

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et sciences de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

**GUELFEN KARIM, AZZOUZ MOHAMED TAHAR,
BRAMKI ALLA EDDINE**

-THEME-

**Stimulation par la fracturation à l'acide
chlorhydrique dans le puits OKM-1 à SIDI
NADJI**

Soutenue le :15 juin 2019 devant commission d'examen

Jury :

Président	OUZZAZI MOHAMED	M.A.C	Univ. Ouargla
Examineur	ATLILI.MED ELHADI	M.A.B	Univ. Ouargla
Rapporteur	BOUFADES. DJAMILA	M.A.A	Univ. Ouargla

Remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier notre Allah, notre créateur, pour le courage et la force qu'il nous a donné pour effectuer ce travail.

Tous mes remerciements à mon Encadreur Mme BOUFADES DJAMILA pour avoir accepté de suivre cette étude et pour ses efforts et ses conseils. Ainsi que tous les enseignants du département Forage-Production, qui nous ont accompagnés tout le long de cette formation. Nous remercions également tous ceux qui nous ont aidés à atteindre ce moment.



Dédicace

Nous dédie ce modeste travail

*A l'être qui m'est le plus cher sur cette terre, celle
qui a tant donné pour ses enfants : ma Mère.*

*A mon Père qui a fait de moi l'homme que nous
sommes*

A mes très chers frères.

A mes très chères sœurs.

A toute ma famille.

A tous les amis que j'ai eu la chance d'avoir.

KARIM, TAHAR, ALA



Résumé :

Notre travail consiste à faire l'étude d'une opération de fracturation à l'acide (HCl) dont l'objectif est d'augmenter ou bien d'améliorer l'indice de productivité. Nous avons pris comme exemple le cas du puits OKM-1 à Sidi Nadji (Biskra).

Pour cela on a utilisé deux différentes méthodes de calcul selon les données que nous disposons ; la méthode volumétrique pour calculer la conductivité et la méthode GDK pour calculer la géométrie.

Mots clés : fracturation à l'acide, indice de productivité, conductivité, géométrie.

ملخص :

يتمثل عملنا في دراسة تقنية التكسير بالحمض و التي تهدف إلى زيادة و تحسين إنتاجية الآبار .وأخذنا كمثال البئر OKM-1 بسيدي ناجي. (بسكرة)

استعملنا طريقتين مختلفتين في الحساب؛ الطريقة الحجمية من أجل حساب الناقلية، و طريقة GDK لحساب هندسة الكسر .ولقد اخترنا هذه الطرق و ذلك حسب المعطيات المتوفرة لدينا .
الكلمات المفتاحية : التكسير بالحمض ، مؤشر الإنتاجية ، الناقلية ، هندسة الكسر.

Summary:

Our job is to study an acid fracturing operation with (HCl) the goal is to increase or improve the productivity index. We took as an example the case of OKM-1 well at SIDI NADJI.(Biskra)

For that we used two different methods of calculation according to the datas that we have the volumetric method to calculate the conductivity and the GDK method to calculate the geometry.

Key words: acid fracturing, productivity index, conductivity, geometry

Sommaire

Remerciement

Dédicace

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des algorithmes

Notions-Symboles-Abréviation

Introduction Générale

Chapite I: Généralités sur les roches carbonatées et l'étude géomécanique

I.1. Généralités	1
I.2. Classification des roches carbonatées.....	1
I.3. Les caractéristiques pétro-physiques	4
I.4. L'étude géomécanique des roches	5
I.5. Propriétés rhéologique des corps	5
I.6. Propriétés physique des roches	6
I.6.1 Module de Young	6
I.6.2 Coefficient de poisson	6

Chapitre II : Généralités sur les endommagements

II.1 Introduction	8
II.2 Définition et Signification de l'endommagement	8
II.3 Localisation de l'endommagement	8
II.4 L'origine de l'endommagement de la formation	9
II.5 Détection de l'endommagement	11
II.6 Notion de skin (coefficient d'endommagement)	11
II.6.1 Origine de skin	11

Chapitre III : La stimulation par la fracturation à l'acide

III.1 Notion de stimulation	15
III.2 Stimulation par la fracturation à l'acide	15
III.3 Les avantages et les inconvénients	16
III.4 Objectifs de la fracturation à l'acide	16
III.5 Les techniques de traitement	16
III.6 Processus de traitement	17
III.7 Sélection de fluide de fracturation	18
III.8 Les additifs de fluide de fracturation	18
III.9 Les fondamentales de la fracturation à l'acide	19

III.10. Les équipements de la fracturation à l'acide	22
III.11. La chimie de la fracturation à l'acide	24

Partie Pratique

IV.1 Introduction	25
IV.2 Localisation	25
IV.3 La minéralogie de l'OKM-1	26
IV.4. Paramètres caractérisant la réaction (acide-carbonate)	27
IV.5 Modélisation de la conductivité	28
Le modèle volumétrique	28
Le modèle Nierode-kruk	29
Le modèle de Nasr-El-Din et al (2008)	30
IV.6 Les modèles 2D de simulation de la fracture	31
Le modèle de Perkins-Kern (PKN)	31
Le modèle de Geertsma de Klerk KGD	35
IV.7 Les résultats	38
<i>Conclusion Générale</i>	40
<i>Références bibliographiques</i>	41
<i>Recommandations</i>	42

Liste des figures

Figure	page
Figure I.1 : La précipitation chimique des carbonates	01
Figure I.2 : Une échelle représente la classification minéralogique	02
Figure I.3 : Une échelle représente la proportion relative de calcite et de minéraux argileux.	02
Figure I.4 : Une échelle représente la proportion relative de la dolomite et de minéraux argileux	02
Figure I.5 : Schéma de classification des roches carbonatées selon Folk	03
Figure I.6 : Schéma de classification des roches carbonatées selon Dunham	04
Figure I.7 : L'état de déformation en fonction des forces appliquées	05
Figure I.8 : Diagramme contrainte-déformation d'un matériau	06
Figure I.9 : La déformation par la compression	07
Figure II.1 : Localisation des endommagements	12
Figure II.2 : Zone de skin	13
Figure II.3 : Présentation de la chute de pression due à l'endommagement	15
Figure III.1 : Effet de la stimulation	20
Figure III.2 : Les contraintes principales	22
Figure III.3 : Frac tank	22
Figure III.4 : Blender	23
Figure III.5 : High pressure pumps	24
Figure III.6 : Manifold de haute pression	25
Figure IV.1 : Carte présente le périmètre de SIDI NADJI	26
Figure IV.2 : Situation du forage OKM-1 dans le périmètre de Sidi Nadji	26
Figure IV.3 : La dolomite et la calcite de gauche à droite respectivement	31
Figure IV.4 : La géométrie de la fracture suivant le modèle PKN	35
Figure IV.5 : La géométrie de la fracture suivant le modèle KGD	

Liste des tableaux

Tableau	Page
Tableau I.1: La classification minéralogique et granulométrique	03
Tableau I.2 : les valeurs du coefficient de poisson pour certains types des roches	07
Tableau IV.1 : Les Paramètres caractérisant la réaction (acide HCl-carbonate)	38
Tableau IV.2 : La conductivité calculée par la modèle volumétrique	38
Tableau IV.3 : La géométrie calculée par la modèle de KGD	39

Liste des Algorithmes

Algorithme	Page
Figure IV.1 : Algorithme pour calculer la conductivité	39
Figure IV.2 : Algorithme pour calculer la géométrie	39

Liste d'abréviations :

- OKM-1** : Le forage Oued El Kerma-1.
- NK** : La corrélation Nierode-Kruk.
- MD** : Le modèle de Nasr-El-Dinne.
- ML** : Le modèle A. M.GOMAA.
- PKN** : Le modèle de Perkins-Kern.
- PKN-C** : Le modèle de propagation PKN classique avec la modification de Carter.
- PKN-N** : Le modèle de propagation classique de PKN avec la modification de Nolte.
- KGD** : Le modèle de Geertsma de Klerk.
- KGD-C** : Le modèle de propagation KGD classique avec la modification de Carter.
- KGD-N** : Le modèle de propagation classique de KGD avec la modification de Nolte.

Notions et Symboles

E : Module de Young.

ε : Déformation de la roche.

ν : Coefficient de poisson.

RES : la force de la roche [psi].

DREC : la conductivité équivalente de la roche dissoute [md-in].

X : Le pouvoir de dissolution de l'acide.

q : Le débit d'injection de l'acide [bbl/mn].

t : Le temps d'injection de l'acide [mn].

L : la distance de pénétration de l'acide [ft].

H = la hauteur de la fracture [ft].

Φ : Porosité de la formation.

M_{acid} : La masse moléculaire de l'acide.

N_{acid} : Le nombre de mole de l'acide.

M_{carbonate} : La masse moléculaire de carbonate.

N_{carbonate} : Le nombre de mole de carbonate.

(k_{fw})₀ : Conductivité de à contrainte de fermeture nulle [md.ft].

$\lambda_{D,x}$ $\lambda_{D,z}$: Les paramètre statistiques caractérisent le degré de corrélation de la distribution. de la perméabilité la minéralogie.

σ_D : La déviation standard normalisée.

σ_c : La contrainte de fermeture [psi].

C₁ : Conductivité de à contrainte de fermeture nulle [md-in].

C₂ : C'est le taux de changement de conductivité avec la contrainte de fermeture.

n : l'indice d'écoulement.

ρ : la masse volumique [kg/m³].

D_{eff} : diffusivité de l'acide.

μ : la viscosité de l'acide.

X : le pouvoir de dissolution volumétrique.

S_p : Coefficient de sprutloss.

q_i : Débit d'injection de l'acide [m³/s].

C_l : coefficient de perte de fluide [m³/s^{0.5}].

t_i : Temps d'injection de la fluide de fracturation [s].

h_f : La hauteur de la fracture [m].

x_f : Demi longueur de la fracture [m].

\bar{w} : La largeur moyenne dynamique [m].

w_f : La largeur dynamique de la fracture [m].

K : La perméabilité de la formation [md].

r_e : Le rayon de puits [ft].

r_w : Le rayon de drainage [ft].

P_e : La pression de réservoir [psi].

X_{xf} : La distance de pénétration de l'acide [m].

S_f : Facteur de pseudo-skin de la fracture.

u_x : La vitesse horizontal de l'acide [m/s].

u_y : La vitesse vertical de l'acide [m/s].

p_{fw} : La pression de fond de puits [psi].

q₀ : La production initiale de la fracture [m³/s].

V : Volume de l'acide injecté [m³].

Introduction Générale

L'exploitation d'un gisement de pétrole, consiste à ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface par déplétion naturelle dans les meilleures conditions. Dès que la production devient insuffisante malgré les réserves en place importantes, de nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer la productivité et les caractéristiques des puits.

L'une de ces techniques est connue sous le nom de fracturation à l'acide. Cette technique permet de créer, d'une manière artificielle, des drains perméables par l'injection de fluide de traitement qui est l'acide (HCl) dans le réservoir.

L'étude de l'injection d'une solution acide (HCl) en milieu poreux revêt donc un intérêt capital dont le but est de prédire la formation ou non de wormholes, leur taille, la modification de la perméabilité qui en résulte ainsi que le rôle des différents paramètres sur le résultat final.

La réussite d'une telle opération dépend énormément des paramètres choisis et des décisions prises afin d'éviter toute échec ou toute dépense supplémentaire et avoir un bon rendement de l'opération.

L'objectif de notre travail est d'étudier l'opération de la fracturation à l'acide et calculer les principaux paramètres clés qui indiquent le succès ou l'échec du processus.

Afin de mieux positionner le sujet de ce mémoire, la première partie est consacrée à une étude bibliographique qui comporte trois (03) chapitres.

- Le premier chapitre présente des généralités sur les roches carbonatées, leurs origines et classification, ainsi leurs caractéristique pétro-physique.
- Dans le deuxième chapitre, nous présentons des notions sur l'endommagement, leurs causes ainsi leurs effets sur la productivité.
- Le troisième chapitre présente un aperçu théorique sur la fracturation à l'acide.
- Une partie pratique se rapporte sur les différentes méthodes de calcul qui ont été appliqué sur le puits OKM-1et nous avons choisi la méthode volumétrique et la méthode GDK pour calculer la conductivité et la géométrie de la fracture respectivement.

Synthèse
bibliographique

Chapitre I :
Généralités sur les roches
carbonatées et l'étude
géomécanique

I.1. Généralités :

Les roches carbonatées représentent toutes les roches sédimentaires qui contiennent une grande quantité des minéraux carbonate lors de leur formation; parmi ceux-ci les deux principaux sont la calcite et la dolomite, quoique leurs intermédiaire existent aussi (calcaire dolomitique, dolomie calcaire).[1]

Comme les grès, les roches carbonatées sont des roches sédimentaires. La grande majorité de ces sédiments sont composés des squelettes d'organismes marins. Au cours du temps, les sédiments carbonatés sont soumis à une modification physique et chimique afin d'atteindre une forme stable telles que la calcite, le calcaire, le carbonate le plus abondant, lorsque le sédiment reste longtemps en contact avec un fluide contenant beaucoup de magnésium, il se forme de la dolomite ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$).[1]

La formation des roches carbonatées résulte donc d'actions variées on peut citer :

- La précipitation physico-chimiques et les dissolutions en fonction des conditions de pression, de température, des concentrations en gaz carbonique et en Ca^{2+} .

