

N° série :/2016



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

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

Département de Production



MEMOIRE
Pour obtenir le Diplôme de Master
Option : Production

Présenté par :

BAZZINE ZINEB
BOUKRAA MALIKA
SEKHER BILAL

-THEME-

**Systeme de traitement matriciel optimal de
la région de HAUD BERKAOUI**

Soutenu le : 22/05/2016

Devant le jury :

Président	Mr. DADENA ABD ALGHAFOUR	U. K. M. OUARGLA
Examinatrice	Mme. REBAI SARA	U. K. M. OUARGLA
Encadreur	Dr. LEBTAHI HAMID	U. K. M. OUARGLA

Année universitaire : 2015/2016



Remerciements

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

Tous nos remerciements à notre Encadreur

MR. LEBTAHI HAMID

Qui nous a éclairés durant la réalisation de ce travail et pour avoir accepté de suivre cette étude,

Ainsi qu'à tous les enseignants du

Département Production

Qui nous ont accompagnés tout le long de cette formation.

*Nos remerciements vont aussi à toute l'équipe du département EP de **Haoud Berkaoui** pour ces précieuses orientations.*

Dédicace

Au nom d'Allah, le Tout Miséricordieux, le Très Miséricordieux

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

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

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

A mes adorables sœurs.

A mes deux frères, Belkhier et Ayoub.

A toute ma grande famille, BOUKRAA ; KHAMRA.

A mes meilleurs amis chacun en son nom.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mes collègues

Bazzine Zineb et Sekher Bilal.

BOUKRAA MALIKA

Dédicace



Pour chaque début il y a une fin, et ce qui beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but.

Je dédie ce modeste travail, fruit de très longues années de travail :

A ma grande mère et mon grand père

*A la seule femme de ma vie qui a énormément souffert pour faire de moi ce que je suis et qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi ; **Ma très chère Mère.***

A la mémoire de mon père qui nous a quitté voilà sept ans.

A mes deux adorables sœurs et mon frère.

*A toute ma grande famille, **BAZZINE et BENHELLAL.***

A mes meilleurs amis chacun en son nom, et à tous ceux que j'aime.

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mes trinômes **SEKHER BILAL et BOUKRAA MALIKA.***

A tous les membres de ma famille qui m'ont aidée durant toutes

Mes études.

BAZZINE ZINEB

Dédicace

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

À mes très chères grands-pères et grands-mères.

À ma très chère mère, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

À mon très cher père, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

À tous mes frères et ma sœur : Kadousse, Chihab, Islam et Soujoud.

À tous mes oncles et tantes avec leurs filles et fils.

À mes meilleurs amis : Yaakoub, Fifiinchirah, Tina, Intissar, Ahmed, Ismail, Hocine, Sifeddine, Yacine et Bachir, ainsi qu'à tous mes collègues de la faculté "Hydrocarbures" et de l'Université de Ouargla.

À messieurs Dr. LEBTAHI Hamid et KOUIDRI Abdelaziz pour leurs aides et encouragements.

À mon trinôme Zineb et Malika

À Tous ceux que j'aime et je respecte.

SEKHER Bilal

خلاصة : إن المشكلة الأكثر شيوعا في حوض بركاوي هي الأضرار التي لحقت الآبار عن طريق ترسبات الكربونات والرمل وغزو طين الحفر, التي تتطلب التدخل في أسرع وقت. هذا التدخل يكون عن طريق برمجة تحميض للبئر. تقدم شركات الخدمات عدة أحماض لاستعادة نفاذية حواف الآبار، ولكنها ليست متوافقة تماما لطبيعة صخرة الخزان و سوائله كما يمكن لبعض الأحماض أن تفاقم المشكل. لهذا كانت الحاجة إلى دراسة من أجل تحديد نظام الحمض الأمثل لحوض بركاوي الذي لا يسبب أثار جانبية و الأكثر فعالية. إن نجاح عملية التحميض لا تتوقف فقط على نوع الأحماض المستخدمة، ولكن أيضا على حجم هذه الأخيرة المستعملة .

الكلمات الدالة: حوض بركاوي, الضرر، تحميض، نظام الحمض, المعالجة .

Résumé : Le problème le plus fréquent au niveau de la région de Haoud Berkaoui (HBK), est l'endommagement des puits par les dépôts des carbonates, de sables et l'invasion de boue de forage ce qui nécessite d'intervenir dans les plus brefs délais. Cette intervention se fait par la programmation des opérations d'acidification.

Différent systèmes acides sont proposés par les sociétés de service, pour restaurer la perméabilité aux abords des puits, mais ils ne sont pas tous adéquats avec la nature des formations et avec les fluides de gisement. Certains systèmes acides peuvent aggraver la situation, pour cela il était nécessaire de faire cette étude afin de choisir le système acide optimal qui a moins d'effets secondaires. La réussite de l'opération ne dépend pas seulement du type d'acide utilisé, mais aussi de son volume.

Mots-clés : Haoud Berkaoui, endommagement, acidification, système acide, traitement.

Summary: The most frequent problem at the HBK region is damage to wells by depots of carbonates, sand and drilling mud invasion, which requires intervention as soon as possible. This intervention thereby by programming acidification.

Different acids systems are proposed by service companies for restored the first permeability of The wells, but they are not all adequate with the nature of formations, and their fluids, some acids systems can exacerbate the situation. For that, it was necessary to do this study to select the optimal one. The success of the operation depends not only on the type of acid used, but also on the volume of acid.

Key words: Haoud Berkaoui, damage, acidification, acid system, treatment.

Sommaire

Sommaire	I
Liste des tableaux	III
Liste des figures	IV
Nomenclatures	V
Introduction Générale	01
<i>Chapitre I : Présentation de la Région HBK</i>	
I.1. Situation géographique	02
I.2. Situation géologique	02
I.3. Les champs de la région.....	03
I.4. Les Activités principales a Haoud Berkaoui	04
I.5. Les problèmes techniques d'exploitation	05
I.6. Les actions prises	05
<i>Chapitre II : Les endommagements et les traitement matriciels</i>	
II.1. Introduction	06
II.2. Signification de l'endommagement.....	06
II.3. Les différentes causes de l'endommagement	06
II.3.1. Durant la phase de forage	06
II.3.2. Durant la phase de complétion	06
II.3.3. Durant la phase d'exploitation	07
II.4. Localisation de l'endommagement	07
II.4.1. Au fond du puits	08
II.4.2. Aux abords du puits	08
II.5. Effet de skin.....	09
II.5.1. Définition de skin	09
II.5.2. Skin d'endommagement.....	10
II.5.3. Le pseudo skin	11
II.6. Détection des endommagements	12
II.7. Traitement matriciel.....	12
II.7.1. Définition et objectif.....	12
II.7.2. Stimulation par acidification	12
II.7.2.1. Déroulement d'une opération de traitement à l'acide	12

II.7.2.2. Type d'acide et ses réactions chimiques.....	14
<i>A. Acide chlorhydrique</i>	14
<i>B. Acide fluorhydrique</i>	14
II.7.2.3. La diversion.....	16
II.7.2.4. les additifs	16
<i>Chapitre III : Etude de laboratoire</i>	
III.1. Introduction	17
III.2. Méthodologie et procédures expérimentales.....	17
III.2.1. la diffraction des rayons X.....	17
III.2.2. Test de solubilité.....	19
III.2.3. Tests de compatibilité	20
III.2.4. Test d'acidification.....	21
III.3. Résultats des tests.....	23
III.4. Calcul des volumes optimaux pour les fluides de traitement.....	24
III.4.1. Préflush	24
III.4.2. Solution principale (Mud Acid)	24
<i>Chapitre IV : Analyse des acidifications de la région de HBK</i>	
IV.1. Introduction	25
IV.2. Evaluation et interprétation des acidifications.....	25
A. Puits OKN 660	25
B. Puits OKN 53.....	28
C. Puits BKHE 1.....	32
D. Puits OKS 51.....	36
IV.3. Reprogrammation optimale des opérations d'acidifications.....	38
IV.3.1. Choix des puits candidats à l'acidification matricielle.....	38
IV.3.2. Analyse nodale des puits OKS 51, BKHE 1, EAAN 1.	40
IV.3.3. Calcul des volumes optimaux.....	42
Conclusion et recommandation	44
Références.....	45
Annexe (A) : Paramètres statistiques	
Annexe (B) : Les figures	
Annexe (C) : Les tableaux	

LISTE DES TABLEAUX

Tableau	Page
Tableau I-1 : Caractéristiques pétrophysique des champs de (Haoud Berkaoui)..	04
Tableau III-1 : Résultats des rayons X de Puits (OKN 53).....	18
Tableau III-2 : Résultats des rayons X de Puits (OKJ 40).....	18
Tableau III-3 : Résultats des rayons X de Puits (OKN 442).....	18
Tableau III-4 : Résultats des rayons X de Puits (OKN 50).....	19
Tableau III-5 : Résultats des rayons X de Puits (OKN 251).....	19
Tableau III-6 : Résultat de test de solubilité.....	20
Tableau III-7 : Résultat de test d'acidification.....	23
Tableau IV-1 : Historique d'acidification puits (OKN660).....	26
Tableau IV-2 : Résultat des jaugages puits (OKN 660).....	26
Tableau IV-3 : Résultat des jaugages puits (OKN53).....	29
Tableau IV-4 : Données réservoir et diagraphie puits (OKN 53).....	29
Tableau IV-5 : Données des essais de puits (OKN 53).....	29
Tableau IV-6 : Données de jaugeage et analyse nodale.....	30
Tableau IV-7 : Participation des intervalles par phase (Condition de surface).....	31
Tableau IV-8 : Les acidifications de puits (BKHE 1).....	32
Tableau IV-9 : Données jaugeage puits (BKHE 1).....	33
Tableau IV-10 : Données Build-up (18/04/2014) de puits (BKHE 1).....	34
Tableau IV-11 : Données des PLT 2013et 2015 puits (BKHE 1).....	35
Tableau IV-12 : Les Résultats des jaugages 2012-2015 puits (OKS 51).....	36
Tableau IV-13 : Test de PLT de puits (OKS 51).....	37
Tableau IV-14 : Les puits acidifient en (2015).....	39
Tableau IV-15 : Effet de skin total et son composant.....	39
Tableau IV-16 : Données prévenir à partir des tests de jaugeage et de SBU.....	40
Tableau IV-17 : Données de perforation.....	40
Tableau IV-18 : Données de fiche technique.....	41
Tableau IV-19 : Le gain des opérations d'acidification.....	42
Tableau IV-20 : Volume d'acide de traitement principal.....	43

