

N° Série :/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

KHELLAF Oussama, LALLALI Mouloud

-THEME-

**ÉTUDE DE L'ENDOMMAGEMENT DE LA ZONE PRODUCTRICE
(UN COLMATAGE PAR DES FINES)**

Soutenue le : 20 / 06 / 2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	GAREH Salim	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	FROHAT Rachid	MAA	Univ. Ouargla
Examineur :	KHEBBAZ Mohamed Elghali	MAA	Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2020/2021

Remerciements

Nous remercions, en premier lieu, Allah le tout puissant de nous a donné la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

Tous nos remerciements à notre Encadreur Mr. FROHAT Rachid qui a accepté de suivre cette étude et qui nous a guidé à réaliser se travaille.

Nous tiendrons également à remercier tous les enseignants de département des hydrocarbures qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire

MERCI

Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail:

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

A ma très chère mère qui n'a jamais cessé de prier pour moi

Dans l'espoir que celui-ci puisse apporter un peu plus de joie à leurs vies.

Je ne saurais jamais vous remercier assez

*A tous mes frères : AHMED ET IBRAHIM et toute ma famille qui porte le nom
KHELLEAF et GHANDOUF.*

*A tous mes amis qui m'ont toujours encouragé et à qui je souhaite plus de succès,
Sans oublier tous mes collègues du promo 2016*

A tous ceux que j'aime et je respecte.

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme
LALLALI MOULOUD.*

OUSSAMA

Dédicace

Je dédie ce modeste travail aux deux êtres qui me sont très chers dans cette vie, à savoir mon père et ma mère pour ton éducation, ton sacrifice, ton assistance et pour ce que tu m'as fait et qui m'a permis d'avoir cette réussite et ce bonheur.

A mes très chers frères :

ZOHIR, SABER, SOFIANE, BILALÉ

A mes très chères sœurs et leurs fils

A toute ma grande famille :

LALLALI

A Mon binôme :KHELLEAF OUSSAMA

A Tous mes amis chacun a son nom

A tous mes collègues de la promotion Master II Production

A Tous ceux que j'aime et je respecte

MOULOUD

Résumé

Des très petites particules sont présentes dans les espaces poreuses de tous les réservoirs gréseux. Ces particules appelées les fines de formation. Dans certaines circonstances ces particules se déplacent avec le fluide circulant dans la formation, ils s'accumulent facilement dans les points de restriction de la gorge des pores. La migration des fines est l'une des causes les plus répandues d'endommagement des réservoirs. Nous avons cherché à partir de cette étude réalisée sur le champ HBK de comprendre la nature, les types, les mécanismes de colmatage par les fines et sélectionner le meilleur traitement pour des caractéristiques et minéralogie bien connues des roches réservoir contre l'endommagement dus à La migration des fines.

Les mots clés : HBK, migration des fines, l'endommagement.

Abstract

Very small particles are present in the pore spaces of all sandstone reservoirs. These particles are called formation fines. Under certain circumstances, these particles move with the fluid flowing through the formation, they easily accumulate in the restriction points of the pore spaces. The migration of fines is one of the most common causes of damage to reservoir formations. We sought from this study conducted on HBK field to understand the nature, types, and the damage mechanisms by fines and select the best treatment for well-known characteristics and mineralogy of reservoir rocks against damage due to fines migration.

Key words: HBK, fine migration, the damage.

ملخص

توجد جزيئات صغيرة جدًا في مسام جميع خزانات الصخور الرملية. هذه الجسيمات تسمى دقائق التكوين. في ظل ظروف معينة تتحرك هذه الجسيمات مع تدفق السائل في التكوين، وتتراكم بسهولة في النقاط الضيقة في حلق في المسام. تعد هجرة الدقائق أحد الأسباب الأكثر شيوعًا للضرر الذي يلحق بتكوينات الخزانات. لقد سعينا من هذه الدراسة التي أجريت في حوض بركاوي (HBK) لفهم طبيعة وأنواع وآليات الانسداد بالدقائق واختيار أفضل معالجة للخصائص والمعادن المعروفة لصخور الخزان ضد التلف الناتج عن هجرة الغرامات (الدقائق).

الكلمات المفتاحية: حوض بركاوي، هجرة الدقائق، الضرر.

SOMMAIRE

Sommaire	I
Liste des tableaux	II
Liste des figures	III
Nomenclatures	IV
Introduction Générale	01
<i>Chapitre I : Généralité sur le champ de Haoud Berkaoui</i>	
I.1. Historique du gisement.....	02
I.2. Situation géographique.....	02
I.3. Situation géologique.....	03
I.4. Les champs de la région.....	04
I.5. Les réservoirs.....	05
<i>Chapitre II : Les caractéristique petro-physique de la roche réservoir</i>	
II.1. Introduction	07
II.2. Les roches réservoirs.....	07
II.3. Les propriétés pétro-physiques.....	08
II.3.1. Porosité.....	08
II.3.1.1. Définition.....	09
II.3.1.2. Types de la porosité	09
II.3.1.3. Les Facteurs qui affectant la porosité des roches.....	10
II.3.2. La perméabilité	11
II.3.2.1 Définition.....	11
II.3.2.2 Types de perméabilités.....	12
II.3.2.3 Détermination de la Perméabilité	13
II.3.2.4 Relation porosité / perméabilité.....	13
II.3.3. La Saturation	13
II.3.4. La pression capillaire.....	16
II.3.5. La mouillabilité.....	17
II.3.5.1. Définition	17
II.3.5.2. Les facteurs principaux qui affectant la mouillabilité des roches réservoirs	18
<i>Chapitre III : Colmatage par les fines</i>	
III.1. Introduction.....	19
III.2. Notion sur l'endommagement.....	19
III.2.1. Localisation de l'endommagement.....	19
III.2.2. Détection des endommagements.....	19
III.2.3. Mécanismes d'endommagement de la formation.....	19

III.3. Colmatage par des fines.....	20
III.3.1. Définition des fines.....	21
III.3.2. Les types des fines.....	21
a. Minéraux argileux.....	21
1. Kaolinite.....	21
2. L'illite.....	22
3. Smectite (Montmorillonite).....	22
4. Les chlorites.....	23
5. Argiles à couches mixtes	23
b. Minéraux siliceux non argileux.....	24
1. Quartz.....	24
2. Feldspar.....	24
III.3.3. Les mécanismes d'endommagement de la formation due à les particule Fines.....	25
III.3.4. La migration des fines.....	26
III.3.4.1 Forces de mobilisation et de rétention.....	27
a. Forces hydrodynamiques.....	27
b. Forces inter-particulaires (La force électrostatique).....	28
b.1. Répulsion de la double couche électrique.....	28
b.2. Les forces de van der Waals.....	29
III.3.4.2. Les facteurs qui provoquent la migration des fines.....	29
a. La distribution de taille des particules et des pores.....	30
b. La salinité	30
c. L'effet de pH	31
d. Vitesse du fluide	32
e. La mouillabilité	34
III.3.4.3. Prévention.....	36
III.4. Conclusion.....	36
<i>Chapitre IV : Le traitement des fines dans le champ de HBK</i>	
IV.1. Introduction.....	37
IV.2. Stimulation par acidification.....	37
IV.3. Analyse minéralogique.....	37
IV.3.1. Caractéristique minéralogique.....	38
IV.3.2. Interprétation des résultats des tests minéralogiques des puits de HBK	39
IV.4. Tests au laboratoire d'un projet d'acidification.....	39
IV.4.1. Test de solubilité.....	39
IV.4.2. Tests de compatibilité	41
a. Test de précipitation des sludges.....	41
b. Test d'émulsion.....	41

Sommaire

IV.4.3. Tests d'écoulement de l'échantillon	42
a. Test de colmatage.....	42
b. Test d'acidification.....	42
IV.4.4. Test ARC (Test de Réponse à l'Acide)	44
IV.5. Etude des cases.....	45
IV.5.1. Puits OKN 722.....	45
IV.5.2. Puits OKN660	48
IV.5.3. Puits OKN53.....	51
IV.5.4. Résumé et comparaison.....	53
IV.6. Conclusion	53
Conclusion générale	54
Recommandations	55
ANEXE.....	V

LISTE DES TABLEAUX

Tableau	page
Tableau II-1 : Porosité et nature des roches.....	10
Tableau IV-1 : Résultats de la diffraction des rayons X.....	38
Tableau IV-2 : Résultats des analyses pétrographiques.....	38
Tableau IV-3 : Résultats expérimentaux des mesures pétrophysiques.....	39
Tableau IV-4 : Résultats des tests de solubilité	40
Tableau IV-5 : Les moyens de solubilité des échantillons de puits HBK.....	40
Tableau IV-6 : Résultat de test de précipitation de sludges.....	41
Tableau IV-7 : Résultat de test d'émulsion	41
Tableau IV-8 : Résultats des tests d'acidification par CSA	43
Tableau IV-9 : Résultats des tests d'acidification par SA.....	43
Tableau IV-10 : Résultats des tests d'acidification par MA.....	44
Tableau IV-11 : Résultat des jaugeages puits OKN 722.....	46
Tableau IV-12 : Les résultats des PLT avant et après l'acidification.....	48
Tableau IV-13 : L'historique d'acidification de puits OKN 660.....	48
Tableau IV-14 : Résultat des jaugeages puits OKN 660.....	49
Tableau IV-15 : Données de jaugeage et analyse nodale.....	52
Tableau IV-16 : Résultat des jaugeages puits OKN53.....	52
Tableau IV-17 : Résumé des résultats des traitements.....	53

LISTE DES FIGURES

Figure	page
Figure I-1: Situation géographique de Haoud- Berkaoui.....	02
Figure I-2 : Situation géologique de Haoud Berkaoui.....	03
Figure I-3 : Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui.....	04
Figure I-4 : Coupe stratigraphique de bassin d'Oued Mya.....	06
Figure II-1: L'espace poreux.....	09
Figure II-2 : Pores interconnecté et pores isolé.....	10
Figure II-3 : Carotte.....	11
Figure II-4 : Relation de pression dans le tube capillaire pour un système huile-eau.....	16
Figure II-5 : Types de mouillabilité : déplacement du pétrole dans l'eau et réservoirs mouillés par le pétrole lors de l'injection d'eau.....	17
Figure III-1. a: Photographie SEM de feuillets de kaolinite attachés à la surface du grain.....	21
Figure III-1. b : Représentation schématique de la structure de kaolinite.....	21
Figure III-2.a: SEM de l'illite.....	22
Figure III-2.b : La structure de l'illite	22
Figure III-3.a : Montmorillonite recouvrant les grains détritiques	22
Figure III-3.b : La Structure de smectite mineral, montmorillonite.....	22
Figure III-4.a: SEM de chlorite authigènes.....	23
Figure III-4.b : La structure de chlorite	23
Figure III-5: Argiles à couches mixtes.....	23
Figure III-6 : SEM de Quartz.....	24
Figure III-7 : SEM De Feldspaths Potassiques.....	24
Figure III-8 : Schéma représente les mécanismes d'endommagement de la formation par les fines:(a) migration, (b) gonflement.....	25
Figure III-9 : schéma représente le détachement des particules des grains, la migration dans l'eau porteuse et l'effort dans les pores minces.....	26
Figure III-10 : Rapport de couple des forces électrostatiques, de gravité, de portance et de traînée (Fe, Fg, FL et Fd).....	27

Liste des figures

Figure III-11 : Mécanismes de capture des particules fines dans un seul pore.....	27
Figure III-12 : Distribution des ions qui provoque l'attraction de Van der Waals et les forces de répulsion à double couche	29
Figure III-13 : Réduction de la perméabilité dans une expérience typique du choc d'eau..	31
Figure III-14 : Le changement de la perméabilité et le ph de l'effluent lors d'une expérience du choc de l'eau	32
Figure III-15 : Variation de la perméabilité de la carotte en fonction de la vitesse du fluide.....	33
Figure III-16 : Réduction de la perméabilité en fonction de la vélocité interstitielle.....	33
Figure III-17 : Mécanisme de migration des particules (altération de la mouillabilité).....	34
Figure III-18 : L'effet de la mouillabilité a la migration des fines.....	35
Figure IV-1 : Courbe de réponse à le mud acide (S.A.1) ech.puits OKN53.....	44
Figure IV-2 : Courbe de réponse à completion sandston acide (S.A.2) ech. Puits OKN53.	44
Figure IV-3 : Courbe de réponse à sandston acide (S.A.3) ech.puits OKN53.....	44
Figure IV-4 : Historique de la production OKN722.....	46
Figure IV-5 : Courbe de variation de débit de puits OKN 660.....	49
Figure IV-6 : Variation de débit puits OKN 53.....	53

NOMENCLATURE

Symbole	Désignation	Unités
φ	Porosité	%
S	La Saturation	%
K	Perméabilité	mD
Q	Débit	cm ³ /s
ΔP	Gradient de pression	Kgf/cm ²
S	Section de la couche filtrante	cm ²
μ	La Viscosité du fluide	cp
L	La longueur	cm
Rt	Résistivité de la formation	Ω m
K _r	Gain de perméabilité après l'acidification	mD
S	Facteur de skin	/
Pt	Pression en tête de puits	bar
WC	Water Cut	%
Q _o	Débit d'Huile	m ³ /h
Q _g	Débit de Gaz	m ³ /h
Q _e	Débit d'eau	m ³ /h
K _i	Perméabilité initiale	mD
K _f	Perméabilité finale	mD

Abréviations :

HBK: Haouad Berkaoui

Ech : Echantillon

SEM : Scanning Electron Microscopy

S.A.1 : Système acide 1

S.A.2 : Système acide 2

S.A.2 : Système acide 2

HCL : acide chlorhydrique

HF : acide fluorhydrique

INTRODUCTION GENERALE

L'endommagement des formations est devenu un problème major indésirable qui peut survenir au cours des différentes phases de la récupération des hydrocarbures dans les réservoirs souterrains, y compris le forage, la complétion, la production et les opérations de stimulation (acidification, fracturation hydraulique, etc).

L'endommagement de formation induit par les fines dans les puits producteurs est l'un des problèmes major dans le champ de Haouad Berkaoui. Bien que la plupart des autres formes d'endommagement aient des indicateurs du problème, les symptômes de la migration des fines sont beaucoup plus subtils. Des preuves indirectes telles que la baisse de la productivité sur une période de plusieurs semaines ou mois est le symptôme le plus courant.

Le déplacement des particules fines d'argile, de quartz ou de matériaux similaires dans la formation du réservoir en raison des forces d'entraînement pendant la production. La migration des fines peut résulter d'une formation non consolidée ou intrinsèquement instable, ou de l'utilisation d'un fluide de traitement incompatible qui libère des particules fines, en suspension dans le fluide produit, forment un pont entre les gorges des pores à proximité du puits, réduisant ainsi la capacité du puits à fonctionner (réduisant la productivité ou l'injectivité du puits).

L'objectif principal de cette étude est d'examiner l'efficacité d'acidification par différentes solutions acides au niveau de champ Haouad Berkaoui contre les fines de formation effectué sur les Puits OKN 722, OKN 660 et OKN 53.

Ce travail comporte quatre chapitres :

- Le premier chapitre nous présentons une description générale sur le champ de HBK.
- Le deuxième chapitre, nous présenterons les différents paramètres pétro-physique des roches réservoirs (perméabilité, porosité, saturation...).
- Le troisième chapitre nous présenterons les fines, leur structure et composition chimique, leurs propriétés ainsi que les facteurs provoquant le colmatage par des fines.
- Le quatrième chapitre est consacré au le traitement et les test laboratoire et l'étude des cas de dans le champ de HBK, les résultats et la discussion.
- Enfin la conclusion et les recommandations tirées de cette étude.

Chapitre

1

**Généralité sur le champ de
Haoud Berkaoui**

I.1. Historique du gisement

Le gisement de Haoud Berkaoui est considéré comme l'un des dix principales champs productrices d'hydrocarbures en algérie.

Découvert en 1966 par la CFPA, ce gisement a été mis en production en 1967 par le puits OK101 , permettant de mettre en évidence un gisement d'huile dans la série inférieure du Trias argilo-gréseux. [1]

L'injection d'eau a commencé en 1982. Un autre système de récupération par le gaz lift a été mis en place à l'instant du système d'injection d'eau, et ayant pour objectif de maximiser la récupération. Le démarrage du gaz lift s'est fait en 1993 à partir de l'UTG de Guellala, en effet, la production moyenne par puits est passée de 67 tonnes/jour à plus de 80 tonnes/jour. [1]

I.2. Situation géographique :

Le champ de Haoud- Berkaoui se situe au Nord du Sahara Algérien. Elle se situe à environ 750 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100km au nord-ouest de Hassi Massaoud et à 30km d'Ouargla, Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa (**Figure I.1**).



Figure I-1: Situation géographique de Haoud- Berkaoui. [32]

I.3. Situation géologique :

La région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin de Oued-Mya, ce dernier se situe dans la partie nord du Sahara Algérien (centre d'Algérie exactement).