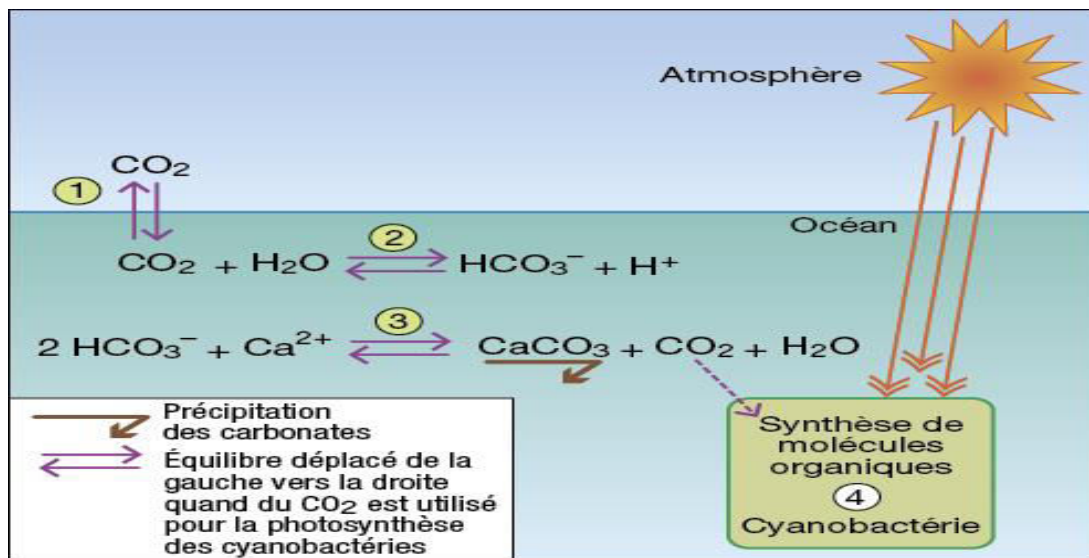


Figure. I.1 : La précipitation chimique des carbonates.[3]

- Des précipitations biochimiques qui conduisent à des calcaires construits à partir des débris d'organismes.
- Les modifications minéralogiques provoquées par la circulation des eaux chargées du magnésium (phénomène de dolomitisation).[3]

I.2. Classification des roches carbonatées :

Il existe plusieurs classifications et nomenclatures pour les roches carbonatées, chacune de ses classifications s'appuient sur un critère particulier que se soit la minéralogie et la granulométrie, la texture ou bien la nature des éléments figurés et de la phase de liaison. Il y a notamment :

I.2.1- La classification minéralogique :

Cette classification est basée sur la proportion relative de calcite et de dolomite. La calcite et la dolomite étant les deux principaux minéraux carbonatés des roches sédimentaires même si la calcite est beaucoup plus fréquente que la dolomite.[4]

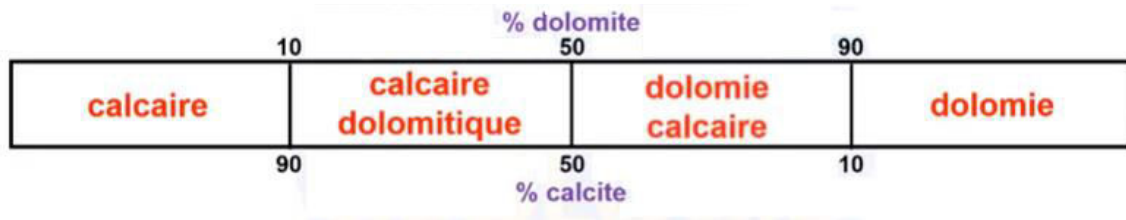


Figure I.2 : Une échelle représente la classification minéralogique.[4]

- Il y a également une autre classification qui concerne les roches qui sont à mélange de calcite fine c.à.d les micrites et de minéraux argileux :



Figure I.3 : Une échelle représente la proportion relative de calcite et de minéraux argileux.[4]

- Si le minérale carbonatée prépondérante la dolomite, on se trouve :



Figure I.4 : Une échelle représente la proportion relative de la dolomite et de minéraux argileux.[4]

I.2.2- Classification minéralogique et granulométrique :

C'est une classification qui est peut usitée mais elle existe.

Tableau I.1 : La classification minéralogique et granulométrique.[4]

<i>Grossier</i>		<i>Moyen</i>		<i>Fin</i>	
Allochèmes ≥ 2 mm (granules, galets, blocs)		Allochèmes de taille des sables ($60\mu\text{m} - 2$ mm)		Particules fines ($\leq 60\mu\text{m}$)	
Calcite ↓ Calcirudite	Dolomie ↓ Dolorudite	Calcite ↓ Calcarénite	Dolomie ↓ Doloarénite	Calcite ↓ Calcilutite	Dolomie ↓ Dololutite

I.2.3- Classification de Folk :

C'est une classification compositionnelle, elle se base sur les paramètres suivants :

- La nature des grains
- La nature de ciment

Cette classification est propre aux roche carbonatées, il ne peut pas est utilisée pour les autres familles des roches.

La figure au dessous représente les différentes roches selon Folk :

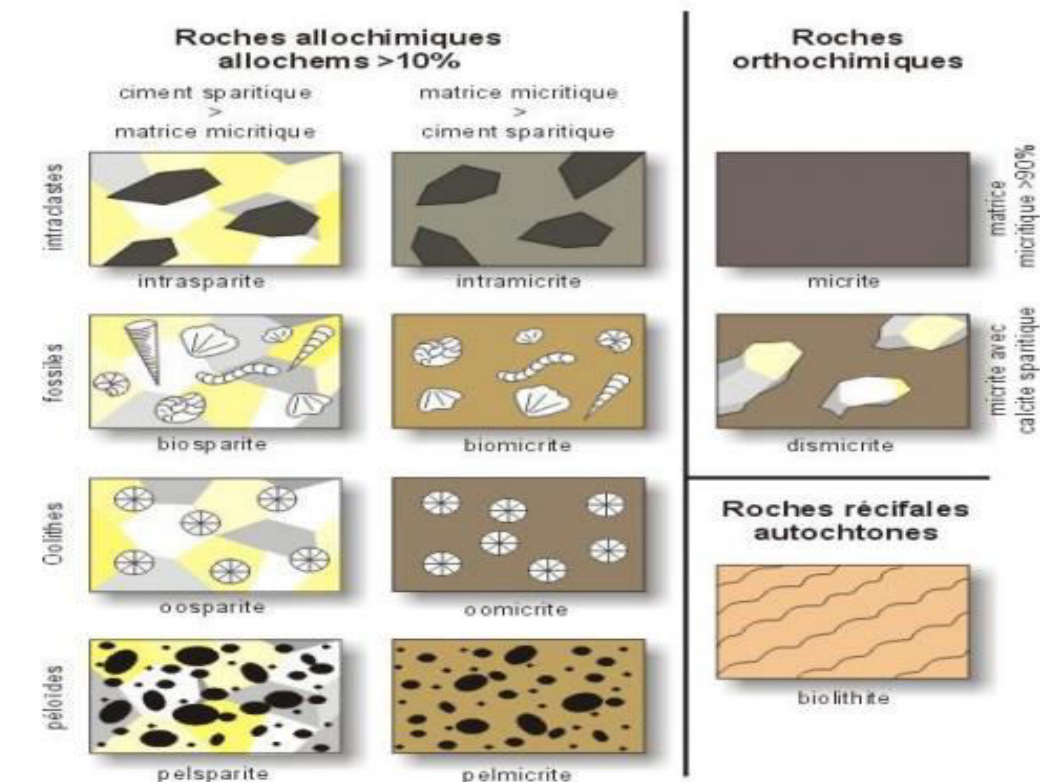


Figure I.5 : Schéma de classification des roches carbonatées selon Folk (1959).[5]

I.2.4- Classification de Dunham :

C'est une classification texturale c.à.d basée sur la texture de la roche et plus particulièrement sur :

- La granulométrie des allochèmes
- Jointif ou disjoint
- Sur la nature de la phase de liaison

Cette classification est propre aux roches carbonatées, il ne peut pas être utilisée pour les autres familles des roches.[4]

La classification est illustrée dans la **figure I.6** :

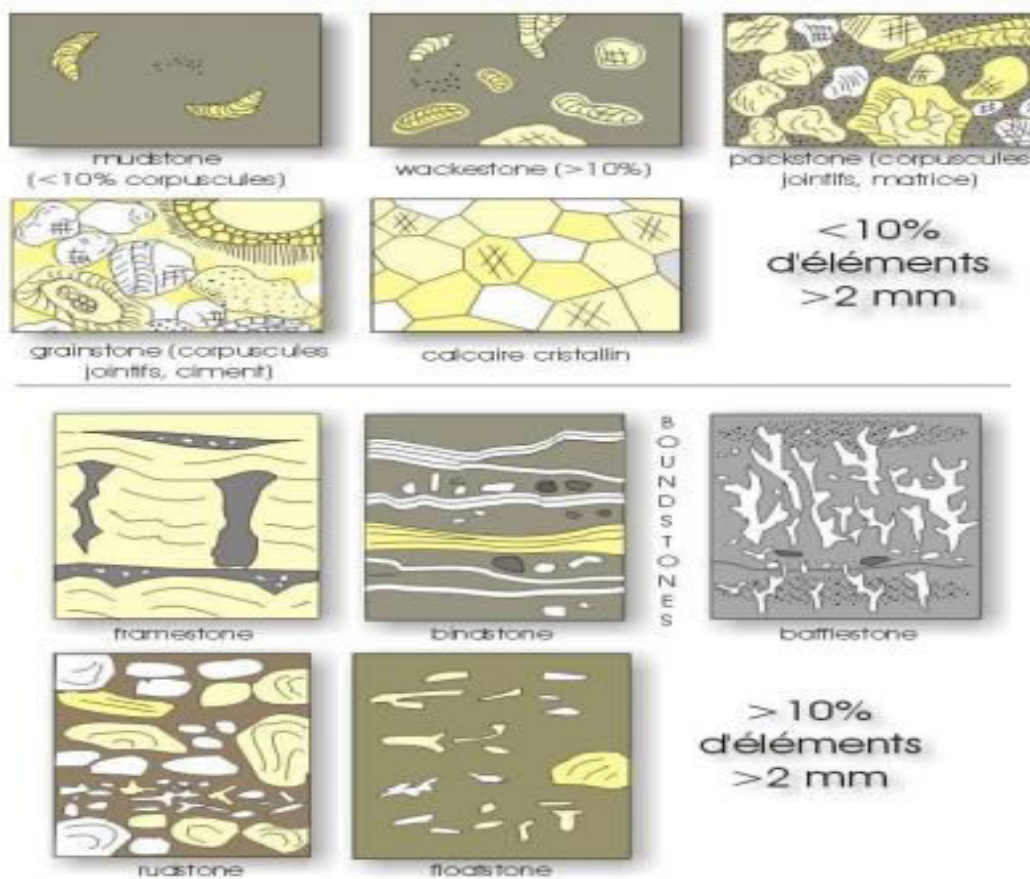


Figure I.6 : Schéma de classification des roches carbonatées selon Dunham.[5]

I.3. Les caractéristiques pétro-physiques :

La porosité et la perméabilité des roches carbonatées sont très variables suivant les phénomènes mis en jeu au cours de la diagenèse.

Les formations calcaires, sont des roches calcitiques résultant de diagenèse, présentent une large gamme de porosités et de perméabilités en fonction du degré de cimentation et de réprécipitation.

Les dolomies ont également souvent des perméabilités de matrice faibles.

La perméabilité de la roche carbonatée résultante a tendance à varier avec le type des sédiments par exemple les craies, issues de sédiments calcitiques à haute porosité de fossiles microscopiques, toujours présent très faibles perméabilités par rapport aux calcaires oolithiques, bien qu'ils puissent avoir des les porosités.

Donc il n'y a pas des lois fixes pour les prendre comme une référence pour déterminer les caractéristiques pétro-physiques des roches carbonatées.[1]

I.4. L'étude géomécanique des roches :

La mécanique de la roche consiste à l'étude de la réponse d'une roche suite à une perturbation appliquée sur sa structure. Dans la nature, les roches soumissent à des perturbations naturelles (des contraintes appliquées sur la roche durant sa formation), la réponse de la roche se manifeste par différentes déformations (failles, fracture).[6]

I.5. Propriétés rhéologique des corps :

La rhéologie est l'étude du comportement mécanique des corps, elle repose sur une étude expérimentale de la réaction d'un corps à l'action d'un champ des contraintes en lui appliquant une force de valeur croissante et en mesurant la déformation totale produite. La déformation traduit les changements de forme subis par la roche. Selon le champ de force, il se produit une compression, une extension ou un cisaillement.[6]

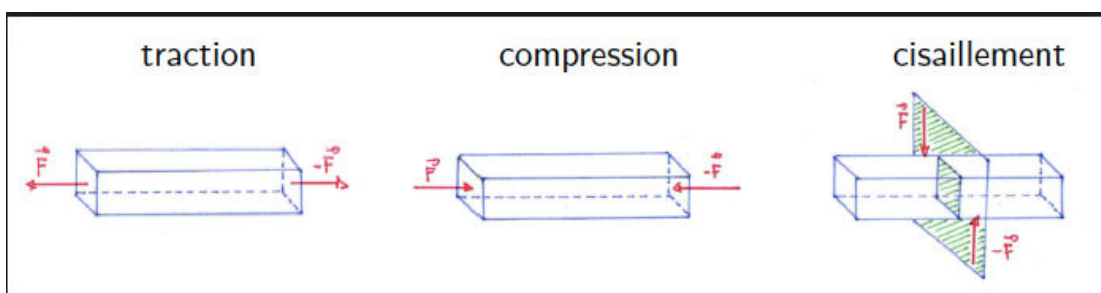


Figure I.7 : L'état de déformation en fonction des forces appliquées.[6]

La déformation du corps est mesurée par son élongation (ϵ):

Tell que :

$$\epsilon = \frac{L_1 - L_0}{L_0} \quad [6]$$

L_1 : longueur finale.

L_0 : longueur initiale.

I.6. Propriétés physique des roches :

I.6.1 Module de Young :

Le module de Young ou d'élasticité est le rapport entre la contrainte de traction (ou de compression) σ et la déformation d'un matériau élastique ϵ .

Ce rapport définit le coefficient de proportionnalité E . [6]

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon}$$

Il s'exprime en : [N/mm²].

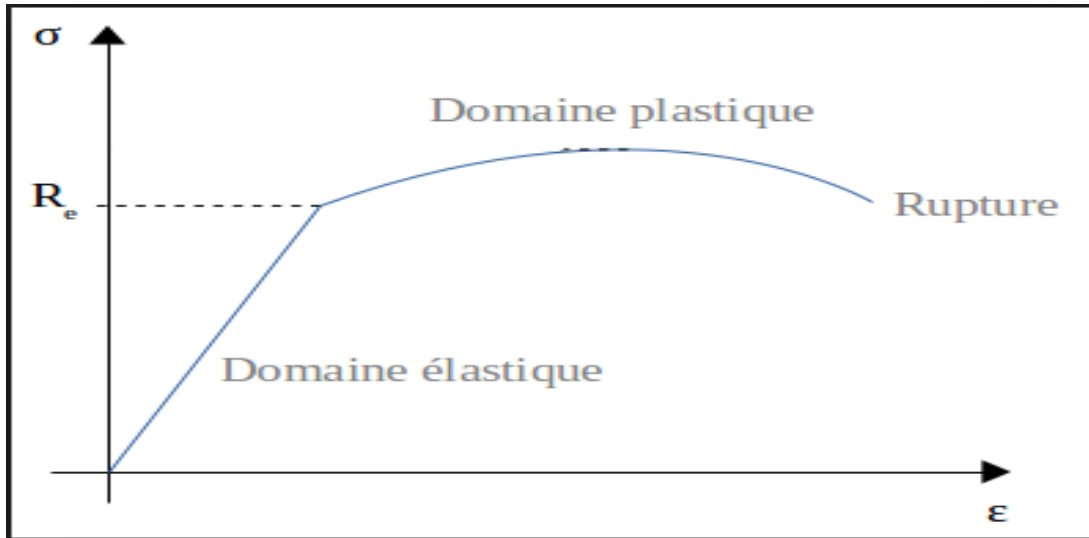


Figure I.8 : Diagramme contrainte-déformation d'un matériau.[6]

Re : limite élastique c.à.d contrainte à partir de laquelle un matériau commence à se déformer de manière irréversible.

- Donc si la valeur est élevée de ce module, les matériaux sont plus rigides.