LISTE DES FIGURES

Figure	Page
Figure I-1 : Situation géographique de HBK.....	02
Figure I-2 : Carte des principaux champs de la région de HBK	03
Figure II-1 : Localisation de l'endommagement.....	08
Figure II-2 : Effet de skin.....	09
Figure II-3 : Skin d'endommagement.....	11
Figure II-4 : Skin de pénétration partielle.....	11
Figure IV-1 : Courbe de variation de débit de puits (OKN 660).....	27
Figure IV-2 : Variation de débit de puits (OKN 53).....	29
Figure IV-3 : Evaluation de pression de puits (BKHE 1).....	33
Figure IV-4 : Variation de débit de puits (BKHE 1).....	34
Figure IV-5 : Variation de débit de puits (OKS 51).....	37
Figure IV-6 : IPR de puits (OKS51).....	41
Figure IV-7 : IPR de puits (BKHE1).....	41
Figure IV-8 : IPR de puits (EAAN1).....	42

NOMENCLATURE

<i>Symboles</i>	<i>Désignations</i>	<i>Unités</i>
P	Pression	Kgf/cm ²
T	Température	°C
V	Volume	m ³
Q _o	Débit d'Huile	m ³ /h
Q _g	Débit de Gaz	m ³ /h
Q _e	Débit d'eau	m ³ /h
W _C	Water Cut	%
GOR	Gas Oil Ratio	m ³ /m ³
GLR	Gas liquide Ratio	m ³ /m ³
T _t	Température de Tête	°C
T _r	Température de Réservoir	°C
P _t	Pression de Tête	Bar
P _r	Pression de Réservoir	Bar
K	Perméabilité de Réservoir	md
IP	Indice de Productivité	[m ³ /h]/ [kgf/cm ²]
PFS	Pression de fond statique	kgf/cm ²
PFD	Pression de fond dynamique	kgf/cm ²
Sal	Salinité	mg/l
R _e	Rendement d'écoulement	%
Φ	Porosité	%
S _w	Saturation en eau	%
V _{sh}	Teneur en argiles	%
P _G	Pression de gisement	kgf/cm ²
K _i	Perméabilité initiale	md
K _{fa}	Perméabilité finale	md
B	Facteur Volumétrique du fond	m ³ /m ³
r _w	Rayon du puits	m
K _s	Perméabilité de zone endommagée	md
r _s	Rayon d'endommagement	m
K _f	Perméabilité finale après colmatage	md

K _a	Perméabilité à l'acide	md
K _{fa}	Perméabilité après acidification	md
K _r	Gain de perméabilité après acidification	md
HBK	Haoud Berkaoui	-
Ech	Échantillon	-
IP _o	Indice de productivité théorique	(m ³ /h)/ (kgf/cm ²)
S	Skin	-
M	Viscosité de fluide	C _P
S.A.1	Système acide 1	-
S.A.2	Système acide 2	-
S.A.3	Système acide 3	-
CM	Cote mi-perfos	m

Introduction

Introduction

Le traitement de réservoir est une activité principale dans l'industrie pétrolière. Le but essentiel du traitement vise à améliorer l'indice de productivité des hydrocarbures et l'augmentation de durée de vie d'exploitation du réservoir. Il vise aussi à réduire ou éliminer l'endommagement aux abords du puits.

L'indicateur principal d'endommagement de la formation est la décroissance de profil de production. De nombreuses techniques sont développées pour éliminer les endommagements et rétablir ou améliorer la productivité des puits. La méthode la plus couramment utilisée est "l'acidification matricielle" qui consiste à injecter un système acide dans la formation.

Les champs de la région de Haoud Berkaoui souffrent principalement de l'endommagement de la formation en raison de boue de forage utilisé et la migration des fines particules dans la roche réservoir.

L'objectif principal de cette étude est d'examiner les différents systèmes acides utilisés au niveau des champs et d'analyser ces effets sur les formations et les fluides de gisements. Et sur la base de ses conclusions une stratégie de traitement optimal pour la région de Haoud Berkaoui est recommandée. Ainsi, cette étude comprend une méthodologie qui permettra d'améliorer le traitement de la matrice. La méthodologie a été développée sur la base des résultats des différents tests de laboratoire ainsi que les résultats de l'historique des puits de HBK.

Le travail sera présenté de la manière suivante : Le chapitre I présente la région de Haoud Berkaoui, sa situation géographique et géologique. Chapitre II, traité les endommagements de la formation et l'acidification matricielle. Dans le chapitre III, les tests de laboratoire et la discussion des résultats et la procédure utilisée pour prédire le volume de traitement. Le chapitre IV, décrit l'évaluation et l'interprétation des traitements des champs de HBK. Enfin les conclusions et les recommandations tirées de cette étude.

Chapitre I

I.1. Situation géographique :

La région de Haoud Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au nord-ouest de Hassi Massaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt. [1]

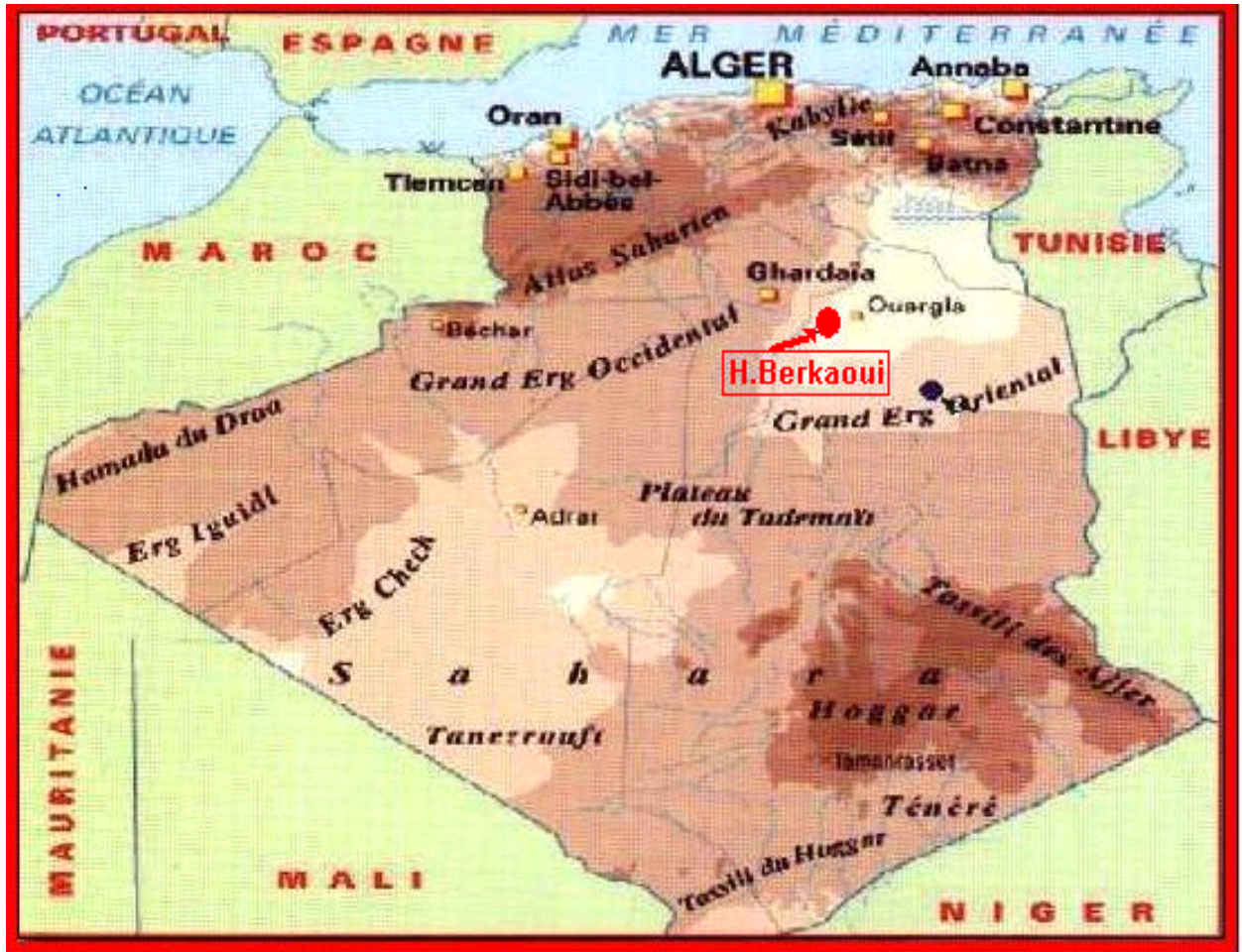


Figure I.1 : Situation géographique de Haoud Berkaoui [1]

I.2. Situation géologique :

La zone pétrolière de Haoud Berkaoui, liée aux grès triasiques, est constituée de 20 champs pétroliers. La série inférieure de trias argilo-gréseux, située à une profondeur moyenne de 3350 m, est le principal réservoir productif d'huile du bloc, suivi par le réservoir T1 et à un degré moindre par le Gothlandien.[1]

