

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Kasdi Merbah Ouargla
Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et
de l'Univers
Département de Production des Hydrocarbures

N° Série :/2023



MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

BOUKHARI Abdel Kader, DERRADJI Laid

-THÈME-

*INVESTIGATION DES EFFETS DE DÉPÔT DES FINES
SUR LES PROPRIÉTÉS PÉTROPHYSIQUES*

Soutenu le 08/06 / 2023 devant le Jury :

Mme. KORAICHI Asma

Mr. FROUHAT RACHID

Mr. OUZZAZI MOHAMED

MAA

MAA

MAA

President(e)

Encadreur

Examineur

Année Universitaire 2022/2023

Remerciement

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le misé ricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.

Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur : MR .

***FROUHAT RACHID** pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux durant toute la période du projet.*

Nous remercions chaleureusement notre promoteur : Mr. ZAKARIA ADJOU

Pour son aide, ses encouragements et ses conseils judicieux.

Également nous adressons un grand merci à Mr. ARBAOUI et Mr.

***LEBTAHI HAMID** qui ont beaucoup aidé à la réalisation de ce travail dans des bonnes conditions.*

En définitive, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur.

Dédicace:

Je dédie ce mémoire à :

a très chère mère

Mon cher père

Ma famille

Toute la famille Derradji.

Mes amis de la cite universitaire nouvelle Ben cheikh *Eltali*

Mes amis de département de production à Ouargla

Tous ceux qui sont chers de près ou de loin

Laid Derradji



Dédicace:

Je dédie ce mémoire à :

a très chère mère

Mon cher père

Ma famille

Toute la famille Boukhari.

Mes amis de la cite universitaire nouvelle Ben cheikh *Eltali*

Mes amis de département de production à Ouargla

Tous ceux qui sont chers de près ou de loin

Boukhari Abdel kader



Abstract:

Through this study, we aim at how the sedimentation resulting from the fines in the reservoir rocks affects the petrophysical characteristics of the reservoir, by studying the effect of the migration of the fines and their deposits on the permeability and the porosity of the reservoir rocks. the reasons for the formation of these sediments and how to deal with them. Where tests were carried out for the well (#53 OKN) located in the Barkawi basin field, where the properties of the reservoir rocks in this field were determined and studied to get rid of this problem and determine the optimal solution.

Key words: HBK _fines deposits _Fines Migration _ petro physical parameters _Well OKN#53

Résumé:

A travers cette étude, nous visons comment la sédimentation résultant des fines dans les roches réservoir affecte les caractéristiques pétro physiques du réservoir, en étudiant l'effet de la migration des fines et de leurs dépôts sur la perméabilité et la porosité du roches réservoirs. Pour connaître les raisons de la formation de ces sédiments et comment les traiter. Où des tests ont été effectués pour le puits (# 53 OKN) situé dans le champ du bassin de Barkawi, où les propriétés des roches réservoirs de ce champ ont été déterminées et étudiées pour se débarrasser de ce problème et déterminer la solution optimale.

Mots clés : HBK _ dépôts des fines_ la Migration des fines _ paramètres pétro physiques _Puits OKN#53

ملخص:

نهدف من خلال هذه الدراسة إلى معرفة كيفية تأثير الترسبات الناجمة عن الدقائق في صخور الخزان على الخصائص البتر و فيزيائية للخزان وذلك من خلال دراسة تأثير هجرة هاتاه الدقائق وترسبها وعلاقتها بنفاذية ومسامية صخور الخزان، ولمعرفة أسباب تشكل هذه الترسبات وكيفية معالجتها تم إجراء اختبارات لبئر (OKN#53) الموجود في حقل حوض بركاوي حيث تم تحديد خواص صخور خزان هذا الحقل ودراستها للتخلص من هذا المشكل وتحديد الحل الأمثل.

الكلمات الأساسية: HBK _ ترسبات الدقائق _ هجرة الدقائق _ العوامل البتروفيزيائية _ بئر OKN#53

LISTE DES FIGURES :

Chapitre I:	11
Figure I- 02 : Les Différents Types De Porosité	17
Figure I-03 :L'expérience De Darcy	19
Figure I-04 : Voltmètre De I.F.P.	23
Figure I-05. <i>Messure De Vt Avec Pompe A Mercure</i>	23
Figure I- 06 : Détermination De Vs Pesée Immersé	24
Figure I-07 : Outil Et Principe De Mesure De La Diagraphie <i>Neutron</i>	27
Figure I-08 : Outil Et Principe De Mesure De La Diagraphie Densité.	28
Figure I-09 : Perméamètre A Charge Variable.....	30
Figure I-10: Schema Du Rft.....	30
Chapitre II :.....	34
Figure II.1. Illite Argile . Figureii.2 Structure Illite	36
Figure II.3 Kaolinite Argile	37
Figure II.4 Structure Argile.....	37
Figure II.5 Smectite	38
Figure II.6 Structure Smectite.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure II.7 Chlorite	38
Figure II.8 Structure Chlorite.....	38
Figure II.9 Argile Mélange De Couche.....	39
Figure II.10 Quartz	39
Figure II.11 Feldspath- Potassium	40
Figure II.12 Feldspath - Plagiocalase.....	40
Figure.II.13 : réduction de la perméabilité,gain de perméabilité temporaire et permanent ...	42
Figure II.14 : variation de la permeabilite d'une carotte avec la vitesse du fluide.....	43
Figure.II.15: mecanisme de migration des fines (alteration de la mouillabilite)	44
Figure.II .16.L'influence De Skin Sur La Productivité	51
Figure.II.17 : Mécanisme Organosilance	57
<i>Chapitre III</i> :.....	58
Figure 1 : Courbes Ar Du Puits Okn#53	68
Figure 2 : Graphique Montrant La Variation Du Débit D'huile Avant Et Après L'acidification	71

LISTE DES TABLEAUX :

CHAPITRE I :	
Tableau I- 01 :Principale méthodes de mesure de la porosité (Bourbié&al., 1986)	11
CHAPITRE II :	
Tableau II. 1 : Relation entre la perméabilité, la taille des pores et la plage de colmatage.	20
CHAPITRE III :	
Tableau 1 : Résultats de diffraction des rayons X	28
Tableau 2 : Résultats des analyses pétrographiques	56
Tableau 3 : Résultats expérimentaux des mesures pétrophysiques	48
Tableau 4 : Résultats des essais de solubilité	49
Tableau 5 : Résultats des essais de sludge	50
Tableau 6: Résultats des essais d'émulsion	50
Tableau 7 : Résultats des essais d'acidification et d'endommagement des échantillons de puits HBK par le système Halli Acid	52
Tableau 8 : Résultats des essais d'acidification et d'endommagement des échantillons de puits HBK par l'acide BJSP Système	53
	53
	56
	56

LISTE DES ABREVIATIONS :

Ø : La porosité (exprimée en %).

Q : Débit d'écoulement de fluide (cm²/s).

K : Perméabilité (mD).

μ: viscosité du fluide (Cp).

dP/dx: la chute de pression à travers toute la longueur de l'échantillon (pa/cm).

A : Surface de l'échantillon cylindrique (cm²) .

K_h : les perméabilités horizontales (mD).

K_v : les perméabilités verticales (mD).

S : la Saturations (exprimée en %).

V_w : volume d'eau en cm³ .

V_p : volume des pores en cm³

S_g : Saturation de gaz en %.

S_h : Saturation d'huile en %.

S_e : Saturation d'eau en %.

p_{Hg} : masse spécifique du mercure à la température de la mesure.

D: Densité globale lue sur le log.

D_f : Densité du fluide (filtrat).

D_{ma}: Densité de la matrice rocheuse .

P_m : pression moyenne de l'écoulement.

K_{air} : les perméabilités des l'échantillon avec l'air .

B : est constante, donnée par un tableau, dépend du calibre du tube choisi.

Rt : Résistivité de la formation [Ωm].

Rw : Résistivité de l'eau de formation [Ωm].

Sw : saturation de la formation.

F : facteur de formation.

a : facteur de tortuosité.

m : facteur de cimentation.

Rxo : Résistivité de filtrat.

Rmf : Résistivité de mud filtrat.

Sxo : saturation en filtrat.

Shc : saturation en hydrocarbures dans la zone vierge.

Shr : saturation en hydrocarbures résiduels dans la zone lavée.

Se : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice),

Sp : la perte de charge due aux perforations,

Sc : l'étranglement de l'écoulement du à la pénétration partielle.

q : débit d'huile conditions de fond (bbl/j).

k : perméabilité (md).

h : hauteur du réservoir (ft).

μ : viscosité d'huile (cp).

Pr : pression de gisement(psi)

Pwf : pression de fond dynamique (psi)

re : rayon de drainage (ft)

rw : rayon du puits (ft)

Bo: Oil Volume Factor, bblSTB

ln : natural logartm

S : skin factor

IPr : productivité réelle en $\text{m}^3 / \text{h} / \text{Kg} / \text{cm}^2$;

IPth : productivité théorique de même dimension.

Ke : perméabilité de la zone endommagée ;

Ki : perméabilité de la zone vierge ou non endommagée ;

rw : rayon du puits

re : rayon d'endommagement.

SOMMAIRE

Remerciement

Dédicace

Abstract

Liste Des Figures

Liste Des Tableaux

Liste Des Abréviations

Introduction General

Chapitre I: Généralité Sur Paramètre PetroPhysiques.....	15
Introduction :	16
I.1. Paramètres Péetrophysiques Du Roche Réservoir	16
I.1.1 La Porosité :	16
I.1.1.1 Définition:	16
I.1.1.2 Différents Types De Porosité:	17
I.1.2.La Perméabilité :	17
I.1.2.1 Définition:	17
I.1.2.2.Types De Perméabilités :	18
I.1.2.3 Loi De Darcy :	19
I.1.3. Saturations (S) :	20
I.2 Mesure Des Paramètres Péetro Physiques Du Roches Réservoir :	22
I.2.1. Mesures De La Porosité :	22
I.2.1.1. Mesure Sur Carotte :	22
I.3 Mesure A Partir De Diagraphie:	26
I.3.1 Diagraphie Différée (Carottage Electrique):.....	26
I.3.1.1 Diagraphies Neutron (Indice D'hydrogène) :	26
I.3.1.2.Diagraphie Densité (Diagraphie Gamma Gamma):.....	27
I.3.1.3 Mesure De La Perméabilité Absolue:.....	29
chapitre II : Les Fines Et Leurs Migration.....	34
Introduction	35
II.1. Les Fines:	35
1 . Définition :	35
. Types Des Fines :	35
1 Argiles.....	35
.2 Quartz.....	39
.3 Feldspath	40

II .2. Migration Des Fines.....	41
II.2.1 Définition De Migration Des Fines	41
II.2.2 Facteurs Qui Caused La Migration De Fines	41
II.3.Les Conséquences De Migration De Fines	45
II.3.1 L'endommagement (Colmatage)	45
II.4.1.3 Expression De L'endommagement	49
II.3.1.4 Signification Physique De L'endommagement	49
Ii.4. Traitement De La Migration Des Fines :.....	55
2.2.Mesures Pétrophysiques :	60
Chapitre III : Etude Expérimentales	58
1. Méthodes et procédures expérimentales (Essais)	59
2. Procédures d'analyse minérale:.....	59
2.1 .Caractéristiques Minéralogiques :	59
3. Méthodes D'analyse Système Acide.....	61
4.Tests D'écoulement Du Cœur :.....	63
5. Microscope Electronique A Balayage De Visualisation :	67
6. Cas Réel Pour L'étude Okn#53 :	69
Conclusion Générale :.....	72
Recommandation:	73
References Et bibliographiques :.....	73

INTRODUCTION GENERALE

Les puits hautement perméables sont très productifs et cela signifie des débits et une vitesse élevés, car il y a une excellente opportunité pour apporter des fines (très petites matériaux) dans le trou de puits, causant des dommages à la composition et modifiant ses propriétés hypothétiques, où nous avons abordé

Ce travail a été réparti en:

Les définitions générales de ces propriétés pétrophysiques des roches réservoirs et comment les déduire en réalisant une série d'essais sur des échantillons de ces roches en laboratoire ou en lisant un jeu de courbes spécifiques, tout cela a été abordé dans le premier chapitre.

Le mouvement des argiles fines, des particules de quartz ou de matériaux similaires dans le réservoir près du puits de forage, réduisant la productivité ou l'injectivité du puits, le deuxième chapitre explique que la formation est due aux forces de traînée pendant la production dans une formation non consolidée ou intrinsèquement instable, et l'utilisation d'un traitement incompatible le fluide par ses propriétés contribue à libérer les particules fines qui sont en suspension dans le fluide produit pour combler les principales causes de la migration des fines et ses types.

Les fines comme ce qui est mentionné ci-dessus peuvent inclure différents matériaux tels que les argiles et les limons, la kaolinite et l'illite sont les argiles migrantes les plus courantes. Les dommages créés par les amendes sont généralement situés dans un rayon de 3 à 5 pieds (1 à 2m).

Dans ce chapitre troisième, nous parlons sur deux paramètres importants, Tout d'abord sur la minéralogie de la formation de champ HBK, se basant davantage sur la formation de HBK dans le premier paramètre et le second qui est le système acide utilisé des deux sociétés de services BJSP et Halliburton sur des échantillons de cette roche de formation, sur des échantillons de puits OKN#53 en particulier.

Pour résoudre ce problème, nous avons étudié l'effet de différents types d'acides et leurs résultats sur la production de ce puits, puis avons choisi la méthode appropriée.

Enfin, pour résoudre le problème des particules fines, il serait sage d'utiliser dans phase preflush acide organique au lieu d'acide chlorhydrique et chlorure d'ammonium solution pour inhiber la réactivité de certaines argiles. Comme Il est évident que la minéralogie des champs HBK sont sensibles au HCl.

Après la stimulation par acidification effectuée sur OKN#53 puits qui a été peau positive +37 en raison de la migration des fines résultant du forage, de la cimentation et opérations d'achèvement, le puits a donné la meilleure réponse au traitement conçu par le service société BJSP le débit est passé de 7 651 m³/h à 10 685 m³/h.