I.6.2 Coefficient de poisson :

Coefficient (ν) sans dimension, défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement de diamètre) et la variation de la dimension axiale (changement de longueur).[6]

- La déformation axiale :

$$\epsilon_1 = (L_1 - L_2) / L_1$$

- la déformation latérale :

$$\epsilon_2 = (D_1 - D_2) / D_1$$

- le coefficient de poisson est :

$$\nu = -\frac{\epsilon_2}{\epsilon_1}$$

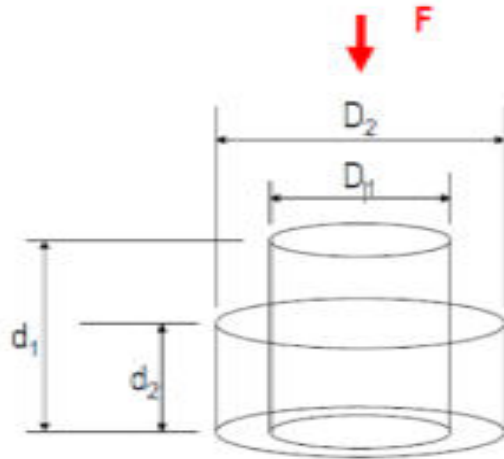


Figure I.9 : La déformation par la compression.[6]

Le coefficient de poisson varie suivant la nature des roches comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau I.2 : les valeurs du coefficient de poisson pour certains types des roches.[6]

Type de roche	ν
Grés	0.15 à 0.25
Calcite	0.20 à 0.30
Marne	0.40 à 0.45
Sells	0.30 à 0.40

Chapitre II : Généralités sur les endommagements

II.1 Introduction :

La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de débit du puits. Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif.

Dans ce chapitre nous allons voir la nature d'endommagement, son origine, sa localisation ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production, en se basant sur les lois d'écoulement à travers les milieux poreux.

II.2 Définition et Signification de l'endommagement :

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

Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'à la surface.[8]

II.3 Localisation de l'endommagement :

La **figure II.1** illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits.

II.3.1 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).[8]

II.3.2 Aux abords du puits :

- **Cake externe** (zone 1): Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou (pour consolider les parois du puits et réduire l'infiltration de la boue dans la formation).
Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.[8]
- **Le cake interne** (zone 2):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.[8]
- **La zone envahie** (zone 3):Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :
 - Changement de mouillabilité
 - Formation d'émulsions
 - Gonflement et /ou délitage des argiles
 - Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place

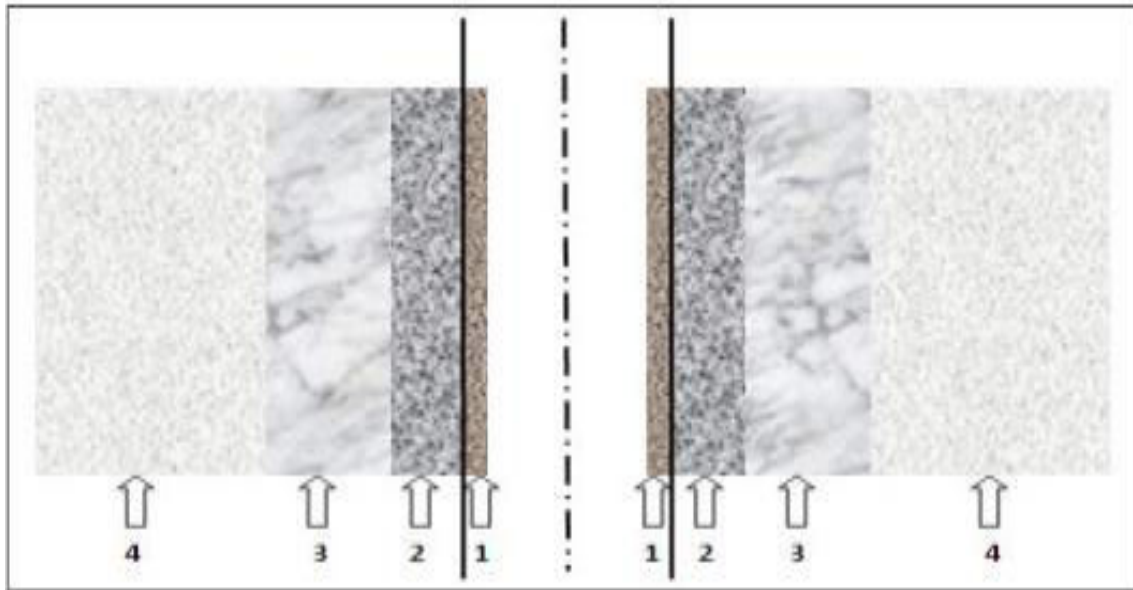


Figure II.1 : Localisation des endommagements.[8]

- Zone 1 : cake externe couvriront les parois du puits ;
- Zone 2 : cake interne : solides ayant pénétré dans le milieu poreux ;
- Zone 3 : zone envahie par le filtrat boue ;
- Zone 4 : zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée.

II.3.3 Accumulations de particules:

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

II.4 L'origine de l'endommagement de la formation :

La connaissance de l'origine et du type de l'endommagement est nécessaire pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs facteurs sont à l'origine de l'endommagement empêchant les puits de produire avec un potentiel optimum, on distingue plusieurs causes de l'endommagement :

II.4.1 Endommagement dû à la formation :

II.4.1.1 Les dépôts minéraux :

Le dépôt de sels inorganiques, globalement qualifiés de tartre, est un problème fréquent dans les opérations visant à la récupération du pétrole. Une des raisons de la précipitation de tels sels réside dans le mélange de fluides incompatibles contenant des ions distincts susceptibles de se combiner en précipitant pour former ce tartre. Ainsi dans les exploitations des champs pétroliers, on injecte de grandes quantités d'eau contenant de fortes concentrations en ions sulfate dans le réservoir contenant des ions baryum, calcium et éventuellement strontium. Le contact de ces deux fluides entraîne la précipitation des sulfates de baryum (BaSO_4), calcium et strontium tant dans les puits producteurs.[9]

II.4.1.2 Dépôts organiques (Asphaltes):

Ce sont des précipités lourds d'hydrocarbures, ils sont généralement rencontrés dans l'ensemble du puits y compris le tubing et les perforations. On cite : les paraffines, les asphaltées.

- Leurs conditions de formation dépendant de :
 - La teneur en éléments lourds dans le puits ;
 - L'abaissement de pression et de température.[9]

II.4.1.3 Migration des fines:

Lors de la production, quand le débit choisi est grand et l'écoulement est turbulent, il se produit la migration des particules fines (des argiles, des sables...) de la formation vers les abords de puits provoquant un bouchage des perforations d'où la baisse de la productivité.

II.4.2 Endommagement dû à la phase de forage :

II.4.2.1 Broyage de la roche réservoir :

Cette action est de nature à bloquer certains réservoirs en effet, la pulvérisation de nombreuses particules permet a ces dernières de boucher les pores.

Ce phénomène touche principalement les roches carbonatées ou tendres. [10]

II.4.2.2 Invasion par la boue :

L'invasion de la formation par la boue provoque la formation d'une émulsion visqueuse avec les fluides de formation, ce qui engendre par conséquent l'arrêt de la production (l'arrêt de l'écoulement des fluides de la formation vers le fond de puits à cause de la viscosité de l'émulsion). [10]

II.4.2.3 Cimentation du casing :

Le filtrat aqueux du laitier du ciment peut provoquer des endommagements similaires à ceux des fluides de forage. [9]

II.4.2.4 Gonflement et dispersion des argiles :

Le filtrat des fluides de forage, Work-over et de complétion peut provoquer une dispersion et un entraînement des particules d'argiles qui tuent les pores ou bien le gonflement des particules argileuses. [10]

II.4.3 Endommagement durant la phase de complétion :

II.4.3.1 La perforation :

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.[8]

II.4.3.2 Le fluide de complétion :

Tout comme les fluides de forage, les fluides de complétion peuvent cause l'envahissement de la formation par les solides qu'ils contiennent et aussi des émulsions.[8]

II.4.4 Endommagement dû au Work-Over :

Les endommagements peuvent survenir au cours de Work-over, ceux-ci sont dus à l'invasion de la formation par les fluides du Work-over causants des colmatages souvent importants. [8]

II.4.5 Endommagement dû à la stimulation :

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par les réactions secondaires de l'acide choisi et ses additifs suite au mauvais choix de ceux-ci ou leur évacuation complète ou retardée.

Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée Partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac). [10]

II.4.6 Endommagement dû à l'injection d'eau :

L'injection d'eau joue un rôle nécessaire dans les puits soit pour le maintien de pression ou bien pour le dessalage. Mais dans certains cas cette eau cause des problèmes dans le réservoir par exemple l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation ce qui résulte un dépôt qui empêche l'écoulement du brut. [8]

II.5 Détection de l'endommagement :

Plusieurs méthodes d'usage très classique sont disponibles dont nous retiendrons :

A/ Echantillonnage et analyses de laboratoire.

B/ Analyse du système de production..

C/ Essais de puits. [10]

II.6 Notion de skin (coefficient d'endommagement) :

La notion de skin, est définie par un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

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

- $S > 0$ si la couche près du puits est colmatée (perte de charge additionnelle).
- $S < 0$ si la couche près du puits est améliorée. [9]

II.6.1 Origine de skin :

Le skin a plusieurs origines dont les plus importants sont :

- **L'inclinaison du puits :**

L'inclinaison du puits améliore les écoulements aux abords du puits, elle contribue à un skin négatif. [9]

- **La fracturation hydraulique :**

La fracturation hydraulique améliore considérablement les écoulements aux abords du puits, elle conduit à un skin négatif.

- **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.

$$S = S_e + S_p + S_c \quad [9]$$

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.6.2 Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits sur sa productivité :

- **L'effet de skin sur la perméabilité :**

Le rayon r_s et la perméabilité k_s de la zone endommagée sont reliés au skin par l'expression de HAWKINS : [8]

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

S : skin.

K : perméabilité du réservoir.

K_s : perméabilité de la zone endommagée.

r_s : rayon de la zone endommagée.

r_w : rayon du puits.

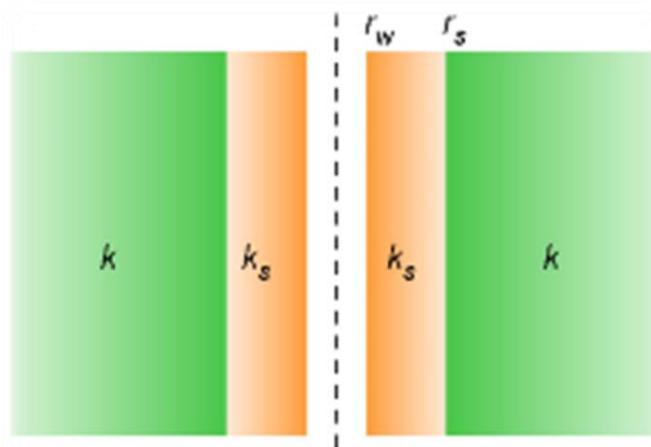


Figure II.2 : Zone de skin

- Effet de l'endommagement sur la productivité :

➤ Index de productivité : [9]

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 :

$$IP = \frac{Q}{Pg - Pf}$$

Il existe deux types d'IP :

- IP_r : productivité réelle en $m^3/h/kg/cm^2$
- IP_{th} : productivité théorique de même dimension

$$IP_{th} = \frac{Q}{(Pg - Pf - \Delta Ps)}$$

- Expression de l'endommagement :

L'expression de l'endommagement peut être le rapport : $\frac{IP_{colmaté}}{IP_{théorique}}$

Selon la **figure II.3** qui présente la chute de pression due à l'endommagement, cette chute traduit des pertes de charge qui sont la différence entre la P_{wf} idéale et la P_{wf} réelle :

$$\Delta Ps = \Delta P_{wf, idéale} - \Delta P_{wf, réelle}$$

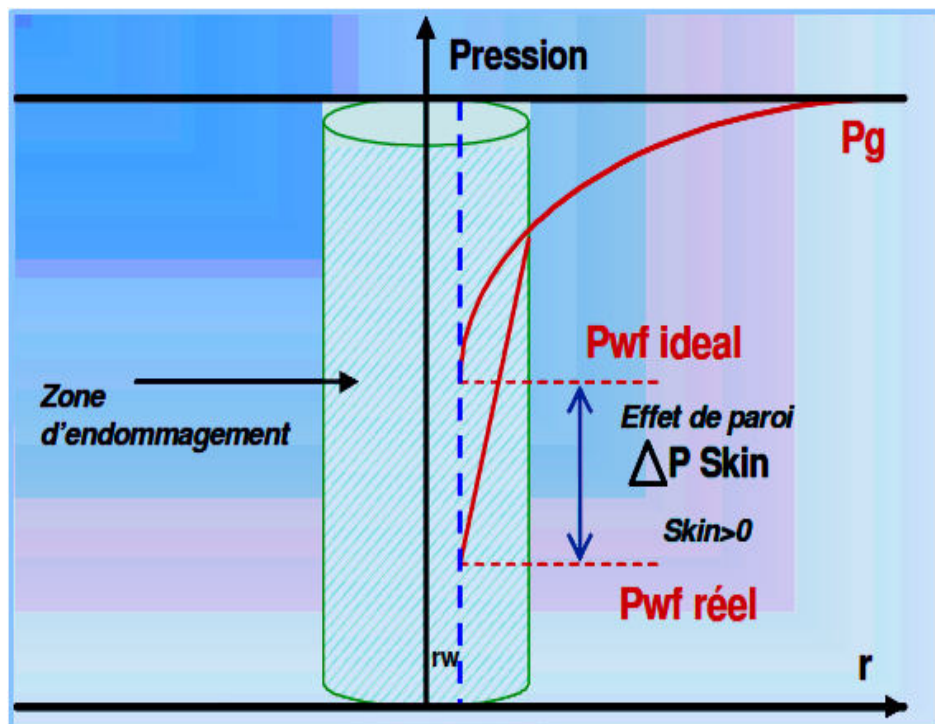


Figure II.3 : Présentation de la chute de pression due à l'endommagement.[9]

Ces pertes de charge sont calculées à partir de l'équation suivante :

$$\Delta P_s = \frac{141.2 q \mu B}{kh} S \quad [10]$$

On remarque que la productivité d'un puits (**IP**) est fonction de la perméabilité et la conductivité.

En effet, une diminution ou une augmentation de **K** engendrera directement une diminution ou une augmentation de l'**IP**.

Une diminution de ΔP_s engendre une amélioration de la perméabilité. La productivité d'un puits est fonction du **KH**, elle est donc réduite lorsqu'un réservoir à une faible épaisseur utile ou / et de faible perméabilité ; d'où l'idée de stimulation de réservoir en vue d'améliorer la productivité.

Si un réservoir présente : $S > 0$ Alors ΔP_s est élevé, **K** réduit, **IP** faible d'où chute de débit de production, dans ce cas le puits doit être restauré par stimulation.