I. 3. Les champs de la région :

Les champs de Haoud Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300 km², dont les principaux sont :

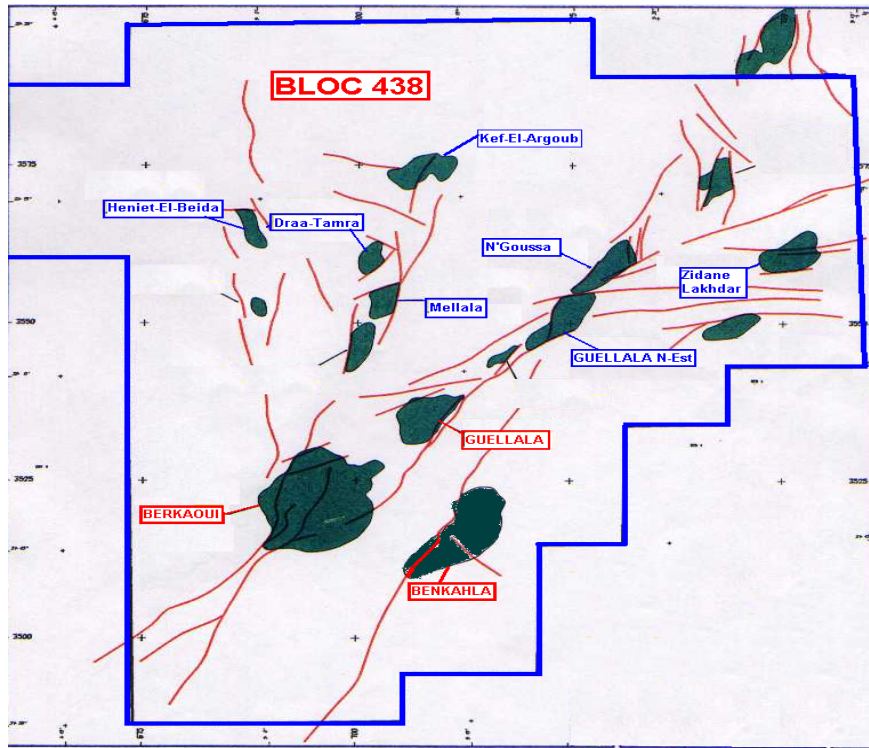


Figure I.2 : Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui [1]

➤ **Champ de Haoud Berkaoui :**

Le gisement de Haoud Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de mer.

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136,4 millions st^m d'huile ; la profondeur moyenne est de 3550 m.

Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gaz-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certains zones).

➤ **Champ de Benkahla (BKH) :**

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², élevée de 209 m par rapport au niveau de mer.

Il a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves ont été d'environ 86,8 millions st^m d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Ce champ produit par sa propre énergie de gisement aidée par le maintien de pression et le gaz-lift.

➤ **Champ de Guellala (GLA) :**

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35km². Sa mise en production a eu lieu en 1973. La profondeur moyenne est de 3500m.

Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz-lift.

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

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

Les caractéristiques pétrophysiques de ces trois champs sont résumées dans le tableau (I.1) :

Tableau I.1 : caractéristiques pétrophysiques des champs de Haoud Berkaoui. [1]

CARACTERISTIQUES	Haoud Berkaoui	Benkahla	Guellala
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm ²)	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm ²)	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne Φ (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne Sw(%)	32,7	32	22,3

I.4. Les activités principales à Haoud Berkaoui :

- ✚ La production d'huile.
- ✚ La production de gaz:
 - Gaz de vente.
 - Gaz-lift.
- ✚ L'Injection d'eau.

I.5. Les problèmes techniques d'exploitation :

Après des années d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître :

- Déplétion de réservoir.
- Venue d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau (break-through).
- Colmatage des abords des puits par la boue de forage.
- Bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel.

I.6. Les actions prises sont :

- La mise en service de l'injection d'eau pour le maintien de la pression de gisement.
- Les déviations (SideTrack) pour éviter de produire les bancs envahis par l'eau.
- Les opérations d'acidification pour la stimulation du réservoir.
- Les opérations de fracturation (SKIN BY PASS).
- Le dessalage au fond en continu pour les puits fortement salés.[1]

Chapitre II

II.1. Introduction

Les endommagements sont dus à plusieurs causes qui peuvent être provoquées pratiquement par n'importe quelle activité pétrolière, telle que le forage, la perforation et la stimulation. La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une réduction de débit du puits. Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par un skin (coefficient d'endommagement) positif. Le but d'un traitement matriciel est l'élimination d'un colmatage aux abords du puits et l'amélioration de la perméabilité de la couche productrice.[2]

Dans ce chapitre sont présentés en premier lieu les différentes causes de l'endommagement, les différents types de skin et ces expressions, enfin sont expliquées les étapes de leur élimination en ce qui concerne le traitement par acidification.

II.2. Signification de l'endommagement :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits. Il représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle de la matrice par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obstruant les perforations voir même le tubing de production et l'installation de surface. [3]

II. 3. Les différentes causes de l'endommagement :

II. 3.1. Durant la phase de forage :

✓ *Broyage de la roche réservoir :*

Cette action est de nature à colmater certains réservoirs. En effet, la pulvérisation des nombreuses particules permet à ces dernières de boucher les pores. Ce phénomène touche principalement les roches carbonatées ou tendres.

✓ *Invasion par la boue :*

L'endommagement par la boue peut être causé par :

- **Un effet physique** : les particules solides de la boue entraînées par le filtrat vont causer l'obstruction des pores et une réduction de la perméabilité.
- **Un effet chimique** : qui se traduit par des émulsions entre les fluides de forage et ceux du gisement; ce qui cause une baisse notable de productivité.

II.3.2. Durant la phase de complétion :

Les principales sources liées à l'endommagement sont :

✓ ***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.

✓ ***Le fluide de complétion :***

Tout comme les fluides de forage, les fluides de complétion peuvent causer l'invasion de la couche productrice par les solides qu'ils contiennent et engendrent la formation des émulsions.

II.3.3. Durant la phase exploitation :

✓ ***Dépôts organiques :***

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 asphaltènes.

Leurs conditions de formation dépendant de :

- La teneur en éléments lourds dans le puits.
- L'abaissement de pression et de température.
- Pompage d'un fluide froid par rapport au brut.

✓ ***Dépôts minéraux :***

Ils sont rencontrés dans l'ensemble du puits même dans les collectes.

- Les carbonates de calcium CaCO_3 .
- Le sulfate de calcium CaSO_4 et le sulfate de baryum BaSO_4 .
- Le chlorure de sodium NaCl .

Leurs conditions de formation dépendant de :

- La baisse de la pression du puits.
- Le changement de température.
- La composition de l'eau.
- Le changement de la salinité.

✓ ***Migrations des fines :***

Au cours de la production, des fines particules issues du réservoir peuvent être déplacées et migrées avec les fluides produits et colmater les abords du puits. [2]

II.4. Localisation de l'endommagement :

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

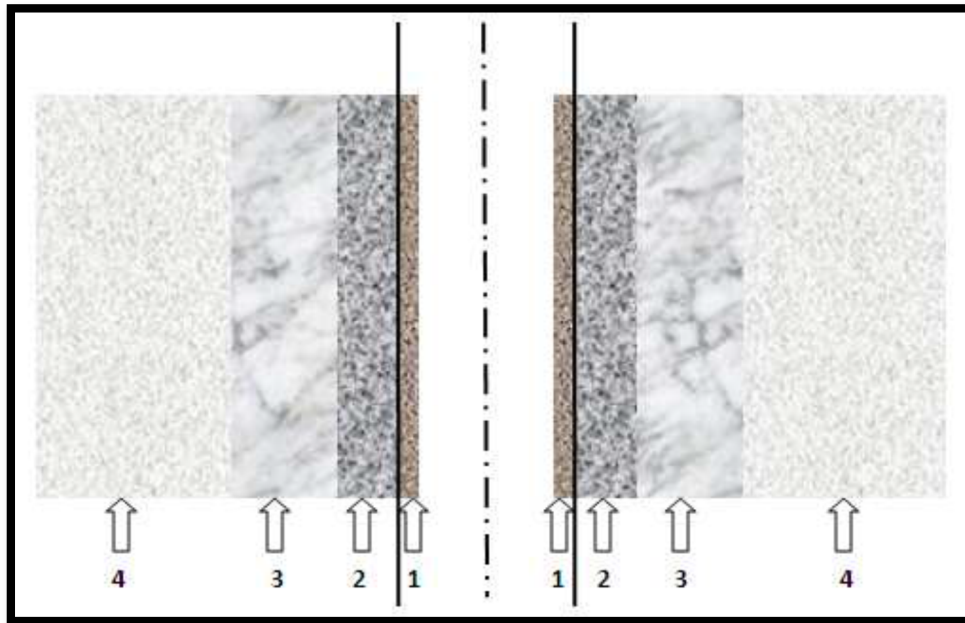


Figure II.1 : Localisation de l'endommagement [3]

II.4.1. 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).

II. 4.2. Aux abords du puits :

La boue de forage peut envahir le puits en déposant un cake externe qui se précipite sur les parois du puits.

A) dans la zone envahie :

Les particules fines résultant de la boue de forage, et du ciment endommagent le puits et forment une zone de cake interne. La zone envahie est la zone balayée par le filtrat de boue, du ciment et des fluides de complétion. Ces fluides modifient la nature du milieu poreux et provoquent de nombreux phénomènes tels que :

- 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. [4]

II.5. Effet de skin :

II.5.1. Définition de skin :

Le skin « S » représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toutefois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits, le Pseudo-Skin. la figure (II.2) montre l'effet de skin aux abords de puits.