Ce bassin a la configuration d'une dépression allongée d'orientation nord-est/sud-ouest acquise au cours du paléozoïque. Géologiquement Cette région est constituée de terrains d'âge Cambrien. Elle est limitée au point de vue gisement, par la zone haute de Djamaa –Touggourt au Nord, par le môle de Talemzane (Hassi R'mel) au Nord-Ouest et le môle de Hassi Messaoud au Sud-E. [1]

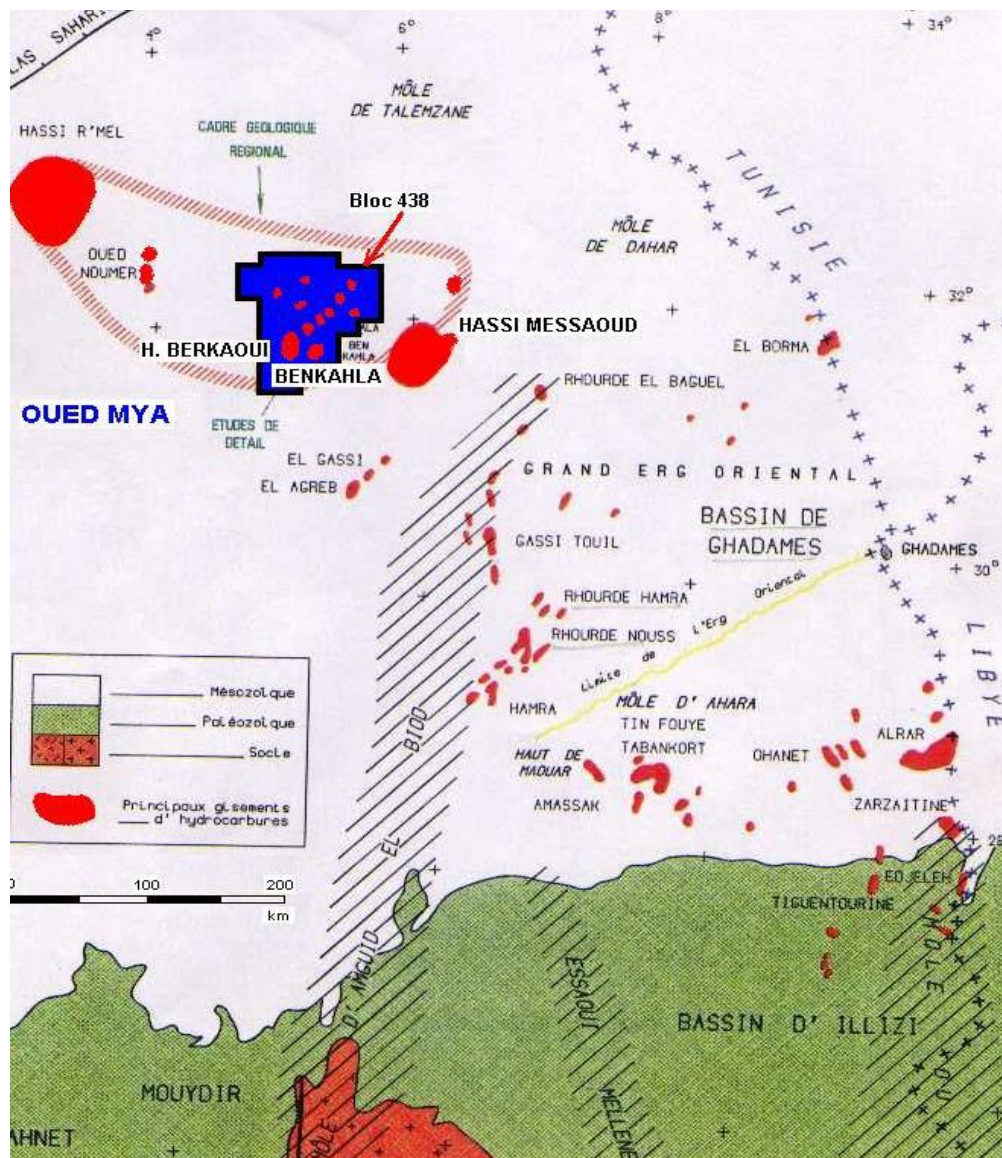


Figure I-2. Situation géologique de Haoud Berkaoui. [1]

I.4. Les champs de la région :

La région de Haoud Berkaoui est composée essentiellement de trois champs principaux (Berkaoui, Benkahla, Guellala) et des petites structures de la périphérie qui sont répartis sur une superficie de 6300 km². Dont les principaux sont :

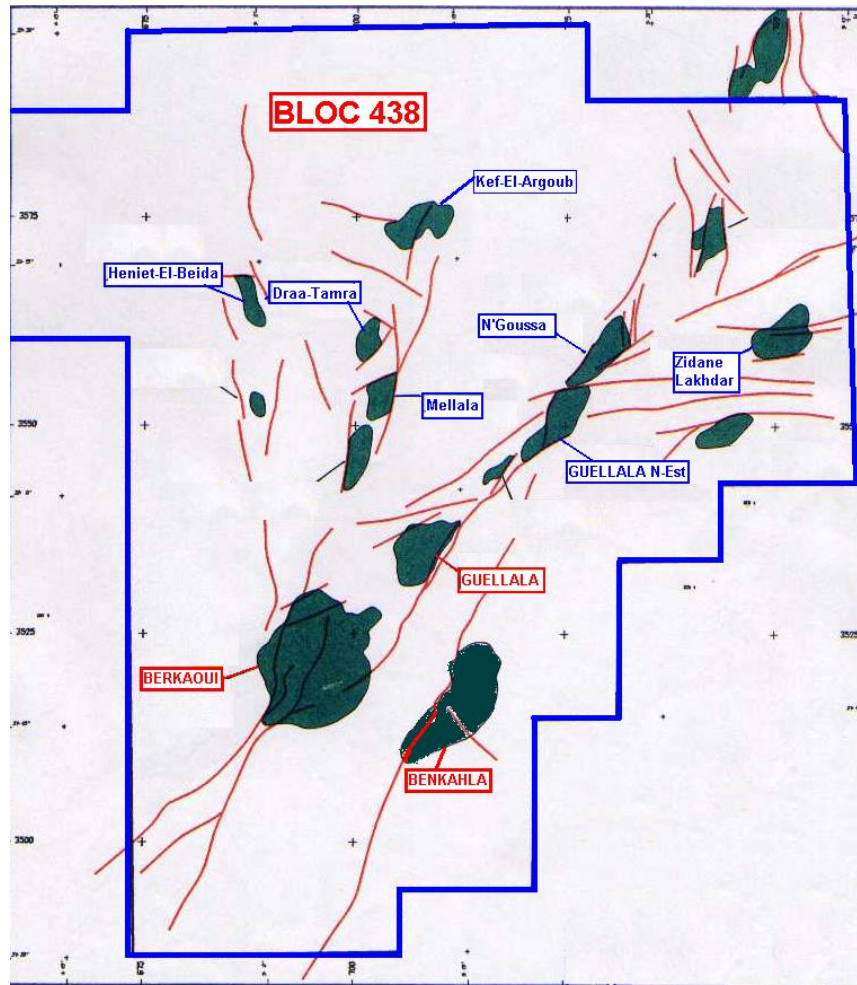


Figure I-3 : Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui [1]

✓ Champ Haoud-Berkaoui :

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km², La profondeur moyenne est de 3550 m, Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gaz-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certaines zones).[1]

✓ **Champ de Benkahla (BKH) :**

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², La profondeur moyenne est de 3550 m. Il produit par sa propre énergie de gisement aidé par le maintien de pression et le gas-lift. [1]

✓ **Champ de Guellala (GLA) :**

Le gisement de Guellala à une surface de 35 Km², Le réservoir principal « Série inférieure » et Le « T1 » réservoir secondaire, La profondeur moyenne est de 3500 m, (Série inférieure). [1]

Les champs périphériques : Ils sont nombreux, on peut citer :

- HANIET EL BAIDA (HEB).
- N'GOOSSA (N'GS).
- KEF EL AGROUB (KG).
- DRAA TAMRA (DRT).
- GUELLALA NORD-EST (GLANE)
- MELLALA (MEL).

I.5. Les réservoirs :

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud- Berkaoui, divisés par deux failles majeures d'orientation sud- ouest /nord- est (bloc des OKN à l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest). La zone pétrolière de Haoud Berkaoui, liée aux grés triasiques, est constituée de 20 champs pétroliers.

Les réservoirs de champs Haoud –Berkaoui sont :

✓ **Trais Argilo-gréseuse 1 (T 1): 3406 à 3431 m**

Cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Elle comprend une séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo- carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement.

✓ **Trais Argilo-gréseuse 2 (T2): 3431 à 3460 m**

Ce réservoir directement sus- jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais étant généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins à très fins avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4% avec des perméabilités moyennes de 0.1 à 34 md. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques de réservoir. [1]

✓ La Série inférieure: 3470 à 3519 m

Elle représente le terme de base du Trias et constitue le réservoir principal dans la partie centrale de la dépression (bloc 438). Elle est représentée par une alternance d'argile siliceuse brune à verte et de grès blancs, brun-rouge à verdâtres, fins à grossiers et conglomératiques. L'épaisseur totale de la série inférieure est en moyenne de 50 à 70 m.

Stratigraphie du champ de Haoud Berkaoui

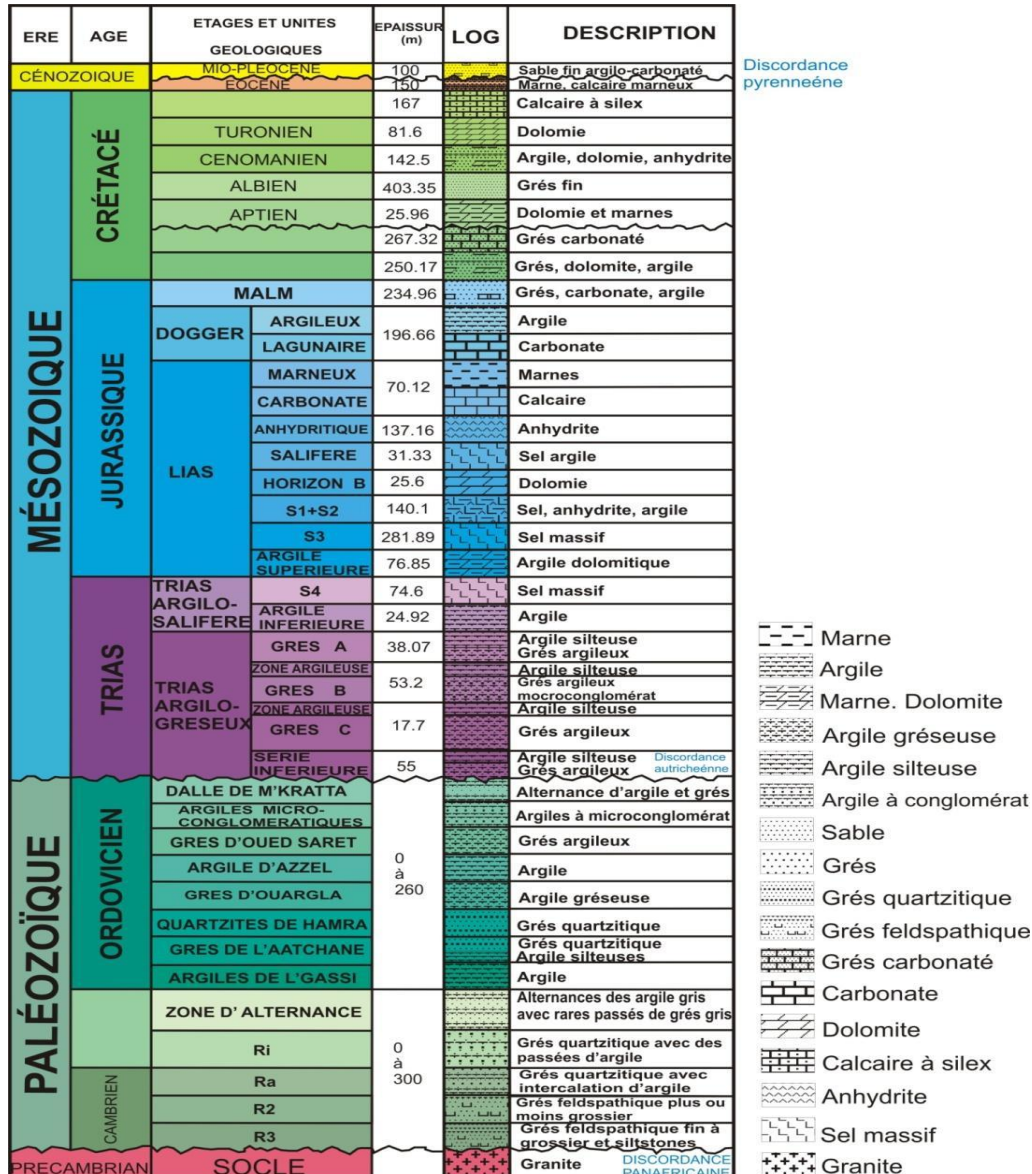


Figure I-4 :coupe stratigraphique de bassin d'Oued Mya

(In, KHAZANI Y. & BENNANA N)

Chapitre

2

Les caractéristiques pétro-physique de la roche réservoir

II.1. Introduction

La nature des roches réservoirs contenant du pétrole et du gaz détermine les quantités de fluides piégés dans l'espace vide de ces roches, la capacité de ces fluides à s'écouler à travers les roches et d'autres propriétés physiques connexes.

L'un des objectifs de ce chapitre est de définir les milieux poreux, leur capacité à faire circuler des fluides et les paramètres qui contrôlent ces caractéristiques.

II.2. Les roches réservoirs

Les roches réservoirs sont des roches poreuses et perméables qui ont la capacité de stocker des fluides à l'intérieur de leurs pores, de sorte que les fluides (eau, pétrole et gaz) peuvent s'accumuler. En géologie pétrolière, le réservoir est l'un des éléments du système pétrolier qui peut accumuler des hydrocarbures (pétrole ou gaz). La roche réservoir doit avoir une bonne porosité et perméabilité ainsi confiné par une roche imperméable ne permettant pas au fluide de s'échapper pour accumuler et produit l'huile en quantités économiques. [9]

Les principales roches réservoirs sont généralement sédimentaires, constituées essentiellement de grés et/ou de carbonates 99% au total dans le cas du conventionnel. [2]

II.3. Les propriétés pétro-physiques :

La pétrophysique est l'étude des propriétés des roches et de leurs interactions avec les fluides (hydrocarbures liquides, gaz, solutions aqueuses) (Archie, 1950).

La mesure de l'espace vide est définie comme la porosité de la roche, et le mesure de la capacité de la roche à transmettre des fluides s'appelle la perméabilité. La connaissance de ces deux propriétés est essentielle avant les questions concernant les types des fluides, la quantité de fluides, les débits des fluides et les estimations de récupération de fluides peuvent être satisfaits. D'autres propriétés de réservoir importantes comprennent la composition minéralogique, la texture et la résistivité de la roche et de ses fluides contenus au courant électrique, la teneur en eau en fonction de la pression capillaire et de la nature tortueuse des interstices ou des canaux de pores. [4]

La texture des roches sédimentaires est déterminée en grande partie par la forme et la rondeur des grains, la taille et le tri des grains, l'orientation et l'emballage des grains et la composition chimique. Une combinaison spécifique de ces variables peut révéler des informations sur les processus et mécanismes diagénétiques et catagénétiques opérant pendant le transport, le dépôt, et le compactage et la déformation des matériaux sédimentaires

Dans certains cas, la texture peut fournir des informations sur la perméabilité et la porosité de la formation. Par exemple, les grès à grains fins avec des grains angulaires mal triés auront généralement une porosité plus faible que les grès composés de grains grossiers et bien triés. La variation de la perméabilité peut être prédite à partir de la variation de la taille et de la forme des grains, et de la distribution des canaux de pores dans la roche.

La résistivité de toute formation au courant électrique est fonction de la quantité d'eau dans cette formation et de la résistivité de l'eau elle-même. Les grains de roche et les hydrocarbures sont normalement des isolants. Les changements de saturation en eau combinés aux changements de résistivité des fluides remplissant les pores créent des profils de résistivité dans les diagraphies de puits. Ces profils aident à localiser les formations hydrocarbonées. [4]

II.3.1. Porosité

Les grains de sable et les particules de matériaux carbonatés qui constituent les réservoirs de grès et de calcaire ne s'emboîtent généralement jamais parfaitement les uns dans les autres en raison de la grande irrégularité de leur forme. L'espace vide créé entre les grains, appelé espace poreux ou interstice, est occupé par des fluides (liquides et/ou gaz).

II.3.1.1. Définition

La porosité d'une roche est la fraction du volume de l'espace entre les particules solides de la roche par rapport au volume total de la roche. Cet espace comprend tous les pores, les fissures, les vugs, les espaces inter- et intra-cristallins. La porosité reflète toujours la capacité de la roche à stocker les fluides.

La porosité est conventionnellement désignée par le symbole ϕ et est exprimée soit comme une fraction variant entre 0 et 1, soit comme un pourcentage variant entre 0 et 100 %. [13]

La porosité est aussi définie comme le rapport entre le volume des vides et le volume total d'un milieu poreux :

$$\phi = \frac{v_{pores}}{v_{totale}} \dots\dots\dots(II-1)$$

Où:

- ϕ : est la porosité.
- V_{pores} : le volume des pores.
- V_{totale} : le volume total du roch

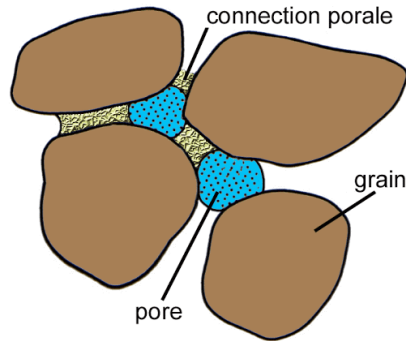


Figure II-1: l'espace porous

II.3.1.2. Types de la porosité :

A. Classification de la porosité selon l'origine :

1. Porosité d'origine (primaire):

Développé pendant le dépôt du matériau rocheux (par exemple, Porosité inter-granulaire du grès et porosité inter-cristallin du calcaire).

Les roches avec la porosité d'origine sont plus uniformes dans leur Caractéristiques.

2. Porosité secondaire induite :

Développé par certains processus géologiques subséquent à la déposition de la roche (par exemple, développement de fractures comme dans le schiste et calcaire et limaces ou cavités de solution dans le calcaire).

B. Classification de la porosité selon espaces vides: (En termes de propriétés des fluides)

Certains espaces vides deviennent isolés en raison d'une cimentation excessive, ainsi de nombreux espaces vides sont interconnectés et d'autres sont isolés [14]. Cela conduit à la classification suivante :

1. La porosité totale :

Correspondant à tous les pores, reliés entre eux ou non entre eux, et la porosité résiduelle Φ_r qui ne tient compte que des pores isolés. [2]

2. La porosité effective :

Est le rapport entre le volume de l'espace poreux interconnecté (l'espace vide dans une roche qui contribue à l'écoulement de fluide ou à la perméabilité dans un réservoir) et le volume global. [15]

Remarques :

- ❖ Porosité effective : de grande importance contient le fluide mobile.

❖ La production ne se fait qu'à partir de l'espace poral interconnecté.

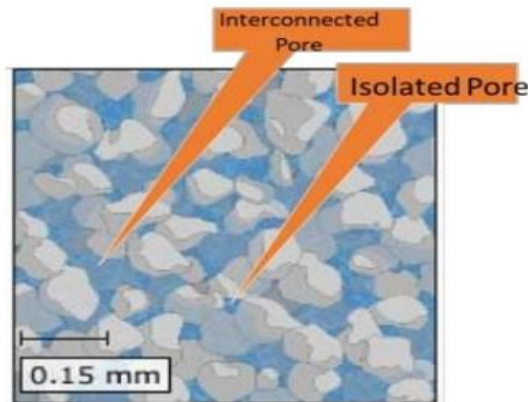


Figure II-2 : Pores interconnecté et pores isolé. [14]

A noter que la porosité d'une roche est dite faible si elle est inférieure à 5 %, médiocre de 5 à 10 %, moyenne de 10 à 20 %, bonne de 20 à 30 % et excellente si supérieure à 30 %. Seule la porosité effective est intéressante pour déterminer le volume d'hydrocarbures "récupérable".