Chapitre III :
La stimulation par la
fracturation à l'acide

III.1 Notion de stimulation :

On appelle stimulation tout traitement mécanique ou chimique tendent soit à restaurer la productivité d'un puits, qui au départ était très bon producteur ou bien à améliorer la productivité d'un puits initialement mauvaise.[2]

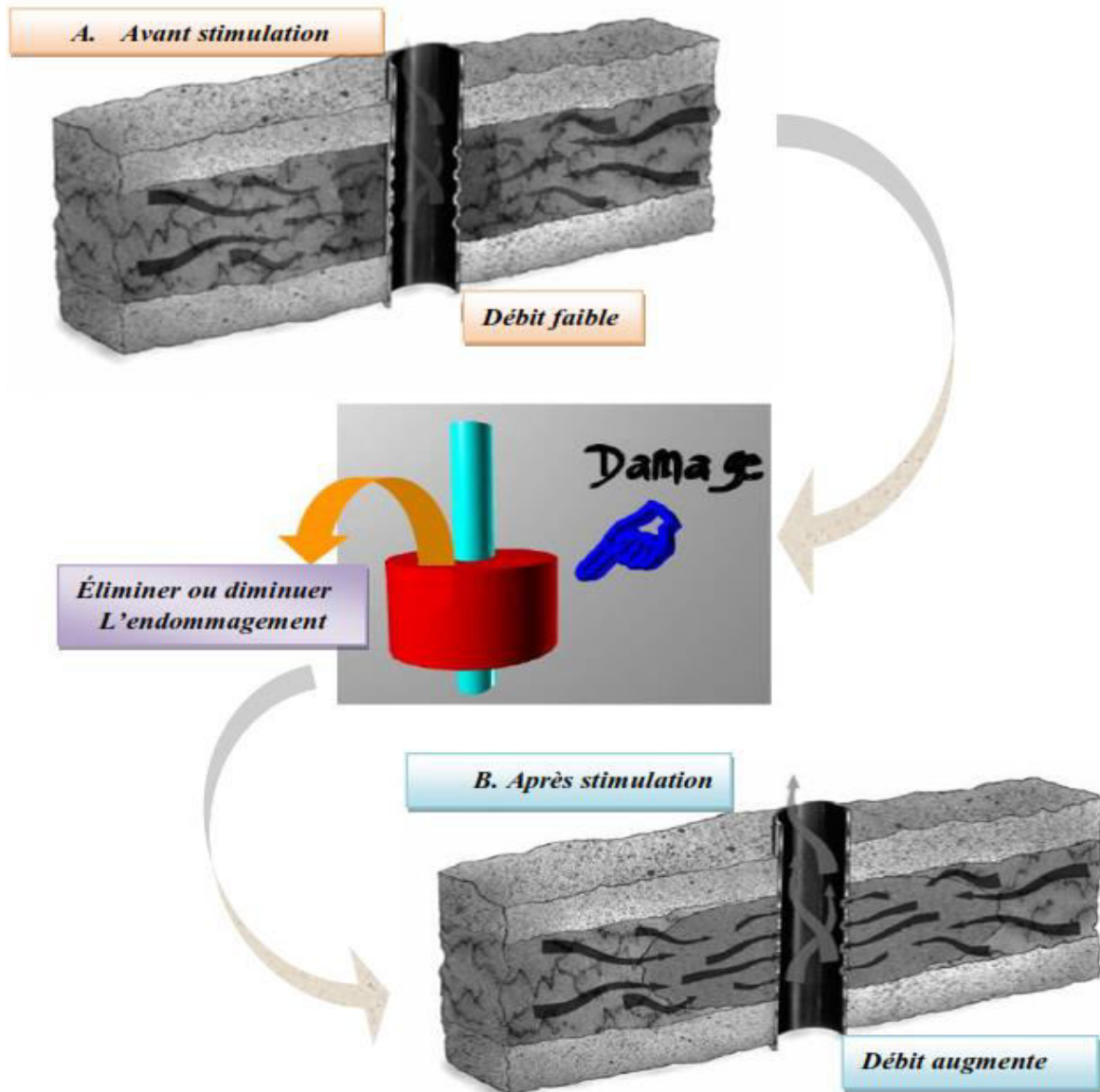


Figure III.1 : Effet de la stimulation [9]

III.2 Stimulation par la fracturation à l'acide :

La fraction à l'acide est une technique de simulation dans laquelle un fluide (un pad de fluide visqueux) est injecté dans une formation de carbonate à des pressions supérieures aux pressions de fracturation pour créer une fracture ou ouvrir des fractures naturelles existantes. Une fois la fracture créée, l'acide est injecté dans la fracture, qui réagit et dissout les matériaux de formation sur les parois de la fracture.

La fracturation à l'acide est une alternative à la fracturation hydraulique (soutenue) dans les carbonates. Avec ce traitement, la conductivité de la fracture est obtenue en utilisant de l'acide pour graver les parois de la fracture créée. Par contre dans la fracturation hydraulique, la conductivité des fractures est obtenue en remplissant la fracture avec un agent de soutènement pour la maintenir ouverte. [2]

III.3 Les avantages et les inconvénients :

III.3.1 Les Avantages :

- Fournissant une conductivité infinie et peuvent fortement améliorer la perméabilité d'une fracture naturelle.
- Pas de risque prématuré d'écoulement des proppants.
- Les opérations sont plus faciles à effectuer, en particulier dans les zones éloignées.
- Moins chères que la fracturation soutenue (propped fracturing) spécialement en Offshore. [11]

III.3.2 Les Inconvénients :

- La longueur effective de la fracture est limitée par la perte de fluide de fracturation et les dépenses de l'acide, en particulier dans les formations à haute température.
- Problèmes de corrosion au niveau des tubulaires, le packer, les équipements aux abords de Puits.
- Risques environnementales due à l'utilisation de l'acide (l'injecté de l'acide). [11]

III.4 Objectifs de la fracturation à l'acide :

- Modification des propriétés pétro-physiques de la roche.
- Contourner l'endommagement.
- L'augmentation de la vitesse et le temps de récupération en améliorant l'indice de productivité.
- La création d'un rayon effectif du puits supérieur ($r'_w > r_w$). [12]

III.5 Les techniques de traitement :

Afin d'améliorer la pénétration de l'acide, contrôler la perte de fluide de fracturation, maximiser la conductivité, plusieurs technique de traitement a été développés.

➤ Pompage à forte débit de l'HCl :

Cette technique convient mieux pour les formations solubles, le débit d'injection est grand. Ce traitement donne une distance de pénétration limitée, mais il a montré un succès pour le traitement des formations craies dans la mer du nord. [11]

➤ Pad-acid traitement :

Ce traitement est la méthodologie la plus utilisée pour la fracturation à l'acide, il consiste à pomper un fluide visqueux suivi par l'injection d'acide.

L'idée principale de ce traitement est de crée une fracture en injectant le pad-fluid ensuite d'éroder les parois de la fracture par l'acide. [11]

➤ **WIPSER (widely spaced etched ridges) :**

C'est une technique développée, le traitement commence par un preflush qui consiste à l'injection d'un fluide visqueux non réactive afin de créer une fracture, ensuite l'injection d'un acide moins visqueux de ce dernier glisse sur le fluide visqueux pour atteindre la géométrie de la fracture et dissoudre la roche. [11]

III.6 Processus de traitement :

La technique la plus courante pour un traitement de fracturation à l'acide est celle de traitement à Pad-acide, ces systèmes d'acide visqueux tels que des acides émulsionnés et moussés. Ces systèmes sont utilisés à la fois pour créer les fractures et pour graver différemment les parois de fracture. Les traitements avec l'acide visqueux sont applicables dans les carbonates hétérogènes, tels que les dolomites et les calcaires impurs. La conception basique de traitement de fracturation à l'acide visqueux comprend les éléments suivants :

- Preflush.
- Etape d'injection de l'acide visqueux.
- Overflush

➤ **Preflush :**

Est utilisé pour former une fracture et abaisser la température autour de la fracture. Le Preflush est généralement une eau légèrement gélifiée (slick).[2]

➤ **L'injection d'acide visqueux :**

Le but de cette étape est de propager simultanément la fracture et de graver différemment ses parois. L'acide utilisé est typiquement gélifiée ou émulsionnée. Les combinaisons des deux sont possibles. Comme dans tous les traitements à base d'acide carbonate, 15% de HCL est le plus fréquent. On utilise également des HCl de haute qualité, des acides organiques et des mélanges d'acide organique-HCl.[2]

La plupart des traitements de fracturation à l'acide sont conduits avec de l'acide HCl.

➤ **Overflush :**

Le but est de déplacer l'acide et de pousser le volume d'acide vers l'avant, ce qui augmente la distance de pénétration. Lorsque l'acide visqueux est utilisé, peut augmenter efficacement la longueur de la fracture gravée.[2]

III.7 Sélection de fluide de fracturation :

Le choix du fluide de traitement dépend de plusieurs considérations :

• **Le pouvoir de l'acide (Acid strength) :**

Ceci est fonction de type d'acide et aussi de la concentration de l'acide (mesurée en tant que fraction volumique, par exemple 28% HCl), le pouvoir de l'acide est une mesure du <<pouvoir de dissolution>>. C'est à-dire combien des livres de carbonate peuvent être dessous par combien de gallons d'acide pompé ? [11]

- **Le taux de réaction de l'acide (Acid Rx) :**

Cela définit la vitesse à laquelle les molécules d'acide se combinent avec les molécules de carbonate à la paroi de la fracture, pour la plupart des formations (peut-être sauf la dolomie), le R_x de HCl est essentiellement instantané, donc ce n'est pas une propriété importante. [11]

- **Contrôle des pertes de fluide :**

La viscosité du fluide de traitement est un paramètre très important pour contrôler la perte de fluide puisque les acides gélifiés ne peuvent pas construire le filtrat de cake.[11]

- **Des considérations aux abords de puits :**

Ceci est relié directement aux Inhibiteurs utilisés, c'est un facteur très important pour le design de traitement des formations à des grandes profondeurs et des températures très élevées.[11]

III.8 Les additifs de fluide de fracturation :

Littéralement, des centaines d'additifs utilisables pour protéger les tubulures et le réservoir sont disponibles. L'addition des additifs autre qu'un inhibiteur de corrosion doit être soigneusement considérée et utilisée uniquement si nécessaire pour la réussite de travail. Voici une liste de certains des additifs et leurs utilisations :

- **Les inhibiteurs de corrosion :**

Les inhibiteurs de corrosion n'arrêtent pas la corrosion ; ils abaissent la vitesse de corrosion à une limite acceptable, et sans elle, les tubulures, les casing seront détruits. Ils fonctionnent en formant un film mince sur les tubulures qui agit comme une barrière pour empêcher l'acide de réagir avec les pipes. [12]

- **Les surfactants :**

Les surfactants sont utilisés dans tous les opérations de la fracturation à l'acide pour effectuer diverses fonctions, y compris les non émulsifiants, les émulsifiants, les briseurs d'émulsion, les agents anti-sludges, les agents mouillants, les agents moussants et les tensions superficielles et/ou les réducteurs de tension interfaciale.

Les surfactants sont divisés en quatre catégories différentes en fonction de la charge ionique qu'ils portent : anionique, cationique, non ionique et amphotère. Les fluides de fracturation à l'acide utilisent généralement des surfactants non ioniques ou cationique.

Les non-émulsifiants sont mélangés avec l'acide avant d'être pompés pour empêcher la formation d'émulsions au fond du trou et lorsque l'acide entre en contact avec les liquides du réservoir. Ils sont généralement ajoutés à une concentration de 0,5% (en volume) ou moins.

Des surfactants sont ajoutés pour abaisser la tension superficielle pour améliorer le nettoyage du fluide de traitement dans les réservoirs. [12]

➤ Les acides gélifiés :

Un acide gélifié est utilisé pour contrôler la perte de fluide et modifier la géométrie des Wormholes. En gélifiant l'acide, un certain contrôle sur la rapidité avec laquelle l'acide est transporté sur les parois de la roche est également fourni. Il existe plusieurs systèmes d'acide à base de gel. Ceci est décrit comme suit :

- **Le polyacrylamide :**

Est un polymère formé à partir de sous-unités d'acrylamide qui a des utilisations industrielles pour la clarification de l'eau, le conditionneur des sols et l'absorbant. Il est capable de geler jusqu'à 15% d'acide à 200°F pendant quelques heures.[12]

- **La gomme de xanthane :**

Est un polysaccharide sécrété par la bactérie *Xanthomonas campestris* et il est utilisé comme épaississant des aliments dans les vinaigrettes et les sauces et comme agent stabilisant dans les produits cosmétique. Il est capable de gélifier jusqu'à 15% d'acide HCl à 200°F pendant quelques heures.[12]

III.9 Les fondamentales de la fracturation à l'acide :

III.9.1 La géométrie de la fracture :

Dans un traitement par fracturation à l'acide, l'injection à forte débit d'un acide ou d'un pad fluide engendre l'augmentation de la pression aux abords du puits jusqu'à qu'une fracture se forme.

Au fond du sol, les roches soumissent à des forces de compression et aux différentes forces générées de la tectonique de la terre, alors la fracture s'oriente lui-même, elle se propage perpendiculairement à l'axe de la contrainte principale mineure de compression, par ce que la contrainte verticale est toujours plus grande que la contrainte horizontale donc la fracture s'oriente verticalement.

On distingue trois principales contraintes orientées en angle droit les unes par rapport aux autres:

- Contrainte principale verticale σ_v (Overburden Stress).
- Contraintes principales horizontales min $\sigma_{h\ min}$.
- Contraintes principales horizontales intermédiaire $\sigma_{h\ max}$. [13]

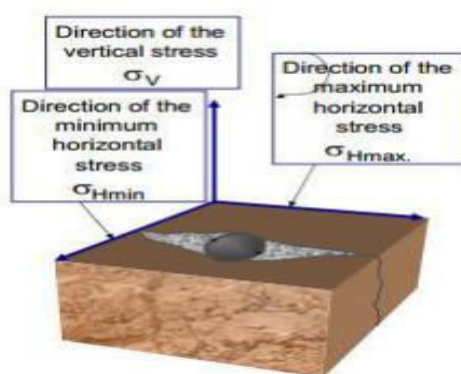


Figure III.2 : Les contraintes principales.

➤ La géométrie de la fracture créée par l'injection du fluide est contrôlée par :

- 1) Les propriétés élastiques de la formation.
- 2) Les forces générées à cause de l'augmentation de la pression au sein de la fracture (la pression de propagation de la fracture).
- 3) Le débit d'écoulement du fluide dans la formation est relatif au débit d'injection du fluide.

Les formations carbonatées se caractérisent par un module de Young très élevé, ce qui rend la création d'une fracture un peu difficile, afin d'avoir une fracture avec une largeur importante, il faut :

- Utiliser un pad fluide visqueux.
- L'injection à forte débit.
- Réduire la perte de fluide (minimiser le filtrat)

III.9.2 La distance de pénétration de l'acide :

C'est la distance parcourue par l'acide réactif le long de la fracture durant le traitement, c'est l'un des variables qui indique le succès ou l'échec du traitement.[11]

➤ **Paramètres contrôlant la distance de pénétration de l'acide :**

La longueur de pénétration de l'acide est contrôlée par :

1. Les caractéristiques de la filtration du fluide.
2. Le taux de réaction de l'acide avec la formation.
3. le débit d'écoulement de l'acide dans la fracture.

❖ Effet du filtrat de fluide :

Dès l'entrée de l'acide dans la formation il réagit avec les parois de la fracture ce qui permet d'éliminer l'endommagement causé par les réducteurs de filtrats utilisés dans la préparation de pad fluide, dans un premier temps la géométrie de la fracture est contrôlée par les caractéristiques du filtrat du fluide de fracturation.

Il est difficile de prévenir le changement de la géométrie d'une fracture créée par l'injection d'un pad fluide visqueux, mais on peut le réduire par une analyse de certains paramètres. [11]

❖ Effet de débit d'injection :

Le changement du débit d'injection affecte le traitement de la formation car il influence directement sur la distance de pénétration de l'acide le long de la fracture.