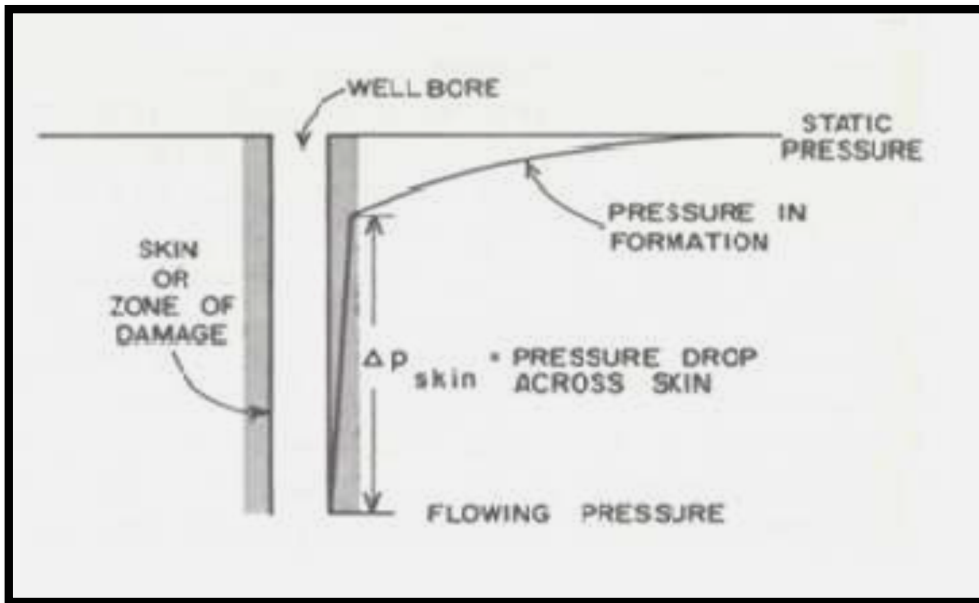


Figure II.2 : Effet de skin [2]

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

Le skin représente une perte de charge supplémentaire (ΔP_{skin}) localisée aux abords du puits qui s'exprime sous la forme suivant:

$$S = \frac{2\pi Kh}{qB\mu} \Delta p_{\text{skin}} \quad (\text{II.1})$$

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

L'indice de productivité théorique d'un puits vertical est donné par :

$$IP_0 = 141.2 \frac{kh}{B\mu \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (\text{II.2})$$

r_e : le rayon de drainage en m.

IP_0 : l'indice de productivité théorique.

r_w : le rayon de puits en m.

K : la perméabilité de la roche réservoir en md.

q : le débit de fluide en m^3/h .

β : facteur volumétrique du fond en m^3/m^3 .

μ : la viscosité de fluide en cp.

Δp_{skin} : la perte de charge dû au skin.

h : la hauteur utile de réservoir en m.

En ce concerne le puits réel, l'ensemble des perturbations aux abords du puits est regroupé sous la forme de terme "S" (skin factor) de la manière suivante :

$$IP = 141.2 \frac{Kh}{B\mu(\ln\frac{re}{rw}+S)} \quad (II.3)$$

IP : l'indice de productivité réel en $m^3.cm^2/h.kg$ On définit le rendement d'écoulement "Re" comme étant le rapport entre l'indice de productivité réel et l'indice de productivité théorique :

$$Re = \frac{IP}{IP_0} = \frac{\ln(\frac{re}{rw})}{\ln(\frac{re}{rw})+s} \quad (II.4)$$

En pratique $\ln(re/rw)$ est souvent compris entre 7 et 9 d'où la forme simplifiée :

$$Re = \frac{IP}{IP_0} = \frac{7}{7+s} = \frac{9}{9+s} \quad (II.5)$$

Le skin, mesuré lors des essais de puits, est considéré comme la somme du skin dû au colmatage de la formation et du pseudo skin.

II.5.2 .Skin d'endommagement :

Le skin d'endommagement (figure II.2) représente la perte de charge entre le réservoir et le puits, dans ce cas la perte de charge est due aux variations de perméabilité aux abords du trou. Plusieurs représentations sont faites pour caractériser l'effet de skin. Hawkins a établi en 1956 la relation bien connue reliant ce facteur skin aux rayons du puits r_w et de l'endommagement r_s et aux perméabilités vierge k et celle de la zone endommagée k_s :

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (II.6)$$

K_s : la perméabilité de la zone endommagée en md.

r_s : le rayon d'endommagement en m.

r_w :le rayon de puits.

K : la perméabilité vierge (de roche).

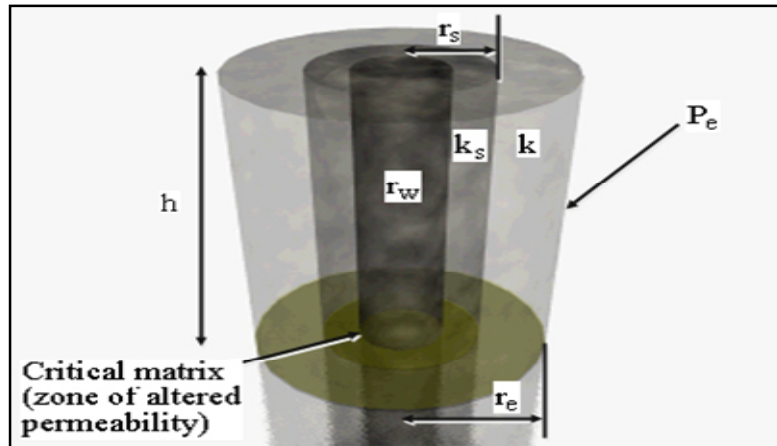


Figure II.3 : Skin d'endommagement [5]

Remarque :

- Un traitement, comme une acidification par exemple, vise à améliorer la perméabilité autour du puits et donc à diminuer la valeur du skin.
- Un skin nul indique que la perméabilité aux abords de puits est égale à la perméabilité origine de la formation.

II.5.3. le pseudo skin :

Les valeurs positives du skin obtenu par les essais de puits sont dus aux colmatages au niveau de la formation et à d'autres contributions qui ne sont pas liées à la formation mais peuvent résulter de la complétion ou de la configuration du puits. Ces facteurs sont appelés "pseudo skin"

a. La pénétration partielle : est illustré dans la figure (II.4)

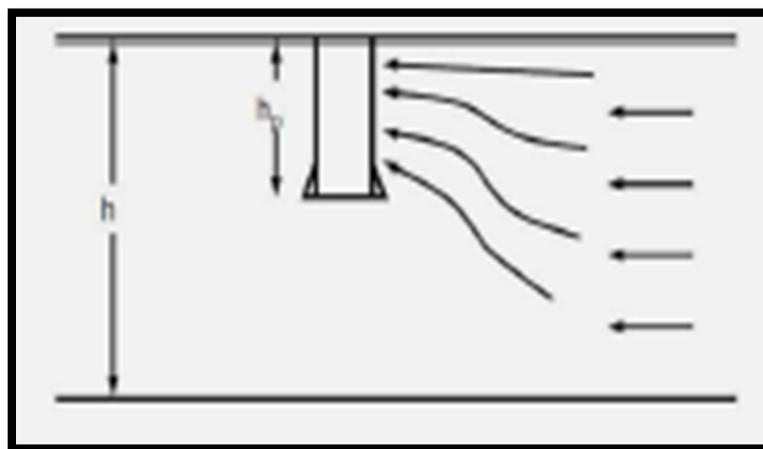


Figure II.4 : Skin de pénétration partielle [5]

b. Skin de perforation.

c. Skin dû à l'écoulement multiphasique.

d. Skin dû à la fracturation hydraulique.

NB : les formules de calcul de chaque composant sont mentionnées dans l'annexe

Note :

- Le skin total dépend d'une combinaison entre le skin d'endommagement et les pseudos skin.
- Le skin d'endommagement et le skin de pénétration partielle ont des valeurs importantes dans le skin total.
- Le pseudo skin de fracturation hydraulique a un effet positif sur la productivité. [5]

II.6. Détection des endommagements

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

- Etudes de laboratoire et analyses des carottes.
- Essais de puits.
- Historique complet des puits.
- Diagraphies de production. [3]

II.7. Traitement matriciel :

II.7.1. Définition et objectif :

Le traitement matriciel consiste à injecter des fluide (acide, solvant, eau traité, etc.), selon qu'elle vise à restituer à la roche ses caractéristiques initiales ou à les améliorer. La pression d'injection doit être inférieure à la pression de fracturation.

En effet, ce procédé s'applique principalement au cas où il s'agit de restaurer la perméabilité aux abords de puits suite à un colmatage durant le forage, la complétion ou pendant l'exploitation. Donc, il faut s'assurer que la baisse de production correspond bien à un endommagement réel et non à un autre facteur (ensablement du fond de puits, augmentation du pourcentage d'eau, déplétion de gisement...).[6]

II.7.2. Stimulation par acidification :

II.7.2.1. Déroulement d'une opération de traitement à l'acide :

L'opération de l'acidification s'effectuée par le Coiled Tubing en deux jours.

1^{er} jour le Tube clean et nettoyage des perforations :

Avant chaque opération de traitement matriciel, un Tube clean est exigé pour le nettoyage du tubing de production et de liner. Le fluide de Tube clean qui est principalement composé de l'acide HCl est pompé à travers le Coiled Tubing ou le concentrique afin de chasser tous les débris solubles dans l'acide HCl et toute sorte de produits indésirables à pénétrer dans la formation. Le nettoyage des perforations est indispensable pour les puits équipés en liner cimenté et perforé. Pour que « clean sweep » ait un meilleur résultat, on fait plusieurs passes en face des perforations. Le nettoyage du puits se fait en under balance pour l'évacuation des produits de nettoyage avec l'utilisation de N₂.