II.3.1.3. Les Facteurs qui affectant la porosité des roches :

- Sphéricité et angularité des particules
- Emballage
- Tri (granulométrie variable)
- Matériaux de ciment
- Contrainte de mort-terrain (compactage)

Le tableau suivant fournit la porosité totale de certaines roches

Roches	Porosité (en %)
graviers	25 à 40
Sables	25 à 50
argiles	40 à 70
Basalte fracturé	5 à 50
Calcaire karstifié	5 à 50
calcaire	0 à 20
Roche cristalline	0 à 5
grès	5 à 30

Tableau II-1 : Porosité et nature des roches.

II.3.2. La perméabilité :

II.3.2.1 Définition

La perméabilité caractérise l’aptitude d’un milieu à laisser circuler des fluides (liquides ou gaz) au sein de son espace poreux, sous l’effet d’un gradient de pression. Elle dépend de la structure interne de l’espace poreux et particulièrement de la connectivité de ces différents éléments. [4]

C'est une caractéristique de transport macroscopique qui représente le rapport entre la force (gradient de pression) exercée sur le fluide traversant le milieu et le débit généré.

En 1856, l'ingénieur français Henry Darcy a fait les premières expériences connues sur la perméabilité. En introduisant un fluide incompressible de viscosité (μ) à travers un filtre de sable (poreux homogène) est placé dans un tube de section (S) et en mesurant le débit (Q) ainsi que la pression du fluide avec deux manomètres latéraux placés à l'entrée ($P1$) et à la sortie du tube ($P2$), Darcy a découvert qu'il existe une relation entre les pressions ($P1$) et ($P2$) indiquées par les manomètres, les caractéristiques géométriques du tube (section S et longueur L) (Figure 1) et le débit qui s'écrit :

$$Q = S. K / \mu. (P2 - P1/L) \dots\dots\dots (II-2)$$

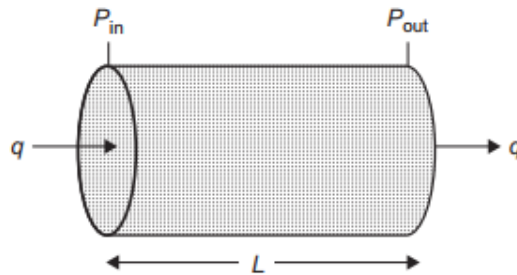


Figure II-3 : carotte

Où K est la perméabilité d'un milieu qui s'exprime en Darcy ou en millidarcy et L l'unité de perméabilité est le Darcy. Ceci est défini comme la perméabilité qui permet à un fluide de viscosité de 1 centipoise (cP) ($1 \text{ Poise} = 1 \text{ g.cm}^{-1}.\text{s}^{-1} = 0.1 \text{ Pa}\cdot\text{s}$) de s'écouler à travers une section de 1 cm^2 à un débit de $1 \text{ cm}^3/\text{s}$ pour la différence de pression de $1 \text{ atm} / \text{cm}$.

Le principal inconvénient de la forme précédente de la loi de Darcy est que le coefficient de perméabilité (k) dépend non seulement des propriétés du matériau, mais aussi des propriétés du fluide (notamment sa viscosité μ).

En générale la formulation préférable de la loi de Darcy est :

$$\frac{Q}{S} = \frac{K}{\mu} * \frac{\Delta P}{L} \dots\dots\dots (II-3)$$

On a:

- Q : débit en [cm³/s].
- ΔP : gradient de pression en [atm].
- S: Section de la couche filtrante en [cm²].
- k: la Perméabilité en [Darcy].
- μ : la Viscosité du fluide en [centipoise].
- L: la longueur en [cm]. [4].

Le paramètre (k) est la perméabilité intrinsèque du milieu poreux traversé. L'unité SI de la perméabilité est le m². Pratiquement, on utilise toujours comme unité le Darcy, avec l'équivalence 1 Darcy = 0,987. 10¹² m². Les perméabilités trouvées dans les roches réservoirs couvrent une large gamme. Elle varie de 0.1mD à 10D. On peut employer les termes suivants pour spécifier la valeur de la perméabilité:

- < 1mD : très faible
- 1 à 10mD : faible
- 10 à 50mD : médiocre
- 50 à 200mD : moyenne
- 200 à 500mD : bonne
- > 500mD : excellente [2]

II.3.2.2 Types de perméabilités

Il y'a trois types de perméabilité:

a. La perméabilité absolue (K) : c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile. [3]

b. La perméabilité efficace (K_e) : décrit le mouvement d'une phase de fluide dans un environnement à plusieurs fluides. Par exemple, en présence d'un mélange d'huile et d'eau, il existe une perméabilité (efficace) à l'eau (K_w) et une autre à l'huile (K_o). La somme de deux perméabilités relatives est toujours inférieure ou égale à la somme des deux valeurs indépendantes.

c. La perméabilité relative (K_r) : Est le rapport de la valeur effective à la valeur absolue

$$\text{H-C} \quad K_{r0} = K_0/K$$

$$\text{Gas} \quad K_{rg} = K_g/K$$

$$\text{Eau} \quad K_{rw} = K_w/K$$

La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre. [6]

II.3.2.3 Détermination de la Perméabilité :

Il existe trois méthodes pour déterminer la perméabilité:

- ✓ dans les laboratoires à partir des carottes.
- ✓ d'après les Essais de Puits en cours de forage.
- ✓ en utilisant les données des diagraphies. [6]

II.3.2.4 Relation porosité / perméabilité

Généralement, il n'existe pas de relation qualitative directe entre la porosité et la perméabilité. Dans la plupart des cas, on constate que la perméabilité est une fonction croissante du rayon des pores et de la porosité.

Les argiles ont une faible perméabilité et une forte porosité. Les roches fracturées, quant à elles, sont généralement compactes et présentent une perméabilité élevée et une faible porosité.

En diagraphie, diverses lois de corrélation empiriques sont utilisées pour évaluer la perméabilité à partir de la porosité. La seule façon d'obtenir cette valeur est d'effectuer des tests de formation (DST et/ou échantillonnage du fluide de formation) ou de prendre des mesures sur des carottes.

II.3.3. 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. [7]

La saturation d'un fluide est le rapport du volume du fluide considéré sur le volume total des pores.

- La saturation en eau S_w est :

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \% \dots\dots\dots (II-4)$$

Avec :

V_w : volume d'eau en cm^3 .

V_p : volume de pore en cm^3 .

- La saturation en huile S_o est :

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \% \dots\dots\dots (II-5)$$

V_o : volume d'huile en cm^3

- La saturation en gaz S_g est :

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \% \dots\dots\dots (II-6)$$

V_g : volume de gaz en cm^3

- La somme des saturations est égale à 1 :

$$S_o + S_w + S_g = 1 \dots\dots\dots (II-7)$$

Avec :

S_g : saturation de gaz en %.

S_o : saturation d'huile en %.

S_w : saturation d'eau en %

La saturation en hydrocarbures dans la roche réservoir est déterminée en fonction de la résistivité de la formation (R_t), de la résistivité de l'eau dans la formation (R_w) et selon Facteur de formation (F). Ce dernier dépend de la porosité, du coefficient de cimentation (m) et Le coefficient de tortuosité: C'est la loi d'Archie (1942). Si l'eau interstitielle est plus ou moins salée (conducteur). La mesure de résistivité profonde permet de distinguer Facilement entre les roches

imprégnées d'eau et celles imprégnées d'huile ou de gaz. Cette théorie peut être contestable dans le cas où les coefficients des formules empiriques de saturation sont variables ou inconnus.

La formule généralement utilisée est :

$$Rt = F \cdot \frac{Rw}{Sw^2} \dots\dots\dots (II-8)$$

- **Rt** : résistivité de la formation en Ωm .
- **Rw** : résistivité de l'eau de formation en Ωm .
- **Sw** : saturation en eau dans la formation en %.
- **F** : facteur de formation fonction de la porosité et de la nature de la formation.

facteur de formation $F = a \phi^{-m} \dots\dots\dots (II-9)$

Avec :

a: est un facteur de tortuosité, dépendant de la lithologie.

m: est le facteur de cimentation et dépend du type de sédiments.

- Pour des formations sableuses non consolidées, la formule empirique d'Humble,

souvent utilisée, est: $F = \frac{0.62}{\phi^{2,15}} \dots\dots\dots (II-10)$

Dans des formations grés consolidées, la formule la plus courante est

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \dots\dots\dots (II-11)$$

- Dans les carbonates, la relation $F = \frac{1}{\phi^m}$ est utilisée avec une valeur appropriée de m

souvent 2 donc : $F = \frac{1}{\phi^2}$

Alors

En eau

$$Sw = \left(\frac{a}{\phi^m} \times \frac{Rw}{Rt} \right)^{1/n} \dots\dots\dots (II-12)$$

La saturation de l'eau interstitielle (Sw irr)

Tous les réservoirs d'hydrocarbures contiennent de l'eau . Par conséquent même dans les zones complètement saturées en huile ou en gaz, nous retrouvons une quantité d'eau qui entoure les grains et adhère à leurs surfaces, On l'appelle ou irréductible. (Sw ir).

II.3.4. La pression capillaire

Définition

La pression capillaire est la différence de pression existant au niveau des interfaces séparant deux fluides non miscibles dans les capillaires (par exemple, les milieux poreux).

Calculés :

$$P_c = P_{nm} - P_m \dots \dots \dots (II-13)$$

Où :

P_c : La pression capillaire.

P_{nm} : la pression de la phase non mouillant.

P_m : la pression de la phase mouillant.

Remarques

- Un fluide mouille les surfaces de la roche de formation (phase mouillante) de préférence à l'autre (phase non mouillante).
- Le gaz est toujours la phase non mouillante dans les systèmes huile-gaz et eau-gaz.
- L'huile est souvent la phase non mouillante dans les systèmes eau-huile.

Pression capillaire systèmes huile-eau :

A partir d'une dérivation similaire, l'équation de la pression capillaire pour un système huile/eau est :

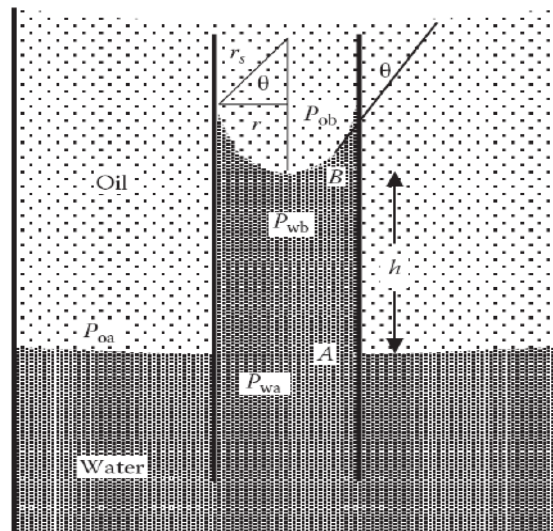


Figure II-4 : Relation de pression dans le tube capillaire pour un système huile-eau.

$$P_c = \frac{2\sigma_{ow} \cos\theta}{r} \dots\dots\dots (II-14)$$

où :

P_c : Pression capillaire entre l'huile et l'eau.

σ_{ow} : Tension interfaciale entre l'huile et l'eau, dyne/cm

θ : l'angle de contact Oil/water, degrés

r : Rayon du tube capillaire, cm .[5]

II.3.5. La mouillabilité

II.3.5.1. Définition :

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.

Mouillé par l'eau : la surface de la roche/du minéral est recouverte par un film d'eau, tandis que le pétrole et le gaz occupent la position centrale de l'espace poreux de la roche.

Mouillé par l'huile : la surface de la roche/du minéral est recouverte par un film d'huile, tandis que l'eau occupe la position centrale de l'espace poreux de la roche

Mouillabilité intermédiaire : ce terme s'applique aux roches réservoirs où il y a une certaine tendance à l'adhésion de l'huile et de l'eau à la surface des pores (après que l'huile et l'eau se soient retirées).

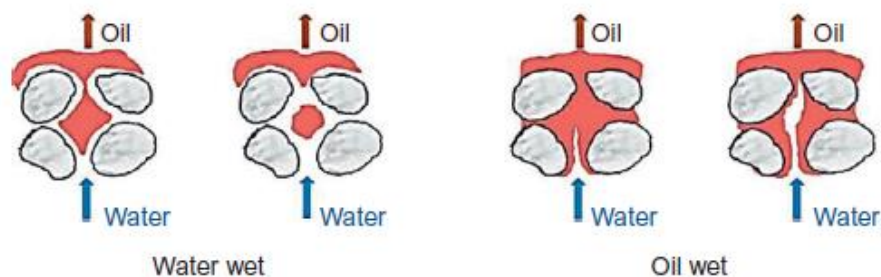


Figure II-5 : Types de mouillabilité : déplacement du pétrole dans l'eau et réservoirs mouillés par le pétrole lors de l'injection d'eau.

II.3.5.2. Les facteurs principaux qui affectant la mouillabilité des roches réservoirs :

1. L'effet des constituants minéraux des roches sur la mouillabilité :

Les minéraux argileux dans la composition des roches, en particulier la montmorillonite et le ciment argileux, améliorent les propriétés de mouillabilité des roches. La mouillabilité des divers constituants minéraux est différente.

2. L'effet des propriétés du fluide du réservoir sur la mouillabilité :

Sur une même surface solide, l'angle de contact diffère pour deux combinaisons de fluides différentes. Sur la surface de différents minéraux, les angles de contact du même fluide sont également différents. Par exemple, l'eau est préférentiellement mouillable contre l'air à la surface des roches mouillées par l'eau dans un système eau/air, alors que l'air mouille préférentiellement la surface des roches lorsque les deux autres fluides, le mercure et l'air, sont à la surface de roches ayant des propriétés similaires.

3. L'effet des tensioactifs ou des matériaux tensioactifs sur la mouillabilité :

Les phénomènes d'inversion de la mouillabilité sont observés pendant le forage des formations productrices suite à l'adsorption des tensioactifs contenus dans les fluides de forage, Cette altération de la mouillabilité a une incidence directe sur les caractéristiques pétrophysiques de la roche réservoir.

Chapitre

3

Colmatage par les fines

III.1. Introduction

L'endommagement des formations est devenu une expression bien connue dans l'industrie pétrolière. L'endommagement de la formation est un problème opérationnel et économique indésirable qui peut survenir au cours des différentes phases de la récupération du pétrole et du gaz dans les réservoirs souterrains, y compris le forage, la complétion, la production, et les opérations de stimulation (acidification, fracturation hydraulique et les opérations de workover.). [16]

Dans ce chapitre nous passerons en revue le colmatage de la zone productrice par des fines (la nature, les types, les mécanismes et les causes).

III.2. Notion sur l'endommagement

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altéré (modifier) la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production. [17]

Les conséquences de l'endommagement des formations sont la réduction de la productivité pétrolière et gazière des réservoirs et l'exploitation non économique.

L'endommagement est quantifié par le facteur de skin (S)

Localisation de l'endommagement

L'endommagement peut localisée au fond du puits ou/et aux abords du puits (Le Cake externe, Le cake interne, La zone envahie).

III.2.1. Détection de l'endommagement

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

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

III.2.2. Mécanismes d'endommagement de la formation:

Bishop (1997) a résumé comme suit les sept mécanismes d'endommagement de la formation décrits par Bennion et Thomas (1991, 1994) :

1. **Les incompatibilités entre les fluides**, par exemple, les émulsions générées entre le filtrat de boue à base d'huile envahissant et l'eau de formation.
2. **Les incompatibilités roche-fluide**, par exemple, le contact d'une argile smectite potentiellement gonflante ou d'une argile kaolinite défloculable par des fluides à base d'eau non équilibrés, avec le potentiel de réduire sévèrement la perméabilité à proximité du puits.
3. **Invasion de solides**, par exemple, l'invasion d'agents alourdisant ou de solides de forage.
4. **Phase de piégeage ou de blocage, par exemple**, l'invasion et le piégeage de fluides à base d'eau dans la région proche du puits de forage d'un puits de gaz
5. **Adsorption chimique ou altération de la mouillabilité**, par exemple, adsorption d'émulsifiants modifiant la mouillabilité et les caractéristiques d'écoulement des fluides d'une formation.
6. **Migration de particules fines**, par exemple, le mouvement interne de particules fines dans la structure poreuse d'une roche, entraînant le pontage et le colmatage des gorges des pores (pore throats).
7. **Activité biologique**, par exemple, l'introduction d'agents bactériens dans la formation pendant le forage et la production subséquente de boues polymères polysaccharidiques qui réduisent la perméabilité. [16]

III.3. Colmatage par des fines

De très petites particules sont présentes dans les espaces poreuses de tous les réservoirs gréseux. Ces particules appelées les fines de formation, peuvent être incorporés dans la formation lorsqu'ils se déposent au cours des temps géologiques, ou ils peuvent être introduits dans la formation au cours des opérations de forage et de complétion. Quel que soit leur mode d'entrée, on sait depuis longtemps qu'ils une cause majeure de l'endommagement de formations.

En effet, ces particules ne sont pas maintenues physiquement en place par le matériau de cimentation naturel qui lie les plus gros grains de sable entre eux mais sont des particules individuelles situées sur les surfaces intérieures de la matrice poreuse. Ainsi, ces particules sont libres de migrer à travers les pores avec les fluides qui circulent dans le réservoir elles peuvent se concentrer au niveau des restrictions des pores, provoquant un colmatage et de fortes réductions de la perméabilité. [18]

L'endommagement de formation associés à la migration des fines ont souvent contribué à des baisses de production rapides et à des succès de stimulation de courte durée

III.3.1. Définition des fines :

Les fines de formation sont définies comme des particules solides non confinées présents dans les pores des formations gréseuse. 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, etc.). [19]

III.3.2. Les types des fines

Ils sont principalement classés en deux catégories de base :

a. Minéraux argileux :

Un minéral argileux peut être défini comme un groupe des aluminosilicates hydratés de la famille des phyllosilicates qui ont une structure lamellaire (feuillet) formés par l'altération de minéraux silicates tels que les feldspaths, également, tout fragment minéral de taille inférieure à 0,0039 mm. [15]

1. Kaolinite

Est un minéral argileux de type 1:1 composée d'une feuille tétraédrique et d'une feuille octaédrique liées entre elles par de fortes liaisons hydrogène. La kaolinite présente peu ou pas de caractéristiques de gonflement mais se disperse et se déplace facilement, En conséquence il a tendance à bloquer les gorges des pores

Les plaquettes de kaolinite sont considérées comme faisant partie des argiles migratoires les plus courantes.