La distance de pénétration augmente avec l'augmentation de la vitesse d'écoulement du fluide de fracturation à l'intérieure de la fracture, outre l'augmentation du débit d'injection diminuera la température avec laquelle l'acide rentre à la fracture.[11]

III.9.3 La conductivité de la fracture :

Pour un traitement efficace, l'acide doit réagir avec les parois de la fracture pour former des canaux qui resteront ouverts après le traitement de fracturation à l'acide. Les canaux d'écoulement peuvent être formés en conséquence ou une réaction inégale avec la surface de la roche ou une réaction préférentielle avec des minéraux placés hétérogénément dans la formation.[11]

➤ La conductivité de la fracture dépend de :

❖ Le volume de la roche dissoute :

Il dépend du temps de contact acide, si le temps de contact est court, la quantité de roche dissoute peut être insuffisante pour empêcher la fermeture de la fracture. Si un excès d'acide est utilisé, il est possible d'atteindre une situation où la zone qui doit résister aux forces de fermeture échouera lorsque le stress est appliqué.

Le temps de réaction idéal dissoudra la quantité maximale de roche sans détruire le support pour les contraintes de fermeture. Il est cependant important de connaître que chaque point sur la surface de la fracture n'est pas contacté par l'acide pendant la même période. [11]

❖ La force d'emboîtement de la roche (RES) et la contrainte de fermeture (σ_c) :

L'effet de RES (rock embedment strength) de la roche et de la contrainte de fermeture sur la conductivité de la fracture est indiqué par des expériences qui montrent que si la force à l'emboîtement de la roche est inférieure à $4,5 \cdot 10^4$ psi et la contrainte de fermeture est de 5000 Psi. Ici, la conductivité idéale est la conductivité attendue si la réaction est uniforme sur les parois.

III.10. Les équipements de la fracturation à l'acide :

➤ **Frac tank (réservoir d'eau) :**

C'est un réservoir de stockage d'eau, sa capacité est de 20000 gallons, le nombre de réservoir pendant l'opération dépend de volumes d'eau nécessaires pour l'opération.

Cette eau sert à préparer le gel. [13]



Figure III.3 : Frac tank

➤ **Acid tank :**

C'est un réservoir de stockage d'eau, le nombre de réservoir pendant l'opération dépend de volumes d'acide nécessaires pour l'opération. L'acide sert à appliquer le traitement.[13]

➤ **Blender (mélangeur) :**

Cet appareil sert à mélanger et à envoyer vers la pompe haute pression tout ce qui est nécessaire pour le fluide de fracturation (liquides, additifs). Il comporte deux compartiments, l'un pour les composés solides et l'autre les additifs liquides. Un dispositif est installé pour le contrôle des concentrations des additifs. [13]



Figure III.4 : Blender

➤ **High pressure pumps (pompe à haute pression) :**

C'est un appareil de pompage de fluide de fracturation à haute pression et peut atteindre 20000 Psi.[13]



Figure III.5: High pressure pumps

➤ **Manifold de haute pression :**

Un manifold est un ensemble des vannes qui collecte des mélanges et peut résister à des pressions de 20000 Psi pour un débit de 75 bbl/mn.[13]



Figure III.6: Manifold de haute pression

➤ **Well head isolation Tool (Tree-saver ou WIT):**

C'est un dispositif qui permet à la tête de puits de résister à des pressions élevées. Il est utilisé pour éviter le changement de la tête de puits qui ne peut pas supporter des pressions critiques. Il sert à protéger la tête des puits à :

- ✓ Des pressions élevées ;
- ✓ L'effet abrasif et corrosif des fluides et des agents additifs. [13]

III.11. La chimie de la fracturation à l'acide :

III.11.1 Les acides utilisés :

Les acides conçus pour la stimulation chimique des réservoirs ont des compositions très diverses car elles doivent être adaptées au type d'endommagement à traiter, aux minéralogiques du terrain, aux conditions de température au fond de puits.

On peut citer quelques acides qui participent à l'opération de la fracturation à l'acide :

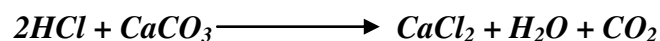
- Les acides organiques tels que : L'acide acétique (CH₃COOH)
L'acide formique (HCOOH).
- L'acide chlorhydrique (HCl) : est l'acide le plus utilisable pour la fracturation à l'acide. Les concentrations de cet acide peuvent varier entre 3% et 35%, mais généralement entre 15% et 28% pour le traitement de la matrice.

L'acide chlorhydrique a beaucoup de points positifs, ce qui en fait une priorité dans son choix : 1/ disponible à moins cout.

2/ Facilement inhibée pour empêcher la corrosion des tubulures.

3/ la tension superficielle peut être contrôlée.

La réaction chimique du HCl-carbonate est comme suite :



Partie Pratique

IV.1 Généralités sur le puits OKM-1 :

Le Forage Oued El Kerma-1 est proposé comme solution alternative au forage RLS-1, prévu pour l'année 2008 et reporté pour 2009, il s'agit de nouveaux objectifs d'exploration à savoir le Jurassique, le Trias argilo-gréseux et le Paléozoïque non reconnu dans ce périmètre. Ce forage permettra de maintenir l'effort d'exploration dans le périmètre de Sidi Nadji et d'atteindre des objectifs profonds. Seul cinq puits ont été forés dans tout le périmètre sur une surface de 9865.57 km².

Le forage Oued El Kerma-1 (OKM-1) est prévu dans la partie méridionale du bloc 106 appartenant au périmètre Sidi Nadji, situé au sud de l'accident sud atlasique et au niveau de la plateforme saharienne dans le sillon de Melrhir. Il est implanté comme suite :

UTM 31

X : 634 600,247

Y : 3 788 893,764

Géographiques :

X : 04°27'41.26444"E

Y : 34°14'05.86414"N

Le forage est prévu sur une zone désertique . Il est situé à 68 km au SW de la ville de Sidi Khaled

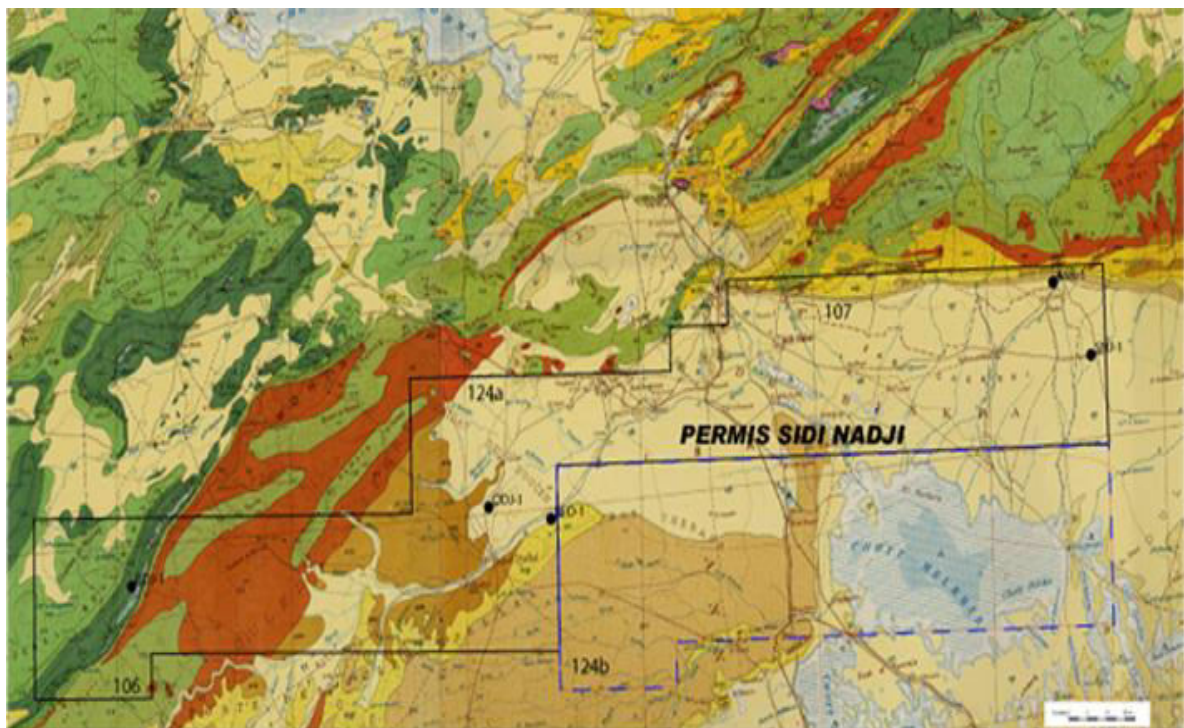


Figure IV.1 : Carte présente le périmètre de SIDI NADJI.

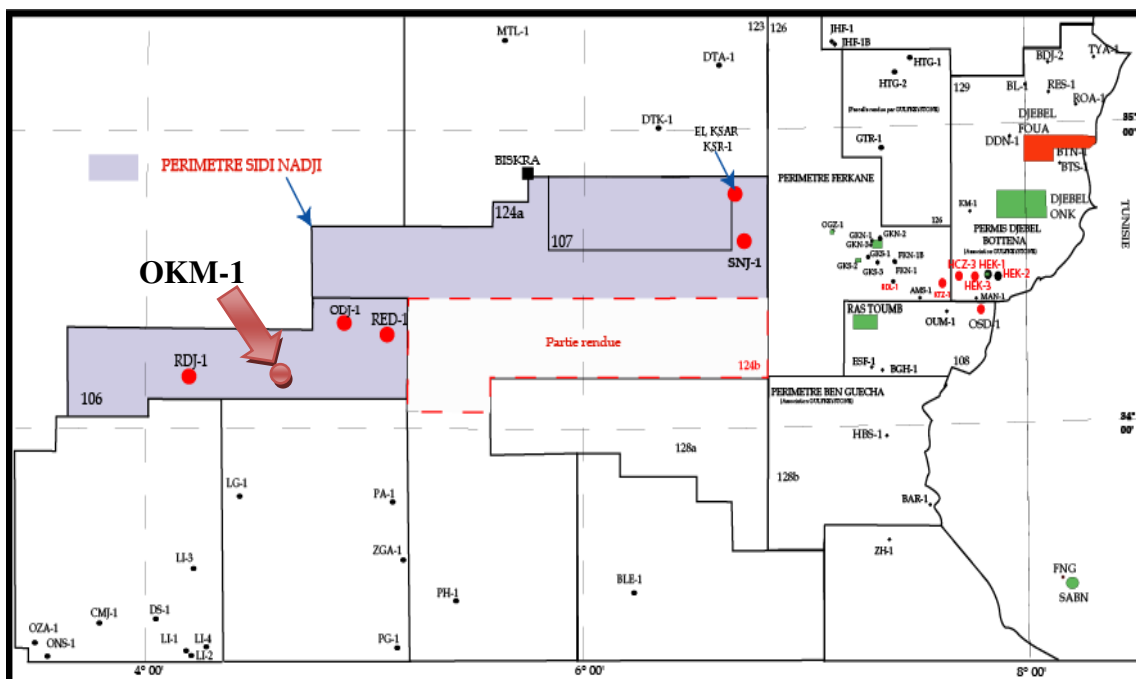


Figure IV.1 : Situation du forage OKM-1 dans le périmètre de Sidi Nadji

IV.2 La minéralogie de l'OKM-1 :

On prend des échantillons (des carottes) du puits à des différentes cotes et on a remarqués que le réservoir du puits contient des quantités des minéraux carbonatés tel que la dolomite et la calcite et aussi des petites proportions des minéraux argileux par rapport au carbonatés.

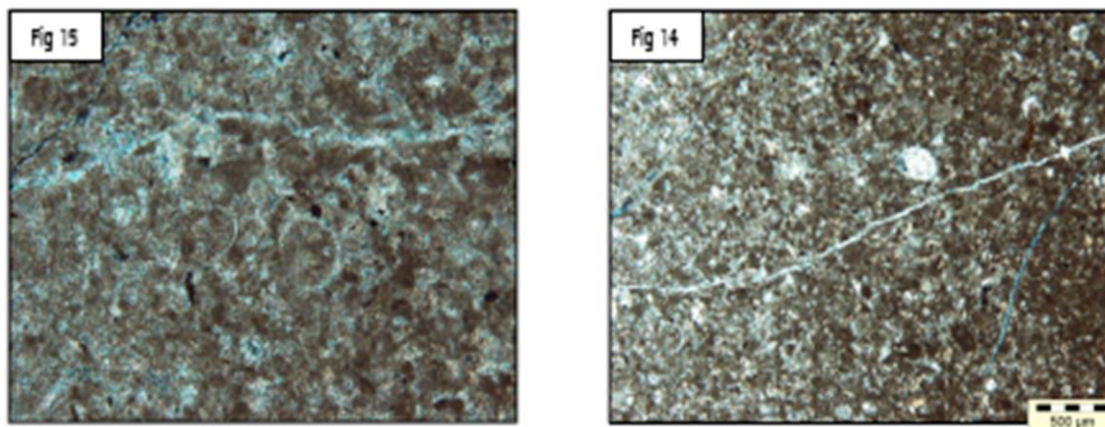


Figure IV.2 : La dolomite et la calcite de gauche à droite respectivement

IV.3. Paramètres caractérisant la réaction (acide-carbonate) :

Afin de calculer la quantité de carbonate éliminé par l'acide HCl. Le rapport molaire des réactifs et des produits est calculé, ainsi que deux paramètres indiquent la masse et le volume du carbonate dissous par un acide spécifique, ces paramètres sont :

❖ **Le pouvoir de dissolution gravimétrique de l'acide (β_C):**

Définie comme un rapport massique, il représente la masse de carbonate dissoute par un acide de concentration bien déterminée par rapport à la masse de ce dernier utilisée lors de la dissolution :

$$\beta_C = \frac{\text{la masse de carbonate dissoute}}{\text{la masse de l'acide utilisée pour la dissolution}} \quad [2]$$

c : indice qui indique la concentration de l'acide utilisé pour la dissolution.

❖ **Le pouvoir de dissolution volumique de l'acide (X_C):**

C'est le ratio de volume de carbonate dissous par le volume d'acide pompé, il est donné par la formule empirique suivante :

$$X_C = \frac{\text{le volume de carbonate dissoute}}{\text{le volume de l'acide utilisée pour la dissolution}} \quad [2]$$

Nb:

La relation reliant X_C et β_C :

$$X_C = \frac{V_{\text{carbonate (calcite ou dolomite)}}}{V_{\text{acide}}} \quad [2]$$

Et

$$V_{\text{acide}} = \frac{m_{\text{acide}}}{\rho_{\text{acide}}} \quad [2]$$

Et

$$V_{\text{carbonate}} = \frac{m_{\text{carbonate}}}{\rho_{\text{carbonate}}} \quad [2]$$

Alors

$$X_C = \frac{m_{\text{acide}}}{\rho_{\text{acide}}} \times \frac{m_{\text{carbonate}}}{\rho_{\text{carbonate}}} \quad [2]$$

Donc

$$X_C = \beta_C \times \frac{\rho_{\text{acide}}}{\rho_{\text{carbonate}}} \quad [2]$$

Ou:

β_c : Le pouvoir de dissolution gravimétrique de l'acide.

ρ_{acide} : La masse volumique de l'acide

$\rho_{\text{carbonate}}$: La masse volumique de la formation carbonatée (calcite, dolomite...).

On peut même avoir le volume de la roche dissous, il est donné par la formule empirique suivante:

$$V_{\text{dissous}} = \frac{X_c}{1-\phi} \quad [2]$$

Ou :

ϕ : Est la porosité de la formation traitée (dissoute)

On doit respecter l'ordre de calcul étape par étape comme suit :

- 1- Le pouvoir de dissolution gravimétrique de l'acide (β_c).
2. Le pouvoir de dissolution volumique de l'acide (X_c).
- 3- Le volume dissous de roche.