Donc le Mud Acid est efficace pour éliminer les dommages de formation résultant de la migration des fines.

CHAPITRE I:

Généralité sur les paramètres pétro physique

Introduction :

La pétro physique est l'étude des caractéristiques physiques des roches pour qu'une puisse constituer un réservoir, il faut :

- qu'elle ait une certaine capacité de stockage. Cette propriété est caractérisée par la porosité.
- que les fluides puissent y circuler. Cette propriété est caractérisée par la perméabilité.
- qu'elle contienne une quantité suffisante d'hydrocarbures, avec une concentration suffisante. Le volume imprégné intervient ici, ainsi que les saturations.
- les méthodes utilisées pour caractériser les roches réservoirs sont essentiellement les mesures sur carottes et les diagraphies. [1]

I .1. Paramètres pétro physiques des roches réservoirs

I.1.1 La porosité :

I.1.1.1 Définition:

La porosité est l'ensemble des vides d'un matériau solide, ces vides sont remplis par des fluides, C'est une grandeur pétro physique permettant l'évaluation de la capacité d'un milieu poreux à emmagasiner une quantité de fluide. [1]

La porosité est aussi une grandeur physique définie comme le rapport entre le volume des vides et le volume total d'un milieu poreux. [2]

$$\emptyset = V_v / V_t \text{ (exprimée en \%)}$$

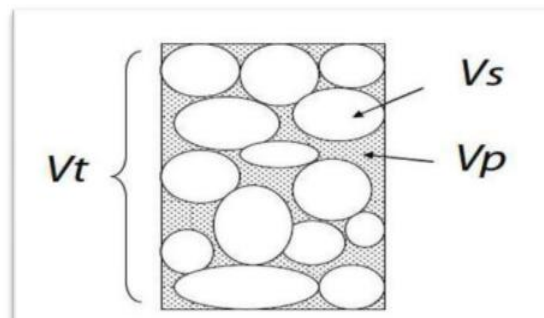


Figure I- 01 : les différents volumes dans la roche

I.1.1.2 différents types de Porosité:

I.1.1.2.1 porosité utile (Φ_u) :

c'est la porosité qui permet la récupération de la phase piégée (terme principalement utilisé par les pétroliers) ,La porosité utile (ou connectée ou effective) de l'échantillon est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon.

I.1.1.2.2 porosité résiduelle (Φ_r) : c'est la porosité due aux pores ne communiquant pas entre eux ou avec le milieu extérieur. [1]

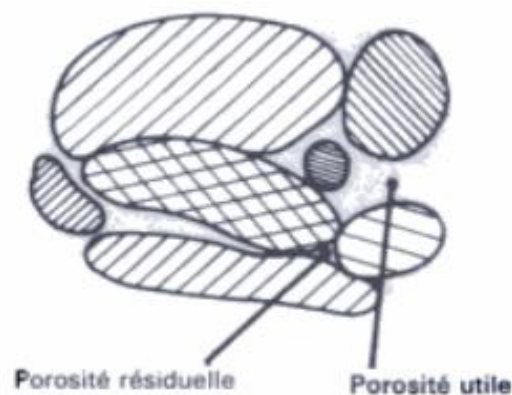


Figure I- 02 : les différents types de porosité

I.1.1.2.3 La porosité totale (Φ_t) :

est la somme de porosité utile (Φ_u) et porosité résiduelle (Φ_r).

Donné par

$$\Phi_t = \Phi_u + \Phi_r$$

I.1.2. La perméabilité (k):

I.1.2.1 Définition:

La perméabilité (k) est la capacité de circulation d'un fluide (liquide ou gaz) dans la formation. [2]

La perméabilité est une caractéristique physique qui représente la facilité qu'a un matériau à permettre le transfert de fluide au travers d'un réseau connecté. [2]

La perméabilité est donnée par Loi améliorée de Darcy :

$$Q = A \times \frac{K}{\mu} \times \frac{dP}{dX}$$

Q : Débit d'écoulement de fluide (cm²/s).

K : Perméabilité (mD).

μ: viscosité du fluide (Cp).

dP/dx: la chute de pression à travers toute la longueur de l'échantillon (pa/cm).

A : Surface de l'échantillon cylindrique (cm²). [7]

I.1.2.2.Types de perméabilités :

I.1.2.2.1 Perméabilité absolue :

C'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide homogène présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile. [2]

I.1.2.2.2 Perméabilité effective :

Quand un fluide existe dans la porosité de la roche , le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide.[1]

I.1.2.2.3 Perméabilité relative :

C'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité spécifique. 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.

La perméabilité absolue d'une roche est fonction de la direction considérée (les roches ne sont pas isotropes). On définit en particulier les perméabilités horizontales Kh(écoulement parallèle et vers les puits) et verticales Kv (problèmes de ségrégation de fluides de masses volumiques différentes). Par suite de la stratification, en règle générale, les Kv sont nettement plus faibles que les Kh (rapport de 1 à 10 par exemple). En pratique, dans les gisements d'hydrocarbures il y a toujours au moins deux fluides présents (eau + hydrocarbures). La loi de darcy permet alors de définir, pour chacun des fluides, une perméabilité effective. Pour deux fluides 1 et 2 : [1]

$$Q_1 = A \times \frac{K_1}{\mu_1} \times \frac{dP_1}{dx}$$

$$Q_2 = A \times \frac{K_2}{\mu_2} \times \frac{dP_2}{dx}$$

Les pressions dans le fluide 1 et 2 étant différentes par suite de phénomènes capillaires. On utilise surtout la notion de perméabilité relative, par exemple :

Perméabilité relative à l'huile = perméabilité effective à huile / perméabilité de la roche

I.1.2.3 loi de Darcy :

La perméabilité intrinsèque ou absolue d'une roche est l'aptitude de cette roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide dont elle est saturée. Elle peut être chiffrée grâce à la loi de Darcy, loi expérimentale. Considérons un échantillon de longueur dx et de section A , saturé d'un fluide de viscosité dynamique U , traversé horizontalement par un débit Q (mesuré dans les conditions de la tranche dx) ; en régime permanent, la pression amont est P , la pression aval est $P-dP$. L'étanchéité est faite sur les faces latérales. S'il n'y a pas de réaction du fluide avec la roche, ce qui est le cas général, on a : l'équation de I.1

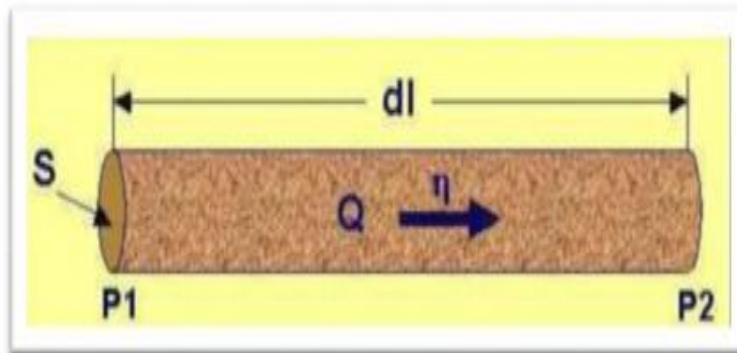


Figure I-03 : L'expérience de Darcy

K , coefficient dit de perméabilité, est indépendant du fluide considéré en première approximation. C'est la perméabilité absolue ou intrinsèque de l'échantillon dans la direction considérée. La perméabilité a la dimension d'une surface. [1]

❖ Dans le système international S.I ; on a K en mètres carrés :

$$Q \left[\frac{m^3}{s} \right] = K [m^2] \frac{A [m^2]}{\mu [Pa \cdot s]} \times \frac{dP [Pa]}{dX [m]}$$

❖ Système pratique (utilisé couramment dans la profession) :

$$Q \left[\frac{m^3}{s} \right] = K [mD] \times \frac{A [cm^2]}{\mu [cP]} \times \frac{dP [Pa]}{dX [cm]}$$

L'unité usuelle est le milli darcy : $1mD = 0,987 * 10^{-12} m^2$

En pratique : $1 mD = 10^{-12} m^2$, $1mD = 1 \mu m^2$

En La gamme des perméabilités rencontrées est très étendue ; elle varie depuis 0,1 mD jusqu'à plus de 10 D. on peut employer les termes suivants pour spécifier la valeur de la perméabilité :

$k < 1 mD$: très faible

1 à 10 mD : faible

10 à 50 mD : médiocre

50 à 200 mD : moyenne

200 à 500 mD : bonne

$>500 mD$: excellente.

Remarque : dans un milieu poreux, la perméabilité varie généralement avec la direction de l'écoulement [1]

I.1.3. Saturations (S) :

I.1.3.1 Définition:

La saturation d'un fluide est le rapport du volume du fluide considéré sur le volume total des pores . [2]

On définit ainsi :

la saturation en eau $S_w = \frac{V_w}{V_p}$ (= S_w (water))

la saturation en huile $S_h = \frac{V_h}{V_p}$ (= S_o (oil))

la saturation en gaz $S_g = \frac{V_g}{V_p}$ (= S_g (gas))

La somme des saturations est égale à 1 :

$$s_e + s_g + s_h = 1$$

Avec :

V_w : volume d'eau en cm^3 .

V_p : volume des pores en cm^3

Avec :

S_g : saturation de gaz en %.

S_h : saturation d'huile en %.

S_e : saturation d'eau en %.

Lors de la migration des hydrocarbures le déplacement de l'eau sus-jacente n'a jamais été complète. En effet, la perméabilité à un fluide devient nulle quand la saturation en ce fluide devient trop faible : ce seuil est appelé la saturation irréductible (pour le fluide considéré). En conséquence, il y aura toujours de l'eau dans un gisement, appelée eau interstitielle. Ceci est la conséquence des phénomènes capillaires liés à l'exiguïté des pores : l'eau est un fluide "mouillant" qui s'étale sur les surfaces solides et va rester piégée dans les pores les plus petits.

Les valeurs courantes de la saturation en eau interstitielle sont de : 10 % < S_{wi} < 35 %.

Les mesures des saturations proviennent essentiellement des diagraphies. [1]

I.2 Mesure des paramètres pétro physiques des roches réservoirs :

I.2.1. Mesures de la porosité :

La porosité est influencée par la taille des grains, leur arrangement, leurs formes, le ciment et la compaction. Il existe deux méthodes de mesure :

$$\text{On a : } \emptyset = \frac{V_P}{V_T} = \frac{V_T - V_S}{V_T} = 1 - \frac{V_S}{V_T}$$

I.2.1.1. Mesure sur carotte :

On détermine donc sur un échantillon, de forme géométrique simple généralement, deux des trois grandeurs V_p , V_s et V_t .

L'échantillon le plus classique (Plug) est cylindrique ; sa section est de l'ordre de 4 à 12cm² et sa longueur varie entre 2 et 5 cm.

Les Plugs sont au préalable, lavés et séchés. Les appareils de mesure sont couplés à des micro-ordinateurs qui permettent l'obtention rapide des résultats.

I.2.1.1.1 détermination de V_t :

I.2.1.1.1.1 Mesure par l'immersion dans le mercure :

L'appareil comporte un cadre C lié par une tige à un flotteur F qui plonge dans un bécher contenant du mercure. Un index repère R est fixé sur la tige. Un plateau B est accroché sous le cadre.

-Première mesure : on pose l'échantillon sur le plateau B avec un poids P_1 pour amener R au contact du mercure.

-Deuxième mesure : l'échantillon est placé sous les griffes du flotteur , on place des poids P_2 sur B pour ramener R au contact du mercure.

$$V_T = \frac{P_2 - P_1}{\rho H g}$$

$\rho H g$ masse spécifique du mercure à la température de la mesure.

Pour que la mesure de V_T soit valable, il faut que le mercure ne pénètre pas dans l'échantillon. [1]

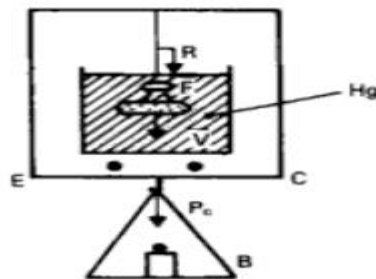


Figure I-04 :voltomètre de I.F.P.

I.2.1.1. 1.2. Utilisation d une pompe volumétrique a mercure

Sans échantillon, on refoule , avec le piston , le mercure jusqu'au repère indique sur la vanne repère .on met alors le vernier de la pompe a zéro.

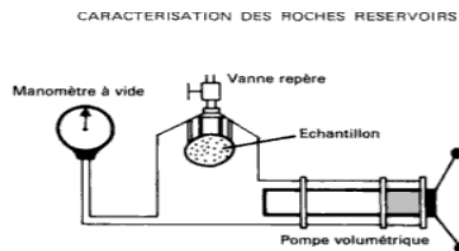


Figure I-05. *Mesure de V_t avec pompe a mercure*

L'échantillon mis en place, on chasse a nouveau le mercure jusqu'au même repère ; on lit le vernier et on obtient le volume V_t .

La précision est de $\pm 0,01 \text{ cm}^3$. La aussi , la mesure n'est valable que si le mercure ne pénètre pas dans les pores [1]

I.2.1.1.1.3. Mensuration:

Les méthodes précédentes ne conviennent pas si la roche comporte des fissures ou des micropores, car le mercure pénétrerait dans ceux-ci. [1]

On peut alors prendre un morceau de carotte cylindrique et mesurer au pied à coulisse son

diamètre d et sa hauteur h : $V_T = \frac{h \times \pi d^2}{4}$

1.2.1.1.2. détermination de V_s :

1.2.1.1.2.1. mesure de la poussée archimédienne exercée sur l'échantillon par un solvant dont il est saturé (figure 06)

Cette méthode est la plus précise, mais l'obtention d'une saturation complète est délicate et longue. Les opérations sont normalisées.