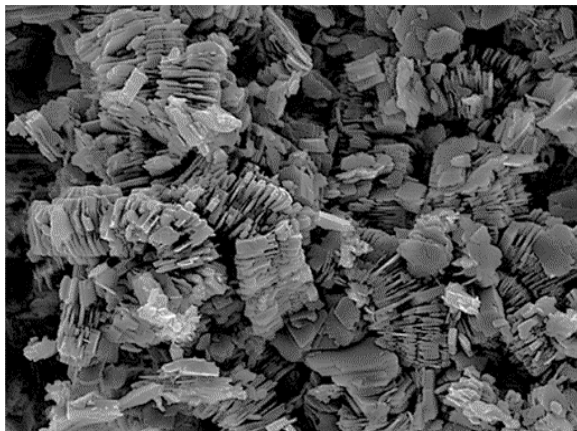


Figure III-1. a : Photographie SEM de feuillets de kaolinite attachés à la surface du grain [20]

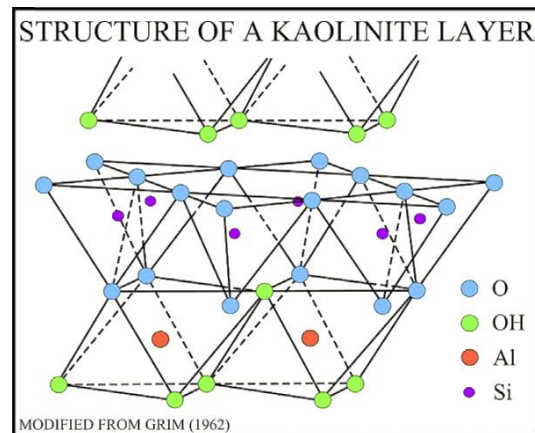


Figure III-1. b : Représentation schématique de la structure de kaolinite

2. L'illite

L'illite est un mica hydraté et un exemple typique d'argile de type 2:1. L'illite possède plusieurs structures cristallines et forme parfois un réseau fibreux irrégulier dans l'espace des pores, ce qui réduit la capacité d'écoulement des fluides. Elles sont les plus difficiles à stabiliser. L'illite peut également gonfler lorsqu'elle coexiste avec la smectite. [22]

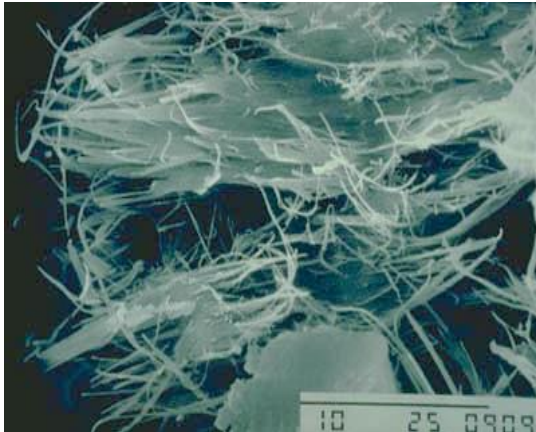


Figure III-2.a: SEM de l'illite. [15]

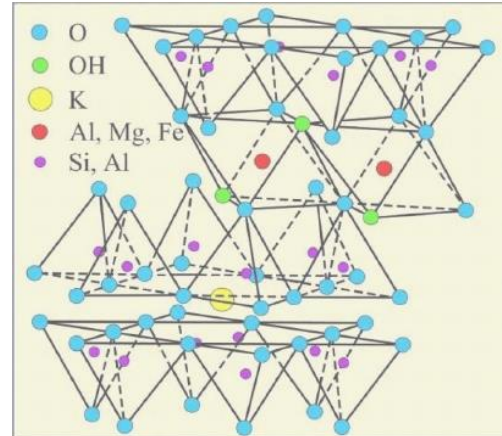


Figure III-2.b : la structure de l'illite.

3. Smectite (Montmorillonite)

La smectite est une argile de type 2:1 composée de deux couches tétraédriques et d'une couche octaédrique liées entre elles par de faibles forces interactives. Les smectites contiennent de grandes quantités d'ions sodium qui provoquent l'adsorption d'eau par le minéral et le gonflement. Le gonflement des smectites à la surface des pores réduit la porosité et la perméabilité de la formation. Les smectites peuvent également être libérées de la surface des pores et migrer pendant le gonflement. [22]

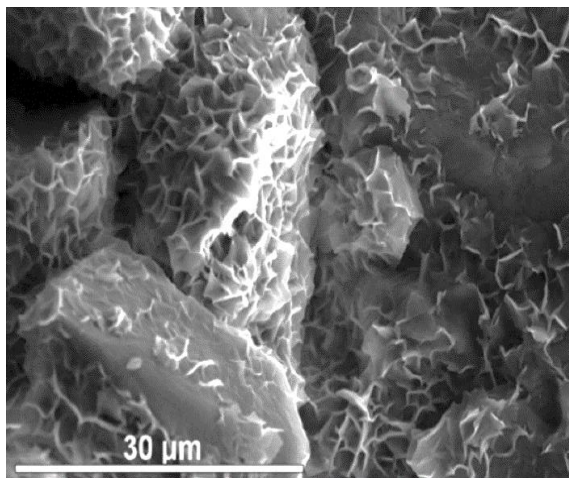


Figure III-3.a : Montmorillonite recouvrant les grains détritiques. [23]

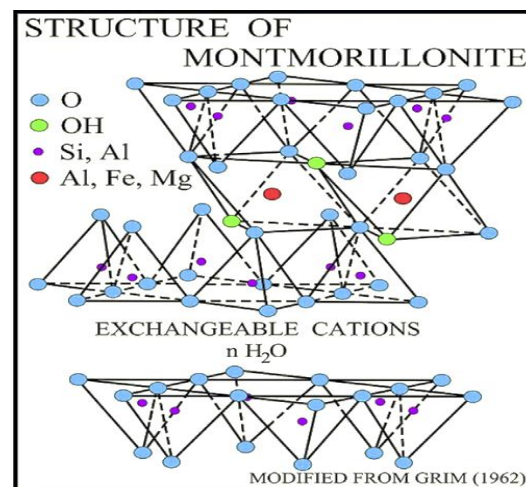


Figure III-3.b : Structure de smectite mineral, montmorillonite.

4. Les chlorites

Les chlorites sont un groupe de minéral argileux de type 2:1, on observe souvent que la chlorite authigène recouvre des grains détritiques de quartz, agissant ainsi comme une argile de revêtement des pores. Et contiennent souvent de grandes quantités de fer. Lors du traitement à l'acide chlorhydrique, les chlorites se dissolvent facilement le fer libéré se précipite sous forme d'hydroxyde ferrique gélatineux, $\text{Fe}(\text{OH})_3$, qui a une grande taille de cristal et bouche les gorges des pores.

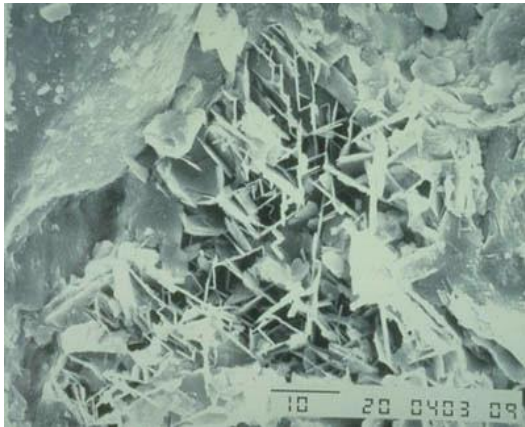


Figure III-4.a: SEM de chlorite authigènes.[15]

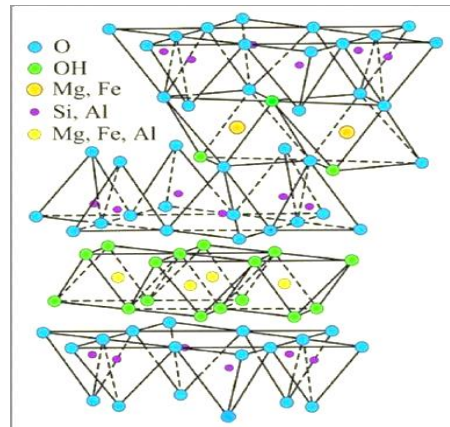


Figure III-4.b : la structure de chlorite.

5. Argiles à couches mixtes :

Elles sont composées de différentes couches d'argiles. Les argiles à couches mixtes irrégulières contiennent généralement de la montmorillonite et de l'illite et donc des tendances de gonflement marquées. Certaines études montrent que la réduction de la perméabilité est la plus importante en présence de montmorillonite et d'argiles à couches mixtes. La réduction est moindre avec l'illite, et assez moindre avec la kaolinite et le chlorite.

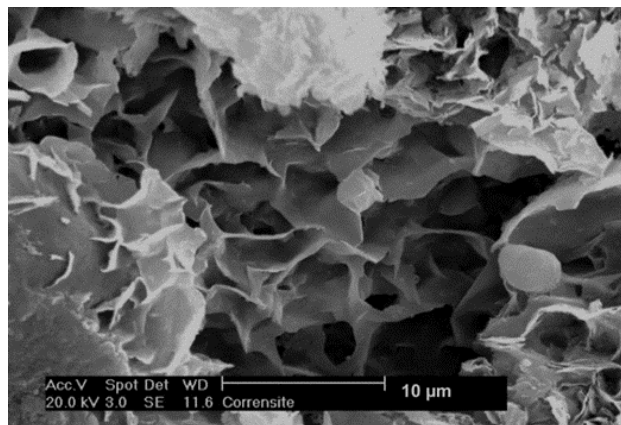


Figure III-5: Argiles à couches mixtes [23]

b. Minéraux siliceux non argileux**1. Quartz**

Dioxyde de silicium, SiO_2 hexagonal [SiO_2] également appelé silice le minéral le plus commun dans les roches sédimentaires clastiques et dans les grès, il peut se présenter sous forme de grains, de ciment, de fines mobiles dans des conditions spécifiques de pression et de température, car il est très compact et stable.

Le quartz est très résistant aux agents d'altération (il est seulement attaqué par l'acide fluorhydrique) et peu soluble dans l'eau.

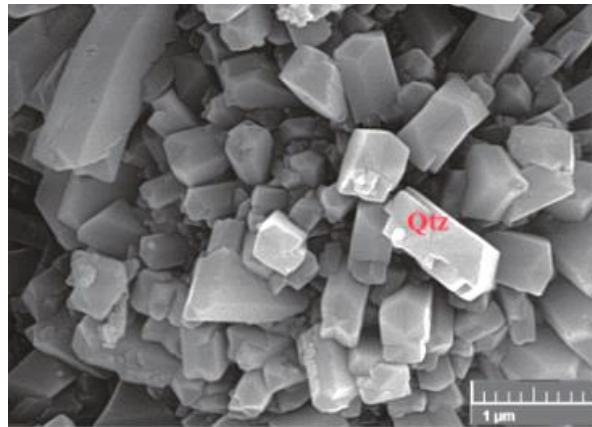


Figure III-6 : SEM de Quartz. [15]

2. Feldspar

Ce sont des aluminosilicates anhydres renfermant suivant les cas et en proportion variable du potassium, du sodium et du calcium

On distingue :

- Les feldspaths potassiques
- Les feldspaths calcosodiques ou

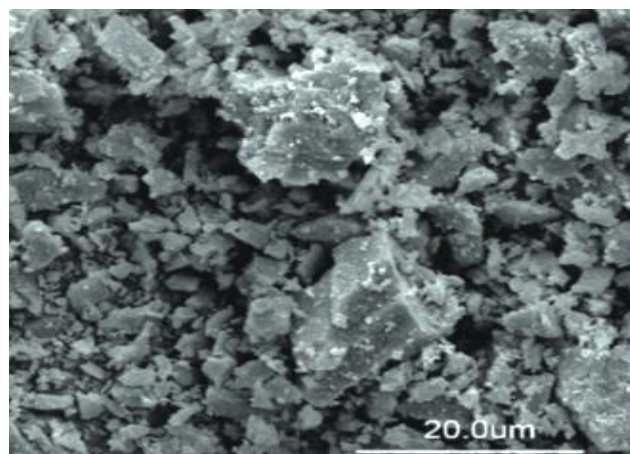


Figure III-7 : SEM De Feldspaths Potassiques. [15]

III.3.3. Les mécanismes d'endommagement de la formation due à les particule fines

Les mécanismes d'endommagement de formation dans les réservoirs pétroliers est une combinaison de phénomènes complexes, où un ou plusieurs phénomènes dominant dans certaines circonstances.

Des minéraux argileux et non argileux sont considérés comme responsable d'endommagement à la formation gréseuse. En bref, ceux-ci comprennent deux mécanisme (a) **gonflement d'argiles smectite**, (b) **dispersion et migration des particules fine** (certains minéraux argileux et des minéraux non argileuse)

Les minéraux argileux se trouvent dans environ 97% pour cent de tous les réservoirs de pétrole, Tous les types d'argile sont capables de migrer au contact des eaux qui perturbent l'équilibre ionique au sein de la formation et ils sont catégorisées en deux groupes: gonflants et non gonflants. Les argiles non gonflantes telles que la kaolinite peuvent migrer lors de l'injection d'eau en raison des forces répulsives entre les argiles et les parois des pores et bloquer les pores dans le réservoir, comme illustré schématiquement sur **la Figure III-8. a**. Les argiles gonflantes telles que la montmorillonite peuvent gonfler au contact de l'eau envahie jusqu'à 20 fois le volume d'origine, comme le montre **la Figure III-8. b**, et peuvent également migrer. Ces deux effets réduisent la porosité et la perméabilité dans la formation. [24]

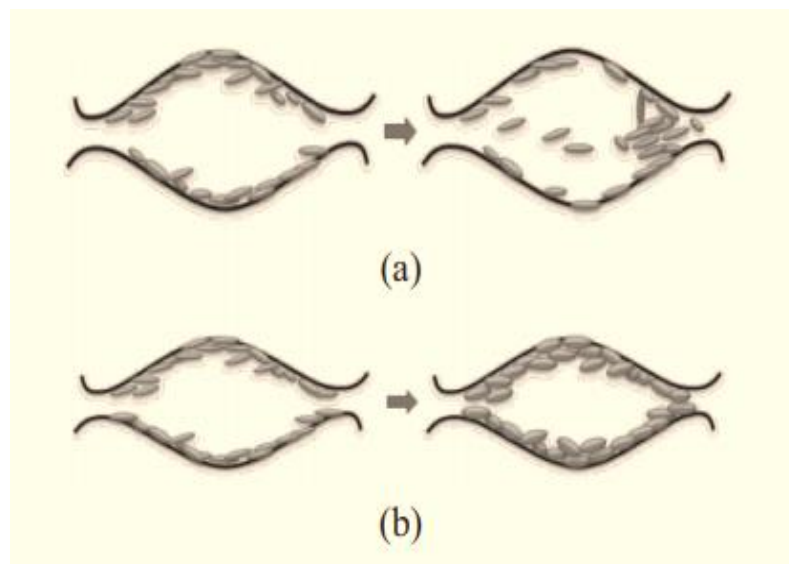


Figure III-8 : Schéma représente les mécanismes d'endommagement de la formation par les fines:(a) migration, (b) gonflement. [24]

III.3.4. La migration des fines

Les particules fines sont toujours présentes dans les formations pétrolières. Pendant les opérations sur chantier, telles que le forage et la complétion, les fluides contenant des particules en suspension pénètrent dans la formation. En outre, l'interaction fluide-fluide et roche-fluide peut également générer des particules fines dans la formation.

Dans certaines circonstances, ces fines de formation, qui se trouvent initialement dans la surface intérieure de la matrice de formation, vont migrer avec les fluides qui s'écoulent dans la formation. Le long du chemin d'écoulement, elles s'accroissent facilement dans les points de restriction de la gorge des pores. Lorsqu'ils atteignent une certaine concentration, ces points de restriction empêchent les fluides de continuer à s'écouler. Un bouchage sévère se produit et réduit ainsi considérablement la perméabilité de la formation. [22]

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) [16]. 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 III-9** montre des particules fines attachées aux grains, des particules détachées et ceux qui sont tendus dans des pores minces.

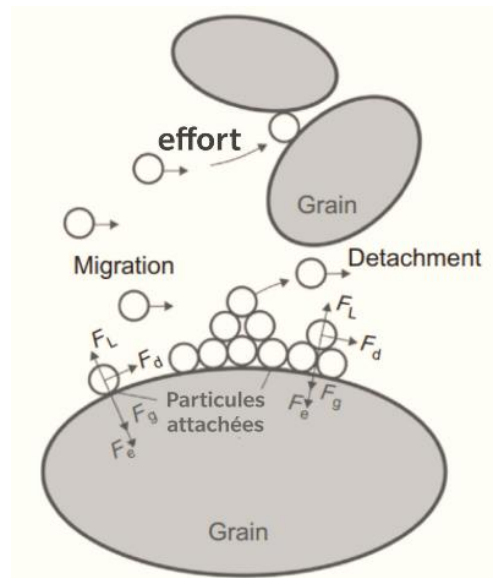


Figure III-9 : schéma représente le détachement des particules des grains, la migration dans l'eau porteuse et l'effort dans les pores minces. [20]

III.3.4.1 Forces de mobilisation et de rétention.

La rétention et la mobilisation des particules fines au sein du milieu poreux sont régies par diverses forces entre particules, fluides et les parois des pores.

a. Forces hydrodynamiques

L'écoulement du fluide à travers les pores exerce plusieurs forces qui pourraient avoir un impact sur le mouvement des fines dans le média. Les forces primaires qui agissent sur une particule fixée sont représentées à la **Figure III-10**. La force de traînée et de portance agira pour détacher la particule, tandis que la force électrostatique et gravitationnelle agira contre la mobilisation de la particule.

On suppose généralement qu'au moment du détachement, la particule tourne autour d'une particule voisine ou d'une aspérité à la surface du grain.

Donc l'équilibre de force est la condition de l'équilibre mécanique de la particule. [20]

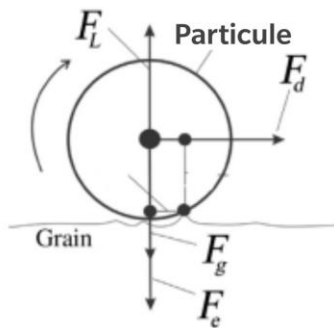


Figure III-10 : Rapport de couple des forces électrostatiques, de gravité, de portance et de traînée (F_e , F_g , F_L et F_d)

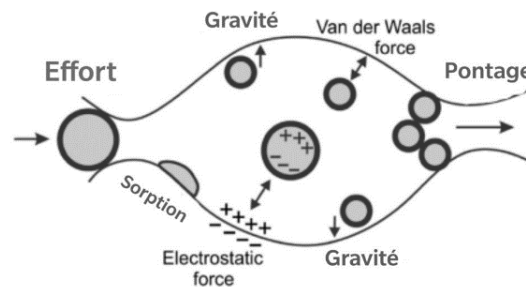


Figure III-11 : Mécanismes de capture des particules fines dans un seul pore.