2^{ème} jour le traitement matriciel :

Il se fait en quatre étapes :

1. Le preflush : le principal fluide utilisé dans cette étape est le HCl ; le preflush possède plusieurs fonctions importantes :

- Il réagit avec les carbonates dans la formation pour éviter leur réaction avec l'HF et pour minimiser la consommation d'HF.
- Il isole et déplace l'eau de formation loin des abords du puits pour éviter le contact entre l'HF et l'eau de formation pour prévenir les endommagements dûs aux flusilicates de sodium ou de potassium
- Il évite le contact direct entre HF et le brut pour prévenir la formation des sludges.

2. Le traitement principal : Le Mud Acid est le fluide du traitement principal. Il est constitué d'un mélange d'acide HCl et HF avec des inhibiteurs et tous les autres additifs spéciaux requis pour traiter la formation. L'acide fluorhydrique (HF) réagit avec les argiles, les sables, le filtrat de boue de forage pour améliorer la perméabilité aux abords du puits.

3. L'Over flush : Cette étape est utilisée dans toutes les opérations d'acidification après le traitement principal. Le fluide utilisé est l'acide HCl et des additifs nécessaires sont ajoutés au volume d'acide pour :

- Faciliter le dégorgement de l'acide utilisé et les produits de réaction.
- Restaurer la mouillabilité de la roche à l'eau de la formation.

4. Le dégorgement du puits : Le dégorgement du puits devra être effectué impérativement le plus vite possible après le traitement, les produits des réactions chimiques, ne sont pas stables, ils se transforment en d'autres produits qui se précipiteraient et boucheraient les pores de la matrice s'ils ne sont pas immédiatement dégorgés. [7]

II.7.2.2. Types d'acide et ses réactions chimiques :

A. Acide chlorhydrique :

Les acides chlorhydriques et les acides organiques (acétique et formique) sont destinés à solubiliser les minéraux carbonatés.

✓ Action sur la matrice :

Elle est pratiquement nulle sur le quartz et très faible sur les argiles de façon générale. Seules les carbonates sont très solubles mais leur taux de solubilité n'est pas nécessairement représentatif de leur pourcentage exact comme on a parfois tendance à le croire. D'autres minéraux en effet, les « impuretés », sont solubles du moins partiellement dans HCL et leur présence doit être détectée lors de l'étude pétrographique.

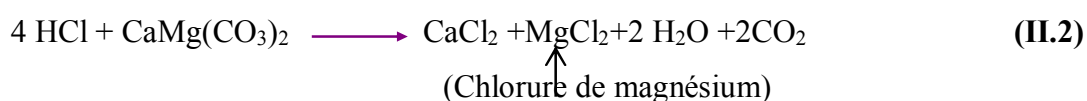
✓ Action sur l'endommagement :

Dans la mesure où le colmatage est le fait des particules solides des fluides de forage (argiles en particulier, alourdisants inadaptés) ou de complétion (impuretés diverses), l'acide HCl a une action très faible et ne peut donc participer valablement à leur destruction. Sinon, l'acide HCl peut avoir une certaine action mais seulement dans des cas particuliers bien précis tels que : dissolution de carbonate utilisé comme colmatant ou alourdisant, ou à l'état de dépôt dans le puits. Les réactions sont les suivantes :

- Calcite (CaCO_3):



- Dolomite ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$):



B. Acide fluorhydrique :

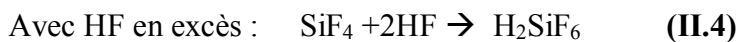
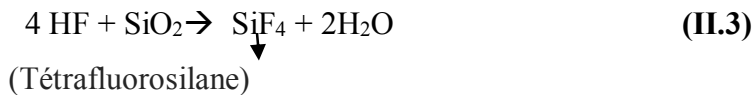
L'acide fluorhydrique est utilisé avec l'acide chlorhydrique pour intensifier la vitesse de réaction du système et solubiliser la formation, particulièrement les grès. En général l'acide fluorhydrique est utilisé comme suit :

- Toujours pompé comme un mélange HCl-HF.
- Acidification matricielle des formations gréseuses.
- Solubiliser les fines qui ne sont pas solubles dans l'HCl.
- Ses concentrations varient de 1.5 % à 6 %.

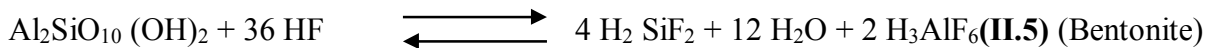
✓ **Action sur la matrice :**

Elle est certaine, tant sur le quartz (modéré) que sur les argiles (importante) et les carbonates (très grande). Les réactions sont les suivantes :

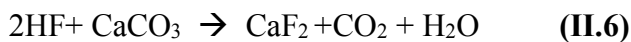
- Quartz :



- Argiles :



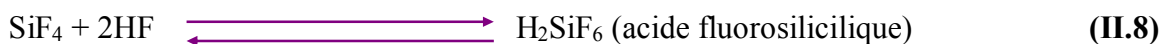
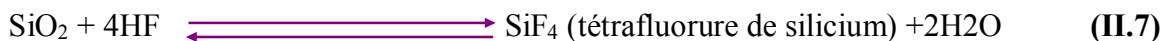
- Carbonate :



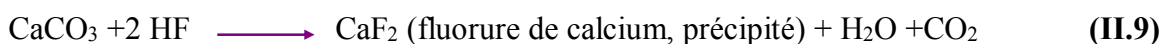
✓ **Action sur l'endommagement :**

La surconcentration de particules solides, en particulier argileuses, ayant filtré aux abords du puits fait spécialement l'objet de l'action du HF qui à même de les dissoudre de façon conséquente.

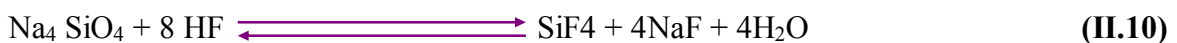
- Réaction avec les silicates (quartz) :



- Réaction avec la calcite :



- Réaction avec les silicates (Na_4SiO_4):



- Réaction avec l'Albite :



- Réaction avec la kaolinite :



- Réaction avec la montmorillonite :



II.7.2.3. La diversion :

Lorsque l'acide est injecté dans une formation, il va choisir le chemin le plus facile (il va pénétrer dans les pores les plus perméables), c'est-à-dire finalement ceux qui ont le moins besoin d'être stimulés.

Pour éviter ce problème, on utilise des agents de diversion, qui ont pour but de colmater temporairement les pores ou perforations les plus ouvertes ou perméables et forcer le fluide de traitement de pénétrer dans les zones les moins perméables ou les plus colmatées. [4]

II.7.2.4. Les additifs :

Ils sont destinés à améliorer l'efficacité de la stimulation et diminuer les effets secondaires néfastes.

Les principaux additifs sont :

- ✓ Les inhibiteurs de corrosion.
- ✓ Les surfactants.
- ✓ Les agents surfactants de fer.
- ✓ Les agents de diversion.
- ✓ Les stabilisateurs d'argile.

Une large gamme de produits sont disponibles sur le marché avec les conditions de mise en œuvres spécifiques à chaque produits. Le choix des additifs dépend des essais de laboratoire et des conditions du puits (tubulaire, pression, température, formation etc.). [6]

Chapitre III

III.1. Introduction

Le présent chapitre comprend le déroulement des travaux réalisés au laboratoire (Les essais sont effectués selon les procédures énoncées et élaborées au CRD). Pour déterminer les caractéristiques de la roche réservoir (pétrophysiques, pétrographiques et sa compatibilité aux systèmes acides).

Des tests sur des échantillons de la roche réservoir sont effectués. Ces tests seront réalisés sur des échantillons de roche des puits OKJ 40, OKN 50, OKN251, OKN442, OKN53, et comportera les étapes suivantes :

- Analyse des échantillons (radiocristallographie "RX").
- Mesures pétrophysiques (porosité, perméabilité et densité).
- Tests de compatibilité des acides avec le brut.
- Acidification des échantillons colmatés.

Les systèmes acides utilisés dans les différents tests sont proposées par 3 sociétés de service à savoir Halliburton, Schlumberger et BJSP. Ces systèmes sont codés comme suites :

- Système acide 1 (S.A.1) dont le traitement matriciel est composé d'un mélange de (6% HCl; 1.5% HF).
- Système acide 2 (S.A.2) dont le traitement matriciel est composé d'un mélange de (13% HCl; 1.5% HF).
- Système acide 3 (S.A.3) dont le traitement matriciel est composé d'un mélange de (10% HCl; 2% HF).