La différence des pesées de l'échantillon sec dans l'air (P_{air}) et dans le solvant où il est immergé ($P_{immergé}$) donne V_s [1]

$$V_s = \frac{P_{air} - P_{immergé}}{P_{solvant}}$$

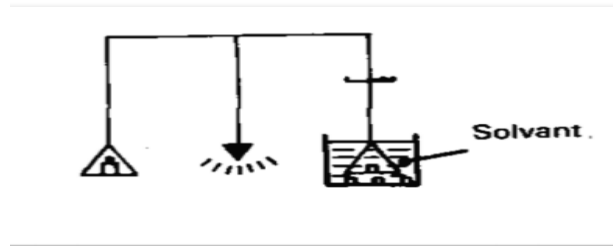


Figure I- 06 : détermination de V_s pesée immergé

1.2.1.1.3. détermination de V_p volume des pores utile:

Le volume des pores peut être mesuré directement : soit par mesure du volume d'air contenu dans les pores, soit par pesée d'un liquide remplissant les pores, soit par injection de mercure. [1]

1.2.1.2.4. Méthode de la sommation des fluides:

On étudie ici un échantillon (frais) qui contient eau, huile et gaz. La répartition de ces fluides n'est pas la même que dans le gisement, puisqu'il y a eu invasion de la carotte par le filtrat de la boue et, ensuite, décompression pendant la remontée de la carotte. Mais la somme des volumes de ces trois fluides, pour un volume total unité de roche, donne la porosité utile de l'échantillon (le volume totale est déterminé grâce à une pompe volumétrique à mercure).

Les mesures de la porosité par les méthodes directes se font au laboratoire sur des échantillons extraits des forages. Ces méthodes consistent à mesurer le volume du solide (V_s) qui est donné par la formule : [1]

$$V_s = V_t - V_v$$

Il suffira donc de mesurer deux de ces trois volumes pour calculer la porosité. Les méthodes de mesure les plus classiques sont résumés dans le tableau I-1.

En réalité ces méthodes ne sont pas équivalentes. Si la détermination du volume totale ne pose pas de problème théorique, il n'en est pas de même pour la détermination des autres volumes (V_v) et (V_s), étroitement liés. Les méthodes 3,4 et 5 (tableau I-1) ne prennent en compte que les pores reliés à l'extérieur alors que les méthodes 6 en partie et 7 en totalité prennent en compte tous les vides. [3]

Tableau I- 01 :Principale méthodes de mesure de la porosité (Bourbié&al., 1986)

Volume Mesuré	Reference dans le texte	Méthodes de mesure
Volume total (V_t)	1	Poussée d'Archimède dans le mercure : le mercure liquide non mouillant, ne pénètre pas sans pression dans les pores. On obtient une mesure très précise du (V_t)
	2	Mesure directe au comparateur :cette méthode ne convient que pour les échantillons de formes très régulières
Volume des pores (V_v)	3	Prise de fluide mouillant par saturation totale sous vides :on obtient directement (V_v) par différence de poids sec et saturé
Volume du solide (V_s)	4	Compressibilité d'un gaz parfait :on trace le diagramme pression- volume injecté dans une enceinte d'abord vide puis contenant l'échantillon. Par différence on calcule le (V_s) dont on néglige la Compressibilité
	5	Poussée d'Archimède dans un fluide mouillant saturant totalement le corps poreux : par différence entre le poids sec et le poids immergé on mesure directement (V_s)
	6	Mesure de la masse volumique du solide :après broyage fin du corps Poreux
	7	Calcul de la masse volumique du solide :par analyse quantitative des minéraux le constituant

1.3 Mesure à partir de diagraphie:

1.3.1 Diagraphie différée (Carottage électrique):

C'est l'enregistrement de paramètres géophysiques après la réalisation d'une partie, ou du sondage entier, en utilisant des sondes diagraphiques qui communique avec la surface par le biais de lignes électrifiées.

La mesure du poreux de la manière qui ne dépend pas directement de la géophysique et de celle de:

-Neutron CNL (Compensated Neutron Log)

-FDC (Formation Density Compensated)

-Sonic

1.3.1.1 Diagraphies Neutron (Indice d'Hydrogène) :

C'est une diagraphie de radioactivité "provoquée" qui consiste dans le bombardement de la formation au moyen de neutrons rapides.[4]

1.3.1.1.1 Principe de mesure:

On bombarde la formation avec des neutrons à très haute énergie émis, soit par une source radioactive chimique située dans l'outil, soit à partir d'un générateur de neutrons. Les neutrons qui sont ralentis principalement par les collisions avec les atomes d'hydrogène de même masse présents dans la formation perdent de l'énergie et atteignent en premier temps le stade épi thermique (0.025 – 100 Mev), et dans un second temps celui des neutrons thermiques (neutron à énergie < 0.025 Mev) suivie d'une émission de de rayon gamma.

Dans chacun de ces ni veaux d'énergie, une sonde a été élaboré, en effet, la plus utilisée du stade épi thermique est CNL (Compensated Neutron Log) et en stade thermique SNP (Sidewall Neutron Porosity). En effet, Les outils actuels mesurent les neutrons épistémiques ralentis, du fait que le ralentissement est généralement contrôlé par les atomes d'hydrogène .

Le nombre de neutrons arrivant au détecteur :

- Augmente dans les faibles porosités (faible indice d'hydrogène).
- Diminue dans les grandes porosités (fort indice d'hydrogène).[4]

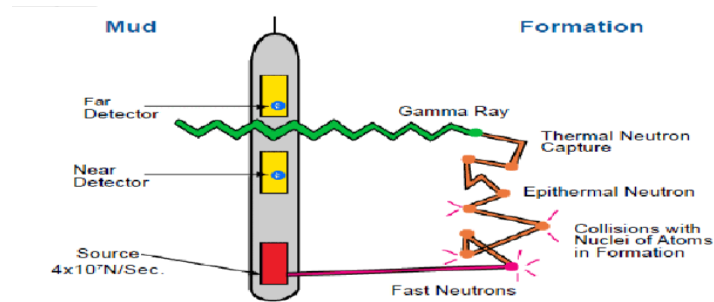


Figure I-07 : outil et principe de mesure de la diagraphie *Neutron*

1.3.1.1.2 Applications:

- La localisation des zones poreuses.
- Le calcul de la porosité.
- Le type de fluide dans le réservoir.
- La définition de la lithologie.
- Les analyses sédimentologiques, spécialement pour l'analyse faciologique et l'évolution séquentielle.

1.3.1.2.Diagraphie densité (diagraphie Gamma gamma):

$$D = (1-\phi) \cdot D_{ma} + \phi \cdot D_f = \frac{D_{ma} - D}{D_{ma} - D_f}$$

D : densité globale lue sur le log

D_f : densité du fluide (filtrat)

D_{ma} : densité de la matrice rocheuse [4]

I.3.1.2.1. Principe

La diagraphie gamma-gamma est basée sur le principe de l'interaction entre une radioactivité incidente et les composants de la formation soumis au bombardement radioactif ; il s'agit de radioactivité provoquée. La formation est bombardée par un faisceau de rayons gamma provenant d'une source radioactive et un récepteur permet de mesurer le rayonnement gamma diffusé. On peut montrer que l'intensité du rayonnement diffusé est une fonction de la densité de la roche. Plus un terrain sera dense, plus le rayonnement sera amorti.

Trois types d'interactions se produisent suivant l'énergie des photons incidents:

L'effet Compton si l'énergie des photons est entre 0,1 à 1MeV.

L'effet photoélectrique si l'énergie des photons est inférieur à 0,1 MeV.

L'effet de production de pair si l'énergie des photons est supérieur à 1,01 MeV.

Les courbes de densité enregistrées sont en échelle de sensibilité 1,95 à 2,95 g/cm³.**[4]**

I.3.1.2.2.Application :

- identification des fluides dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz/huile et huile/eau
- Identification minéralogique des argiles, principalement par la combinaison.
- Détermination une porosité densité indispensable à l'interprétation moderne.
- Détecter la présence de gaz dans la zone envahie car elle provoque une forte diminution de la densité, donc une porosité densité anormalement haute.**[5]**

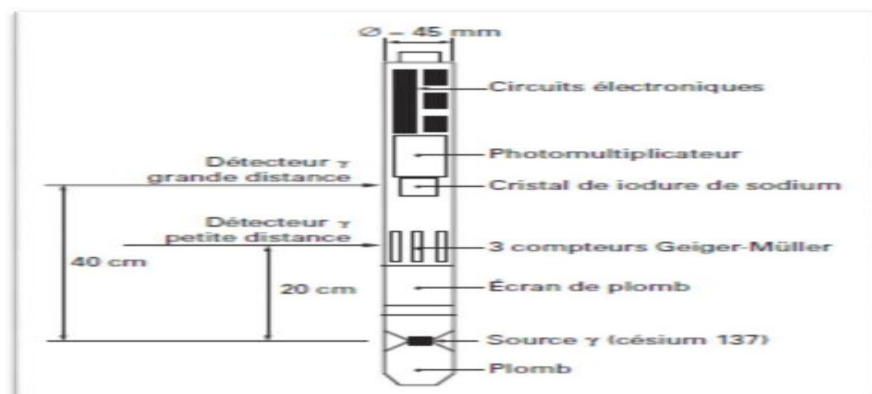


Figure I-08 : outil et principe de mesure de la diagraphie densité.

I.3.1.3 Mesure de la perméabilité absolue:

I.3.1.3.1 Mesure sur carotte :

La perméabilité absolue peut être déterminée sur échantillon par circulation d'un liquide ne réagissant pas avec la roche ; il y a alors le problème de la saturation préalable de l'échantillon avec le liquide. Elle est plus couramment déterminée par circulation d'air (perméamétries à air charge constante ou à charge variable). Ces dernières mesures se font avec de l'air sous pressions voisines de la pression atmosphérique. Dans ces conditions, étant donné l'exiguïté des pores, le nombre de chocs des molécules sur les parois de ceux-ci est important par rapport au nombre de chocs des molécules entre elles ; la viscosité est mal définie et l'on obtient une perméabilité supérieure à celle de liquide, considérée comme étant la bonne (effet kinkenberg) :

$$K_{air} = k_{liq} \cdot \left(1 + \frac{b}{\rho m}\right)$$

P_m : pression moyenne de l'écoulement.

Pour les besoins usuels, **K_{air}** obtenue est suffisante, sauf pour les valeurs faibles de K où la correction est appliquée systématiquement.

Il faut signaler aussi que les contraintes sur l'échantillon n'étant pas les mêmes au laboratoire que dans le gisement, la perméabilité n'est pas non plus la même.

Des mesures de perméabilité sous contraintes sont utiles pour les faibles perméabilités, qui varient beaucoup avec les contraintes. La perméabilité aux hydrocarbures est obtenue à partir des essais de puits, elle représente alors la moyenne d'un grand volume de terrain

I.3.1.3.2 Mesure à l'aide du perméamètre à charge variable :

I.3.1.3.2 .1 Principe de la mesure:

L'échantillon cylindrique, lavé et séché, est placé dans un bouchon de caoutchouc 1 .le bouchon est mis dans un corps métallique² portant un évidement de même conicité que lui. Un système de serrage 3 comprime le bouchon de telle sorte que l'étanchéité est alors réalisée d'une part sur le pourtour de l'échantillon, d'autre part entre la base du bouchon et le siège. La mesure se fait de la manière suivante :

L'eau coulant dans le bac à niveau constant 4, on fait monter à l'aide de la poire 5 son niveau dans le tube de verre. Puis On détermine à l'aide d'un chronomètre le temps t d'écoulement de l'eau entre les deux repères d'un des tubes calibrés quand l'air traverse l'échantillon, la poire étant alors isolée du tube.

La perméabilité est donnée par:
$$K = \frac{B l \mu}{A t}$$

La constante B, donnée par un tableau, dépend du calibre du tube choisi.

Un appareil récent, automatique, permet les mesures en continu de 36 échantillons disposés sur un plateau, en un temps de 3 à 4 h. il est couplé bien entendu à un micro-ordinateur (laboratoires beicip)[1]

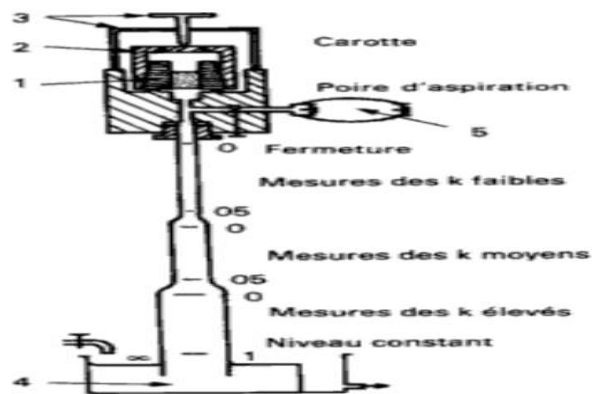


Figure I-09 : Perméamètre à charge variable

I.3.1.3.3 Mesure à partir de diagraphie :

En utilisant les données diagraphiques (par l'outil de Test des formations : RFT) et autres.

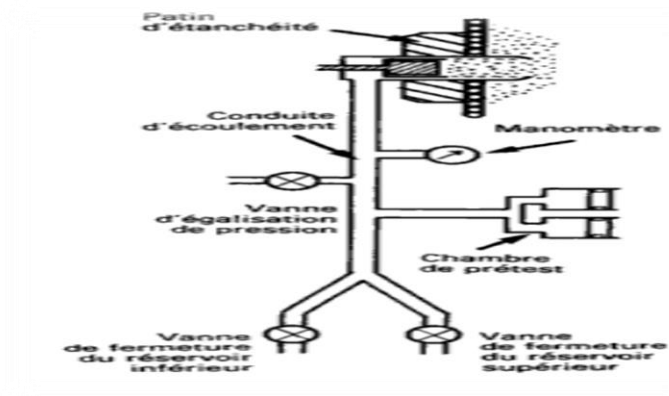


Figure I-10: schéma du RFT

I.3.1.4 Mesure de la saturation :

I.3.1.4.1 Mesure sur carotte (analyse des carottes) :

Elle est pratiquement presque toujours impossible, même en prenant des précautions lors du carottage, en effet, lors de la remontée de la carotte, il y a chute de pression et de température. Les fluides contenus se détendent, et leur répartition en surface n'est plus celle qu'ils avaient in situ. Dans certains cas (boue de forage adaptée), on peut déterminer la saturation en eau irréductible sur des échantillons prélevés au cœur de la carotte.[1]

I.3.1.4.2 Mesure à partir de diagraphie :

Lorsque les pores des roches sont entièrement remplis d'hydrocarbures, de gaz ou d'huile, dans ce cas, leur résistance changera, comme un spray dans une relation qui relie la résistance et la saturation dans les roches saturées d'eau.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}}$$

I.3.1.4.2.1 Détermination de la saturation en différentes zones d'un forage :

En général,

$n = 2$ pour la plupart des roches meubles, on obtient alors :

1. Pour la zone vierge :

$$R_t = R_w \cdot a \cdot \phi^{-m} \cdot S_w^{-n} = R_w \cdot F \cdot S_w^{-n} \quad [\Omega m]$$

Donc :

$$S_w^n = R_w \cdot F / R_t \quad [\%]$$

Pour : $n = 2$ il y a :

$$S_w = \sqrt{F \cdot \frac{R_w}{R_t}} \quad [\%]$$

Avec :

R_t : Résistivité de la formation.