La Figure III-11 montre différents mécanismes de capture des particules par la roche poreuse: exclusion de taille dans les pores minces, pontage, attraction électrostatique, ségrégation gravitaire et diffusion dans les pores sans issue et les zones d'écoulement stagnant.

a.1. La force gravitationnelle (F_g):

Dépend de la taille et de la densité des particules, Dans le cas de particules très denses, l'influence de la gravité ne peut être ignorée. En conséquence, la particule en suspension est soumise à la force gravitationnelle F_g , qui est proportionnelle à la taille de la particule et à la différence de densité entre la particule et le liquide.

a.2. La force traînée (Fd) :

En mécanique de fluide la traînée (parfois appelé la résistance des fluides, un autre type de friction ou frottement des fluides) est une force agissant à l'opposé du mouvement relatif de tout objet en mouvement par rapport à un fluide environnant. [12]

a.3. La portance (Fl):

Un fluide qui s'écoule autour de la surface d'un objet exerce une force sur celui-ci. La portance est la composante de cette force qui est perpendiculaire à la direction du flux entrant. Elle s'oppose à la force de traînée, qui est la composante de la force parallèle à la direction de l'écoulement. Par convention, la portance agit dans une direction ascendante afin de contrer la force de gravité, mais elle peut agir dans n'importe quelle direction à angle droit par rapport à la direction du flux.

Lorsqu'une particule stationne sur la surface de la paroi du pore, la force normale (F_n) réagit sur la particule pour équilibrer le système de force comme :

$$F_n = F_e + F_g - F_l$$

La migration des particules se produit dans l'espace poreux parce que la force résultante exerce sur la particule une pression opposée à celle de la paroi du pore lorsqu'un écoulement en régime permanent ou d'autres facteurs dominants sont modifiés de manière substantielle, par exemple l'augmentation de la vitesse d'écoulement et la diminution de la salinité de l'eau d'injection.

b. Forces inter-particulaires (La force électrostatique)

Certaines particules dans les milieux poreux des réservoirs sont très petites, de sorte que leurs conditions statiques et dynamiques peuvent être contrôlées par des phénomènes (des forces) de surface. Ces types de forces comprennent l'attraction de London-Van der Waals, la répulsion électrostatique, l'hydratation, l'hydrophobie et plusieurs autres forces. Les deux forces majeures sont :

b.1. Répulsion de la double couche électrique

L'une des forces de surface qui contrôlent le comportement des nanomédias dans les milieux poreux est causée par la dispersion ionique, de sorte que deux couches se forment dans la phase liquide entourant le solide. La couche moléculaire interne a une charge opposée à celle de la surface solide, et la couche externe réalisée par la distribution d'ions de charge opposée à la

première couche. La deuxième couche s'estompe avec la distance croissante de la surface solide

b.2. Les forces de van der Waals

Sont des forces d'attraction entre particules et la surface poreuse. Ce sont des attractions à courte distance (quelques centaines d'angströms). Cette force est due aux des interactions entre les dipôles permanents et/ou oscillants des atomes. [25]

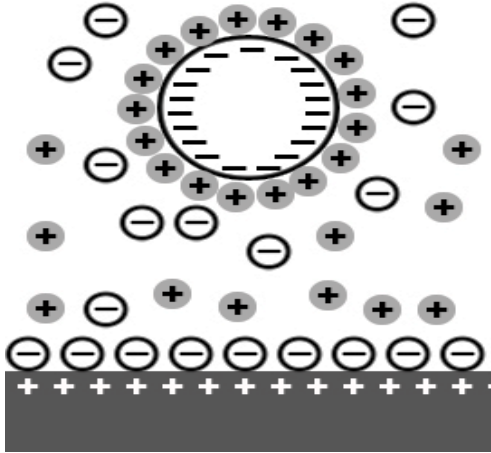


Figure III-12 : Distribution des ions qui provoque l'attraction de Van der Waals et les forces de répulsion à double couche entre la particule en suspension et la paroi des pores.

III.3.4.2. Les facteurs qui provoquent la migration des fines:

Il est souvent difficile de trouver des preuves directes de dommages causés par les fines dans les puits de production. Alors que la plupart des autres types de dommages à la formation ont des symptômes visibles, la migration des fines a des symptômes beaucoup plus subtils. Le symptôme le plus courant est une preuve indirecte, telle que la diminution de la productivité sur plusieurs semaines ou mois.

Les observations microscopiques du mouvement des particules fines dans des micromodèles de milieux poreux ont montré que le transport de ces particules par des fluides se déplaçant dans les pores est contrôlé par plusieurs facteurs. [18]

Ces facteurs peuvent être classés en deux catégories : les propriétés des milieux poreux et les caractéristiques des fluides en écoulement. La distribution de la taille des pores, la continuité des pores, la concentration et la distribution de la taille des fines et la mouillabilité sont les paramètres de la première catégorie. Le taux d'injection, la salinité et le pH de l'eau (en tant que phase de déplacement) sont les paramètres de la seconde catégorie.

a. La distribution de taille des particules et des pores:

Il est évident que les distributions de taille des particules et des pores jouent un rôle important dans les processus de colmatage de formation. Les particules dont la taille est supérieure aux entrées des pores ne peuvent pas pénétrer dans le milieu poreux. À l'intérieur du milieu poreux, les particules plus grosses qu'une taille de gorge de pore donnée seront capturées au niveau de la gorge de pore par exclusion de taille. Lorsqu'elles s'écoulent dans le milieu poreux. Plusieurs particules, dont les tailles sont plus petites que la taille d'une gorge de pore, peuvent également faire un pont au niveau de la gorge de pore lorsqu'elles entrent simultanément. Des particules beaucoup plus petites que les tailles des corps de pores et des gorges de pores peuvent se déposer sur les parois des pores sous l'action de diverses forces, Les particules déjà déposées ou initialement fixées à la surface des pores peuvent également être libérées lorsque ces forces sont déséquilibrées.[22]

b. La salinité :

La concentration d'électrolytes sel (chlorure de sodium, NaCl) dans les fluides aqueux a des effets importants sur les particules d'argile, qui sont chargées négativement en raison de la substitution isomorphe d'éléments dans le réseau cristallin. Les parois des pores des formations de grès sont chargées de manière similaire. Lorsqu'une surface chargée est placée dans un fluide aqueux, une double couche électrique est observée à la surface. La double couche se compose d'une couche interne d'ions adsorbés (couche de Stern) et d'une couche externe d'ions maintenus de manière diffuse (couche diffuse).

Dans les formations sensibles à l'eau, la salinité a un effet significatif. Avant l'injection d'eau douce dans une formation sensible à l'eau, les argiles restent attachés aux surfaces des pores en présence de la saumure de formation par des forces attractives nettes de surface (forces attractives de van der Waals et forces répulsives de la double couche électrique). À des concentrations de sel "élevées" (> 2 %), les couches électriques diffuses sont comprimées. Par conséquent, les forces répulsives de la double couche sont moindres par rapport aux forces attractives de van der Waals et les particules d'argile sont maintenues à la surface des roches. Lorsque de l'eau douce est injectée dans la formation, la salinité de la saumure de formation diminue, les doubles couches s'étendent et les forces des doubles couches augmentent. Quand les forces nettes de surface ne peuvent plus maintenir les particules d'argile en place (les forces électrostatiques répulsives dépassent les forces attractives de van Der Waals), les particules

d'argile sont libérées, migrent et bouchent les constriction des pores le long du chemin d'écoulement. Khilar et Fogle ont déterminé qu'il existe une concentration critique de sel en dessous de laquelle la libération des particules d'argile se produit [22]

Ce phénomène peut être démontré par l'expérience du choc de l'eau

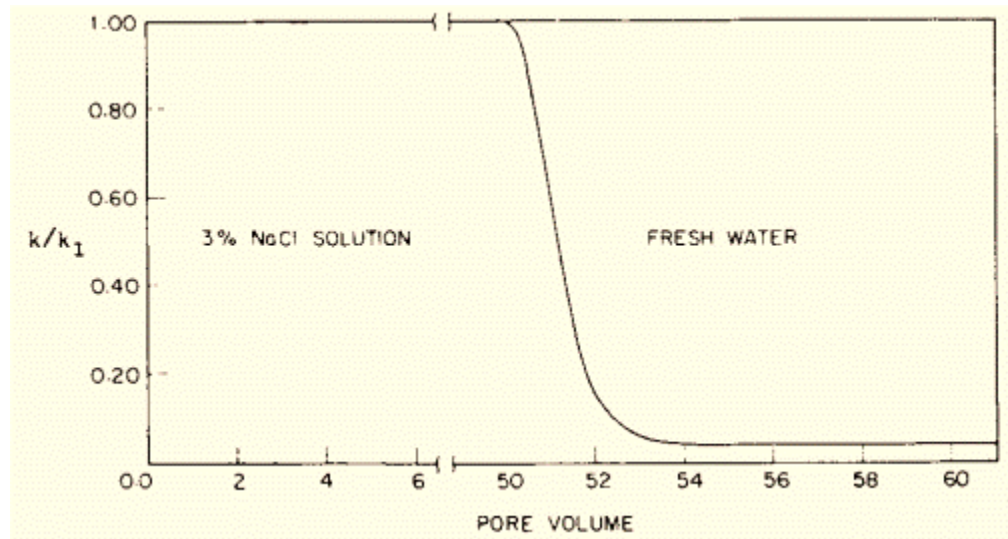


Figure III-13 : réduction de la perméabilité dans une expérience typique du choc d'eau.

La réduction de la Perméabilité temporaire et permanent illustrant la migration des fines dans une formation de grès. Le volume des pores se réfère à la surface des pores.

c. L'effet de pH

Des études ont montré que La migration des argiles est influencée par le pH car il affecte l'équilibre d'échange de base, mais son effet sur un système particulier dépend des conditions électrochimiques de ce système.

Lors d'un choc hydrique, il a été observé que le pH de l'effluent augmentait considérablement au-delà de la valeur initiale, tandis que la perméabilité diminuait de manière drastique.[26]

En général, la dispersion des argiles est affectée par les eaux alcalines dont le pH est supérieur à 7,0, ce qui rend les argiles plus mobiles. À un pH de 4,0, aucune perturbation n'est observée. Les sources d'augmentation de la valeur du pH peuvent provenir des filtrats de boue injectés, des ciments ou des fluides de travail ou de la diminution de la salinité des fluides in-situ.

Le pH du filtrat peut être à l'origine d'une altération par un autre mécanisme si le ciment de matrice est de la silice amorphe. Les filtres à pH très élevé dissolvent la silice, libérant de fines

particules. Une fois que l'argile est dispersée, ses particules deviennent libres de se déplacer et peuvent provoquer l'obstruction des pores de la gorge.

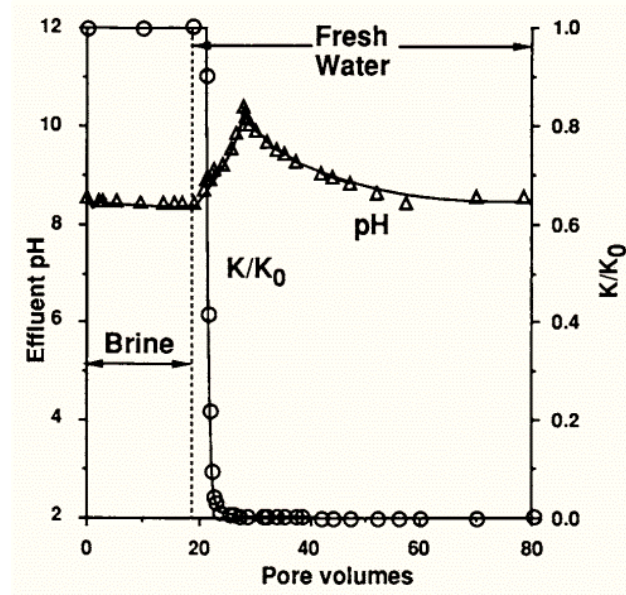


Figure III-14 : le changement de la perméabilité et le ph de l'effluent lors d'une expérience du choc de l'eau.[26]

Nous observons que la migration des fines peut être induite par toute opération qui introduit des fluides à "faible" (< 2 %) salinité ou à "fort" (> 9 %) pH dans une formation sensible à l'eau.

d. Vitesse du fluide :

La migration des fines peut également être induite par l'entraînement mécanique des fines, qui peut se produire lorsque la vitesse du fluide est augmentée au-dessus d'une vitesse critique. [27]

En particulier, chaque formation a un débit critique lorsque la migration des fines se produit, La force de traînée appliquée à une particule fine peut être affectée par la magnitude du débit, la viscosité du pétrole et la turbulence du gaz. Parfois, lors de la production d'un puits, lorsque la taille de la duse n'a pas été conçue correctement, une augmentation soudaine du débit se produit et un choc d'écoulement est appliqué aux particules fines et un déséquilibre des forces hydrodynamique, ce qui entraîne probablement le problème de la migration des fines. Les fines peuvent également être choquées lors d'opérations de work-over lorsque le puits est constamment mis en marche et arrêté. La migration des particules fines se produira tant que le débit sera supérieur à la vitesse critique. [28]

Il a été observé expérimentalement que les vitesses d'écoulement critiques pour les phénomènes de migration des fines sont plus faibles lorsque la phase saumure est mobile. Cela implique que la migration des fines sera plus importante avec le début de la production d'eau dans un puits. On observe souvent que la productivité des puits diminue beaucoup plus rapidement après le début de la production d'eau. Dans ce cas, des traitements acides plus fréquents sont nécessaires pour maintenir la production de pétrole après la percée d'eau.

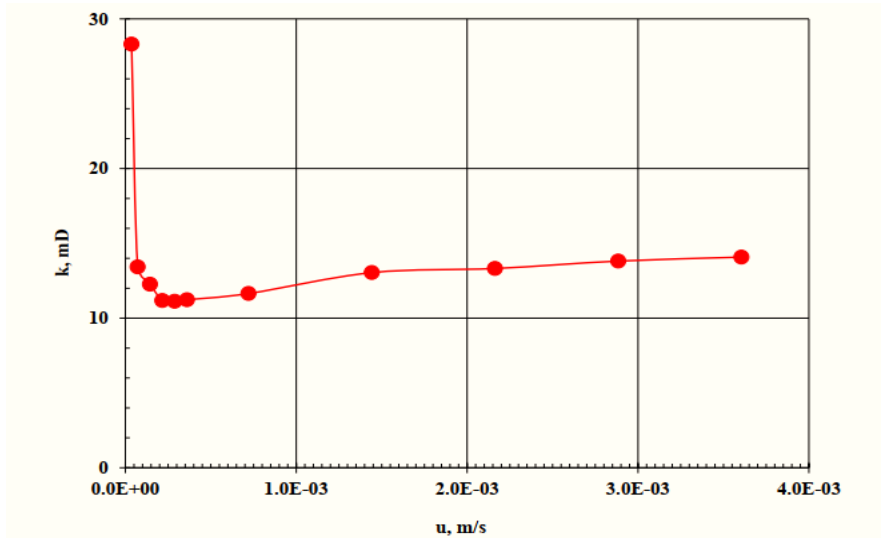


Figure III-15 : Variation de la perméabilité de la carotte en fonction de la vitesse du fluide.

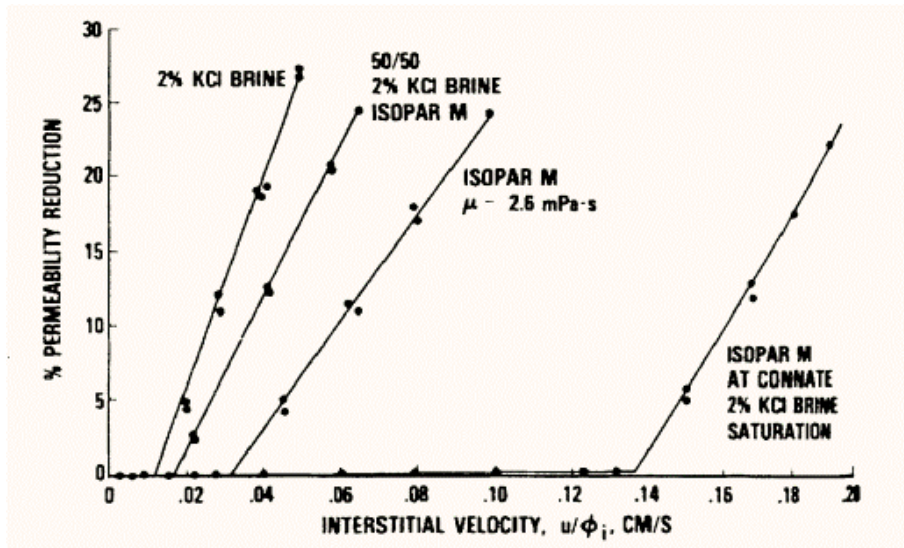


Figure III-16 : Réduction de la perméabilité en fonction de la vélocité interstitielle dans la carotte de Berea : diamètre 3,81 cm, longueur 3,0 cm (Gruesbeck et Collins, 1982).

e. La mouillabilité

Muecke a déterminé que la mouillabilité des particules et la tension interfaciale influencent fortement le mouvement des particules dans les systèmes d'écoulement multiphasique. Il a été observé que les particules fines restent dans la phase mouillante et deviennent donc mobiles lorsque la phase mouillante se déplace. En outre, il a été observé que les particules fines de mouillabilité intermédiaire sont situées à l'interface des fluides.

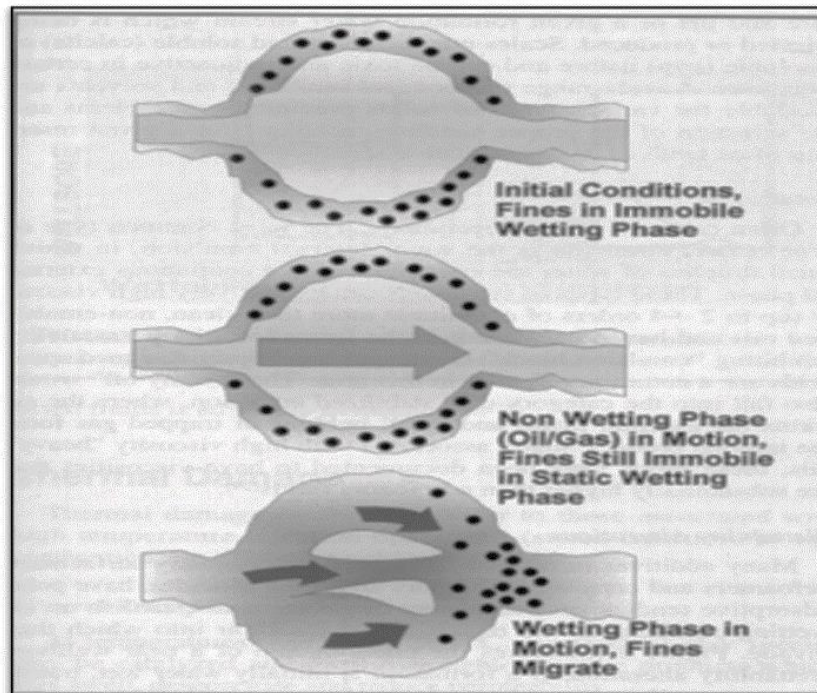


Figure III-17 : Mécanisme de migration des particules (altération de la mouillabilité).[28]

Les argiles et les fines présentes à la surface des pores d'une roche sédimentaire sont généralement chargées négativement et présentent des caractéristiques de mouillage à l'eau dans leur état natif. Le contact des fluides aqueux avec les surfaces des pores est un facteur clé pour l'hydratation des argiles et la mobilisation des particules fines. Les solides dans l'eau injectée lors d'une récupération secondaire et les fluides aqueux utilisés pour le forage ou la complétion sont mouillés par l'eau. Les solides présents dans les fluides à base d'huile et les émulsions sont mouillés par l'huile ou par un mouillage intermédiaire. La mouillabilité de ces particules détermine leur tendance à rester dans la phase huileuse ou aqueuse, et joue donc un rôle important dans le colmatage de formation qui se produisent dans les systèmes multiphasés.