III.2. Méthodologie et procédure expérimentale :

III.2.1. La diffraction des rayons X :

La diffraction des rayons X est particulièrement utile pour identifier les phases des matériaux à grains fins obtenus, ce qui permet la détermination de la teneur en matières cristallines dans l'échantillon. Le principe est de tirer un rayon X sur un échantillon pulvérisé. Ensuite, le motif de diffraction est enregistré et l'angle de diffraction indique la structure cristalline de l'échantillon, et par conséquent la teneur en minéraux de l'échantillon [6]. Les résultats sont dans les tableaux suivants :

Tableau III.1 : résultats des rayons X de puits OKN53 [8]

N° éch	Cote (m)	Minéraux non argileux (%)				Minéraux argileux (%)		
		Quartz	Dolomite	Anhydrite	Sidérite	Illite	Chlorite	Interstrat
1	3397.30	88	2	1	1	6	2	-
2	3505.60	96	2	-	-	2	-	-
3	3506.10	92	4	-	-	4	-	-
4	3506.30	83	7	-	-	9	-	1
5	3506.45	95	3	-	-	1	1	-
6	3512.10	82	8	-	-	8	0.5	1.5

Tableau III.2 : résultats des rayons X de puits OKJ40 [8]

N° éch	Cote (m)	Minéraux non argileux (%)			Minéraux argileux (%)		
		Quartz	Dolomite	Halite	Illite	Chlorite	Interstrat
1	3496.80	90	2	Tr	7.2	0.8	-
2	3503.10	80	11	-	7.65	-	1.3
3	3503.80	90	-	-	9	1	-
4	3508.40	93	1	-	5.1	-	0.9
5	3509.90	70	2	2	23.4	2.6	-
6	3492.50	80	6	-	9.8	4.2	-
7	3493.80	98	-	-	0.8	1	0.2
8	3494.75	97	1	-	1	1	-

Tableau III.3 : résultats des rayons X de puits OKN442 [8]

N° éch	Cote (m)	Minéraux non argileux (%)				Minéraux argileux (%)		
		Quartz	Dolomite	Orthoclases	Pyrite	Illite	Chlorite	Interstrat
1	3490.00	97	-	-	-	2.7	0.3	-
2	3493.15	90	2	-	-	5.6	1.6	0.8
3	3498.25	88	-	-	10	1.9	0.1	-
4	3463.50	85	3	--	-	7	3	-
5	3479.50	80	7	-	-	7.8	5.2	-
6	3498.55	98	1	-	-	1	-	-
7	3498.05	94	3	-	-	1	-	-

Tableau III.4 : résultats des rayons X de Puits OKN50 [8]

N° éch	Cote (m)	Minéraux non argileux (%)			Minéraux argileux (%)	
		Quartz	Dolomite	Halite	Illite	Chlorite
1	3559.60	95	-	-	5	-
2	3567.50	98	-	1	1	-
3	3585.90	85	7	-	8	-
4	3550.25	97	1	1	1	-
5	3582.50	80	8	-	7.2	4.8

Tableau III.5 : résultats des rayons X de puits OKN251 [8]

N° éch	Cote (m)	Minéraux non argileux (%)			Minéraux argileux (%)			
		Quartz	Dolomite	Sidérite	Illite	Chlorite	Kaolinite	Interstrat
1	3439.05	97	-	-	2.7	-	-	0.3
2	3457.20	86	-	2	9	-	3	-
3	3460.05	86	2	-	9.6	1.8	0.6	-
4	3438.40	94	-	-	4.2	1.8	-	-
5	3438.75	98	1	-	-	-	-	-
6	3457.60	80	3	-	11.9	5.1	-	-

III.2.2. Test de solubilité :

Ce test permet de déterminer la quantité soluble des carbonates et des silicates dans différents acides. La procédure consiste à faire réagir une portion de 2 g de l'échantillon après avoir été séché, concassé et pesé puis imbibé par l'acide pendant 1 heure à 80°C. Enfin, la solution est filtrée et la partie insoluble est séché et pesé. [6]

La différence de poids détermine la solubilité exprimée en pourcentage. Les résultats de test sont dans le tableau (III.6) :

Tableau III.6 : résultats des tests de solubilité [8]

Puits	Profondeur (m)	Système acide	Solubilité (%)
OKJ40	3503.8	13 % HCl, 1.5 % HF	13.51
	3496.8	10 % HCl, 2 % HF	16.76
	3508.4	6 % HCl, 1.5 % HF	4.18
OKN50	3506.3	13 % HCl, 1.5 % HF	33.5
	3512.10	10 % HCl, 2 % HF	17.4
	3506.45	6 % HCl, 1.5 % HF	13.8
OKN251	3490.00	13 % HCl, 1.5 % HF	11.9
	3493.15	10 % HCl, 2 % HF	14.68
	3498.25	6 % HCl, 1.5 % HF	7.747
OKN53	3438.75	6 % HCl, 1.5 % HF	21.1
	3438.80	10 % HCl, 2 % HF	44.37
	3439.52	13 % HCl, 1.5 % HF	32.4

III.2.3. Tests de compatibilité :

Les conséquences néfastes les plus courantes et parfois les plus graves d'un traitement d'acidification résulte d'une incompatibilité de l'acide avec l'huile en place et cela conduit à la formation des sludges ou d'émulsion.

☞ Test de précipitation des sludges :

Certaines catégories de bruts, lorsqu'ils sont en contact avec les solutions acides, ont tendance à former des précipités dénommés sludges. La procédure suivante décrit l'évaluation qualitative de ce phénomène en conditions de laboratoire.

• Procédure

- Mettre un certain volume d'acide dans un flacon propre.
- Ajouter le même volume d'huile.
- Fermer et agiter vigoureusement.
- Mettre à chauffer au bain-marie pendant 24 heures à une température de 60°C.
- Verser le mélange avec précaution à travers un tamis 100 mesh.
- Laver à l'eau chaude et au Soltrol.
- Décrire le résultat suivant la liste ci-dessous :
 - Pas de sludge : absence de particules.
 - Trace de sludge : présence de petites particules en quantité infime.

- Sludge moyen : quantité de particules de taille moyenne.
- Sludge important : présence de particules de grosses tailles.

➤ *Test d'émulsion :*

Une émulsion est le résultat d'un mélange entre deux fluides non miscibles, à savoir :

- L'eau de filtrat de boue avec le brut de réservoir.
- Le filtrat d'une boue à l'huile avec l'eau de réservoir.
- L'eau des acides utilisés avec le brut de réservoir.

Une émulsion est caractérisée par sa forte viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits. Le but de ce test est de mettre en évidence l'existence de ce phénomène et de l'empêcher en sélectionnant les meilleurs agents des émulsifiants.

• **Procédure**

Dans un becher on fait réagir une même quantité d'acide avec le brut, après certain temps on observe le comportement des différents mélanges. [6]

➤ *Résultat de test :*

Les tests ont montré qu'aucune formation de sludge n'est détectée. Par ailleurs, les essais d'émulsion ont révélé que le traitement matriciel relatif au S.A.2 forme avec le brut une émulsion.

III.2.4. Test d'acidification :

Dans cette études neuf échantillons sont acidifiées, pour étudier l'effet de trois système acides sur la perméabilité. Les tests sont effectués sous une température de 80°C, une pression de confinement de 1000 psi, et une contre pression de 10 Kgf/cm². La perméabilité de chaque fluide est calculée à partir de l'équation suivante :

$$K = \frac{Q \cdot \Delta L \cdot \mu}{S \cdot \Delta P}$$

Ou :

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

ΔL : Longueur de l'échantillon (cm).

μ : Viscosité du fluide testé (cP).

S : Section de l'échantillon (cm).

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

Les tests d'acidification comportent les étapes suivantes :

a) Saturation des échantillons de roche avec l'eau de gisement :

La saturation sous vide des échantillons est réalisée pendant 24 heures avec une eau de gisement de Haoud Berkaoui.

b) Détermination de la perméabilité initiale (K_i) :

L'échantillon saturé est soumis au drainage à une huile inerte (le Soltrol 130) dans le sens de production du puits jusqu'à établir une saturation irréductible en eau. Durant ce drainage, la perméabilité correspondant à un régime d'écoulement stable, sera considérée comme étant la perméabilité initiale à l'huile.

c) Injection des solutions acides :

les solutions sont injectées en trois séquences :

i. **Le Préflush** : composé de 7.5% de HCl, a pour rôle essentiel de préparer la matrice rocheuse en dissolvant éventuellement les carbonates présents dans la matrice afin d'éviter une éventuelle précipitation de produits insolubles générés par le contact HF.

ii. **La solution principale** : qui n'est autre qu'un mélange de HCl/ HF à différents rapports, destiné au traitement de la matrice rocheuse. Une perméabilité à l'acide (K_a), est mesurée après injection d'un volume de 50 ml de Mud Acid. L'évolution du rapport K_a/K_i est suivie en fonction du volume d'acide injectée.

iii. **L'Over flush** : composé de HCl 7.5 % permet de dégorger les produits de dissolution après traitement à l'acide.

d) Détermination de la perméabilité finale (K_{fa}) :

L'échantillon est soumis après acidification, au drainage au Soltrol 130. Le drainage est effectué dans les mêmes conditions que pour la détermination de la perméabilité initiale.

e) Détermination du gain ou de chute de perméabilité après le traitement matriciel :

Le gain ou la chute de perméabilité obtenu après chaque test d'acidification sera donné par la détermination de la perméabilité pat- rapport au Soltrol en premier lieu et par la détermination du gain de perméabilité après acidification $K_r = k_{fa}/K_i$.

Les résultats des tests d'acidification sont résumés dans le tableau (III.7).

Tableau III.7 : résultats des tests d'acidification [8]

puits	N° éch	K_i (md)	système acide	K_{fa} (md)	K_r
OKJ40	1	9.6	(13 % HCl-1.5 % HF)	37.4	3.9
	2	18.6	(10 % HCl-2 % HF)	57.6	3.1
	3	10.5	(6 % HCl-1.5 % HF)	23.1	2.2
OKN442	1	40.3	(13 % HCl-1.5 % HF)	209.5	5.2
	2	11.2	(10 % HCl-2 % HF)	71.6	2.8
	3	12.8	(6 % HCl-1.5 % HF)	47.3	3.7
OKN53	1	3.9	(13 % HCl-1.5 % HF)	148.9	38.2
	2	6.7	(10 % HCl-2 % HF)	30.8	4.6
	3	17.9	(6 % HCl-1.5 % HF)	125.3	7

Les tests d'ARC ont montré que la première dans la phase du Préflush est généralement ascendante pour les échantillons qui contiennent des carbonates. Ceci reflète la réaction de l'acide HCl avec les carbonates.

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

- système acide 1 : K_r moyenne = 4.55
- système acide 2 : K_r moyenne = 3.6
- système acide 3 : K_r moyenne = 4.3

III.3. Résultats des tests :

↳ L'analyse pétrophysique a montré que la perméabilité allant de 32.23 à 117.03 md et de porosité allant de 7.43 % à 13.9 %.