R_w : Résistivité de l'eau de formation.

S_w : saturation de la formation.

F : facteur de formation.

a : facteur de tortuosité.

m : facteur de cimentation.

2. Pour la zone lavée :

$$R_{xo} = R_{mf} \cdot a \cdot \phi^{-m} \cdot S_{xo}^{-n} = R_{mf} \cdot F \cdot S_{xo}^{-n} \quad [\Omega\text{m}]$$

Donc :

$$S_{xo}^n = \frac{R_{mf} \cdot F}{R_{xo}} [\%]$$

Pour : n = 2 il y a :

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{R_{mf} \cdot F}{R_{xo}}}$$

Avec

R_{xo} : Résistivité de filtrat .

R_{mf} : Résistivité de mud filtrat.

S_{xo} : saturation en filtrat.

F : facteur de formation

a: le facteur de tortuosité.

m: le facteur de cimentation.

Pour des réservoirs pétroliers on définit aussi :

$$\mathbf{S_{xo} + S_{hr} = 1} \quad \text{dans la zone lavée.}$$

$$\mathbf{S_w + S_{hc} = 1} \quad \text{dans la zone vierge.}$$

Avec :

S_{hc} : saturation en hydrocarbures dans la zone vierge.

S_{hr} : saturation en hydrocarbures résiduels dans la zone lavée.

S_{xo} : saturation en filtrat.

S_w : saturation de la formation. [6].

CHAPITRE II :

LES FINES ET LEUR MIGRATION

Introduction

Les particules très petites sont présentes dans les pores de tous les réservoirs de grès. Ces particules, appelées des fines de formation, lui peuvent être incorporés et présentés dans la formation pendant les opérations de forage et d'accomplissement.

Indépendamment de leur mode d'entrée, elles longtemps ont été identifiées pour endommager grave formation. C'est parce que ces particules ne sont pas tenues physiquement en place par le matériel normal de cimentation qui lie de plus grands grains de sable ensemble, mais au contraire; les particules individuelles sont situés sur les surfaces intérieures de la matrice poreuse. Ainsi, ces particules sont libres pour émigrer par les pores avec tous les fluides qui circulent dans le réservoir. Si ces particules émigrent, mais ne sont pas portées complètement la formation par les fluides produits, elles peuvent se concentrer aux restrictions de pore, entraînant le branchement et les grandes réductions de la perméabilité. [8]

II.1. Les fines:

1. Définition :

Les fines sont définies comme des particules ayant un diamètre moins de 44 microns, sont omniprésents dans des réservoirs de grès. Ces fines sont minéralogiquement diverses et gamme en composition des minerais d'argile aux minerais siliceux d'non-argile (quartz, feldspath, zéolites, etc...). [8]

2. Types des fines :

2.1 Argiles

1. 2. Définition d'argile

Un minerai d'argile peut être défini comme, un certain nombre de minéraux Hydrous d'alumino-silicate avec feuille-comme des structures de cristaux, constitué de altération ou hydratation d'autres silicates ;aussi, n'importe quel minerai réduit plus petit que 1/256 millimètre. [8]

1. 2 . Classification des argiles (catégories principales) :

1. Argiles détritiques

2. Argiles authigènes (diagenetic) [8]

1. 3. Types d'argile

1 . 3 .1 . Illite :

Illite apparaît pendant que le hairlike (capillaire) structure des murs de pore de Double, réduction de perméabilité provoquée par Illite dispersé est principalement dû à l'augmentation résultante de la tortuosité (frottement de pore).

Illite est principalement un argile de migration. [8]

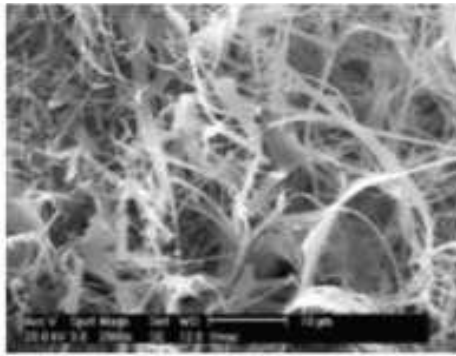


Figure II.1.Illite Argile

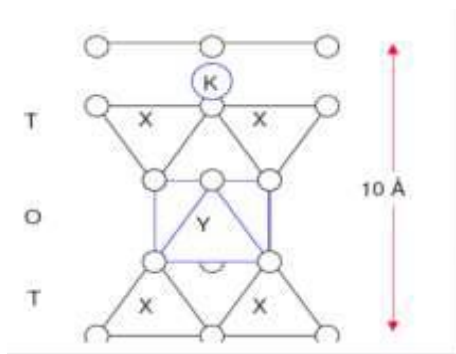


Figure II .2 Structure Illite

1. 3 .2. Kaolinite :

Les dommages principaux de perméabilité provoqués par la kaolinite trouvée dans la formation de grès sont dus à sa tendance de jeter un pont sur au loin dans des gorges de pore une fois qu'ils ont été dispersés et deflocculated.

Les particules de kaolinite tendent à former les unités discrètes que c'est un argile de migration (figure II.3). [8]

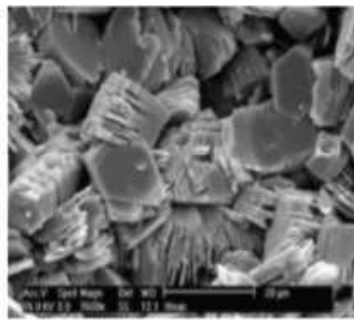


Figure II.3 Kaolinite Argile

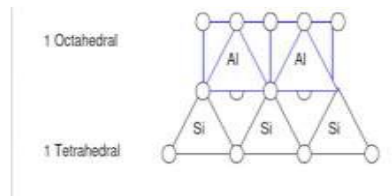


Figure II.4 Structure Argile

1. 3 .3. Smectite (Montmorillonite, Bentonite) :

Smectite a une composition en structure et en cation qui lui donne la capacité d'absorber de grandes quantités de l'eau, qui répand sa feuille comme des couches à part. Cette tendance est la montmorillonite de raison principale peut être si préjudiciable à la perméabilité à formation quand elle est exposée aux filtrats aqueux.

En général l'eau douce et le sodium les ions tendent à gonfler ces argiles, mais les ions de potassium et de calcium tendent. [8]

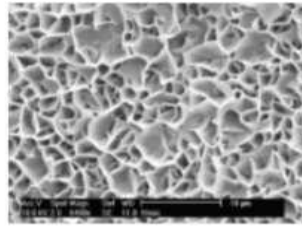


Figure II.5 Smectite

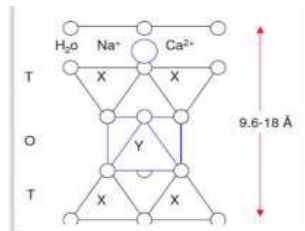


Figure II.5 structure Smectite

1. 3. 4. Chlorite :

Le chlorite est argile diagenetic semblable à Illite. Le chlorite tend à trouver comme enduit qui raye l'intérieur des gorges de pore. La dissolution par l'acide (chlorite étant un minéral ironbearing) pourrait créer le potentiel pour la formation du pore branchant des précipités d'hydroxyde de fer. [8]

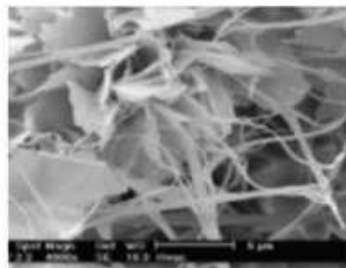


Figure II.7 Chlorite

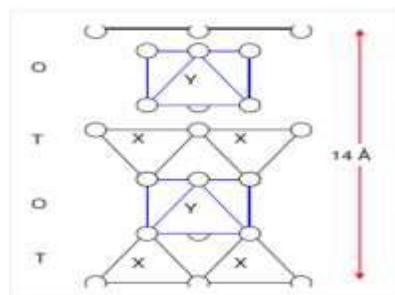


Figure II.8 Structure Chlorite

1. 3.5. Argiles Mélangés De Couche :

Ceux-ci se composent de couches de différentes argiles. Les argiles mélangés irréguliers de couche contiennent habituellement la montmorillonite et l'illite et montrent ainsi des tendances marquées de gonflement. Quelques essais prouvent que la réduction de perméabilité est la plus grande quand les argiles de montmorillonite et de mélanger-couche sont présentes.

La réduction est moins avec Illite, et mineur avec de la kaolinite et le chlorite. [8]

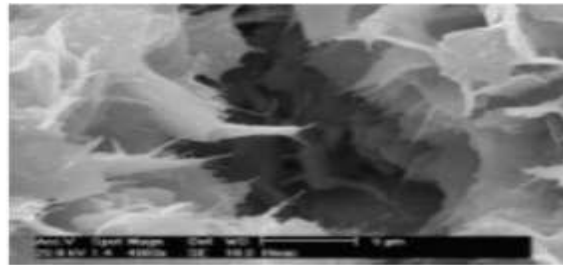


Figure II.9 Argile Mélange De Couche

2. Quartz

Bioxyde de silicium, le SiO_2 hexagonal la plupart de minerai commun dans les roches sédimentaires clastiques et en grès il peut se produire comme grains, ciment, fines mobiles en états spécifiques de pression et température parce qu'est le minerai très compact et stable.

Le quartz n'est pas soluble en aucun acide excepté l'à haute fréquence (HF). [8]

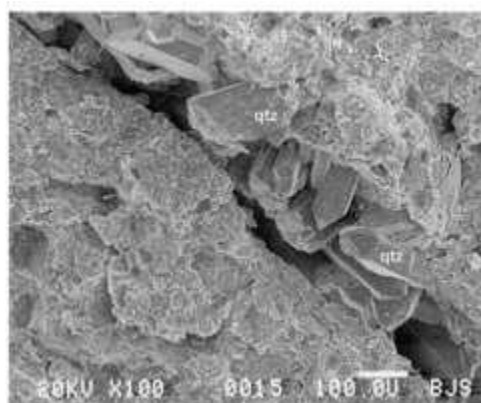


Figure II.10 Quartz

3. feldspath

Les silicates en aluminium de cadre là est deux groupes principaux de minerais de feldspath :

- Feldspath De Potassium

- Groupe de feldspath de plagioclase [9]



Figure II.11 Feldspath- Potassium



Figure II.12 Feldspath - Plagioclase

II .2. Migration des fines

II.2.1 Définition de migration des fines

La migration des fines est le mouvement des particules de formation par les fluides produits. Ces particules peuvent bloquer les canaux des pores, en réduisant la capacité d'écoulement et la productivité du puits. Les particules de migration peuvent se composer d'une variété de matériaux contenant des argiles (phyllo silicates, en général moins de 4 microns de diamètre) et silt (silicates ou aluminosilicates, typiquement entre 4 et 64 microns de diamètre). Les plaquettes de kaolinite sont les argiles les plus migratrices.

Les endommagements dus à la migration de fines sont généralement dans un rayon de **3 à 5** pieds autour du puits.

Les particules de la migration ou d'autres solides prévenant de fluides de forage, de complétion, ou de work over peuvent envahir la formation quand ces particules sont plus petites que les ouvertures des canaux des pores. N'importe quelle augmentation du débit d'écoulement de la zone envahie forcera une concentration élevée des particules dans la matrice rocheuse. [10]

II.2.2 Facteurs qui causent la migration de fines

Il est souvent difficile venir évidence directe des dommages amende-induits de formation dans des puits de production près. Bien que la plupart des autres formes de dommages de formation aient les indicateurs évidents du problème, les symptômes de la migration de fines sont beaucoup plus subtiles. L'évidence indirecte telle que la productivité en baisse pendant plusieurs semaines ou mois est le symptôme le plus commun. Cette réduction de la productivité peut habituellement être renversée par des traitements d'boue-acide. [10]

II.2.2.1 Faible saumures de salinité :

Les essais d'écoulement de noyau effectués dans le laboratoire prouvent que si des saumures de bas-salinité (< 2%) sont injectées dans les roches eau sensibles, les grandes réductions de la perméabilité se sont produites, elle est de nouveaux, donc bien établis que cette réduction dramatique de perméabilité est presque entièrement un résultat de migration de fines. L'inversion de l'écoulement a comme conséquence une augmentation

provisoire de perméabilité pendant que les fines branchent des pores dans la direction d'inversion d'écoulement.