La mouillabilité de la roche est un facteur majeur pour déterminer l'emplacement et l'écoulement du fluide dans la formation. Dans une formation mouillée à l'eau, l'eau peut en contact

avec les surfaces de la roche et occuper les petits espaces interstitiels. De même. Dans une formation mouillée par l'huile, l'huile peut entrer en contact avec la surface des pores et occuper les plus petits espaces de pores. Comme les formations de grès se sont formées dans des environnements aqueux, un mouillage à eau est attendu. Cependant, lorsque le pétrole a migré plus tard dans les formations de grès, il a déplacé l'eau des pores les plus grands, laissant un film d'eau sur la paroi des pores. Si le film d'eau s'est cassé, le nuage d'huile entre directement en contact avec la paroi du pore. La mouillabilité de la paroi des pores a ensuite été modifiée par l'adsorption de composés polaires ou par le dépôt de matières organiques provenant du pétrole sur la surface de la roche.

Le degré d'altération de la mouillabilité de la roche est déterminé par la stabilité du film mince aqueux, qui dépend de la composition du pétrole, des surfaces minérales de la roche et de l'eau de formation. Lorsque les surfaces rocheuses d'une formation présentent un comportement de mouillage à huile, la surface sur laquelle l'eau peut entrer en contact est considérablement réduite. En conséquence, la quantité de fines ou d'argiles mouillées par l'eau dans la formation qui peut être libérée est réduite et l'endommagement sont moins graves. D'autre part, la transformation de la surface de la roche de l'état mouillé par l'eau à l'état mouillé par l'huile n'est pas avantageuse pour la production d'huile car une réduction de la perméabilité relative à l'huile se produit [22]

La figure II-18 montre l'effet de la mouillabilité sur la migration des fines. Le scénario de gauche montre que les fines ne se déplacent qu'avec le flux d'eau car les fines mouillées par l'eau sont attirées et immergées dans l'enveloppe d'eau. Alors qu'à droite, les particules d'argile entièrement ou partiellement mouillées par l'huile sont en phase huileuse et ont tendance à migrer facilement avec l'écoulement de l'huile, ce qui peut causer de graves dommages à la formation.

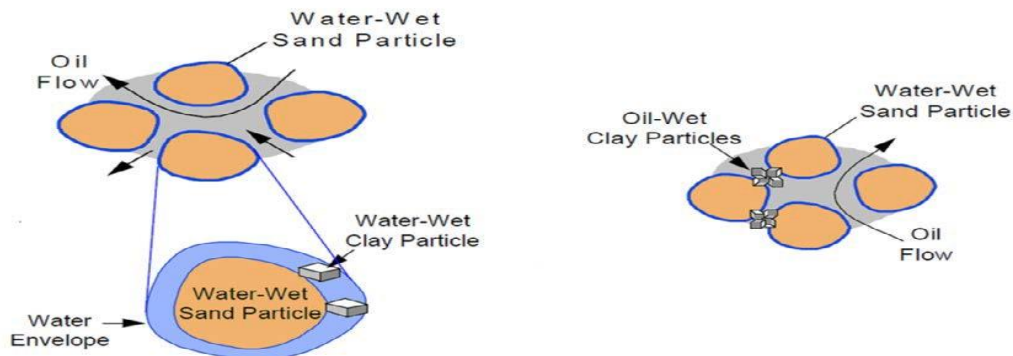


Figure III-18 : l'effet de la mouillabilité à la migration des fines.

III.3.4.3. Prévention

Pour empêcher la migration des fines et le gonflement des argiles, divers traitements chimiques ont été conçus. Il s'agit notamment de polymères contenant des sels d'ammonium quaternaire, d'ions métalliques hydrolysables tels que l'oxychlorure de zirconium, d'hydroxy-aluminium et de films ultraminces polymérisables. La migration fine peut également être réduite par un traitement basé sur l'injection de nano-fluides.

Chacune de ces méthodes repose sur le revêtement des fines (qui sont généralement chargées négativement) avec de grands cations polyvalents qui peuvent se fixer de manière irréversible aux surfaces minérales. Lorsque les charges électrostatiques des fines sont neutralisées, la probabilité de migration des fines est considérablement réduite. Les produits chimiques stabilisant les fines ont été utilisés dans des traitements tels que l'acidification, le gravillonnage et la fracturation.

III.4. Conclusion

Plusieurs études ont été menées pour déterminer la composition, les caractéristiques physiques et d'autres facteurs contrôlant le comportement des fines, tandis que l'industrie a essayé de développer des techniques pour surmonter leurs effets indésirables.

Bien que ces études aient apporté des contributions importantes à notre compréhension des fines et de leur mouvement dans des milieux poreux, mais des recherches beaucoup plus approfondies sont nécessaires pour trouver des solutions satisfaisantes aux problèmes de colmatage des fines.

Chapitre

4

**Le traitement des fines dans
le champ de HBK**

IV.1. Introduction

La migration des fines c'est un problème major connue dans le champ de HBK, après un certain temps de production le débit commence à diminuer ce qui montre l'endommagement des abords du puits, et dans ce cas il faut réaliser une planification d'une stimulation de réservoir par l'acidification.

Dans ce chapitre on a fait une étude d'acidification de trois puits (OKN660, OKN722, OKN53) utilisé trois systèmes d'acides de deux sociétés de services BJSP et Halliburton (S.A.1, S.A.2 et S.A.3), Cette étude pour éprouver la performance des systèmes d'acides contre les fines.

Pour chaque puits seront étudiés :

- Les données et les dernières mesures effectuées sur le puits.
- Type d'endommagement.
- Le comportement du puits avant et après acidification.
- Les acidifications effectuées et les résultats donnés.
- L'interprétation des résultats.

Avant de faire l'acidification, il faut prendre en considération les caractéristiques minéralogiques de cette formation. Dans tous les cas, il est préférable d'effectuer des tests d'écoulement sur des échantillons représentatifs de la formation, c'est ce dont nous discuterons dans la première partie de chapitre.

IV.2. Stimulation par acidification:

La stimulation par acidification est l'un des traitements matriciels les plus populaires utilisés pour améliorer la productivité des puits.

L'acidification consiste injecter des solutions acides mélangées avec des additifs, selon qu'elle vise à restituer à la roche ses caractéristiques initiales ou à les améliorer. En fait, ce procédé s'applique principalement au cas où il s'agit de restaurer la perméabilité aux abords de puits en éliminant le colmatage.

IV.3. Analyse minéralogique

Les caractéristiques minéralogiques des puits HBK a été réalisée par la radio analyse cristallographique (rayons X), et par une étude pétrographique. L'étude comprend les tests et analyses suivants :

Caractéristique minéralogique : Résultats expérimentaux de l'essai minéralogique :

Nom De puits	N° éch	Cote (m)	Minéraux non argileux (%)			Minéraux argileux (%)		
			Quartz	Dolomite	Halite	Illite	Chlorite	Kaolinite
Puits OKJ40	1	3493.80	98	-	-	0.8	1	-
	2	3496.80	90	2	Tr	7.2	0.8	-
Puits OKJ50	1	3550.25	97	1	1	1	-	-
	2	3585.90	85	7	-	8	-	-
Puits OKN53	1	3397.30	88	2	-	6	2	-
	2	3494.75	97	1	-	1	1	-
Puits OKJ251	1	3457.20	86	0	2	9	-	3
	2	3460.05	86	2	-	9.6	1.8	0.6
Puits OKN442	1	3493.15	90	2	-	5.6	1.6	-
	2	3498.25	88	-	-	1.9	0.1	-

Tableau IV-1 : Résultats de la diffraction des rayons X. [30]

Nom de puits	Cote (m)	minéraux argileux et non argileux(%)			linings et ciments(%)	
		Quartz	Illite	Pyrite	Quartz Secondaire	Calcite
OKJ 40	3496.80	76	4	Tr.	8	1
OKJ 50	3582.50	74	5	-	4	12
OKN 53	3512.10	70	4	1	10	8
OKJ 251	3457.60	72	6	-	10	4
OKN 442	3479.50	70	5	Tr.	12	3

Tableau IV-2 : Résultats des analyses pétrographiques. [30]

Les mesures pétro-physiques :

Il s'agit de la détermination de la porosité et de la perméabilité à l'air d'échantillons de puits.

Nom de puits	cote(m)	K _{air} (mD)	Porosité(%)	Densité(g/cm ³)
OKJ 40	3397.30	242.78	12.77	2.61
OKJ 50	3550.25	139.18	13.04	2.64
OKN 53	3506.10	39.49	13.05	2.63
OKJ 251	3457.60	65.76	11.52	2.66
OKN 442	3499.05	34.08	7.43	2.66

Tableau IV-3 : Résultats expérimentaux des mesures pétro-physiques. [30]

Interprétation des résultats des tests minéralogiques des puits de HBK :

Les résultats de la diffraction des rayons X, il apparaît que :

La formation de Haoud Berkaoui est du grès où la teneur en quartz varie entre 80 et 98 %. La Dolomite est présente dans pratiquement tous les échantillons : elle varie de traces à 7 %. L'Illite (traces à 9.6 % et la chlorite (traces à 1.8%) sont deux minéraux majeurs trouvés dans la fraction argileuse. Des traces négligés d'Halite, Calcite, kaolinite et un petit pourcentage d'intercalé d'Illite-montmorillonite sont présents dans les différents échantillons.

En ce qui concerne les résultats des mesures pétro-physiques montrent que les échantillons ont une perméabilité variable 34.08 à 139.18 mD (sauf l'échantillon de puits OKN 40 qui a une perméabilité de 242.78 mD) et une porosité comprise entre 7.43 et 13.05 %.

IV.4. Tests au laboratoire d'un projet d'acidification:**IV.4.1. Test de solubilité**

C'est un test permet de déterminer la quantité soluble des carbonates et des silicates dans un échantillon de roche préalablement broyé, tamisé, lavé et séché dans les différents acides. Dans ce test en utilise de différent types d'acide

- Système acide 1 (S.A.1) : Mud Acide (BJ-SP) 6 % HCl, 1.5 % HF
- Système acide 2 (S.A.2) : Completion Sandstone Acide (Halliberton)
13 % HCl ,1.5 % HF
- Système acide 3 (S.A.3) : Sandston Acide (BJ-SP) 10 % HCl, 2 % HF

La solubilité exprimée en pourcentage.

Les résultats de test sont dans le tableau (IV-4) :

Puits	Profondeur (m)	Type d'acide	Solubilité en «HCl» (%)	Solubilité en «HCl/ HF » (%)	Solubilité de silicates (%)
OKJ 40	3496.80	MA (BJ-SP)	5.837	16.76	10.92
	3503.80	SA (BJ-SP)	2.8	17.4	14.6
	3508.40	SCA(Halliburton)	14.3	23.5	9.2
OKN 50	3567.50	MA (BJ-SP)	11.95	13.8	1.85
	3585.90	SA (BJ-SP)	16.59	19.76	3.17
	3559.60	SCA (Halliburton)	6.73	10.0	3.27
OKN 442	3498.25	MA (BJ-SP)	4.705	7.747	3.042
	3493.13	SA (BJ-SP)	6.244	14.68	8.436
	3490.00	SCA(Halliburton)	6.63	12.54	5.911
OKN 53	3506.45	MA (BJ-SP)	8	13.8	5.8
	3512.10	SA (BJ-SP)	2.8	17.4	14.6
	3506.30	SCA (Halliburton)	14.3	23.5	9.2

Tableau IV-4 : résultats des tests de solubilité. [29]

Interprétation des résultats des tests de solubilité des puits HBK :

Les moyennes de la solubilité des échantillons de puits HBK dans les différents systèmes acides est présenter dans le tableau suivant :

Systeme acide	Moyenne de Solubilité en HCL (preflush 7.5 %)	Moyenne de Solubilité en «HCl/ HF » (%)	Moyenne de Solubilité de silicates (%)
Mud Acid (HCl / HF: 6 / 1.5)	7.62	13.03	5.4
Sandstone Acid (HCl / HF: 10/2)	7.1	17.31	10.2
completion Sandstone Acid (HCl / HF: 13 / 1.5)	10.49	17.38	6.89

Tableau IV-5: Les moyennes de solubilité des échantillons de puits HBK

Les tests de solubilité ont montré des valeurs de solubilité

- Les valeurs de solubilité de Carbonate (en preflush) varient de 2.8 jusqu'à 16.59, le système acide de Halliburton (complétion Sandstone Acid (HCl / HF: 13 / 1.5)) donne des valeurs élevées que les autres acides.

- Les valeurs de solubilité de silicates aller de 3.17 à 14.6, le Mud Acid (HCl / HF: 6 / 1.5) de BJ-SP donne des valeurs faibles en raison de faible concentration, tandis que la Sandstone Acid (HCl / HF: 10/2) présente les valeurs les plus élevée à cause de la concentration élevée de HF.

Une concentration élevée peut provoquer la déconsolidation de la roche en attaquant le ciment naturel où la précipitation des particules solides qui peuvent colmater les pores.

IV.4.2. Tests de compatibilité :

Les effets indésirables les plus courants et parfois graves du processus d'acidification résultent de l'incompatibilité avec le fluide en place, ce qui entraîne la formation des sludges ou d'émulsion. Pour cela en fait le test d'émulsion et le test de précipitation des sludges.

a. Test de précipitation des sludges

Le but de cet essai est de voir s'il existe une tendance de la précipitation des produits organiques lourds dénommés " Sludge " lors du contact des différentes solutions acides avec le brut de la formation.

System acide	Preflush 7.5 % HCl (BJ-SP)	Mud Acid (6-1.5) (BJ-SP)	Sandstone Acid (10-2) (BJ-SP)	Clay Fix-5 Halliburton	Preflush 7.5% HCl Halliburton	Sandstone completion Acid (13-1.5) Halliburton
Résultats	Absent	Absent	Absent	Absent	Absent	Absent

Tableau IV-6: résultat de test de précipitation de sludges.[29]

b. Test d'émulsion

L'utilisation des solutions aqueuses acides et sous l'effet de la turbulence due au pompage peut engendrer une émulsion visqueuse et stable.

Le but de cet essai est de mettre en évidence l'existence de ce phénomène et de l'empêcher avec des agents dés émulsifiants.

System Acide	Preflush 7.5 % HCl (BJ-SP)	Mud Acid (6-1.5) (BJ-SP)	Sandstone Acid (10- 2) (BJ-SP)	Clay Fix-5 Halliburton)	Preflush 7.5 %HCl (Halliburton)	Sandstone completion Acid (13-1.5) (Halliburton)
60 min						
% huile	74.40	73.20	78	74	74.50	Total
% eau	24.60	26.80	22	26	24.50	
24 h						
% huile	75	75	75	75	75	Total
% eau	25	25	25	25	25	

Interface	clair	clair	clair	clair	clair	Absent (Emulsion total)
-----------	-------	-------	-------	-------	-------	----------------------------

Tableau IV-7: Résultat de test d'émulsion. [29]

Commentaire

Les tests de précipitation des sludges ont montré qu'aucune formation de sludge n'est détectée avec les différents acides. Par ailleurs, les essais d'émulsion ont laissé voir que le traitement matriciel relatif au (S.A.2) **Sandstone completion Acid (13 % HCl – 1.5 % HF)** forme avec le brut une émulsion.

IV.4.3. Tests d'écoulement de l'échantillon :

Des expériences d'écoulement sur des échantillons sont réalisées dans un appareil à hautes pressions et températures pour évaluer les effets des différents fluides sur l'échantillon de formation en simulant les conditions de traitement du puits.

a. Test de colmatage:

Ce test se réalise en conditions de fond (température et pression) et consiste à simuler l'envahissement des échantillons de roche par la boue.

b. Test d'acidification :

Dans ce test des échantillons sont acidifiées, pour étudier l'effet des différents acides sur la perméabilité, Les essais sont réalisés sous une température de 80°C, une pression de confinement de 1000 psi et contre une pression de 10 kg/cm². La perméabilité de chaque fluide est calculée à partir de l'équation suivante :

$$K = \frac{Q \cdot \Delta L \cdot \mu}{S \cdot \Delta P} \dots\dots\dots(IV-1)$$

Où :

K : Perméabilité (md).

Q : Débit du fluide de balayage (cm/s).

ΔL : Longueur de l'échantillon (cm).

μ : Viscosité du fluide testé (cP).

S : Section de l'échantillon (cm).

ΔP : Différence de pression entre l'amont et l'aval de l'échantillon, (Kgf/cm²).