IV.4 Modélisation de la conductivité :

❖ Le modèle volumétrique :

La largeur moyenne w_a est calculée par l'équation suivante qui devise la surface de la fracture sur le volume total de la roche dissoute :

$$w_a = \frac{67.4Xqt}{2Lh(1-\phi)} \quad [2]$$

Ou :

X : l'énergie de dissolution volumétrique.

Q : le débit d'injection (bpm)

t : le temps d'injection (min)

L : la distance de pénétration (in)

h : la hauteur de la fracture (ft)

La conductivité idéale de la fracture $K_f w$ est déterminée par la corrélation suivante :

$$K_f w = 7.84 * 10^{12} * \left(\frac{w_a}{12}\right)^3 \quad [2]$$

❖ Le modèle Nierode-kruk :

Celle-ci c'est la corrélation classique historiquement utilisée pour la plupart du désigne de la fracturation à l'acide (Nierode and Kruk, 1973). Est basée sur une corrélation entre la conductivité équivalente de la roche dissoute, le RES de la formation, la contrainte effective sur les parois de la fracture et finalement in situ conductivité.

Les valeurs de conductivité équivalente de roche dissoute » sont déterminées à l'aide de la corrélation Nierode Kruk :

$$K_f w = C_1 * e^{-C_2 \sigma} \quad [14]$$

Tel que

$$C_1 = 1.47 * 10^7 * w_i^{2.47} \quad [14]$$

Et :

$$C_2 * 10^3 = \begin{cases} 13.9 - 13 \ln(RES) & \text{si } RES < 20000 \text{ psi} \\ 3.8 - 0.28 \ln(RES) & \text{si } RES > 20000 \text{ psi} \end{cases}$$

La première étape dans la détermination de $K_f w$ en utilisant la corrélation de Nierode-Kruk est de déterminer la largeur idéale (w_i). Cette largeur idéale est définie comme la largeur créée par la dissolution d'acide avant la fermeture de la fracture. Il suppose que tout l'acide injecté dans la fracture dissout la roche sur les parois de la fracture d'une manière uniforme et qu'il n'y a pas de perte d'acide dans la matrice de la roche ou dans les wormholes. La largeur idéale est calculée comme indiqué dans le modèle de conductivité volumétrique discuté précédemment.

❖ Corrélation de l'Université de Texas :

La principale limitation du Nierode-Kruk est l'utilisation d'une largeur idéale qui met l'accent sur le volume de la roche supprimé et ne tient pas compte de l'hétérogénéité de la roche et de la rugosité de la surface. Gangl (1978) a proposé de modéliser les aspérités de la fracture comme un lit de clous) qui représente la fracture comme un tas de tiges de même diamètre, mais des hauteurs différentes faisant saillie du visage de la fracture.

Le modèle explique la variation de conductivité le long de la fracture par l'équation suivante:

$$K_f w = (K_f w)_0 \left[1 - \left(\frac{\sigma}{\sigma_e} \right)^m \right]^3 \quad [14]$$

Ou:

$(K_f w)_0$: C'est la conductivité à zéro stress de fermeture

σ : C'est le stress de fermeture.

σ_e : C'est le module effectif d'aspérités;

$$\sigma_e = E \alpha_C \quad [14]$$

$$\alpha_C = \frac{A_c}{A} \quad [14]$$

α_C : C'est le contact ratio ; où :

A_c : C'est la surface de contact des aspérités

A : C'est la surface de la fracture

Gong et al. (Ming et al. 1999) ont étendu ces idées en développant un modèle qui corrèle la rugosité de la surface aux conditions d'acidification, relié la surface de contact et l'ouverture de la fracture aux distributions d'aspérité, puis calcule la conductivité de la fracture à l'ouverture sous le stress. La corrélation mentionnée ici comme la corrélation de L'université du Texas est potentiellement meilleure que la méthode de Nierode-Kruk, en ce sens qu'elle repose sur une physique plus approfondie. [15]

❖ **Le modèle de Nasr-El-Din et al (2008) :**

Leur modèle est basé sur les données du modèle de Nierode et kruk (1973), mais en tenant compte du type de la formation traitée, ils ont proposé les deux modèles suivants : (A.M.GOMAA; H.A. NASR-EL-DIN 2009):

- Modèle de la roche calcaire (ML) :

$$K_f w = C_1 * e^{-C_2 \sigma} \quad [14]$$

$$C_1 = 0.165 * [RES]^{0.8746} \quad [14]$$

$$C_2 * 10^3 = \begin{cases} 26.567 - 2.634 \ln(RES) & \text{si } 0 < RES < 20000 \text{ psi} \\ 2.9795 - 0.202 \ln(RES) & \text{si } 500000 > RES > 20000 \text{ psi} \end{cases}$$

- Modèle de la roche dolomite(MD)

$$K_f w = C_1 * e^{-C_2 \sigma} \quad [14]$$

$$C_1 = 13.29 * [RES]^{0.8746} \quad [14]$$

$$C_2 * 10^3 = \begin{cases} 18.6383 - 0.7479 \ln(RES) & \text{si } 0 < RES < 20000 \text{ psi} \\ 2.3147 - 0.1513 \ln(RES) & \text{si } 500000 > RES > 20000 \text{ psi} \end{cases}$$

Ou:

C_1 :c'est la conductivité a contrainte de fermeture nulle.

C_2 : c'est le taux de changement de conductivité avec la contrainte de fermeture (pente).

IV.5 Les modèles 2D de simulation de la fracture :

❖ **Le modèle de Perkins-Kern (PKN) :**

Le modèle PKN est un modèle 2D d'analyse et de simulation de la géométrie de la fracture. Ce modèle a été développé par PERKINS en 1961. Dix ans après NORDGREN améliora le modèle. Une hauteur de fracture constante peut être prise lorsque les tensions dans la zone de fracturation et les tensions au-dessus et en dessous de la zone de fracturation ont de grandes différences, et par conséquent la fracture reste dans la zone de fracturation (Economides & Nolte 2000), Janwadkar (2004). [15]

- **Les hypothèses du modèle PKN sont :**

- Hauteur de la fracture constante.
- La section transversale verticale de la fracture a la forme d'une ellipse.
- La pression nette est indépendante de Y et Z (dépend de x et t) et la pression nette pour se ($X=L$) égale à zéro.
- L'écoulement unidirectionnel.
- Biotope de la formation rocheuse

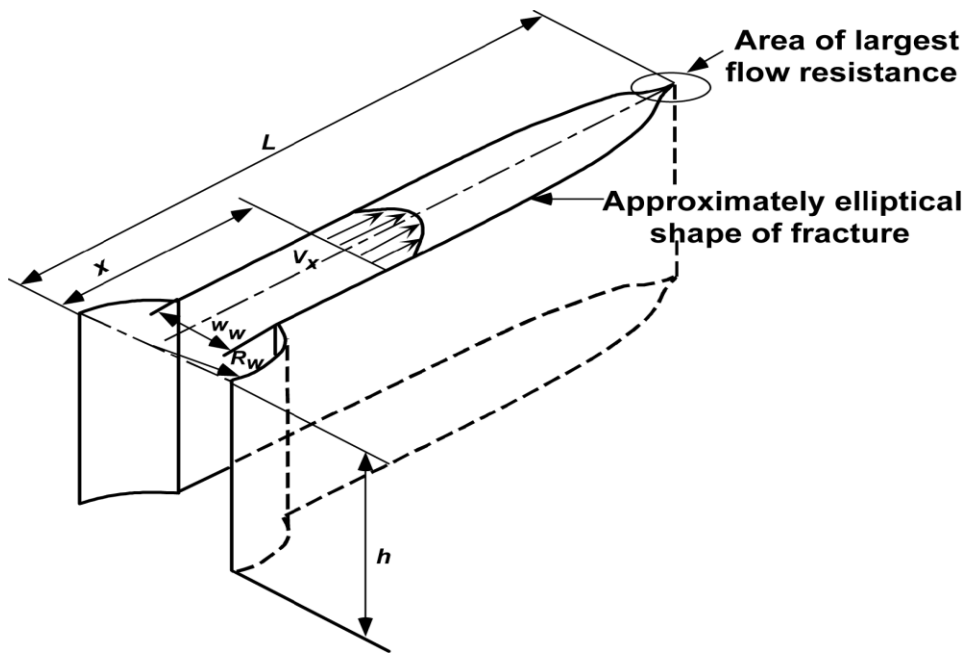


Figure IV.5 : La géométrie de la fracture suivant le modèle PKN. [15]

- Les équations de la largeur se basent sur les deux hypothèses suivantes :

1. Négliger l'effet de leak-off
2. Débit d'injection constante.

Selon (PETER VALKO, MICHAEL ECONOMIDES 1997 les équations de largeur en fonction du temps de pompage sont :

• équation pour la prédiction de la longueur de la fracture :

$$x_f = 0.524 \left(\frac{q^3 E'}{\mu h_f^4} \right)^{1/5} t^{1/5} \quad [15]$$

• équation pour la prédiction de la largeur moyenne de la fracture :

$$\bar{w} = 1.91 \left(\frac{\mu q^2}{E' h_f} \right)^{1/5} t^{1/5} \quad [15]$$

• équation pour la prédiction de la pression nette dans la fracture :

$$p_n = 1.91 \left(\frac{E'^4 \mu q^2}{h_f^6} \right)^{1/5} t^{1/5} \quad [15]$$

❖ Le modèle PKN-C :

Le modèle PKN-C est le modèle de propagation classique avec la modification de Carter. Le calcul des différents paramètres du design de la fracturation à acide se base sur des formules et des corrélations empiriques qui sont :

• **Equation pour le calcul de la demi-longueur de la fracture :**

$$x_f = \frac{(\bar{w}+2S_p)q_i}{C_i^2\pi h_f} \left[\exp(\beta^2) * \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad [15]$$

Avec :

$$\beta = \frac{2C_i\sqrt{\pi t_i}}{(\bar{w}+2S_p)} \quad [15]$$

Ou

erfc(β): Fonction d'erreur qui est prédéfinie sous langage de programmation MATLAB sous la forme f(x).

• **Equation pour le calcul de la largeur moyenne avec PKN-C :**

$$\bar{w} = w_f \frac{\pi}{5} \quad [15]$$

$$w_f = 1.11^{\left(\frac{1}{(2n+2)}\right)} 3.24^{\left(\frac{n}{(2n+2)}\right)} \left[\frac{(1+2n)}{n} \right]^{\left(\frac{n}{(2n+2)}\right)} k^{\left(\frac{1}{(2n+2)}\right)} \left[\frac{q_i^n x_f^{2n+2}}{E' h_f^n} \right] \quad [15]$$

Avec :

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \quad [15]$$

• **Prédiction de l'endommagement de la fracture :**

On peut connaitre l'état de la fracture par le calcul du facteur d'endommagement skin par la manière suivante :

$$U_y = \frac{q_i}{(4h_f x_f)} \quad [15]$$

Et

$$F_{cd} = \frac{K_{fw}}{K_{xf}} \quad [15]$$

Et

$$U = \ln(F_{cd}) \quad [15]$$

Et

$$F = \frac{(1.65-0.32U+0.116U^2)}{(1+0.18U+0.064U^2+0.005U^3)} \quad [15]$$

On calcul alors le skin comme suit (M. M. Rahman 2010) :

$$S_f = F - \ln\left(\frac{x_f}{r_w}\right) \quad [15]$$

•**Prédiction de la pénétration de l'acide dans la fracture :**

On calcul d'abords la vitesse de l'acide dans la fracture qui est donné par la formule Suivante (M. 1. ECONOMIDES 1992):

$$u_x = \frac{q_i}{4W_f h_f}$$

D'où la distance de pénétration est calculée comme suite :

$$X_{af} = u_x \frac{w_f^2}{4D_{eff}}$$

•**Prédiction de la production initiale de la fracture créée :**

Suivant (Economides et al. 1994), le débit de production initiale est estimé à partir de l'équation suivante :

$$q_0 = kh_f(p_e - p_{wf}) \left[1.41.2\mu B \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S_f \right]^{-1}$$

Et par la suite on calcule le taux de gain de production donne comme suit :

$$\frac{j}{j_0} = \frac{\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right]}{\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] + S_f}$$

❖ **Le modèle PKN-N :**

Ce modèle est la combinaison du modèle de propagation classique de PKN avec la modification de Nolte, les équations de base pour l'estimation et le design de la géométrie de la fracture sont comme suite :

•**Equation pour le calcul de la demi-longueur de la fracture avec PKN-N :**

$$\bar{w} = w_f \frac{\pi}{5} \quad [15]$$

Avec :

$$\frac{q_i t_i}{h_f x_f} = \bar{w} + C_l \sqrt{t_i} \left[\left(\frac{8}{3} h_f x_f \frac{\bar{w}}{q_i t_i} \right) + \left(1 - h_f x_f \frac{\bar{w}}{q_i t_i} \right) \pi \right] \quad [15]$$

•**Equation pour le calcul de la largeur moyenne de la fracture :**

$$w_f = 1.11^{\left(\frac{1}{(2n+2)}\right)} 3.24^{\left(\frac{n}{(2n+2)}\right)} \left[\frac{(1+2n)}{n} \right]^{\left(\frac{n}{(2n+2)}\right)} k^{\left(\frac{1}{(2n+2)}\right)} \left[\frac{q_i^n x_f^{\frac{1}{2n+2}}}{E' h_f^n} \right] \quad [15]$$

La suite du programme de calcul se base sur les mêmes équations que les modèles développés dans les cas précédents.

❖ **Modèle PKN- α :**

Dans ce modèle de propagation la demi-longueur de la fracture est directement proportionnelle au temps de pompage de fluide de fracturation, ce qui permet d'estimer l'évolution de la longueur de la fracture au fur et à mesure de l'injection, cette équation est donnée par :

$$x_f = \frac{\frac{q_i t_i}{h_f}}{\bar{w} + 2S_p + 2C_l \sqrt{t_i} \left[\frac{\alpha \sqrt{\pi} \Gamma(\alpha)}{\Gamma(\frac{3}{2} + \alpha)} \right]} \quad [15]$$

Où $\Gamma(\alpha)$: la fonction Gamma d'Euler, et on Matlab elle est donnée par gamma (α).

• **Equation pour le calcul de la largeur moyenne de la fracture :**

$$w_f = 1.11^{\left(\frac{1}{(2n+2)}\right)} 3.24^{\left(\frac{n}{(2n+2)}\right)} \left[\frac{(1+2n)}{n} \right]^{\left(\frac{n}{(2n+2)}\right)} k^{\left(\frac{1}{(2n+2)}\right)} \left[\frac{q_i^n x_f^{2n+2}}{E h_f^n} \right]^{\frac{1}{2n+2}} \quad [15]$$

Le reste du calcul de simulation est le même que les autres modèles.

❖ **Le modèle de Geertsma de Klerk KGD :**

Le modèle KGD est également un modèle 2D d'analyse et de simulation de la géométrie de la fracture, qui a été développé en 1955 par Khristianovic et Zheltov et renforcée par Geertsma et de Klerk en 1969, Les hypothèses suivantes sont nécessaires (Economides & Nolte (2000), Janwadkar (2004)):

- La dimension caractéristique $d = 2L$
- La hauteur de la fracture est constante quelle que soit sa demi-longueur.
- La section transversale horizontale de la fracture a la forme d'une ellipse.
- La section transversale est un rectangle vertical.
- L'écoulement du fluide se fait suivant une seule direction.
- Isotrope de la formation rocheuse.