Les minerais à grain fin sont présents dans la plupart de formation de grès et de quelques carbonates, ils ne sont pas tenus en place par la pression d'emprisonnement et sont libres pour se déplacer avec la phase liquide qui les mouille (habituellement l'eau). Ils restent attachés aux surfaces de pore par les forces électrostatiques et de van Der Waals. aux concentrations "élevées" en sel de (> 2%), les forces de Der Waals de fourgon sont suffisamment grandes pour maintenir les fines attachées aux surfaces de pore. Pendant que la salinité est diminuée, les forces électrostatiques répulsives augmentent parce que la charge négative sur les surfaces des pores et des fines n'est plus protégée par les ions. Quand les forces électrostatiques répulsives excèdent les forces attractantes de van Der Waals, les fines sont libérées des surfaces de pore. Il y a une concentration critique en sel au-dessous dont des fines sont libérées. Si un grès eau-sensible est exposé à la saumure avec une salinité au-dessous de la concentration. [10]

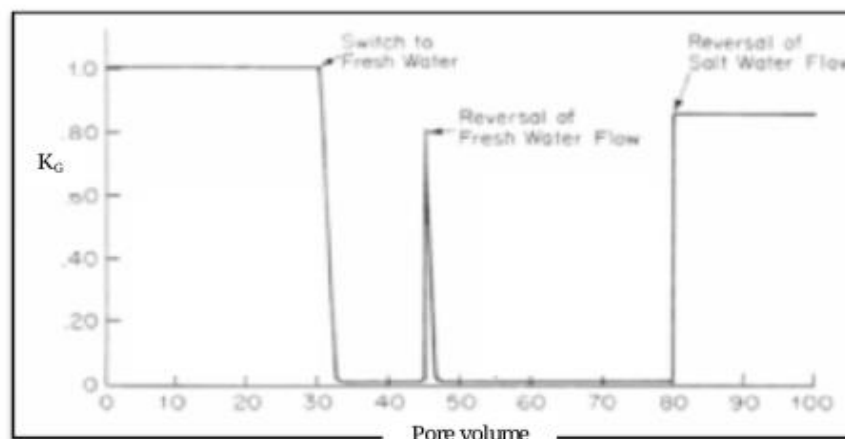


Figure.13 : réduction de la perméabilité, gain de perméabilité temporaire et permanent .

II.2.2.2 Vitesse liquide :

La migration de fines peut également être induite par l'entraînement

Mécanique des fines, qui peuvent se produire quand la vitesse liquide est augmentée au-dessus d'une vitesse critique. Elles ont été mesurées des réservoirs de grès.

Les valeurs rapportées typiques des vitesses critiques sont dans la gamme de

0.02 m/s. Ceci traduit en débits bons modestes pour la plupart des puits de pétrole et de gaz.

On l'a expérimentalement observé que les vitesses critiques d'écoulement pour des phénomènes de migration de fines sont inférieures quand la phase de saumure est mobile.

Ceci implique que la migration de fines sera plus importante avec le début de la production de l'eau dans un puits. On l'observe souvent que les productivités bonnes diminuent beaucoup plus rapidement après le début de la production de l'eau.

Dans de tels exemples, des traitements de l'acide plus fréquents sont nécessaires pour maintenir la production d'huile après percée de l'eau. [10]

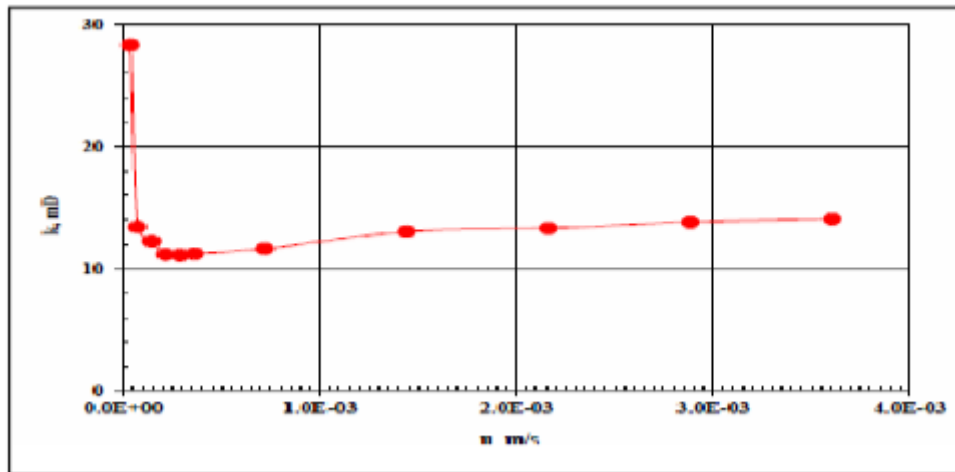


Figure II.14 : variation de la perméabilité d'une carotte avec la vitesse du fluide

II.2.2.3 Mouillabilité de la roche :

Quand deux fluides non-miscibles tels que l'huile et eau sont ensemble en contact avec une surface de roche, un des fluides adhère préférentiellement à la surface de roche davantage que l'autre. La mouillabilité de limite se rapporte à une mesure dont le fluide adhère préférentiellement à la surface. La plupart des réservoirs producteurs existent généralement dans un état eau-humide, c'est-à-dire que l'eau de connate adhère préférentiellement à la roche apprêtent. Le schéma 12 illustre la condition qui existe sur une surface de roche. L'angle θ mesuré par l'eau s'appelle l'angle de contact.

La mouillabilité est décrite par l'angle de contact. Si l'angle θ de contact est < 90 , alors la surface de roche serait l'eau humide. D'autre part, si θ est > 90 , la surface de roche serait huile-humide.

L'ampleur de la réduction de perméabilité observée est également une fonction de la mouillabilité de la roche. Des roches huile-humides tendent à montrer moins de sensibilité de l'eau, peut-être parce que les fines sont partiellement enduites de l'huile et ne sont pas comme aisément accessibles à la saumure. On observe des réductions sensiblement plus petites de perméabilité quand la roche est rendue moins eau-humide. [10]

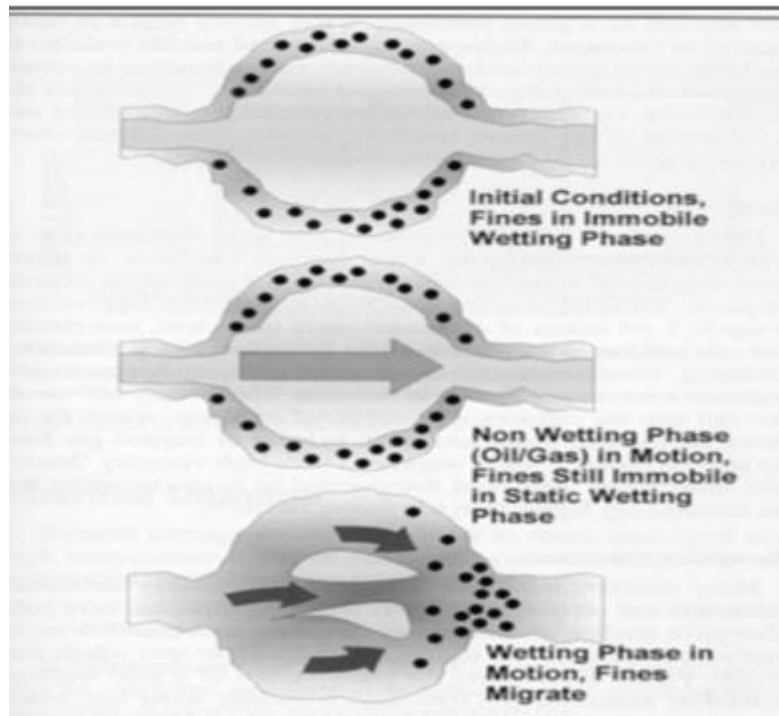


Figure.II.15: Mécanismes De Migration Des Fines (Altération De La Mouillabilité)

II.2.2.4 Effet du pH :

La migration d'argile est influencée par le pH parce qu'elle affecte l'équilibre bas d'échange, mais son effet sur un système particulier dépend des conditions électrochimiques dans ce système. Cependant, généralement la dispersion d'argile est nuisiblement affectée par les eaux alcalines avec un pH de 7.0 plus grands que rendant les argiles plus mobiles. Au pH de 4.0, aucune perturbation n'est vue.

Le pH du filtrat peut être la cause de l'affaiblissement par un autre mécanisme si le ciment de matrice est silice amorphe. Les filtrats avec un pH très élevé dissolvent la silice, libérant les particules fines, qui peuvent alors bloquer des pores. Une fois que de l'argile est dispersé ses particules deviennent libre pour se déplacer et peut causer le branchement des gorges de pore. Nous observe que la migration de fines peut être induite par n'importe quelle opération qui présente fluides de salinité ou des de "haute" du "bas" (< 2%) (> 9%) pH dans une formation eau-sensible.[10]

II.3.Les conséquences de migration de fines

II.3.1 L'endommagement (colmatage) :

II.3.1.1 Définition :

L'endommagement représente toutes les dépôts que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en bouchant les perforations voir même le tubing de production. Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface :

On va voir la nature d'endommagement, son origine, sa localisation ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production. [11]

II.3.1.2 L'origine de l'endommagement de la formation

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

Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes : [11]

II.3.1.2.1 Endommagement dû à la formation :

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation. La maîtrise de ces derniers représente la clef de la réussite d'un traitement par acidification ; par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement.

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement [11] plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification, parmi les quels nous citerons :

II.3.1.2.1 1. Dépôts de sel :

Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés. Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perfos voir même du tubing de production.

Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ; mais cette eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO₄. [11]

II.3.1.2.1 .2. Dépôts organique (asphaltènes) :

Les dépôts d'asphaltènes, cause un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation Bien que les mécanismes de déposition des asphaltènes soient nombreux, les facteurs suivants sont mis en évidence par les experts pour expliquer cette précipitation.

- Les asphaltènes peuvent se déposer partout (matrice, perfos, tubing) à cause du changement des conditions thermodynamique (température ou/et pression).
- Le mouvement de l'huile dans la matrice durant la production peut crée un champ électrique qui dépend de son débit d'écoulement. Ce genre de champ peut activer l'accumulation des asphaltènes.
- Les sels contenus dans les eaux du cambrien forment des sites d'accumulation pour les asphaltènes. [11]

II.3.1.2.1.3. Dépôts des paraffines :

Contrairement aux asphaltènes, la précipitation des paraffines est favorable quant il y a une baisse de pression et de température durant la production.

Ils sont plus probables de se déposer dans le tubing. [11]

II.3.1.2.1.4. dépôts de sulfates :

Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection soit pour nettoyage des puits salés ou pour maintien de pression et l'eau de formation.

Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

Les dépôts de sulfates les plus courants sont: $BaSO_4$, $CaSO_4$, $SrSO_4$. On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt, ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim ; ce produit n'a rien donné comme résultats. [11]

II.3.1.2.1.5. Migration des fines :

Les particules endommageantes qui viennent d'habitude du réservoir, peuvent se déplacer et migrer avec la production du fluide et boucher les abords du puits causant ainsi une réduction de la production. [11]

II.3.1.2.1.6. Gonflement des argiles :

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion, ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité. D'autres types d'argiles peuvent être dispersées et bloquer par la suite le canal du pore. [11]

II.3.1.2.2. Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, work-over et snubbing)

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, work-over et par fois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère ; qui peut se résumer à :

- Formation d'émulsion et sludges due à l'incompatibilité des fluides d'invasion et celle de formation. Les émulsions peuvent être dissociées, par contre les sludges, ils sont très difficiles à dissoudre, un moyen de prévention est plutôt utilisé :
- Changement de mouillabilité dû à l'adsorption en surface des roches par les fluides de forage, work-over et de snubbing.
- Gonflement des argiles qui est due à l'invasion du filtrat à base d'eau de forage, work-over et les fluides de complétion, ce qui trouble l'équilibre entre l'eau de formation et l'argile, qui se gonfle et réduit sévèrement la perméabilité. [11]

II.3.1.2.3. Endommagement dû aux perforations :

La plus part des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits. [11]

II.3.1.2.4. Invasion du filtrat de ciment :

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement. [11]

II.3.1.2.5. Endommagement dû a la stimulation :

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires si l'acide utilisé n'est pas évacué à temps (très rapidement) .Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac).

II.3.1.2.6. Endommagement dû à l'injection d'eau :

Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water-block).Blocage par des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation. [11]

II.3.1.3 Expression de l'endommagement : [12]

L'expression de l'endommagement peut être le rapport :

Des auteurs ont défini un coefficient sans dimension **S** appelé « effet de paroi », est défini par la relation suivante :

$$\Delta P_S = s \left(\frac{uQf}{2\pi hk} \right)$$

Si l'on introduit l'effet de paroi dans l'expression de la pression de fond du puits en système infini, on obtient : [12]

$$P_{wf} = P_G - \frac{uQf}{4\pi kh} \left[\ln \left(\frac{kh}{\phi \mu C r_w^2} \right) + 0.80907 + 2S \right]$$

Ceci signifie que la pression de fond de puits est inférieure de : $s \left(\frac{uQf}{2\pi hk} \right)$ à la pression sans effet de parois. [12]

II.3.1.4 Signification Physique de L'endommagement :

La profondeur de l'endommagement est difficile à déterminer au moyen des essais de puits. Seul un effet d'ensemble peut être apprécié avec un certain degré de précision.

Le rayon r_e et la perméabilité K_e de la zone endommagée sont reliés au coefficient de paroi **S** par l'expression suivante : [12]

$$s = \left(\frac{K_i}{K_e} - 1 \right) \ln \frac{r_e}{r_w}$$

II.3.1.4.1 Origine de skin :

La notion de skin, est définie par un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits. Il représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toute fois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits le Pseudo-Skin. Nous citons: [11]

o Les perforations :

Le modèle du puits idéal suppose que son contact avec la formation s'étend sur 360°, mais avec des perforations on conçoit fort bien que la production soit forcée à travers les seules ouvertures.

Il en résulte une perte de charge qui se traduit par le skin S_p appelé coefficient d'effet pariétal et qui est en fonction du nombre des perfos, de leurs répartitions et leurs puissances de pénétration, [12]

o La pénétration partielle :

La pénétration partielle se caractérise par le fait qu'un puits produit sur une épaisseur de formation inférieure à la hauteur totale exploitable. Ceci sera le cas lorsque l'on voudra se prémunir contre des venues d'eau ou de gaz prématurées, ou que l'on se trouvera en présence d'une barrière argileuse.