Les tests d'acidification comportent les étapes suivantes :

1. Saturation des échantillons de roche avec l'eau de gisement

2. Détermination de la perméabilité initiale (K_i)
3. Injection des solutions acides (les solutions sont injectées en trois séquences *Le Préflush, la solution principale, overflush*)
4. Détermination de la perméabilité finale (K_{fa})
5. Détermination du gain ou de chute de perméabilité après le traitement matriciel

$$K_r = K_{fa}/K_i.$$

Résultats des tests de colmatage et d'acidification :

- Completion Sandstone Acid (Halliberton) 13 % HCl ,1.5 % HF

Puits	Profondeur (m)	K_i (md)	système acide	K_{fa} (md)	K_r
OKJ40	3492.50	9.6	Completion S.A (13-1.5)	37.4	3.9
OKJ50	3556.60	34	Completion S.A (13-1.5)	142.7	4.19
OKN442	3498.25	40.3	Completion S.A (13-1.5)	209.5	5.2
OKN251	3438.42	10.5	Completion S.A (13-1.5)	32.86	3.1
OKN53	3505.60	3.9	Completion S.A (13-1.5)	148.9	38.2

Tableau IV-8 : résultats des tests d'acidification par CSA. [29]

- Sandstone Acid (10% HCL-2% HF)

puits	Profondeur (m)	K_i (md)	système acide	K_{fa} (md)	K_r
OKJ40	3493.80	18.6	Sandstone acid (10-2)	57.6	3.1
OKJ50	3585.9.90	3.2	Sandstone acid (10-2)	60.11	18.78
OKN442	3493.15	11.2	Sandstone acid (10-2)	71.6	2.8
OKN53	3506.30	6.7	Sandstone acid (10-2)	30.8	4.6

Tableau IV-9 : résultats des tests d'acidification par SA. [29]

- Mud acid (6%HCL-1.5%HF)

Puits	Profondeur (m)	K_i (md)	système acide	K_{fa} (md)	K_r
-------	----------------	------------	---------------	---------------	-------

OKJ40	3494.95	10.5	Mud acid (6-1.5)	23.1	2.2
OKN442	3499.05	12.8	Mud acid (6-1.5)	47.3	3.7
OKN251	3438.42	32.9	Mud acid (6-1.5)	109.76	1.3
OKN53	3506.30	17.9	Mud acid (6-1.5)	125.3	7

Tableau IV-10 : résultats des tests d'acidification par MA. [29]

IV.4.4. Test ARC (Test de Réponse à l'Acide) :

C'est un test principal dans le projet d'acidification dans le but de déterminer l'évolution de la perméabilité matricielle en fonction d'un volume d'acide injecté

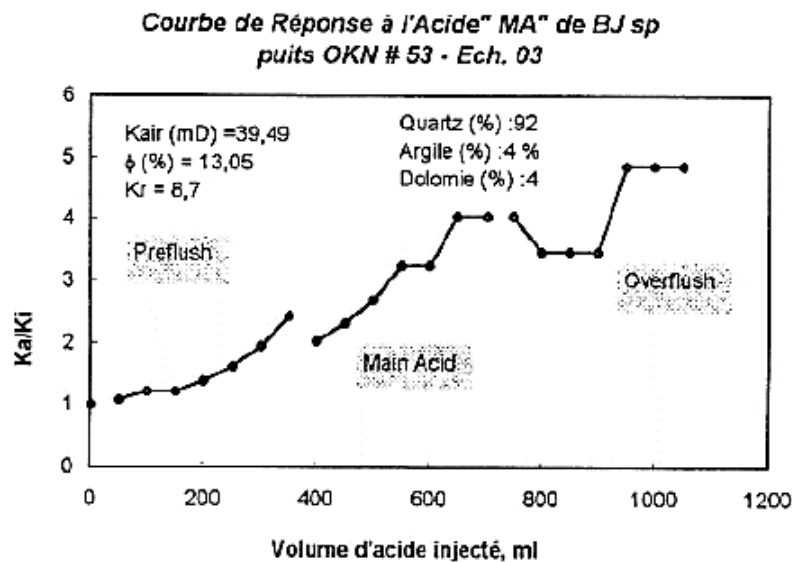


Figure IV-1 : courbe de réponse à le mud acide (S.A.1) ech.puits OKN53

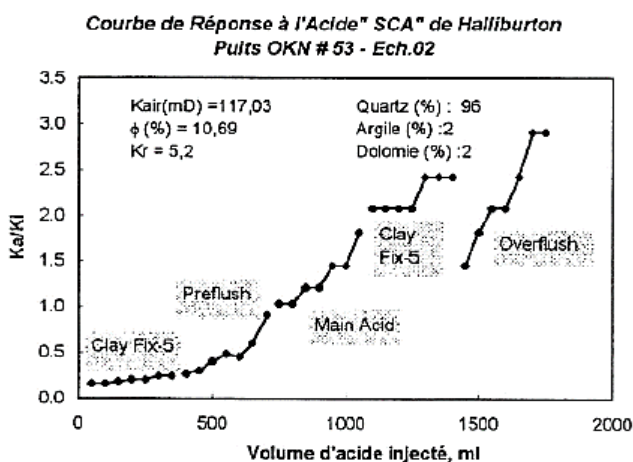


Figure IV-2 : Courbe de réponse à completion sandston acide (S.A.2) ech. Puits OKN53

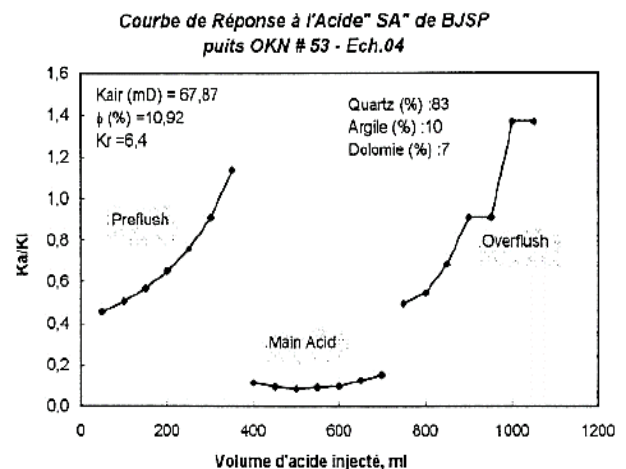


Figure IV-3 : Courbe de réponse à sandston acide (S.A.3) ech.puits OKN53

Commentaire et interprétations :

Les valeurs moyennes de la perméabilité relative $K_r = K_{fa}/K_i$ sont les suivantes :

- ♣ Completion Sandstone Acide (13-1.5) : K_r moyenne = 4.09
- ♣ Sandstone acid (10-2) : K_r moyenne = 3.5
- ♣ Mud acid (6-1.5) : K_r moyenne = 4.05

Les courbes "ARC" indiquent que l'évolution de la perméabilité dans la première étape du traitement (Preflush) est généralement ascendante, indiquant la réaction du HCl avec les carbonates (Dolomite).

En ce qui concerne l'acide principal des systèmes acides testés, nous avons trouvé des comportements différents pour chaque type d'acide et la minéralogie présente. Le traitement par Le mud acide de BJ-SP et la Completion Sandstone Acide de (Halliberton) montrent une bonne réponse de la roche à acide tandis que le BJ-SP Sandstone Acid montre une mauvaise réponse caractérisée par une baisse après le traitement Preflush Suivi par une stabilisation.

La dernière phase du traitement "Overflush", dont le rôle est de dégorger les produits de la dissolution, augmente dans la plupart des cas.

Enfin, à partir des différents résultats, Nous concluons que Le mud acide de BJ-SP (6% de HCl 1,5% HF) est le système acide optimal. Il présente un bon rapport d'amélioration de la perméabilité et ne présente aucun risque de formation d'émulsion et de sludges.

IV.5. Etude des cases**IV.5.1. Puits OKN 722****IV.5.1.1. Description de Puits**

OKN 722 est un puits Producteur d'huile situé au champ de HaoudBerkaoui, Le forage et la complétion du puits ont été achevés en juillet 2009. La production du puits à partir de T1 et SI, cette formation connue pour sa sensibilité aux systèmes HCl.

La production initiale en May 2009 été de 5.94 m³/h, alors que, la production actuelle de ce puits (depuis Jan 2010) est de 3.36 m³/h Soit, une chute de débit de 43.43 %

Afin d'éliminer les dommages et de réduire de skin et d'améliorer le rendement des pores, des interventions de nettoyage et un traitement de la matrice doivent être effectués.

IV.5.1.2. Données de puits

Type de puits : production d'huile

Type de roche : gréseuse

Formation(s): Série Inférieure (SI)

Profondeur total : 3569.5 m

Pression de réservoir : 2756 psi

Température de réservoir : 99 deg c

Début de production : 3.36

L'intervalle de perforation : [3507,5 - 3510,5] [3511,5 - 3512,5] [3514,0 - 3515,5]
[3518,5 - 3522,0] [3523,5 - 3524,5] [3525,0 - 3527,0]

IV.5.1.3. Résultat des jaugeages puits

Date	Pt	Duse	Salinité mg/l		Q Huille	WC	Qg produit	GLRT
	Bar	mm	Huile	Eau	m ³ /h	%	Sm ³ /h	m ³ /m ³
28/02/10	20,8	12,70	339	----	4,09	0,15	513,77	125
08/04/10	20,0	15,88	12	----	4,97	0	679,20	137
18/12/10	20,2	15,88	12	----	4,71	0	886,60	188

Tableau IV-11 : Résultat des jaugeages puits OKN 722. [31]

IV.5.1.4. Historique de la production

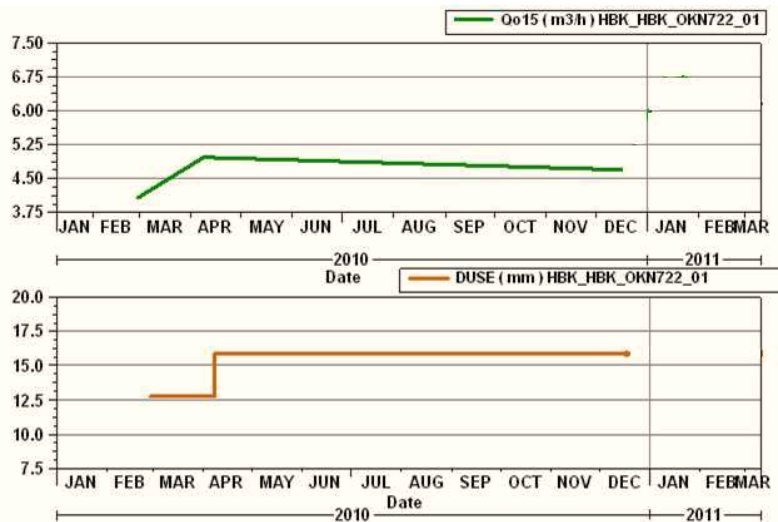


Figure IV-4 : Historique de la production OKN722. [30]

IV.5.1.5. Type et origine d'endommagement du puits :

Il peut y avoir plusieurs mécanismes d'endommagement:

1. La migration Fines.
2. Déstabilisation des argiles en place.

IV.5.1.6. Objectif de l'opération :

Nettoyage des abords du puits avec Gel Mousse, et 04 m³ TubeCLEAN (MSR100) Nitrifié. Un TubeCLEAN efficace de la garniture est recommandé pour éviter les oxydes et dépôts des tubages ne viennent reboucher la matrice pendant le squeeze de l'acide.

Traitement Matricielle de l'endommagement pour la prévention des fines migratoires et la stabilisation des argiles (OMA).

Discussion et recommandation :

selon de la courbe de production on peut voir une chute de débit depuis la mise en production en février 2010 jusqu'à Décembre 2010 et D'après l'étude des problèmes des puits voisins (OKN 772 ET OKN 732 ET OKN 721) on peut dire que le Puits est localisé dans une zone connue pour La migration des Fines et la déstabilisation des argiles en place pour cela : Il est donc recommandé, de remonter le CCE 2"7/8 et faire un Nettoyage du tubing, du liner et des abords du puits avec le Tube clean (MSR100) Suivi par un Traitement Matricielle de l'endommagement par l'injection d'un volume d'Organic MudAcid (OMA)

IV.5.1.7. Les fluides à utiliser dans l'opération:**1^{er} Jour:**

- Treated Water 2% NH₄CL for TC
- TubeCLEAN (MSR100). 7.5 % Hcl and water and corrosion inhibitor
- FoamBasedFluid

2^{ème} Jour:

- Treated Water 5% NH₄CL for MA (water and Ammonium Chloride)
- Pre/ Overflush 9% FormicAcid plus water and additives
- Organic Mud acid 6:1.5
- Pre / Over-flush NH₄CL (water and clay Stabiliser)

IV.5.1.8. Evaluation de l'opération :

Le tableau ci-dessous représente une comparaison entre les résultats des PLT des 06/04/2010 (Avant l'acidification) et 04/03/2011 (après l'acidification), pour voir l'évolution du puits en 11 mois, et par la même évaluer l'impact d'acidification :

Bancs	Perforations (m)	PLT du 06/04/2010				PLT du 04/03/2011			
		Q oil	Taux	Qw	Qg	Q oil	Taux	Qw	Qg
		(m ³ /h)	(%)	(m ³ /h)	(m ³ /h)	(m ³ /h)	(%)	(m ³ /h)	(m ³ /h)
N°1	3505.0 @ 3505.5	0,23	5,25	0,014	37,75	0,09	1,45	0,00	19,79
N°2	3507,5 @ 3510,5	0,33	7,54	0,064	55,04	0,42	6,86	0,00	66,33
N°3	3511,5 @ 3512,5					0,00	0,00	0,00	0,00
N°4	3514,0 @ 3515,5	1,17	26,71	0,068	193,1	0,57	9,32	0,00	76,92
N°5	3518,5 @ 3522,0					1,18	19,28	0,00	272,03
N°6	3523,5 @ 3524,5	2,12	48,40	0,000	357,8	2,58	42,17	0,00	346,17
N°7	3525,0 @ 3527,0	0,53	12,10	0,034	79,2	1,28	20,92	0,00	308,88
Total		4,38	100,00	0,18	722,9	6,12	100,00	0,00	1090,12

Tableau IV-12 : les résultats des PLT avant et après l'acidification

Commentaires :

La valeur négative de skin -3,88 représente la contribution et le bénéfice obtenus par le processus de stimulation le 31 octobre 2010. Le processus d'acidification a permis d'augmenter la production d'huile de 4,38 m³ par heure à 6,12 m³ par heure. On peut dire qu'il y a une augmentation quotidienne d'environ de 42 m³ Par conséquent, nous pouvons dire que le puits a bien répondu au traitement, ce qui confirme la propreté de la formation.

IV.5.2. Puits OKN660 :

IV.5.2.1. Description de puits :

Le puits OKN660 est un puits producteur d'huile foré en 2010. Les réservoirs T.A.G ont été pénétrés par une boue à l'huile de densité 1.48, La première perforation a été réalisée dans la couche d'huile "T1" l'Intervalle perforés est 8.5 m. L'intervention du coiled tubing en 2011 pour une tentative du démarrage du puits mais aucun résultat ; il a donc été décidé de fracturer le puits après un certain temps de production fin 2011. Le puits a connu une chute progressive de la production, c'est pourquoi la décidé de traiter la matrice. [31]

Le tableau suivant représente les résultats d'acidification effectuées sur le puits depuis 2012 à 2015 par les différents systèmes acides.

Date	système acide	Débit avant m ³ /h	Débit après m ³ /h	Gain m ³ /h
01/05/2012	S.A.2	2.8	2.5	-0.3
23/05/2014	S.A.3	0.9791	0.95	-0.0291
06/05/2015	S.A.1	0.98	1.497	0.517

Tableau IV-13 : l'historique d'acidification de puits OKN 660. [31]

IV.5.2.2. Données de puits

- Pression de fond statique = 371.43 kgf/cm² à 3440 m
- Epaisseur Totale = 25 m
- Hauteur grés utile = 6.71 m
- Porosité moyenne (logs) = 9 %
- Teneur en Argiles moyenne (Vsh) = 18 %
- S_w = 20 %

IV.5.2.3. Résultat des jaugeages puits

D’après les résultats de l’interprétation des diagaphies et la description des carottes, nous montrent que le réservoir TAG au niveau de puits OKN660 a des caractéristiques petrophysique moyennes Les données de jaugeage de puits sont mentionnées dans le tableau suivante :

Date	Pression Kgf/cm ²	Diamètre duse mm	Débit d'huile m ³ /h	Water cat %
31/03/2012	6.1	9.92	2.853	0.19
24/01/2013	10.8	9.92	2.501	3.38
09/12/2013	10	5.6	0.761	0.68
16/12/2013	10.5	7.93	1.396	0.92
21/05/2014	10.4	7.93	0.981	0.26
14/06/2015	9.2	7.93	1.497	0.45
14/03/2016	6.3	5.95	0.863	1.55

Tableau IV-14 : résultat des jaugeages puits OKN 660. [31]

La courbe suivante représente la variation de débit de puits depuis 2011 jusqu’à 2015

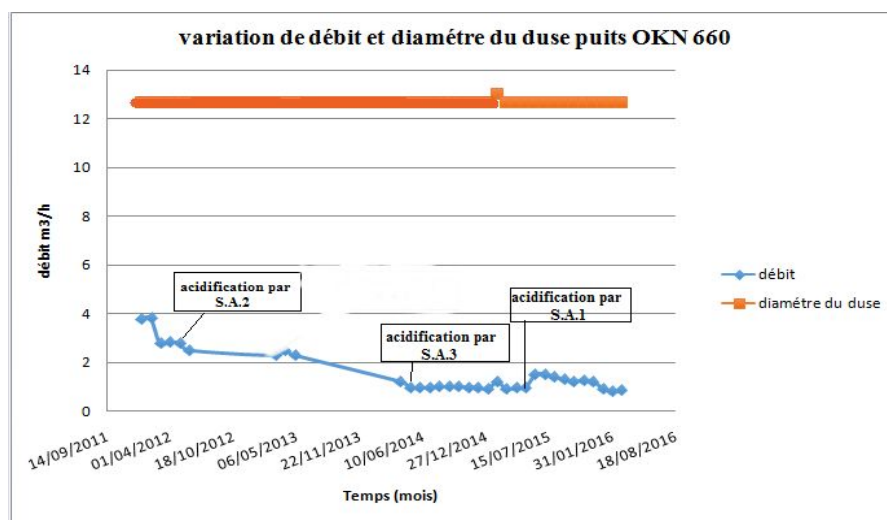


Figure IV-5 : Courbe de variation de débit de puits OKN 660. [31]

IV.5.2.4. Type d'endommagement :

- Migration des fines argileuses et déposition aux abords du puits.
- Invasion du réservoir par les fluides de forage

IV.5.2.5. Les traitements effectués**a. Acidification par le S.A.2 au 01/05/2012 :**

Les résultats du Build-Up (du 02/04/2012) a donné un skin positif. Ce qui montre qu'il ya endommagement aux abords du puits, ce dernier provoque une chute du débit de 0,7665 m³/h (jaugeage 26 / 01/ 2012)

Exécution de l'opération :

Le puits est acidifié par la société de service S.A.2 (solution d'acide 2) en deux jours :

- **1er jour** : nettoyage du tubing, liner et des perforations par l'eau traitée et le Tube clean (HCl 7.5%) nitrifié.
- **2eme jour** : traitement de la matrice par l'acide S.A.2 (13 % HCl ,1.5 % HF) avec différents additifs.

Interprétation de résultat :

Après l'acidification, on observe un la diminution de la production du puits de 2,85 m³/h (31/03//2012) à 2.5m³/h (24/01/2013) et le skin a augmenté. Donc la solution acide 2 est n'est pas efficace dans ce puits.

b. Acidification par le S.A.3 au 23/05/2014 :

L'interprétation du Build-Up 18/2/2014 a donné un skin élevé de +13, 2 indiquant que les dépôts de sable et d'argile ont causé l'endommagement aux alentours du puits.