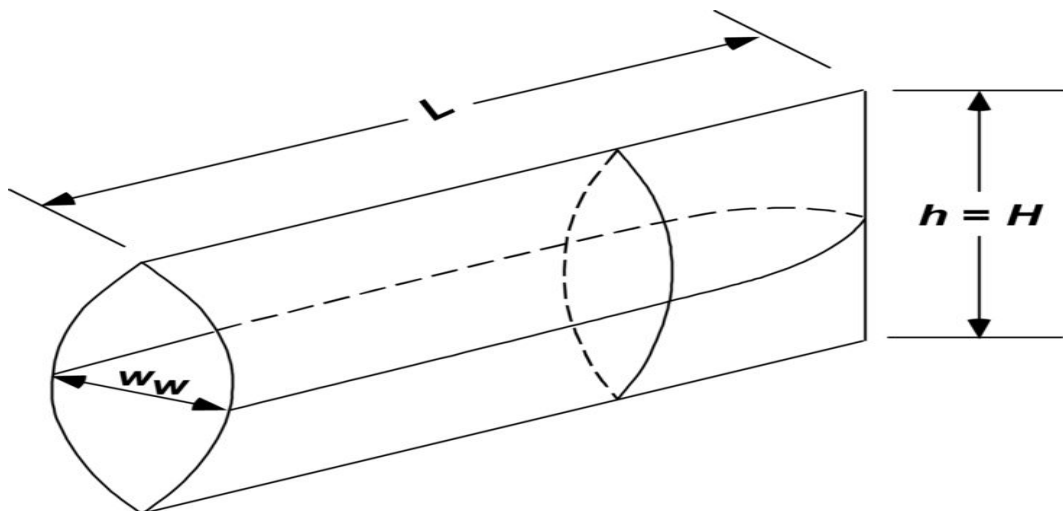


Figure IV.5 : La géométrie de la fracture suivant le modèle KGD. [15]

- **L'équation de la largeur pour l'ancienne modèle KGD :**

Il est basé sur les mêmes hypothèses que ceux de l'ancienne modèle PKN. Selon (PETER VALKO, MICHAELJ. ECONOMIDES 1997) les équations de la largeur en fonction du temps de pompage sont :

- **L'équation pour la prédiction de la longueur de la fracture :**

$$x_f = 0.539 \left(\frac{q^3 E'}{\mu h_f^3} \right)^{1/6} t^{2/3} \quad [15]$$

- **L'équation pour la prédiction de la largeur moyenne de la fracture :**

$$\bar{w} = 1.91 \left(\frac{\mu q^3}{E' h_f^3} \right)^{1/6} t^{1/3} \quad [15]$$

- **L'équation pour la prédiction de la pression nette dans la fracture :**

$$p_n = 1.09 (\mu E'^2)^{1/2} t^{1/3} \quad [15]$$

- ❖ **Le modèle KGD-C :**

Ce modèle KGD-C est le modèle de propagation KGD classique avec la modification de Carter.

Le calcul des différents paramètres du design de la fracturation d'acide se base sur de formules et des corrélations empiriques qui sont :

- **Equation pour le calcul de la demi-longueur de la fracture**

$$x_f = \frac{(\bar{w} + 2S_p) q_i}{4C_l^2 \pi h_f} \left[\exp(\beta^2) * \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad [15]$$

Avec :

$$\beta = \frac{2C_l \sqrt{\pi t_i}}{(\bar{w} + 2S_p)} \quad [15]$$

Ou $\operatorname{erfc}(\beta)$: fonction d'erreur qui est prédéfinie sous langage de programmation MATLAB sous la forme : $\operatorname{erfc}(x)$

- **Equation pour le calcul de la largeur moyenne avec KGD-C**

$$w_f = 1.11^{\left(\frac{1}{(2n+2)}\right)} 3.24^{\left(\frac{n}{(2n+2)}\right)} \left[\frac{(1+2n)}{n} \right]^{\left(\frac{n}{(2n+2)}\right)} k^{\left(\frac{1}{(2n+2)}\right)} \left[\frac{q_i^n x_f^{2n+2}}{E' h_f^n} \right] \quad [15]$$

Avec :

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \quad [15]$$

- **Prédiction de l'endommagement de la fracture**

On peut connaître l'état de la fracture par le calcul du facteur d'endommagement skin par la manière suivante :

$$U_y = \frac{q_i}{(4h_f x_f)} \quad [15]$$

$$F_{cd} = \frac{K_{fw}}{K_{xf}} \quad [15]$$

Et

$$U = \ln(F_{cd}) \quad [15]$$

Et

$$F = \frac{(1.65 - 0.32U + 0.116U^2)}{(1 + 0.18U + 0.064U^2 + 0.005U^3)} \quad [15]$$

• **On calcul alors le skin comme suit (M. M. Rahman 2010) :**

$$S_f = F - \ln\left(\frac{x_f}{r_w}\right) \quad [15]$$

• **Prédiction de la pénétration de l'acide le long de la fracture :**

On calcul d'abords la vitesse de l'acide dans la fracture qui est donné par la formule suivante (M. J. ECONOMIDES 1992):

$$u_x = \frac{q_i}{4W_f h_f}$$

D'où la distance de pénétration est calculée comme suite :

$$X_{af} = u_x \frac{w_f^2}{4D_{eff}}$$

• **Prédiction de la production initiale de la fracture crée :**

Suivant (Economides et al. 1994), le débit de production initiale est estimé à partir de l'équation suivante :

$$q_0 = kh_f(p_e - p_{wf}) \left[1.41.2\mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S_f \right]^{-1} \quad [15]$$

Et par la suite on calcule le taux de gain de production donné comme suit :

$$\frac{j}{j_0} = \frac{\ln\left[\frac{r_e}{r_w}\right]}{\ln\left[\frac{r_e}{r_w}\right] + S_f} \quad [15]$$

❖ **Le modèle KGD-N :**

Ce modèle est la combinaison du modèle de propagation classique de KGD avec la modification de Nolte, les équations de base pour l'estimation et le design de to géométrie de la fracture sont comme suite:

• **Equation pour le calcul de la demi-longueur de la fracture avec KGD-N :**

$$\frac{q_i t_i}{h_f x_f} = \bar{w} + C_l \sqrt{t_i} \left[\left(\frac{8}{3} h_f x_f \frac{\bar{w}}{q_i t_i} \right) + \left(1 - h_f x_f \frac{\bar{w}}{q_i t_i} \right) \pi \right] \quad [15]$$

•Equation pour le calcul de la largeur moyenne de la fracture

$$w_f = 1.11^{\left(\frac{1}{(2n+2)}\right)} 3.24^{\left(\frac{n}{(2n+2)}\right)} \left[\frac{(1+2n)}{n}\right]^{\left(\frac{n}{(2n+2)}\right)} k^{\left(\frac{1}{(2n+2)}\right)} \left[\frac{q_i^n x_f^{2n+2}}{E' h_f^n}\right] \quad [15]$$

❖ Le Modelé KGD- α :

Dans ce modèle de propagation la demi-longueur de la fracture est directement proportionnelle au temps de pompage de fluide de fracturation, ce qui permet d'estimer l'évolution de la longueur de la fracture au fur et à mesure de l'injection, cette équation est donnée par :

$$x_f = \frac{\frac{q_i t_i}{h_f}}{\bar{w} + S_p + C_l \sqrt{t_i} \left[\frac{\alpha \sqrt{\pi} \Gamma(\alpha)}{\Gamma\left(\frac{3}{2} + \alpha\right)} \right]} \quad [15]$$

Où $\Gamma(\alpha)$: la fonction Gamma d'Euler, et on MATLAB elle est donnée par : gamma(α).

•Equation pour le calcul de la largeur moyenne de la fracture :

$$w_f = 1.11^{\left(\frac{1}{(2n+2)}\right)} 3.24^{\left(\frac{n}{(2n+2)}\right)} \left[\frac{(1+2n)}{n}\right]^{\left(\frac{n}{(2n+2)}\right)} k^{\left(\frac{1}{(2n+2)}\right)} \left[\frac{q_i^n x_f^{2n+2}}{E' h_f^n}\right] \quad [15]$$

q_i : Débit d'injection d'acide (bbl/min).

t_i : Temps d'injection de l'acide (min).

x_{af} : La distance de pénétration de l'acide (ft).

h_f : La hauteur de la fracture (ft).

IV.6 Les résultats :

➤ **Tableau IV.1** : Les Paramètres caractérisant la réaction (HCl-carbonate) :

	β_c	X_c	$V_{\text{dissous}} (m^3)$
Calcaire	1.37	0.082	0.0854
Dolomie	1.27	0.072	0.075

➤ **Tableau IV.2** : La conductivité calculée par la modèle volumétrique :

Stages	Stage 2	Stage4	Stage6	Stage8
Idéal width (ft)	0.0084528	0.0095795	0.0103684	0.0098578
Conductivité (md.ft)	2740.2	3988.4	5057.1	4346.2

```

1 # la conuctivité de la fracture methode volumétrique#
2
3 X1=0.082 #l'energie de dissolution de calcaire#
4 X2=0.071 #l'energie de dissolution de dolomite#
5 X=[X1 X2 X2 X2 ];
6 Q=0.04; #porosité#
7 H=[ 114.84 150.96 187.01 209.97 ]; #hauteurs#
8 L=[242.78 219.82 183.73 173.88] ; #distance de penetration#
9 q=[17.2 17.4 19.5 19.7] ; # debut d'injection#
10 t=[4.76 7.33 7.33 7.33 ]; # temps d'injection#
11 Wa=(67.4.*X.*q.*t)./(2.*L.*H.*(1-Q)) #ideal width#
12 Kfw=7.84*10^12*(Wa./12).^3 #La conductivité#
13
14

```

Figure IV.1 : algorithme pour calculer la conductivité

➤ **Tableau IV.3** : La géométrie calculée par la modèle de **KGD** :

x_f (ft)	\bar{w} (ft)	p_n (psi)
114.08	0.58312	$3.5568 \cdot e^{+05}$

```

1 #géométrie de la fracture modele KGD #
2
3 v=0.15 ;
4 E2=9300000/(1-v) ;
5 q=20 ;
6 u=[0.239 66.39 66.39 66.39] ;
7 Hf=[131.23 170.6 200.13 219.82] ;
8 t=[4.46 7.33 7.43 7.33] ;
9 Xf1=0.539*((q^3*E2)./(u.*Hf.^3)).^(1/3).*t.^(2/3);
10 Xf=sum(Xf1) #longueur#
11 Wb1=1.8526.*((u.*q^3)/(E2.*Hf.^3)).^(1/6).*t.^(1/3) ;
12 Wb=sum(Wb1)#largueur moyenne#
13 Pn1=1.09.*(u.*E2^2).^(1/3).*t.^(-1/3) ;
14 Pn=sum(Pn1)#pression nette#
15

```

Figure IV.2 : algorithme pour calculer la géométrie

Conclusion Générale :

D'après cette étude on conclut que le succès du traitement d'une formation carbonatée par la fracturation à l'acide, dépend de l'efficacité du design du traitement sélectionné.

La sélection d'un tel traitement nécessite la compréhension de l'influence des facteurs sur le déroulement du processus ainsi que sur les résultats désirés.

Parmi les facteurs qui indiquent la réussite du traitement il ya la conductivité de la fractures, la géométrie de la fracture ainsi la distance de pénétration de l'acide. Ces facteurs sont influencés par plusieurs paramètres comme le type d'acide et les propriétés physiques et minéralogiques de la formation candidate.

L'application de la chimie des réactions acide-carbonates montre que l'acide chlorhydrique est le plus adéquat pour le traitement des formations carbonatées et que la conductivité augmente avec la croissance de la concentration d'acide et du temps de pompage.

La conductivité de la fracture dépend aussi de la propriété élastique de la formation comme le module de YOUNG. Plus ce dernier est faible, plus les formations sont très sensible.

Références bibliographiques

- [1] Schlumberger formation "fluid sélection guide for matrix treatment".
- [2] Michel J. Economides and Curtis Boney "Réservoir stimulation".
- [3] Cours de géologie du site scientifique <http://www.biodeug.com/> sous la supervision de L'université de Toulouse
- [4] YANN HAUTEVELLA "cours de géologie sur les roches carbonatées" université de Nancy
- [5] BOUREZG MOHAMED "étude géologique de quelque roches industrielle" thèse de doctorat de l'université de Constantine. (2013)
- [6] Article du professeur Charli dans le cite scientifique <https://www.futura-sciences.com/> (Aout 2003).
- [7] BENZAUOI ZIDANE "Stimulation par acidification au puits OKM842" thèse de master 2 de l'université de KASDI MERBAH. (2013)
- [8] Mr.Zobiri Yousef "Généralité sur l'endommagement", cours IAP/HMD
- [9] LARBI SIHAM et BEN SGHIR CHAHINAZ "étude d'endommagement de la roche réservoir par le fluide de forage et le traitement à l'acide" thèse de master 2 d'université d'Ouargla.(2014).
- [10] T.R.HARPER and D.C.BULLER livre de "formation damage and remedial stimulation"
- [11] ROBERT.S.Schechter livre "de Oil Well Stimulation" (1992).
- [12] Mr. AHMED HIDOUD superviseur de stimulation "Equipement de frac" cour IAP (2008)
- [13] Formation du Total "Les produits chimiques" (2007)
- [14] A.M.Gomaa,SPE, and H.A.Nasr-El-Din, SPE, Texas A&M University "Acid Fracturing: The effect of formation strength on fracture"
- [15] AKIRA KOBAYASHI, MASAKAZU CHIJIMATSU "Coupled Thermo-Hydro-Mechanical-Chemical processes in Geo-Systems" 2004

Recommandations

- On peut utiliser des autres acides comme l'acétique et l'acide formique, un mélange de ces deux derniers est efficace pour les formation de température supérieur à 420°C.
- Les formations carbonatées sont très rares en Algérie où elles sont estimées à 3% des roches totales.
- On a utilisés le modèle de KGD selon la société de Haliburton et les données que nous avons.
- Le déroulement et les équipements de l'opération de la fracturation à l'acide sont presque les mêmes ce qui est disponible dans le terrain.