Elle contribue à l'existence d'un skin positif (pseudo skin S_c) qui varie en fonction de l'épaisseur de la formation, du diamètre du puits et de la hauteur perforée. [12]

o Endommagement global :

Dans tous les cas, les pertes de charges additionnelles, localisées aux abords du puits (matrice), peuvent être traitées comme un skin. Donc le skin qui sera mesuré au cours d'un test, est une résultante de tous ces skins. [12]

Couche entièrement perforée : $S = S_e + S_p$

Couche partiellement perforée: $S = s_e + (s_e + s_p) \frac{h_{total}}{h_{perforée}} \rightarrow II.4$

S_e : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice),

S_p : la perte de charge due aux perforations,

S_c : l'étranglement de l'écoulement du à la pénétration partielle.

II.3.1.4.2 Conséquences d'une modification de la perméabilité autour [12]

du puits sur sa productivité :

1. L'effet de skin sur la perméabilité :

Le rayon r_e et la perméabilité K_e de la zone endommagée sont reliés au Skin par l'expression de **Hawkins** :

$$s = s - \left(\frac{k_i}{k_e} - 1 \right) \ln \frac{r_e}{r_w}$$



Figure. II.13 :l'influence de skin sur la productivité

On voit que si :

S>0 : La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à Celle du reste de la formation (cas d'un endommagement) ;

S<0 : Correspond à une amélioration ;

S=0 : $K_e = K$ (pas d'endommagement).

2. L'effet de l'endommagement sur la productivité :

L'index de productivité (ou d'injectivité) d'un puits qui est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement, c'est un potentiel du puits et s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent: [12]

$$IP = Q / P_G - P_f$$

Il existe deux types d'IP :

IP_r : productivité réelle en m³ /h/ Kg /cm²;

IP_{th} : productivité théorique de même dimension.

$$IP_{th} = Q / (P_G - P_f - \Delta P_s)$$

La connaissance de l'IPR et l'équation de **Hawkins** sont essentielles pour comprendre l'effet de l'endommagement de la formation sur la productivité du puits

Pour un puits d'huile L'équation d'IPR

$$Q = \frac{kh(p_G - p_{wf})}{\left(\ln \frac{R_e}{r_w} + s\right)}$$

Horner

Les notions utilisées sont:

P_{wf} (t): La pression en écoulement; le temps est compté depuis le début de la mise en production.

P_{ws} (Δt): La pression en remontée de pression; le temps est compté depuis le moment t_p de la fermeture de puits P_{ws} (t = 0) = P_{wf}(t_p)

On utilise le principe de superposition des débits pour interpréter la remontée de pression, l'équation devient: On utilise le principe de superposition des débits pour interpréter la remontée de pression, l'équation devient: **[12]**

$$P_i - P_{ws}(\Delta t) = \frac{\alpha \cdot Q \cdot \mu \cdot \beta}{k \cdot h} \cdot \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$$

Interprétation :

L'équation précédente montre que la pression du fond varie linéairement en fonction de $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$

Si l'on porte sur un graphique P_{wf} = f (log $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$) on observe une fois

L'effet de capacité de puits terminé, une droite de pente m:

$$m = \alpha \cdot \frac{Q \cdot \mu \cdot B}{K \cdot h} \Rightarrow k \cdot h = \frac{Q \cdot \mu \cdot B \cdot \alpha}{m}$$

Le skin S:

$$S = 1.15 \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}}{m} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + B \right]$$

II.3.1.4.3 Chute de pression supplémentaire :

En effet, les particules solides, les dépôts organiques et la présence des argiles disséminées dans la matrice, sous forme de passées ou de bancs dans les réservoirs r_w et R_e seraient une cause indirecte du colmatage des canaux assurant le drainage des huiles vers le puits.

Des minéraux argileux (kaolinite, illite) plus ou moins libres sont charriés par l'effluent, viendraient boucher les pores, ayant pour conséquence des pertes de charges supplémentaires causant ainsi des pertes en production.

Dans le cas d'un colmatage du réservoir, on aura deux couronnes cylindriques de limites a, r et R et deux perméabilités respectives K_e et K_i .

K_e : perméabilité de la zone endommagée ;

K_i : perméabilité de la zone vierge ou non endommagée ;

r_w : rayon du puits ;

r_e : rayon d'endommagement.

Le rayon d'endommagement r_e représente la zone endommagée, pratiquement le volume du traitement principal est basé sur 1 à 1.5 m de pénétration radial.

Alors d'après l'équation (*) on obtient la chute de la pression due au colmatage de la formation par la formule suivante : [12]

$$P_G - P_{wf} = \frac{\mu Q_f}{2\pi h} \left[\frac{1}{k_e} \ln \frac{r_e}{r_w} + \frac{1}{k_i} \ln \frac{r_e}{r_w} \right]$$

Remarque : Dans le cas d'un colmatage on a $K_e < K_i$.

II.3.1.5 Localisation D'endommagement :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, le schéma ci-dessous illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits. [11]

1. Au fond du puits :

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltènes). [11]

2. A la paroi du puits :

2.1. Cake externe :

Le cake externe forme des particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide les paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la fracturation.

Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides. [11]

3. Aux abords des puits :

3.1.Le cake interne :

Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable. [11]

Ces solides ont des origines différentes :

- produits par la formation (et appelés "fines", particules inférieures à 5 microns)
- résultant du reforage des déblais
- venant des produits à boue [11]

3.2 La zone envahie :

Après le cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :

- Changement de mouillabilité.
- Formation d'émulsions.
- Gonflement et /ou délitage des argiles.
- Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas

d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place. [11]

4. Accumulations de particules :

Divers types de particules organiques résultant des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être la cause de colmatage du réservoir. [11]

II.4. Traitement de la migration des fines :

Il existe différentes techniques pour résoudre les problèmes de migration des fines. Les moyens traditionnels sont en utilisant le système HF retardé, l'élargissement de la gorge des pores, ou l'application d'additif organosilane. Ces dernières années, l'application de l'UTTA s'est avérée très efficace pour résoudre les problèmes de migration des fines. [13]

II.5.1 Systèmes HF retardés :

Dans la plupart des cas, la migration des fines s'est produite en profondeur dans la formation et toute solution chimique doit être conçue pour fonctionner le plus loin possible du trou de

forage. Au cours des dernières années, trois systèmes HF retardés typiques ont été développés. Ce sont des systèmes utilisant l'ion bore, des systèmes utilisant l'ion aluminium, des systèmes utilisant le complexe contenant du phosphore. Tous ces systèmes produisent des précipitations de silice hydratée en contact avec l'argile. Le type I ne doit pas être utilisé dans la formation contenant de l'illite ou du feldspath-K car il n'a pas de réaction avec le quartz. Le type III a la plus grande puissance de dissolution de la silice et des argiles parmi ces trois. Il peut continuer à dissoudre les produits en solution sans précipitation. [13]

II.5.2 Élargissement des pores de la gorge :

Comme on l'a vu plus haut, les traitements acidifiants ont les effets négatifs de la migration des fines en dissolvant simplement les matériaux de cimentation ou en créant plus de fines dans la formation. D'autres façons, l'acidification peut aussi agrandir la taille des gorges des pores, en particulier la taille critique de la gorge des pores. Dans ce cas, une voie d'écoulement plus facile est créée et il est plus facile pour les fines de sortir de la formation. Les études montrent que les fines ne se rapprochent pas de la gorge des pores si la taille moyenne des pores de la formation est supérieure à la plage critique (1/7 à 1/3 de la taille moyenne des fines). En appliquant la relation que le diamètre de pore est égal à la racine carrée de perméabilité en microns, le tableau II.1 suivant peut être utilisé pour prédire la taille des fines qui peuvent boucher la formation. [13]

Permeability, mD	Pore size, microns	Plugging range, microns
100	10	1.4 to 3.3
250	15.8	2.2 to 5.2
500	22.4	3.2 to 7.4
750	27.4	3.9 to 9.1
1000	31.6	4.5 to 10.5
1500	38.7	5.5 to 12.9
2000	44.7	6.3 to 14.9

Tableau II. 1 : Relation entre la perméabilité, la taille des pores et la plage de colmatage.

II.5.3 Organosilane :

Le mécanisme de l'organosilane pour contrôler les problèmes de migration des fines est de verrouiller les fines en place par un revêtement mince. Il formera du silinol in situ sur des surfaces siliceuses minérales par un processus de condensation/polymérisation (figure 3). Le revêtement peut stabiliser les fines et bloquer les sites d'échange d'ions. Par conséquent, la gravité de la migration des fines est considérablement réduite[13]

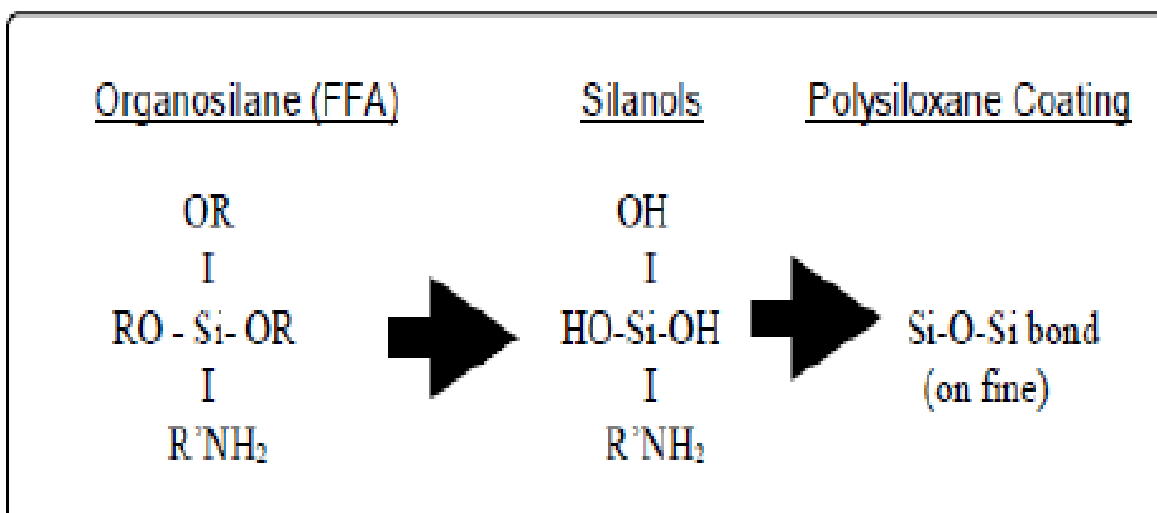


Figure.II.14 : Mécanisme Organosilance

CHAPITRE III :

Étude
EXPÉRIMENTALE
SUR LE PUIT
OKN#53

I. Méthodes et procédures expérimentales (Essais) :

ce chapitre parle sur deux paramètres importants, Tout d'abord sur la minéralogie de la formation de champ HBK , se basant davantage sur la formation de HBK dans le premier paramètre et le second qui est le système acide utilisé des deux sociétés de services BJSP et Halliburton sur des échantillons de cette roche de formation, sur des échantillons de puits OKN#53 en particulier.

II. Procédures d'analyse minérale:

II.1 .Caractéristiques minéralogiques :

Les caractéristiques minéralogiques des puits HBK ont été réalisées par l'analyse radiocristallographique (radiographie) et par une étude pétrographique. L'étude comprend les tests et analyses suivants:

a. Champ Haoud Berkaoui :

Résultats expérimentaux du test minéralogique : ₂

wells	Depth (m)	Non-clay minerals		clay minerals		
		Quartz (%)	Dolomite (%)	Illite (%)	Chlorite (%)	Interstrat.I-M (%)
OKJ#40 (POW)	3496.80	90	2	7.2	0.8	-
OKJ#50 (IOW)	3582.50	80	8	7.2	4.2	-
OKN#53(POW)	3512.10	82	8	8	0.5	1.5
OKJ#251(IOW)	3457.60	80	3	11.9	5.1	-
OKN#442(POW)	3479.50	80	7	7.8	5.2	-

Tableau 1 : Résultats de diffraction des rayons X

Wells	Depth (m)	clay minerals and Non-clay minerals			linings and 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 2 : Résultats des analyses pétrographiques

II.2. Mesures pétro physiques :

Détermination de la porosité et de la perméabilité à l'air des échantillons de puits

Wells	Depth(m)	Kair (mD)	Porosity(%)	Density(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 3 : Résultats expérimentaux des mesures pétrophysiques

❖ *Interprétation des résultats des essais minéralogiques des puits HBK*

Les résultats des mesures pétro physiques montrent que les échantillons ont une perméabilité variable de 6,05 à 601,53 mD (à l'exception de l'échantillon n o 1 de OKN#53 qui ont une perméabilité de 1600 mD) et une porosité comprise entre 5 et 17 %.

En ce qui concerne les résultats de la diffraction des rayons X, il apparaît que :

. la composition des échantillons est principalement constituée de grès dont la teneur en quartz varie entre 80 et 98 %.

. La dolomite est présente dans pratiquement tous les échantillons ; elle varie de trace à 11 %.

.L'Illite (traces à 23,4 %) et chlorite (traces à 5,2 %) sont deux minéraux majeurs trouvés dans la fraction argileuse.

.Des traces d'halite, de calcite, de barytine, d'anhydrite, d'orthoclase et un faible pourcentage d'illite-montmorillonite interlayered sont présentes dans les différents échantillons

III. Méthodes d'analyse Système acide

III.1. Essais de solubilité :

Ces essais visent à définir, pour un échantillon donné, sa solubilité dans les acides, en indiquant, quantité de carbonates et de silicates :

Well	Depth (m)	Type of Acide	Solubility In «HC1» (%)	Solubility In «HC1/ HF » (%)	Solubility Of silicates (%)
OKJ #40 (POW)	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 (POW)	3559.60	SCA (Halliburton)	6.73	10.0	3.27
	3567.50	MA (BJ-SP)	12.83	14.68	1.85
	3585.90	SA (BJ-SP)	16.59	19.76	3.17
OKN #442 (POW)	3490.00	SCA (Halliburton)	5.989	11.9	5.911
	3493.13	SA (BJ-SP)	6.244	14.68	8.436
	1398.25	MA (BJ-SP)	4.705	7.747	3.042
OKN #53 (POW)	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 4 : Résultats des essais de solubilité

❖ **Interprétation des résultats des essais de solubilité des puits HBK :**

La solubilité des échantillons de puits HBK dans les divers systèmes acides est la moyenne de :

9.08% dans le Preflush (7.5% HCl) , 12.33% dans le Mud Acid (HCl / HF: 6 / 1.5) de BJ. .