Exécution de l'opération :

- Première phase : nettoyage et lavage des perforations (HCl 7.5%).
- Deuxième phase : Traitement des abords du puits avec le S.A.3 (10% HCL et 2 % HF) et démarrage à l'azote pour l'évacuation de tous les fluides de traitement.

Interprétation de résultat :

Le puits n'a pas démarré après l'acidification (débit nul en surface). Après un Redémarrage par le système KICK OFF, le débit à diminuer jusqu'à 0.95 m³/h. ce qui montre que ce S.A.3 a entraîné l'apparition des endommagements secondaires.

c. Acidification par S.A.1 au 06/05/2015 :**Exécution de l'opération :**

- Première phase : nettoyage et lavage des perforations (HCl 7.5%).

- Deuxième phase : Traitement des abords du puits avec le S.A.1 (6% HCL, 1.5% HF) et démarrage à l'azote pour l'évacuation de tous les fluides de traitement.

Interprétation de résultat :

On observe une augmentation de débit, donc l'acide a bien réagi avec la formation pour le S.A.1, donc on conclure que l'acide S.A.1 est le bon choix pour stimuler le puits.

IV.5.3. puits OKN53

IV.5.3.1. Description de puits

C'est un puits producteur d'huile, situé dans le champ de Haoud Berkaoui, foré et complété en 2000, Après un temps de production, un système de liftage [GLS] a été monté, ainsi qu'un chemisage par un tubing 2''7/8, pour l'allègement de la colonne de production. Après avoir connu un déclin de la production, le puits a subi de multiples traitements d'acidification en 2006, 2008 et 2012.

Données de puits :

Données sur les réservoirs et la production

- Formation(s) : Série Inférieure (SI)
- Intervalle perforé : 3496.5m - 3516m
- H_{total} : 19.5m
- H_{utile} : 9.5m
- Porosité : $\Phi_{Ave} = 9.30 \%$
- S_w moy : 50.10 %
- V_{sh} moy : 6 %
- BHT : 120 °C (approximativement)
- BHP : 4240 psi (approximativement)
- Pression du réservoir : 4370 psi (approximativement)
- Pression à la tête de puits : 512 psi
- K (md) : 67
- Skin : + 10.7
- Intervalles perforés : 3496,5 - 3498 m, 3505- 3508 m, 3511 - 3516 m.

IV.5.3.2. L'acidification effectuée et les résultats

Acidification par S.A.2 au 22/06/2008 :

Etat du puits	Date	Skin	Q huile (m ³ /h)	P tête (Kgf/cm ²)	GLR (m ³ /m ³)	Duse (mm)
Build Up	18/05/2008	+10,7	4,85	23	197	14

Tableaux IV-15 : donnés de jaugeage et analyse nodale. [31]

- L'interprétation du Build Up (avant l'acidification) donne un skin de +10,7, ce qui montre l'endommagement du puits.
- La valeur élevée de Skin, +10.7, explique la chute de débit et l'endommagement du puits OKN53, provoquant ainsi une dégradation de la perméabilité relative à l'huile.

a. Type d'endommagement

D'après l'analyse des données du puits et Compte tenu de l'historique de puits et de l'expérience, l'endommagement peut être causé par :

- La migration des fines (solides, particules, argiles...) près de la matrice et accumulation progressive aux abords du puits.
- Blocage partiel des perforations par le sel.

b. Exécution de l'opération :

Le puits est acidifié par la société de service S.A.2 en deux jours :

- **1^{er} jour** : nettoyage du tubing, liner et des perforations par l'eau traitée puis par le Tube clean (HCl 7.5%).
- **2^{eme} jour** : traitement de la matrice par la solution principale (13 % HCl ,1.5 % HF)

c. Résultat des jaugeages puits

Date	système acide	Q avant m ³ /h	Q après m ³ /h	Gain m ³ /h
22/06/2008	S.A.2	5.176	4.793	-0.384

Tableau IV-16 : Résultat des jaugeages puits OKN53. [31]

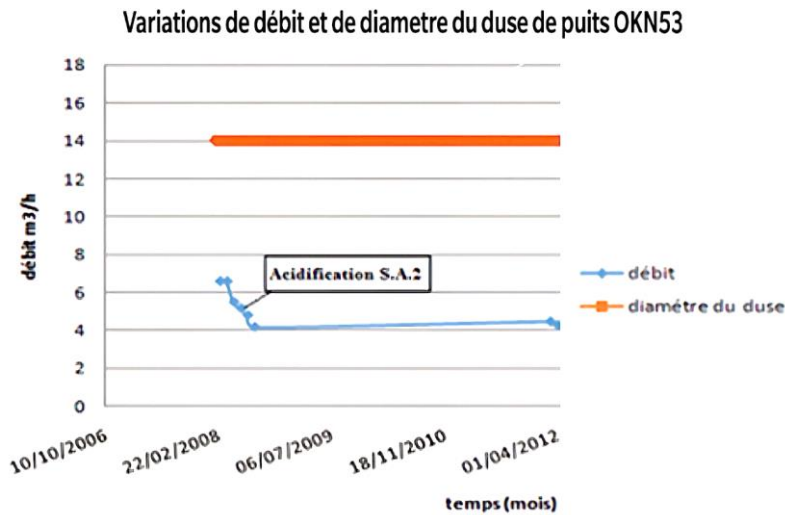


Figure IV-6 : Variation de débit puits OKN 53.

d. Interprétation des résultats :

- La formation n’a pas bien réagi avec S.A.2(13 % HCl ,1.5 % HF) et le traitement matriciel a entraîné une diminution de 0.384 m³ de la production.
- Après l’acidification, le skin reste constant d’après la valeur du nouveau skin (10.7) le puits peut être sélectionné pour une autre stimulation car l’endommagement n’est pas éliminé.

IV.5.4. Résumé et comparaison

Puits	Date	Système acide	Q avant m³/h	Q après m³/h	Gain m³/h
OKN722	12/2010	OMA	4,38	6,12	1.74
OKN660	01/05/2012	S.A.2	2.8	2.5	-0.3
	23/05/2014	S.A.3	0.97	0.95	-0.02
	06/05/2015	S.A.1	0.98	1.49	0.51
OKN53	22/06/2008	S.A.2	5.17	4.79	-0.38

Tableau IV-17 : Résumé des résultats des traitements.

IV.6. Conclusion

Les résultats de ces opérations confirment les résultats des test laboratoire qui montrent l’inefficacité de traitement par le S.A.2 et S.A.3 à enlever l’endommagement tandis que le S.A.1 donner un bon résultat en plus de l’organique mud acide OMA qui réagit bien avec la formation dans le puits OKN722 et donne la meilleure efficacité de traitement des fines.

Conclusion et recommandations

CONCLUSION

Cette étude préalable nous permet de bien comprendre la nature et les types des fines et leur mécanisme d'endommagement ainsi que le moyen de le traiter et les acides utilisés.

Après l'analyse des résultats d'acidification effectués sur des nombreux puits de HBK avec différents systèmes acides, il apparaît que :

- Dans le puits OKN722 la valeur négative de skin -3,88 montre que le processus d'acidification à l'aide d'organique Mud Acid a permis d'augmenter la production d'huile de 4,38 m³ par heure à 6,12 m³ par heure. Donc pouvons dire que le puits a bien répondu au traitement par organique acide
- Après la stimulation par acidification réalisée sur le puits OKN660 qui présentait un skin positif +13,2 dû à la migration des fines résultant des opérations de forage, de cimentation et de complétion. Le puits a donné la meilleure réponse au traitement conçu par le système d'acide S.A.1, qui montre l'augmentation de débit de 0,98 m³/h à 1,49 m³/h. Donc conclure que mud acide est efficace dans certains puits pour éliminer l'endommagement de formation résultant de la migration des fines
- Le S.A.1 donne un bon résultat en plus de l'organique mud acide (OMA) qui présente un bon rapport d'amélioration de perméabilité ce qui montre dans les tests au laboratoire et l'acidification de puits OKN 722.

La migration des fines après le traitement est assez courante dans l'acidification du grès. Elle peut être difficile à éviter dans de nombreux cas. La réaction de l'HF avec les argiles et d'autres aluminosilicates minéraux, et le quartz, peut libérer des fines non dissoutes. De plus, de nouvelles fines peuvent être générées de la réaction partielle avec les minéraux à haute surface, en particulier les argiles. Les problèmes de migration des fines après l'acidification peuvent être réduits en mettant le puits en service lentement après l'acidification (1 à 2 semaines).

Le traitement de colmatage dus aux fines par l'acidification matriciel n'est pas une solution à long terme et n'est pas efficace dans tous les cas. Certains systèmes acides peuvent aggraver le problème, il était important de mener cette étude afin de déterminer le meilleur système acide avec le moins d'effets secondaires.

RECOMNDATIONS

D'après la présente étude, et pour rendre le traitement plus efficace et plus rentable, nous pouvons suggérer les recommandations suivantes :

- Avant de commencer chaque traitement, il est nécessaire de faire une étude complète Inclure l'historique du puits, petro-physique, la minéralogie, l'analyse des échantillons pour choisi la meilleure formulation d'acide.
- Le nettoyage de puits avant et après toute opération est nécessaire, qui pourrait provoquer l'invasion de particules.
- Il serait judicieux d'utiliser dans la phase de preflush un acide organique au lieu de l'acide chlorhydrique et une solution de chlorure d'ammonium pour inhiber la réactivité de certaines argiles. Comme il est évident que la minéralogie de la formation du champ HBK est sensible au HCl.
- L'acide organique est plus pratique que l'acide chlorhydrique pour le traitement dans le cas de formation de grès qui souffre habituellement de la migration des fines.
- Utilisation de Fines-Stabilizing Agent (FSA) : c'est un additif qui fournit une excellente suspension et stabilisation de l'argile et des fines siliceuses non argileuses, il est plus pratique que les stabilisants d'argile. Il peut être inclus dans toutes les étapes de l'opération d'acidification, s'il est nécessaire, il agit comme retardateur d'acide HF lorsqu'il est ajouté à l'étape HF. Cet additif compatible dans les fluides aqueux sur toute la plage de pH et avec les solvants mutuels, les alcools et une large gamme d'additifs. Il forme une liaison stabilisatrice de fines « film » pour protéger la surface de la formation de l'érosion.
- Appliquer les règles et respecter tous les points importants dans la durée de vie du puits pour évite la migration des fines est mieux que de les traiter avec des prix expansifs.

Références

- [1] Généralité sur le champ HBK(Données SH/DP/HBK/).
- [2] COSSE R, "Le gisement", Edition TECHNIP- Paris France, 1988 ISBN 2-4 108 – 0558-8.
- [3] Leonid Buryakovsky, G. V. Chilingar, Herman H. Rieke, Sanghee Shin. Fundamentals of the Petrophysics of Oil and Gas Reservoirs,2012. ISBN: 978-1-118-34447-7
- [4] Djebbar Tiab,Erle C. Donaldson ,Petrophysics (Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties) Third edition ,Elsevier Science,2011.
- [5] Introduction to Relative Permeability and Capillary Pressure / and Whiting, 1960; PETE 311
- [6] SCHLUMBERGER (1993) : séminaire d'interprétation des diagraphies .
- [7] John R Fanchi and Richard L. Christiansen, Introduction to Petroleum Engineering, wiley, 2016 ISBN: 9781119193463.
- [8] Schlumberger Wettability Workshop, Bahrain,2007.
- [9] www.wiki.aapg.org (10/04/2021) .
- [10] SERRA O. (1985)- Diagraphies différées (bases de l'interprétation), Tome 2 :
Interprétation des données diagraphiques, Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf Aquitaine.
- [11] AAPG, 1986 "Geological heterogeneities"Publication de: American Association of Petroleum Geologists. Auteur Slatt .M et al. Edité par: Diana Morton-Thompson and Arnold M. Woods.
- [12] www.wikipédia.com (14/04/2021).
- [13] Dr. Paul W.J. Glover, Petrophysics, MSc Petroleum Geology.
- [14] Hassan Z. Horror 2019 Reservoir Porosity.
- [15] www.glossary.oilfield.slb.com (04/05/2021).

Références

- [16] Faruk Civan ,Reservoir Formation Damage (2nd ed.) 2007, Elsevie.
- [17] Cours stimulation du réservoir Mr. labtahi abdel hamid UKMO.
- [18] T. W. Muecke, Formation Fines and Factors Controlling Their Movement in Porous Media, SPE-AIME, Exxon Production Research Co.
- [19] F.O. Stanley, J. L. Boles ,Laboratory and Field Evaluation of Organosilane as a Formation Fines Stabilizer ,SPE PAPER , SPE-29530-MS.
- [20] Bin Yuan David A Wood, Formation Damage during Improved Oil Recovery ,2018 Elsevier.
- [21] M. A. Mahmoud ; H. A Nasr-El-Din ; C. A. DeWolf ,Removing Formation Damage and Stimulation of Deep Illitic-Sandstone Reservoirs Using Green Fluids,SPE paper 2011, SPE-147395-MS.
- [22] xinghui Liu, Indiana U., and Faruk Civan ,Formation Damage by Fines Migration Including Effects of Filter Cake, Pore Compressibility, and Non-Darcy Flow) SPE paper 1995 SPE 28980
- [23] www.minersoc.org (16/04/2021).
- [24] Abdolhamid Sameni a, Peyman Pourafshary b, Milad Ghanbarzadeh a,Shahab Ayatollahi, Effect of nanoparticles on clay swelling and migration ,Egyptian Petroleum Research Institute,2015.
- [25] Ghizlane Benosman ,Migration de particules fines dans un milieu poreux : Application au phénomène de colmatage, thèse . Ecole Centrale Paris, 2012. Français.
- [26] R.N. Valdyia ; H.S. Fogler ,Fines Migration and Formation Damage:Influence of pH and Ion Exchange, SPE, U. of Michigan 1992, SPE-19413-PA
- [27] www.petrowiki.spe.org (19/04/2021).
- [28] Jie Xiao, Jianghong Wang and Xin Sun,Fines Migration: Problems and Treatments Holding Energy Petroleum Engineering, (BeiJing) 2017 Co. Ltd., China.
- [29] Mr. DEMRI étude de colmatage et d'acidification sur la roche réservoir des puits de Haoud Berkaoui, division centre de recherche et développement direction gisement CRD, Boumerdes, (2012).

Références

[30] Data Bank (SH/DP/HBK).

[31] Programmes d'acidification des puits et Rapports journaliers des opérations (SH/DP/EP/Service techniques puits), HBK.

[32] www.mapsofworld.com (13/04/2021).

ANNEXES

Annexes

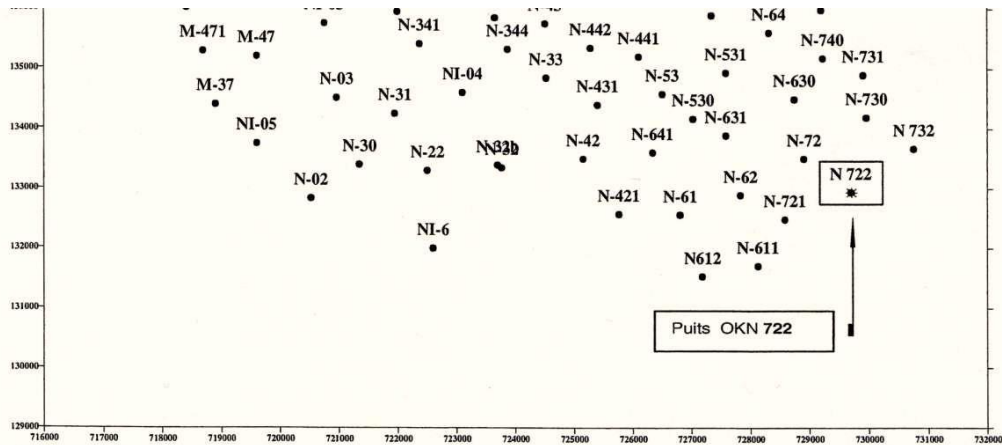


Fig. annexe 1 : Situation du puits OKN 722.

Les fluides à utiliser dans l'acidification de puits OKN 722 :

- 1^{er} Jour:

Treated Water 2% NH4CL for TC	Concentration		Concentration	
Chemicals and additives	1	M3	20	M3
Water	983	Liters	19660	Liters
J 285 Ammonium Chloride	20	Kg	400	Kg

Tab.annexe 1: 2% NH4Cl TW.

TubeCLEAN	Concentration		Concentration	
Chemicals and additives	1	M3	4	M3
HCl 33 %	202	Liters	808	Liters
Water	740	Liters	2960	Liters
A261 Corrosion inhibitor	6	Liters	24	Liters

A201 AidInhibitor	20	Liters	80	Liters
L58 Iron Control agent	1.5	Kg	6	Kg
U42 Chelating agent	20	Liters	80	Liters

Tab.annexe 2 : 7.5% HCl (MSR100).

FoamBasedFluid	Concentration	
Chemicals and additives	1	M3
Treated water	990	Liters
F100 Surfactant	10	Liters
J457 gelling agent	4	Kg

Tab.annexe 3: Foam.

- **2^{ème} Jour:**

TW 5% NH4CL for MA	Concentration		Concentration	
Chemicals and additives	1	M3	40	M3
Water	963	Liters	3852	Liters
J285 Ammonium Chloride	50	Kg	2000	Kg

Tab.annexe 4: 5% NH4CL.

Pre/ Overflush 9% FormicAcid	Concentration		Concentration	
Chemicals and additives	1	M3	5	M3
L036 FormicAcid	92	Liters	460	Liters
Water	803	Liters	4015	Liters
U66 MutualSolvent	50	Liters	250	Liters
L58 Iron Control agent	1.5	Kg	7.5	Kg
A261 Corrosion inhibitor	5	Liters	25	Liters
F103	2	Liters	10	Liters

Tab.annexe 5 : 9% FormicAcid.

OrganicMudacid 6:1.5	Concentration		Concentration	
	1	M3	5	M3
Chemicals and additives				
HCl 33 %	37	Liters	185	Liters
L036 FormicAcid	61	Liters	305	Liters
A261 Corrosion inhibitor	5	Liters	25	Liters
U66 MutualSolvent	50	Liters	250	Liters
F103 Surfactant	2	Liters	10	Liters
L58 Iron Control agent	1.5	Kg	7.5	Kg
U42 Chelating agent	20	Liters	100	Liters
Water	800	Liters	4000	Liters
Y001 Ammonium Bifluoride	22	kg	110	kg

Tab.annexe 6 : 6:1.5 Organic Mud Acid.

Pre / Over-flush NH4CL	Concentration		Concentration	
	1	M3	5	M3
Chemicals and additives				
Water	979	Liters	4895	Liters
J285 Clay stabilizer	30	Kg	150	Kg
U66 Mutualsolvent	10	Liters	50	Liters

Tab.annexe 7 : Pre/Over-Flush.