Annexe

I. les données de la fracturation à l'acide :

HALLIBURTON

Table 36: Acid Schedule

Stage	Stage Length	Fluid Type	HCl Conc (% mass)
1	4:45	HL_WG-11_35	0.00
2	4:45	15%HCL	15.00
3	7:08	HL_HYB_H35_3	0.00
4	7:19	SGA-HT with HCl	15.00
5	7:08	HL_HYB_H35_3	0.00
6	7:19	SGA-HT with HCl	15.00
7	7:08	HL_HYB_H35_3	0.00
8	7:19	SGA-HT with HCl	15.00
9	17:51	7% KCL Brine	0.00
10	120:00	SHUT-IN	0.00

HALLIBURTON

Table 7: Design Treatment Schedule

Stage #	Stage Type	Elapsed Time min:sec	Fluid Type	Clean Volume (gal)	Slurry Rate 1 (bpm)	Slurry Rate 2 (bpm)
1	Main frac pad	4:45	HL_WG-11_35	4000	20.00	20.00
2	Main frac acid	9:31	15%HCL	4000	20.00	20.00
3	Main frac pad	16:39	HL_HYB_H35_3	6000	20.00	20.00
4	Main frac acid	23:59	SGA-HT with HCl	6000	20.00	20.00
5	Main frac pad	31:08	HL_HYB_H35_3	6000	20.00	20.00
6	Main frac acid	38:28	SGA-HT with HCl	6000	20.00	20.00
7	Main frac pad	45:36	HL_HYB_H35_3	6000	20.00	20.00
8	Main frac acid	52:56	SGA-HT with HCl	6000	20.00	20.00
9	Main frac pad	70:47	7% KCL Brine	15000	20.00	20.00
10	Shut-in	190:47	SHUT-IN	0	0.00	0.00

HALLIBURTON

Table 9: Fluid Parameters

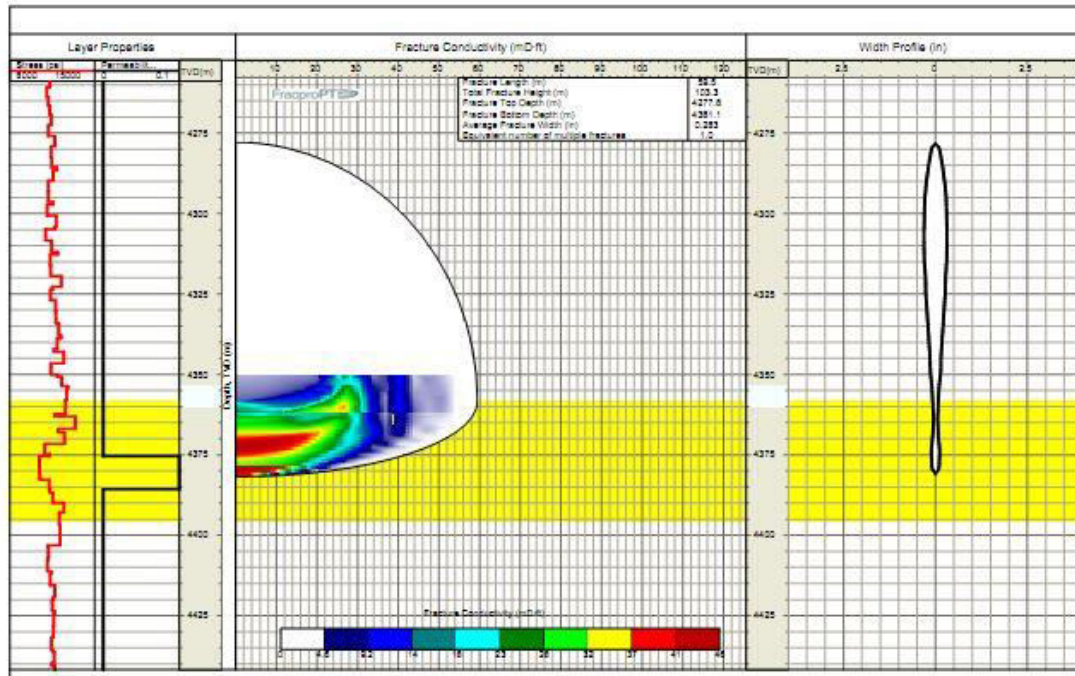
Fluid Name	HL_WG-11_35	HL_HYB_H35_3	15%HCL	SGA-HT with HCl	7% KCL Brine
Vendor	HALLIBURTON	HALLIBURTON	MISCELLANEOUS	Halliburton	Halliburton
System	Linear Gel H	HYBOR H	ACIDS	HCL_SGA-HT	Brine
Initial Viscosity (cp)	6.15	427.8	0.239	66.39	0.222
Initial n'	0.880	0.506	1.000	0.561	1.000
Initial k' (lbf·s ² /ft ⁴)	0.880	0.506	1.000	0.561	1.000
Viscosity @ 4.0 hours (cp)	6.15	247.9	0.239	2.69	0.222
n' @ 4.0 hours	0.880	0.553	1.000	0.566	1.000
k' @ 4.0 hours (lbf·s ² /ft ⁴)	0.880	0.553	1.000	0.566	1.000
Base Fluid Specific Gravity	1.00	1.00	1.08	1.07	1.04

Layer #	Top of zone (m)	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's modulus (psi)	Poisson's ratio
36	4319.4	12232	0.853	8.5e+06	0.13
37	4322.1	12232	0.853	8.5e+06	0.13
38	4322.7	11512	0.812	5.1e+06	0.24
39	4323.6	11345	0.800	4.6e+06	0.25
40	4326.9	11757	0.828	5.8e+06	0.23
41	4330.4	11791	0.830	5.8e+06	0.23
42	4334.1	12019	0.845	6.4e+06	0.22
43	4337.4	12019	0.845	6.4e+06	0.22
44	4337.9	12212	0.858	7.1e+06	0.20
45	4338.8	11905	0.836	7.1e+06	0.18
46	4342.0	11620	0.816	6.3e+06	0.20
47	4343.0	12443	0.873	8.0e+06	0.17
48	4346.5	11378	0.798	6.4e+06	0.17
49	4350.0	11900	0.834	6.0e+06	0.23
50	4350.6	11900	0.834	6.0e+06	0.23
51	4350.8	12269	0.859	8.3e+06	0.14
52	4353.6	12769	0.894	9.4e+06	0.12
53	4354.4	12686	0.888	9.3e+06	0.12
54	4358.0	12576	0.880	9.1e+06	0.12
55	4358.5	12575	0.879	9.2e+06	0.12
56	4362.3	11680	0.818	6.8e+06	0.17
57	4363.0	13397	0.935	9.0e+06	0.18
58	4367.0	11972	0.836	7.8e+06	0.14
59	4368.0	12500	0.872	8.9e+06	0.12
60	4371.6	10862	0.757	4.1e+06	0.24
61	4374.8	11252	0.784	5.7e+06	0.20
62	4375.5	10434	0.727	3.8e+06	0.22
63	4378.6	10434	0.726	3.8e+06	0.22
64	4378.8	10440	0.726	3.3e+06	0.24

Layer #	Top of zone (m)	Lithology
35	4318.0	Shale
36	4319.4	Shale
37	4322.1	Shale
38	4322.7	Shale
39	4323.6	Shale
40	4326.9	Shale
41	4330.4	Shale
42	4334.1	Shale
43	4337.4	Shale
44	4337.9	Shale
45	4338.8	Shale
46	4342.0	Shale
47	4343.0	Shale
48	4346.5	Shale
49	4350.0	Shale
50	4350.6	Limestone
51	4350.8	Limestone
52	4353.6	Limestone
53	4354.4	Limestone
54	4358.0	Limestone
55	4358.5	Limestone
56	4362.3	Dolomite
57	4363.0	Dolomite
58	4367.0	Dolomite
59	4368.0	Dolomite
60	4371.6	Dolomite
61	4374.8	Dolomite
62	4375.5	Dolomite
63	4378.6	Dolomite
64	4378.8	Limestone

II. La fracture Design :

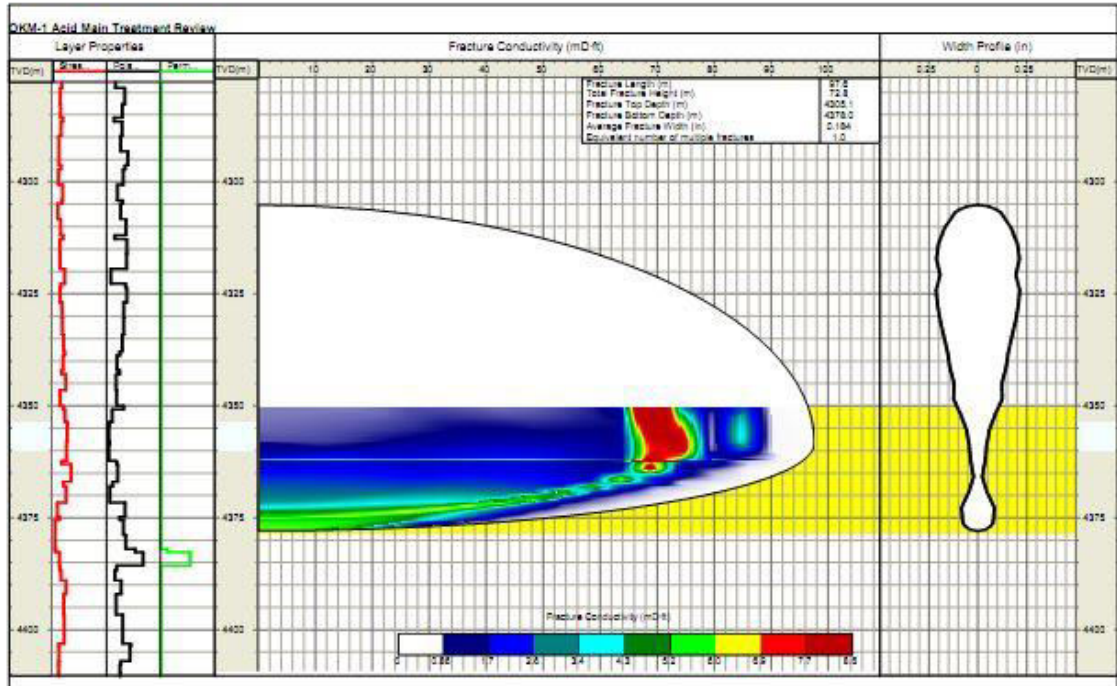
FIGURE : FRACPROPT MAIN TREATMENT DESIGN FRACTURE CONDUCTIVITY



III. La fracture Review :

HALLIBURTON

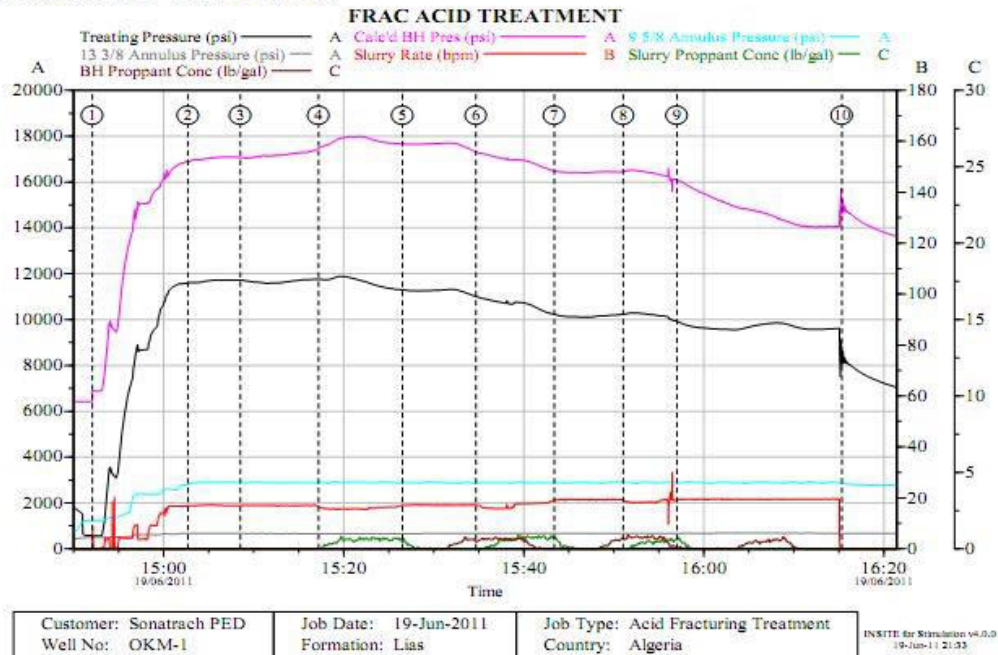
FIGURE 1: FRACPRO MAIN TREATMENT REVIEW FRACTURE CONDUCTIVITY



IV Datas-frac :

HALLIBURTON

TREATMENT PLOTS
FIGURE 1: COMPLETE JOB – JUNE 19TH, 2011





ACTIVITES AMONT
DIVISION EXPLORATION
DIRECTION REGION NORD
DEPART. ATLAS/S E CONSTANTINOIS

LOG PREVISIONNEL DU FORAGE OUED EL KERMA-1 OKM-1

Bloc : 106
Périmètre : Sidi Nadj
Echelle Vert. : 1/20 000
Date : Septembre 2008

Coordonnées :
UTM (Fuseau 31) Géographiques
X : 634 600.247 X : 04° 27' 41.26444"E
Y : 3 788 893.764 Y : 34° 14' 05.86414"N
Zsol : 379.392m

Profils sisimiques : croisement 80AR10 et 80AR05

AGE	PROF.	ETAGE	STRATIG.	LITHOLOGIE	Carottes	Tests	Diamètre de forage	BOUE	DIAGRAPHIE
QUATÉRIAIRE	20							Bent Mud d=1.05	
TERTIAIRE	122	Eocène		Calcaires argileux à passées de dolomie et gypse.			60m		
	147			Argiles calcaires.			26" x 18" 3/8	Bent Mud d=1.05	GR/CCL/CBL/ VDL on 18" 3/8
			Sénonien	Alternances de Calcaire, d'anhydrite et de dolomie.			480m		
				Dolomie, calcaire à passées d' Anhydrite.					
				Dolomies et calcaires à siles.					
		650	Turonien	Dolomies beigees à passées calcaires.					
	730								
			Cénomannien	Calcaires anhydritique et dolomitique à pyrite et des passées d'argiles.					
	1070						16" x 13" 3/8	OBM d=1.17 - 1.20	Open Hole: GR/BHC/BGT (GR jusqu'en surface) Cased Hole: GR/CCL/CBL/VDL on 13" 3/8
		1250	Albien	Alternances de dolomie, d'argiles.					
1300		Grès argileux.							
		Aptien	Dolomie et dolomie calcaire.						
		Barrémien	Grès fin à moyen à passées de calcaires argileux.						
1710									
		Néocomien	Grès fin à très fin, friable à intercalations d'argiles silteuses.						
				Alternances d'argiles tendres à indurées et de marnes calcaires.					
			Dolomie gréseuse à passées d'argiles.						
	2230	Portlandien Kimmeridgien	Alternances d'argiles tendres et de calcaire moyen, parfois bioclastiques.						
				Argiles et calcaire argileux.					
	2753	Callovo- Oxfordien	Alternances d'argiles tendres et de calcaire moyen, parfois bioclastiques.						
				Calcaires microcristallins bioclastiques, parfois oolithiques tendres argileux.					
	3400	Dogger	Argiles gris-sombre indurées carbonatées à intercalations de calcaires.						
				Argiles silteuses avec des passées de calcaires et de calcaires marneux.					
	3740	Lias	Alternances d'anhydrite blanche de calcaire dolomitique et de calcaire marneux						
							8" 1/2 x 7"	OBM d=1.25 - 1.33	GR/DSI/AT/PS/CALI LDT/CN/UN/NGT/CAL CMR GR/MDT, FM/IR/L FMI/IR/L Cased Hole: GR/CCL/CBL/VDL on 7"
	4237	Trias	Anhydrite massive, blanche et intercalations d'argile et d'argile anhydritique						
				Sel massif translucide					
	4446	Trias	Succession de bancs gréseux et de passées de grès argileux.						
							6" x 4" 1/2	OBM d=1.45 - 1.50	GR/DSI/AT/PS/CALI LDT/CN/UN/NGT/CAL CMR GR/MDT, FM/IR/L VSP Cased Hole: GR/CCL/ CBL/VDL on 7"
	4880	Paléozoïque	P.F. ±5000m						
							5009m		