6.8% dans le Preflush (7.5% HCl) , 17.15 dans l'acide de grès (HCl / HF: 10/2) de BJ..

.9.58% dans le Preflush (7.5% HCl) , 14.72 dans l'acide de grès complet (HCl / HF :

13 / 1.5) de Halliburton.

III.2. Essais de compatibilité :

Les effets indésirables les plus courants et parfois graves du processus d'acidification en résulte de l'incompatibilité avec l'acide en place et cela conduit à la formation de sludges ou émulsion.

III.2. a . Essais de précipitation des sludges :

Certaines catégories d'huile au contact de solutions acides ont tendance à se former précipités appelés sludges.

III.2. b . Tests d'émulsion :

Ce test permet d'appréhender la sélection du meilleur démulsiifiant, est conçu pour vérifier la compatibilité. Pour éviter une émulsion stable est de protéger la roche de formation de mouillabilité modification en conséquence, nous évitons la migration des fines et le colmatage des pores.

❖ **Résultats des tests de compatibilité :**

System	Preflush 7.5 (1/41HCl (BJ-SP)	Mud Acid (6-1.5) (BJ-SP)	Sandstone Acid (10-2) (BJ-SP)	Clay Fix-5 (Halliburton)	Preflush 7.5 %/0HCl (Halliburton)	Sandstone completion Acid(13-1.5) (Halliburton)
Results	Absent	Absent	Absent	Absent	Absent	Absent

Tableau 5 : Résultats des essais de sludge

System	Preflush 7.5 (% HC1 (BJ-SP)	Mud Acid (6-1.5) (BJ-SP)	Sandstone Acid (10- 2) (BJ-SP)	Clay Fix-5 (Halli)	Preflush 7.5 %HC1 (Halli)	Sandstone completion Acid (13-1.5) (Halliburton)
60 mn % Oil % Water	74.40 24.60	73.20 26.80	78 22	74 26	74.50 24.50	Total
24 h % Oil % Water	75 25	75 25	75 25	75 25	75 25	Total
Interface	clear	clear	clear	clear	clear	Absent (Emulsion total)

Tableau 6: Résultats des essais d'émulsion

❖ Interprétation des tests de compatibilité :

Des essais de compatibilité sont effectués afin de détecter toute précipitation de sludge ou d'émulsion entre les différentes solutions acides et le fluide de formation Huile. Les essais ont montré qu'aucune formation de sludge n'est détectée. De plus, les essais d'émulsion a révélé que le traitement de matrice sur le système "Sandstone complétion Acid" forment total émulsion phase externe d'huile.

IV. Tests d'écoulement du cœur :

IV. a. Essais de dommages

.Ces essais sont effectués dans des conditions de forage (température et pression) simulation de l'invasion d'échantillons de roche de la boue, ce dernier devrait être bien homogénéisé, est chauffé dans la cellule et le circuit entier (porte-échantillon, tubulure, etc) pour atteindre une température de 80 ° C.

.Injecter dans l'échantillon la boue à une pression de 30 kg / cm² et contre la pression de 10 kg / cm².

.Signale toutes les 15 minutes à l'aide d'un tube à essai gradué, le volume de filtrat écoulé maintenir les mêmes conditions de température et de pression. Une fois la filtration est terminée, effectue le nettoyage d'impulsion de l'échantillon avec de l'huile inerte "Soltrol 130" dans la direction de production.

.Une fois que le débit de cette huile est constant, déterminer la perméabilité Kf Soltrol après dommage.

IV. b. Essais d'acidification :

Les tests d'acidification sont effectués 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 de l'équation suivante.

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{DP \cdot s}$$

Les résultats des tests d'acidification obtenus pour les différents échantillons et en utilisant trois acides les séquences sont illustrées par les courbes de réponse (K_a/K_i selon l'acide injecté volume).

Les tests d'acidification comprennent les étapes suivantes :

.Échantillons de roches saturées avec eau de formation

.Détermination de la perméabilité initiale (K_i)

.Détermination de la perméabilité finale (K_f)

Coefficient de dommage déduit généré par la boue, estimé à partir des données suivantes relation:

$$\% C = \frac{K_i - K_f}{K_i} \times 100$$

Solutions acides par injection : .

Les solutions ont été injectées en trois séquences : (Preflush, Traitement principal, Overflush).

.Détermination de la perméabilité finale (K_{fa})

.Détermination du gain de perméabilité ($K_r = k_{fa}/K_i$)

❖ Résultats des essais de dommages et d'acidification :

Well	Depth (m)	Kair (mD)	Ki (mD)	System Of Mud	rate of Damage (%)	System of tested Acid	Kr
OKJ#50	3559.60	567.98	197.8	<i>Versadril</i>	37.6	Sandstone Completion acid	2.0
OKJ#40	3492.50	48.79	9.6	<i>Versadril</i>	62.5	Sandstone Completion acid	3.9
OKN#53	3505.60	117.03	40.3	<i>Versadril</i>	40.2	Sandstone Completion acid	5.2
OKN#442	3498.25	236.12	70.9	<i>Invermul</i>	37.4	Sandstone Completion acid	38.2
OKN#251	3438.42	32.86	10.5	<i>Invermul</i>	42.9	15 % HCl	0.7

Tableau 7 : Résultats des essais d'acidification et d'endommagement des échantillons de puits HBK par le système Halli Acid

Well	Depth (m)	Kair (mD)	Ki (mD)	System Of Mud	rate of Damage (%)	System of tested Acid	Kr
OKJ#50	3585.90	60.11	3.2	<i>Versadril</i>	46.9	Sandstone acid (10-2)	4.9
OKJ#40	3494.75	37.01	10.5	<i>Versadril</i>	47.6	Mud acid (6-1.5)	2.2
	3493.80	59.21	18.6		36.6	Sandstone acid (10-2)	3.1
OKN#53	3506.30	67.87	11.2	<i>Versadril</i>	60.7	Sandstone acid (10-2)	6.4
	3506.10	39.49	5.9		38.9	Mud acid (6-1.5)	8.7
OKN#442	3499.05	34.08	17.9	<i>Invermul</i>	39.1	Mud acid (6-1.5)	7.0
	3493.15	48.14	6.7		49.3	Sandstone acid (10-2)	4.6
OKN#251	3438.75	44.46	32.9	<i>Invermul</i>	39.8	Mud acid (6-1.5)	1.3

Tableau 8 : Résultats des essais d'acidification et d'endommagement des échantillons de puits HBK par l'acide BJSP Système

❖ **Interprétation des résultats des essais de dommages et d'acidification :**

Les essais de dommages par les deux systèmes de boue d'huile Versadril et Invermul rapport H / E de 80/20 révèlent qu'ils ont la même capacité de dommages. Les degrés de dommages des deux systèmes sont 45,3 et 42,9 % respectivement.

Les courbes « ARC » montrent que la première étape du traitement, par rapport à Preflush, est généralement réaction HCl avec les carbonates (Dolomite Le rapport de perméabilité K_a/K_i est généralement supérieur à l'unité pour les échantillons avec un pourcentage de (dolomie).

Dans le cas des échantillons OKN # 251, le chlorure d'ammonium 2 % est utilisé comme preflush ne pas contribuer à une amélioration significative de la perméabilité comme valeur de ce traitement est plutôt inhibiteur de l'argile .

En ce qui concerne l'acide principal des systèmes d'acide testés, il y a des comportements différents pour chaque type d'acide et la minéralogie actuelle.

Mud Acid BJSP traitement de matrice montre une bonne réponse de roche à l'acide, sauf la première Échantillon de puits OKN # 251, il y a probablement une précipitation de particules fines.

De plus, la deuxième séquence du système BJ-SP Sandstone Acid montre une comportement pour tous les échantillons, caractérisé par un déclin après le traitement Preflush, suivi par stabilisation. Ceci est soutenu par la nature du type acide retardé.

En effet, l'acide fluorhydrique est généré comme l'injection d'acide de grès, lui permettant d'agir plus profondément dans la roche et réduire le risque de réactions secondaires.

En ce qui concerne le système d'achèvement Sandstone Acid Halliburton proposé par la matrice le traitement contribue à une légère amélioration, mais le ratio K_a/K à cette étape ne dépasse pas 1,5.

La dernière phase de traitement "Overflush", dont le rôle dégorgeant des produits de la dissolution, augmente dans la plupart des cas. Cependant, une baisse de gain est observée pour les échantillons traités avec le système BJ-SP Mud Acid. Ainsi que l'échantillon OKN #251 N0 4 qui a traité par 15% HCl , ceci est probablement dû à la migration de particules fines ou de précipités secondaires formés après la traitement matriciel.

V. Microscope électronique à balayage de visualisation :

Vue d'ensemble à faible grossissement (20X) des différents échantillons de puits HBK sélectionnés pour Le traitement aux acides proposé confirme la dominance du quartz.

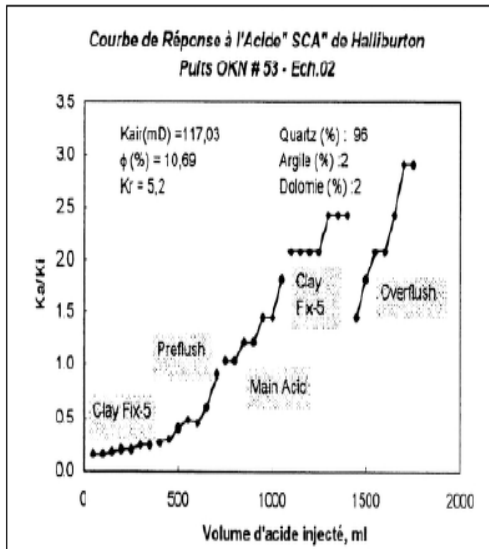
Les photos prises avec de grands grossissements peuvent observer la nourriture de grain de quartz par la silice secondaire, ainsi que différents types d'argiles et leur distribution dans la matrice.

Les minéraux argileux fournis par chlorite et Illite tapissant les parois poreuses et donc contrôler la porosité de la roche.

L'observation SEM des échantillons traités avec différentes solutions acides montre généralement la dissolution des carbonates et des sels par l'action de l'acide chlorhydrique et modification des aluminosilicates (argiles, feldspaths et quartz) avec de l'acide fluorhydrique. Cependant, il on constate que tous les systèmes acides contribuent à former des particules fines. Voir l'annexe B.

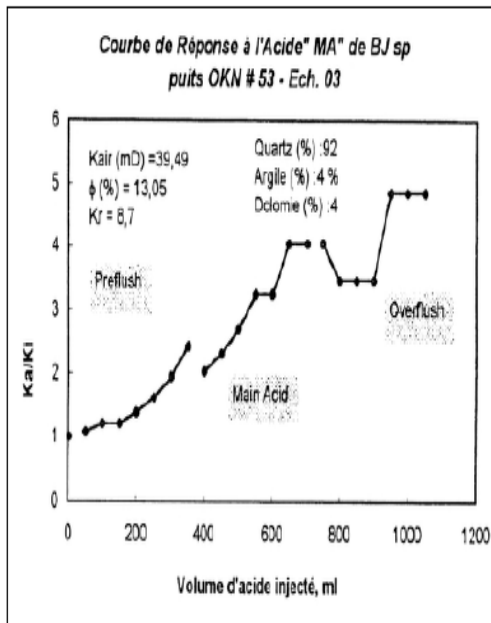
Courbes de réponse acide COURBES ARC du puits OKN#53 :

ARC - Acide de grès



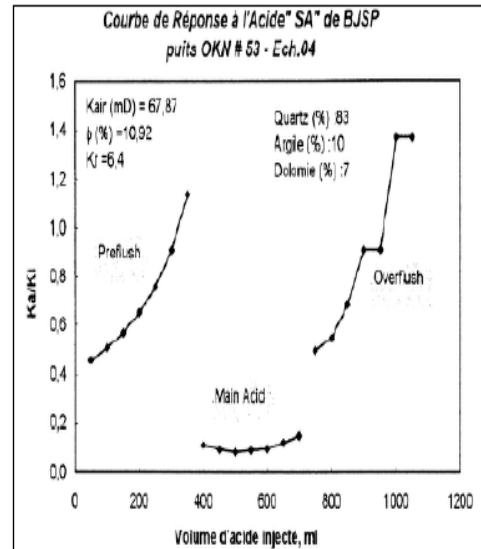
Échantillon N0 2 profondeur : 3505, 60m

ARC- BJ Mud Acid



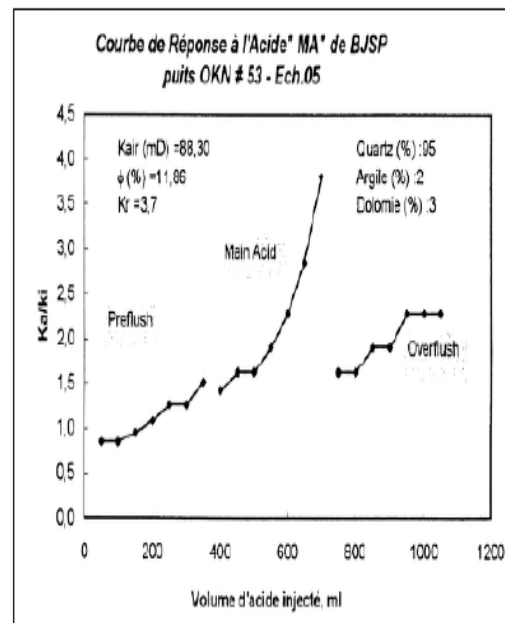
Échantillon N0 3 profondeur : 3506, 10m

ARC-BJ Acide de grès :



Échantillon N0 4 profondeur : 3506,60m

ARC-BJ Mud Acid



Échantillon N0 5 profondeur : 3438,75m

Figure 1 : Courbes AR du puits OKN#53

VI. CAS RÉEL POUR L'ÉTUDE OKN#53 :

VI.1 Historique des puits :

Le puits OKN#53 est situé à Haoud Berkaoui Field, en Algérie. Le puits a été foré et terminé en septembre 2000. Le puits produisait actuellement du pétrole à cette époque

VI.2 Données relatives aux puits :

Données sur les réservoirs et la production : (2003)

.Formation(s) : Série Inférieure (SI)

.Intervalle perforé : 3496,5 m à 3516 m

.Intervalle brut : 19,5 m

.Intervalle net : 9,5 m

Porosité : $\Phi_{Ave} = 10.7\%$.