↳ Les résultats de Diffraction RX ont montré que la formation de Haoud Berkaoui est du grès. Cette formation est caractérisée par la forte proportion de quartz ayant une valeur moyenne de 91.27%. Certains échantillons ont un pourcentage notable d'argile. Nous avons également remarqué un très faible pourcentage de carbonate (Dolomite) dans presque tous les échantillons qui peuvent nécessiter moins de volumes de Préflush (HCl).

↳ Les tests de solubilité ont montré des valeurs de solubilité de quartz allant de 4.18% à 33.5%. Système acide 1 (6% de HCl-1.5% HF) a les valeurs les plus faibles en raison de sa faible concentration. Système acide 3 présente le pourcentage le plus élevé de solubilité en raison de sa forte concentration en HF (2%).

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

↳ les tests d'ARC, le système acide 1 nous donne une bonne valeur de gain de perméabilité.

↳ Enfin, selon les différents résultats, le système acide 1 (6% de HCl 1,5% HF) est le système acide optimal. Il présente un bon rapport d'amélioration de la perméabilité ; il ne présente aucun risque de formation d'émulsion et de sludges. [8]

III.4. Calcul des volumes optimaux pour les fluides de traitement :

La détermination du volume d'acide est complexe en ce sens que ce volume dépend essentiellement de la profondeur de la zone endommagée, et cette profondeur est rarement connu avec précision.

Après avoir connu le fluide le plus approprié à partir de l'étude de laboratoire qui est le système d'acide 1 avec 6% de HCl et 1,5% d'HF, les volumes d'acide sont déterminés à partir des essais de l'ARC de ce système. Cette méthode courante consiste à déterminer le volume d'acide pour une certaine amélioration de la perméabilité. Ensuite, par analogie, nous pouvons calculer le volume nécessaire pour une application sur le terrain par l'estimation de la profondeur d'endommagement.[4]

III.4.1. Préflush :

Généralement le volume d'acide de Préflush est égale à la moitié de volume d'acide principale avec une concentration de HCl égale à 7.5%. Cette concentration est utilisée pour une faible quantité de carbonate (10 %). Si elle est supérieure de 10 % on peut augmenter la concentration de HCl.

III.4.2. Solution principale (Mud Acid) :

Son volume dépend du rapport de perméabilité que l'on veut atteindre. Elle est obtenue à partir de la deuxième étape de l'ARC. Les corrélations suivantes sont obtenues pour calculer le volume de traitement pour différentes minéralogies de la roche.[4]

- 80 % quartz, 9 % argile, 11 % dolomite :

$$\text{Pour 100\% d'amélioration de perméabilité :} \quad V = 0.7662 r_d h \quad \text{(III.1)}$$

$$\text{Pour 120\% d'amélioration de perméabilité :} \quad V = 0.9985 r_d h \quad \text{(III.2)}$$

- 97% quartz, 2%argile, 1% dolomite :

$$\text{Pour 100\% d'amélioration de perméabilité :} \quad V = 0.9357 r_d h \quad \text{(III.3)}$$

$$\text{Pour 120\% d'amélioration de perméabilité :} \quad V = 1.1055 r_d h \quad \text{(III.4)}$$

Chapitre IV

IV.1. Introduction

Dans le présent chapitre seront évalués les puits acidifiés dans la région de HBK pour choisir l'acide le plus adéquat pour la région. Avant tout, l'intérêt sera porté sur le débit de chaque puits acidifié (Un bon résultat suppose que le débit d'huile sera doublé de valeur). Cette étude de Performance des systèmes d'acides sera réalisée sur les puits OKN 53, OKN 660, OKS 51, BKHE 1 et EAAN 1.

↳ Pour chaque puits seront étudiés et interprétés :

- Les données et les dernières mesures effectuées sur le puits.
- Le type d'endommagement.
- Le traitement préconisé.
- L'analyse prévisionnelle avant l'acidification.
- L'analyse nodale pour estimer le skin avant et après acidification.
- Le comportement du puits avant et après acidification.

Il est à noter que :

- Le skin avant et après acidification est estimé par analyse nodale basée sur les résultats de Build-Up le plus récent et les données de jaugeage avant et après acidification.
- L'étude de chaque puits est basée sur les données disponibles, vu que certaines données sont difficiles à obtenir du fait qu'elles sont strictement confidentielles.
- Les gains de production sont calculés par la comparaison des débits de jaugeage avant et après acidification.
- En cas d'absence de jaugeage proche, les débits estimés sont utilisés.

IV.2. Evaluation et interprétation des acidifications :

A. Puits OKN660 :

A.1. Description de puits :

Le puits OKN660 est un puits producteur d'huile foré en 2010. Les réservoirs T.A.G (T1 +SI) ont été traversés par une boue à l'Huile de densité 1.48, et ont subit le 31/01/2011 une perforation initiale dans le réservoir « T1 » l'Intervalle perforés est 8.5 m. L'intervention du coiled tubing en 2011 pour une tentative du démarrage du puits mais sans résultat ; cependant il a été décidé de fracturer le puits à la fin de 2011 après un certain temps de production le puits a connu une chute progressive de production ; donc il a été décidé de traiter la matrice. [1]

Le tableau (IV.1) montre les opérations d'acidification effectuées sur le puits depuis 2012 par les sociétés BJSP, Schlumberger (SLB) et Halliburton. [7]

Tableau IV.1 : l'historique d'acidification de puits OKN 660 [7]

Date	Société de service	débit avant m ³ /h	débit après m ³ /h	Gain m ³ /h
01/05/2012	S.A.2	2.8	2.5	-0.3
01/03/2013	S.A.1	2.284946237	2.49928673	0.2143405
23/05/2014	S.A.3	0.979166667	0.95	-0.0291667
06/05/2015	S.A.1	0.98	1.497	0.517

- **Données de puits**

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

- **Interprétation des résultats de diaggraphie :**

Les résultats de l'interprétation des diaggraphies et la description des carottes sur chantier, nous montrent que le réservoir TAG <Série inférieure> au niveau de ce puits présente des caractéristiques pétrophysiques moyennes, avec une épaisseur totale d'une cinquantaine mètres (50 m). Les données de jaugeage de puits sont mentionnées dans le tableau IV.2. [9]

Tableau IV.2 : résultat des jaugeages puits OKN 660 [10]

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

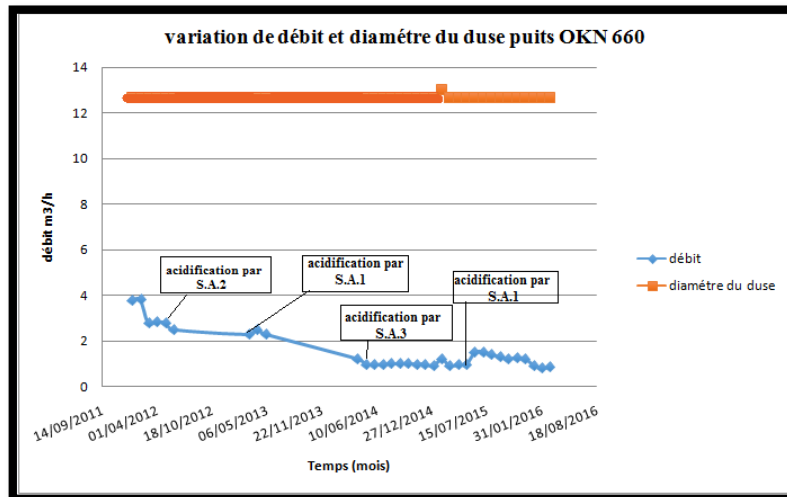


Figure IV.1 : Courbe de variation de débit de puits OKN 660 [10]

A.2 Acidification par le S.A.2 au 01/05/2012 : [7].

Les résultats du Build-Up (du 02/04/2012) a donné un skin positif. Ce qui montre qu'il y a endommagement aux abords du puits, ce dernier provoque une chute du débit de $0,7665 \text{ m}^3/\text{h}$ (jaugeage 26 / 01/ 2012).

A.2.1 Type d'endommagement :

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

A.2.2 Exécution de l'opération :

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

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

• Interprétation :

Après l'acidification, la production du puits a diminué de $2,85 \text{ m}^3/\text{h}$ (31/03//2012) à $2,5 \text{ m}^3/\text{h}$ (24/01/2013) et le skin a augmenté. Ceci reflète l'inefficacité de ce S.A.

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

L'interprétation du Build-Up 18/2/2014 a donné un skin élevé égal à $+13,2$ c'est-à-dire ; une perte de charge additionnelle ($\Delta P_{\text{skin}} = 54,66 \text{ kg/cm}^2$) entre la zone lointaine (P^*) et le fond du puits (P_{fd}) ; ce qui montre l'endommagement des abords du puits. Ce dernier rend le rendement d'écoulement faible.

A.3.1. Type d'endommagement :

- Bouchage des perforations par les dépôts de sable et d'argile.

A.3.2. Exécution de l'opération :

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

➤ **Deuxième phase :** Traitement des abords du puits avec le S.A.3 et démarrage à l'azote pour l'évacuation de tous les fluides de traitement.

• Interprétation :

Après l'acidification, le puits n'a pas démarré (débit nul en surface). Après un redémarrage par le système KICK OFF, le débit a démarré jusqu'à ce qu'il atteigne la valeur de 0.95 m³/h. Ce qui montre que ce S.A a entraîné l'apparition des endommagements secondaires.

A.4. Acidification par S.A.1 au 06/05/2015 :**A.4.1 Type d'endommagement :**

- Bouchage des perforations par les dépôts de sable et d'argile.

A.4.2. Exécution de l'opération :

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

➤ **Deuxième phase :** Traitement des abords du puits avec le S.A.1 et démarrage à l'azote pour l'évacuation de tous les fluides de traitement.

A.4.3. Interprétation :

- On observe une augmentation de débit, donc l'acide a bien réagi avec la formation pour le S.A.1, cela est justifié par le bon choix de l'acide.

