle 3D dynamique pour les réservoirs nouvellement exploités.
- 5- corrélérer le temps d'exploitation aux conditions de gisement tient en assurant des paliers différents de pression et de température.

- [1]- Z Abdessamad, Eude des performances du puits SFNE_3, université Mohamed Khider ,Biskra ,juillet 2019
- [2]- D Siradj Mounir et B Bilal, productivité des puits horizontaux, Université Kasdi Merbah,Ouargla,2017
- [3]-B Mourad , B Chouaib, Analyse technico économique de performance des puits horizontaux , Université Kasdi Merbah ,Ouargla ,2015
- [4]-Dominique Veillon « la liaison couche trou », Edition TECHNIP,27 Rue Ginoux France,2001
- [5]- B Zine el Abidine, réalisation et control de la trajectoire lors d'une reprise d'un forage pétrolier (re-entry) en short radius a Hassi Messoud ,Université Kasdimerbah,Ouargla,2011
- [6]- K Ibrahim , B Islam, Etude comparative entre deux méthodes de réalisation des drains horizontaux le système RSS et le forage de navigation (étude de cas,IAKZ_01 a Ain Aminas et MDZ 657 a Hassi Messoud) , Université Kasdi Merbah,Ouargla, 2016
- [7]-B Rabie , L walid , control et suivi de la trajectoire du forage horizontal en médium radius , application sur le puits MDZ 661, Université Kasdi merbah,ouargla,2014
- [8]- T Souhaila , modélisation intégrée et optimisation du développement du champs RAA, Université Kasdi merbah,Ouargla,2018
- [9]- B Mohammed e, B Islam, Optimisation de production d'un puits d'huile par l'optimisation de période de build-up en cours de test, Université KasdiMerbah,ouargla,2019
- [10]-Eissa Al Sahraoui, Flow assurance in Oil and gas Production, Kuwait University.
- [11] - <https://www.totalenergies.com/>
- [12]- Carlton, John; Jukes, Paul; Choo, Yoo Sang (2017). Encyclopedia of Maritime and Offshore Engineering || Flow Assurance
- [13]- B Abderrahmane et O Anouar, ETUDE DE PROBLEME DES ASPHALTENES CARACTERISANT DANS LA ZONE 1 (CHAMP DE HASSI MESSAOUD), Université Kasdi Merbah ,Ouargla, 2016/2017
- [14]- ME Boubaker, K Dris, B Abdelaziz, Contribution à l'étude de problème des dépôts d'asphaltènes : le cas du puits BKO3(Champs Haoud Berkaoui), Université Kasdi Merbah ,Ouargla ,2013/2014
- [15]- B Hammou et H Slimane , L'utilisation de l'analyse nodale pour le choix des puits candidats au traitement matriciel, Université Kasdi Merbah ,Ouargla,2012/2013

- [16]- A Sara et M Houria , Prétraitement des eaux d'injection nécessitant un chauffage dans le but de prévenir les problèmes de dépôt de carbonate de calcium, UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES,2016/2017
- [17]- O.Bratland « pipe flow 2 :Multiphase flow assurance », 2010, 2013, ISBN 978-616-335-926-1, drbratland.com.
- [18]- B Asma et M Hadjer , optimisation du système de dessalage d'un puits en modélisant les conditions de dépôt de sel, en utilisant les données de jaugeages et les contrôles Wire Line), université kasdi 1merbah ,ouargla, 29 /05 / 2017
- [19]- Malika Boukherissa ; «Etude de la stabilité des asphaltènes dans le petrole brut choix de dispersants et le mécanisme d'action»These de doctorat ;Université Paul Verlaine Metz,Novembre 2008.
- [20]-A.Baba Aissa, S.Laribi et A.Ziada., «Synthèse sur les études concernant le Problème des dépôts d'asphaltènes à Hassi a Messaoud(CRD) », JST, communication,1996.
- [21]-D. Caili et Z. Fullin. Oilfield Chemistry. China University of Petroleum Press. 2018
- [22]-K Oussama et L Mouloud, ÉTUDE DE L'ENDOMMAGEMENT DE LA ZONE PRODUCTRICE (UN COLMATAGE PAR DES FINES), université kasdi merbah ,ouargla, 20 / 06 / 2021
- [23]- D Zaima, B Bochra et A Nylia,Etude de l'altération de mouillabilité des roches réservoirs par les émulsifiants des boues à émulsion inverses, université kasdi merbah ,ouargla, 19 / 06 / 2019
- [24] -B Zineb Alteration effect on petrophysical properties of reservoirs rocks by drilling fluid emulsifiers,2016 /2017