.BHT : 120 °C environ

.BHP : 4240 psi environ

.Pression du réservoir : 4370 lb/po2 environ

.Pression à la tête du puits : 512 lb/po2

.Taux de production : 7,1 m3/h

.GOR : 115 m3/m3

.Skin : +37 (SBU test,22-25/11/2001)

.Intervalles perforés : 3496,5 à 3498 m, 3505 à 3508 m, 3511 à 3516 m

VI.3 Mécanismes de dommage :

L'analyse des données de puits donne un facteur cutané de +37,4 . L'historique de production du puits montre une réduction progressive de la production au fil du temps. Toutefois, la baisse de production est faible et suggère que des dommages de formation ont été présents depuis que le puits a été initialement placé sur production.

Par conséquent, supposant que la principale cause des dommages causés par la formation provient des opérations de forage, de cimentation et de perforation, telles que la migration des fines.

VI.4 Recommandation de traitement :

Le traitement vise à éliminer les dommages de la formation

VI.4.1 Résumé du traitement :

- Bien nettoyer
- Effectuer un traitement à l'acide de grès BJ en plusieurs étapes.
- Évacuer les liquides de traitement.
- Bien placer sur la production.

VI.4.2 Conception acide

Un vaste programme d'analyse de base a été entrepris par le DRC. Cela a donné une abondance de données pétro-physiques et minéralogiques sur le champ de Berkaoui. En particulier, les carottes de OKN-53 ont été utilisées dans l'étude. Ces données, en collaboration avec BJ Service, les recommandations de conception (BJ Services Mixing Manual, Section I-B-3) ont été prises en compte lors de la conception du traitement BJ Sandstone Acid.

La présence d'argiles, jusqu'à 11 % dans certains cas, a entraîné l'inclusion d'acide formique dans la formulation. Haute teneur en quartz, y compris la précipitation secondaire de quartz, permet l'utilisation de la force régulière BJ Sandstone Acid. Cela a une teneur en HF plus élevée permettant une plus grande dissolution de la silice et une plus grande pénétration.

La température prévue du réservoir nécessite l'utilisation d'un inhibiteur de corrosion dans le HCl Overflush. L'acide formique dans le traitement principal et perflush agira comme un inhibiteur de corrosion et offrant une meilleure maîtrise de l'argile.

La migration des fines a été considérée comme une préoccupation par l'étude du DRC. Pour y remédier, le problème d'acide formique (10%) sera utilisé pour le preflush.

Le volume over flush combiné, acide et eau traitée, sera suffisant pour déplacer le traitement principal à au moins 5 pi (1,5 m) du trou de forage. En conjonction avec l'inhibition

propriétés de l'acide HV qui minimisera le risque de précipitation de la réaction nocive produits pendant la période de fermeture.[14]

VI.5 Résultats de la stimulation par acidification du puits OKN#53 :

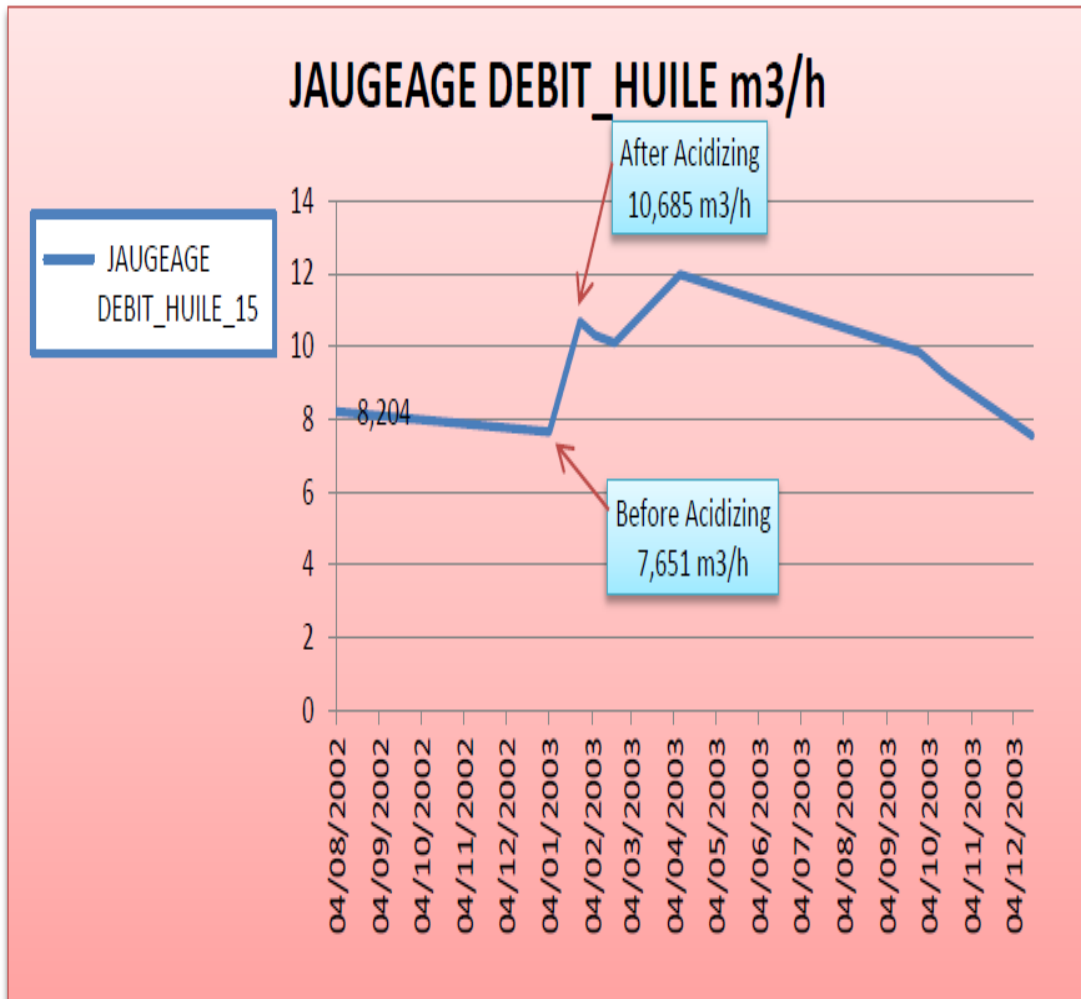


Figure 2 : Graphique montrant la variation du débit d'huile avant et après l'acidification

*La valeur du débit avant la stimulation par acidification était de 7 651 m³/h,

*La valeur du débit est augmentée à 10.685 m³/h après acidification.

Conclusion Générale :

La migration des fines post-traitement est assez fréquente dans l'acidification du grès. Elle peut être difficile à éviter dans de nombreux cas. La réaction de l'HF avec les argiles et autres aluminosilicates minéraux, et le quartz, peut libérer des fines non dissoutes. En outre, de nouvelles fines peuvent être générées comme un résultat d'une réaction partielle avec des minéraux à haute surface, en particulier les argiles. Post-acidification problèmes de migration fines peuvent être réduits en apportant un puits lentement après acidification (une à deux semaines).

Après des tests d'acidification effectués sur des échantillons de puits HBK avec différents acides systèmes, il apparaît que :

- ✚ Le système Sandstone Acid BJSP offre les meilleures performances en termes de gain de perméabilité; Néanmoins, le phénomène des particules fines est détecté (si seulement pour un échantillon unique trois SEM observées) qui pourrait invalider l'hypothèse de la matrice Pour cette raison, d'autres essais dans cette direction devraient être envisagés.
- ✚ L'achèvement Sandstone Acid Halliburton a une puissance stimulante relativement grande parce que la formation d'émulsions problème avec brut affecte grandement ses performances. Pour remédier à ce problème, la compagnie de services propose d'augmenter la concentration de AS-7 agent anti-sludge jusqu'à 12 gal / Mgal dans preflush de 7,5 % HCl et 14 gal / Mgal dans le Solution de grès d'achèvement -acide et éliminer d'émulsifiant Losurf 300. Il est également trouvé que ce système contribue à la formation d'une fine.

Enfin, pour résoudre le problème des particules fines, il serait sage d'utiliser dans phase preflush acide organique au lieu d'acide chlorhydrique et chlorure d'ammonium solution pour inhiber la réactivité de certaines argiles. Comme Il est évident que la minéralogie des champs HBK sont sensibles au HCl.

Après la stimulation par acidification effectuée sur OKN#53 puits qui a été peu positive +37 en raison de la migration des fines résultant du forage, de la cimentation et opérations d'achèvement, le puits a donné la meilleure réponse au traitement conçu par le service société BJSP le débit est passé de 7 651 m³/h à 10 685 m³/h.

Donc le Mud Acid est efficace pour éliminer les dommages de formation résultant de la migration des fines.

Recommandation:

.Il est nécessaire de nettoyer le puits avant et après toute opération peut causer des particules invasion.

.L'utilisation de la substance organique est pratique pour éviter toute altération de la mouillabilité l'acide organique est plus commode que l'acide chlorhydrique pour le traitement dans le cas de formation de grès qui souffrent généralement de la migration des fines.

.Le soutènement avec un grain plus grand fournit un emballage plus perméable et une contrainte de fermeture de la loi dans ce cas, il est possible d'endommager le réservoir plus que le précédent Toutefois, les formations de grès, ou celles qui font l'objet d'une migration importante de fines, sont candidats pour les grands porteurs. Les fines ont tendance à envahir le pack proppant, causant bouchage partiel et réduction rapide de la perméabilité..

Dans ces cas, les petits porteurs, qui résistent à l'invasion des amendes, sont plus convient. Bien qu'ils offrent moins de conductivité initialement, la conductivité moyenne sur la durée de vie du puits sera plus élevée et sera plus que compensée par le sommet initial productivité fournie par des étançons plus grands, qui est souvent suivie d'un baisse de la production. . Mais il est recommandé de passer à grande taille proppant dans le proche puits pour éviter le colmatage précoce par la migration des fines (Schlumberger-Réservoir Stimulation Michael. J. Economides ,Kenneth G. Nolte 1989).

. Le moment où le liquide de dérivation est utilisé est très important pour faire son travail au meilleur moment le moment de l'injection du est si important dans l'exécution de l'opération d'acidification.

.FSA-1 fines-Agent stabilisant c'est un additif fournir une grande suspension et stabilisation de l'argile et des fines siliceuses non calcaires, Il est plus pratique que l'argile stabilisateurs.

Il peut être inclus dans toutes les étapes de l'opération d'acidification, S'il est nécessaire, il agit comme HF ralentisseur acide lorsqu'il est ajouté au stade HF.

Cet additif est réussi dans l'acidification des paquets de gravier pour éliminer les fines, aussi compatible avec les fluides aqueux dans toute la gamme de pH et avec les solvants, alcools et une vaste gamme d'additifs. Il forme des « pellicules » de liaison stabilisantes sur place pour protéger la surface de formation par l'érosion.

.La qualité doit être élevée, le pourcentage doit être optimal de sel dans les liquides injectés

.Un système avancé HV:HF Acid a été spécialement conçu et appliqué pour enlever les fines des graviers et près des zones de forage.

Il vaut mieux appliquer les règles et tous les points importants à long terme de la vie du puits que de résoudre les problèmes avec des prix expansifs.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES :

- [1] Techniques d'exploitation pétrolière: Le Gisement [R. Cossé](#).
- [2] <https://fr.wikipedia.org/wiki/Porosit%C3%A9>.
- [3] Mme. N.ACHI, Caractérisation d'un réservoir gréseux par simulation de carottes artificielles, (mémoire de fin d'étude, master), Département des Sciences Géologiques, université Constantine, 2015.
- [4] https://www-ig.unil.ch/pdf/doc_dia/diapet_f.pdf
- [5] Jean Pascal DEJEAN, Réservoir Engineering Petrophysics – CCA/SCAL, Boumerdes – 26 - 30 Avril 2015, ifptraining.com.
- [6] Article DiagraphieSuppressiondefluidesM1-Cergy.
- [7] [<https://planet-terre.ens-lyon.fr/ressource/permeabilite-des-roches.xml>].
- [8] SPE (http://petrowiki.org/Formation_damage_from_fines_migration)
- [9] S.Sourani, M.Afkhami, Y.Kazemzadeh, H.Fallah, Effect of Fluid Flow Characteristics on Migration of Nano-Particles in Porous Media, (p: 75,76),2014
- [10] BJ Services Formation Damage Manual
- [11] Acidizing ,Treatment in Oil and Gas Operators, Briefing Paper
- [12] IFP.Formulaire du producteur . s.l: Edition technip, 1970.
- [13] Research Article **finest-migration-problems-and-treatments-2472-0518-1000123.pdf**
- [14] STIMULATION PROGRAM of BJSP for SH-DP BERKAOUI (OKN#53) ,2003
- [15] Etude de Colmatage Sur la Roche Réservoir des Puits de HAOUD BERKAOUI (Fait par Centre de Recherche et Développement BOUMERDAS en 2002).
- [16]. M. Benhammia Abbas, M.Berguiga Alla Eddine,M.Bendania Abd Elhakim, 2019 Etude Statistique des paramètres pétrophysique du champ Rhourde Chegga (Sud-Est Algérien) (Mémoire de fin d'étude, master), Faculté des Hydrocarbures et énergies renouvelables et Science de la terre et de l'univers, université Kasdi Merbah Ouargla.