B. Puits OKN53 :**B.1. Description de puits :**

C'est un puits producteur d'huile, foré et complété en 2000, situé dans le champ de Haoud Berkaoui. Après un temps de production, un système de liftage[GLS], et chemisage par un tubing 2''7/8 a été mis en place, pour l'allègement de la colonne de production. Le puits a subi plusieurs traitements d'acidification respectivement en 2006,2008 et 2012, après qu'il ait connu une chute de production [1]. Le tableau (IV.3) présente les acidifications réalisées à ce puits [7]. les variations de débit de puits sont illustrés dans la figure IV.2. [10]

Tableau IV.3 : résultat des jaugeages puits OKN53 [10]

Date	Société de service	Q avant m ³ /h	Q après m ³ /h
22/06/2008	S.A.2	5.176	4.793
23/11/2012	S.A.1	4.70	2.997

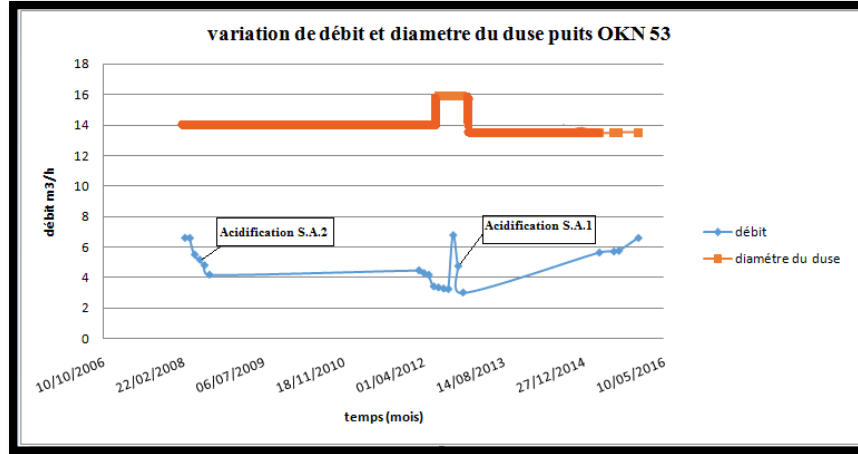


Figure IV.2 : Variation de débit puits OKN 53 [10]

Données de puits :

Les données de puits OKN 53 sont illustrées dans les tableaux (IV.4), (IV.4), (IV.6)

- T1 : Sans intérêt pétrolier (argileux compact).
- Série inférieure : complètement dans l'huile (contact huile/eau non rencontré).

Tableau IV.4 : données réservoir et diagraphie puits OKN 53 [10]

Réservoir	H _{total} m	H _{utile} m	Φ _{moy} %	Sw _{moy} %	Vsh _{moy} %	T °C	P _G initiale à 3500m Kgf/cm ²
Série inférieure	23	10,5	9,30	50,10	6,0	100,2	322

Tableau IV.5 : données des essais de puits (Build-up 18 / 05 /2008) puits OKN 53 [10]

Date	Type	CM m	T° °C	P _{fs} Kgf/cm ²	K _h md	K md	Skin
							+10,7
18/05/2008	SBU	3480	99	168,2	837	67	

B.2. Acidification par S.A.2 au 22/06/2008 :**Tableaux IV.6 :** donnés de jaugeage et analyse nodale [10]

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

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

B.2.1. Type d'endommagement :

Compte tenu de l'historique de puits et de l'expérience, l'endommagement peut être causé par :

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

B.2.2. Exécution de l'opération :

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

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

B.2.3. Interprétation :

- La formation n'a pas bien réagi avec l'acide et le traitement matriciel a entraîné une perte de 0.38 m³.
- Après l'acidification, le skin reste constant d'après la valeur du nouveau skin (10.7) ; le puits peut être sélectionné pour une autre acidification car l'endommagement n'est pas éliminé.

B.3 Acidification par S.A.1 au 23/11/2012 :

Le puits produit avec un débit de 4.78 m³/h pendant un certain temps puis le débit a recheté et le skin a augmenté de 10.7 à 11.5, ce qui nécessite une stimulation.

- **Les données de PLT en 2012 :**

Tableau IV.7 : participation des intervalles par phase [10]

Réservoir	Bancs	Perforations (m)	Q _{oil} (m ³ /h)	Taux (%)	Q _{water} (m ³ /h)	Taux (%)	Q _{gaz} (m ³ /h)
SI	N°1	3496.50 – 3498.00	0.02	0.37	0.33	35	2.88
	N°2	3505.00 – 3508.00	0.10	1.85	0.00	0.00	17.00
	N°3	3511.00 – 3516.00	4.58	97.78	0.58	65	874.13
Total			4.70	100	0.91	100	894.02

- **Interprétation des données de PLT :**

Participation des bancs perforés : la production d'huile, aux conditions de surface, provient essentiellement du dernier banc N°3 avec un taux de participation de 97.78 %, les deux autres bancs N°1 et N°2, leurs participations respectives sont très faibles, 0.37 % et 1.85 %. Quant à la production d'eau, les bancs responsables sont le N°3 avec un taux de 65 % et le N°1 avec 35%.

B.3.1. Exécution de l'opération au (23 /11 /2012) :

Le puits est acidifié par la société de service **S.A.1** en deux jours :

☞ **1^{er} jour** : lavage de la colonne de production et des perforations par l'eau traitée nitrifiée et (HCl 7.5%).

☞ **2^{eme} jour** : traitement de la matrice par solution principale de S.A.1.

B.3.2. Interprétation :

On remarque une faible perméabilité à l'huile après l'acidification de ce puits avec le système S.A.1. Cela est due à une venue d'eau qui est détectée en retard ; donc les traitements ne sont pas nécessaires. Ces venues sont un résultat du mécanisme de réservoir et du mauvais résultat de CBL (mauvaise cimentation), ainsi que la petite distance 750 m qui sépare OKN53 du premier puits injecteur OKN441. Cela a contribué au problème de venue, donc introduit une diminution significative des volumes d'huile ce qui implique une augmentation de la saturation et la perméabilité relative à l'eau. Le skin n'est pas due à l'endommagement de la matrice (le puits n'était pas candidat à l'acidification). [1]

NB : Après l'arrêt des venues d'eau, le débit du puits est de l'ordre de 5.91 m³/h, la pression du gisement est restée importante de l'ordre de 281 kgf/cm², alors que le puits n'a subi aucun traitement. Ce qui confirme que la chute de débit est due à la venue d'eau.

C. Puits BKHE 1 :**C.1. Description de puits :**

Le puits BKHE 1 est un puits producteur d'huile, mis en production en 2000. Le débit actuel du puits est de 9.232 m³/h (jaugeage du 20/01/2016). Le puits est éruptif et a subi plusieurs traitements matriciels. Le tableau (IV.8) présente les acidifications exécutées sur ce puits durant les années 2013, 2014 et 2015.

Tableau IV.8 : les acidifications de puits BKHE 1 [10]

Date	Opération	Sociétés de service	Débit avant m ³ /h	Débit après m ³ /h
28/08/2013	ACIDIFICATION	S.A.1	13.78	13.78
06/05/2014	ACIDIFICATION	S.A.3	11.34	10.06
22/01/2015	ACIDIFICATION	S.A.1	10.10	10.45

- **Données Puits**

Hauteur totale des grés (H) = 14,50 m

Hauteur utile (Hu) = 11,50 m

Porosité moyenne = 9,67 %

Volume d'argile moyen (Vsh) = 6,81 %

Saturation moyenne en eau (Sw) = 27,2 %

La perméabilité de puits = 33,6 md

pression dynamique PFD @ 3400 m = 217,90 kgf/cm²

Pression de gisement = 314 kgf/cm² @ 3400 m (cote de mesure)

NB : Le WOC n'a pas été rencontré, il se situe théoriquement à 63 m au-dessous du mur de la série inférieure.

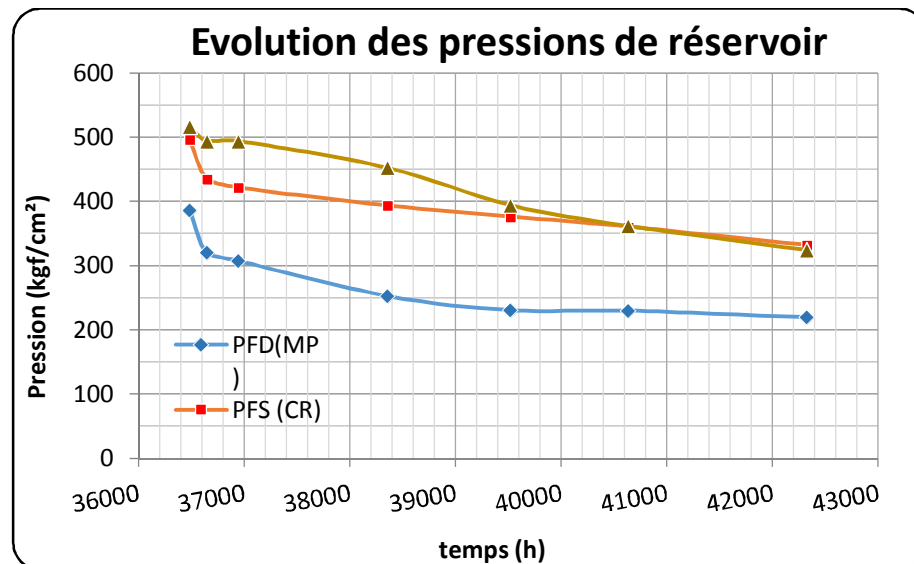
Les tableaux (IV.9), (IV.10), (IV.11) montrent les différents essais réalisés sur ce puits :

Tableau IV.9 : données jaugeage puits BKHE 1 [10]

Date	P _{tête} Kgf/cm ²	P _{pipe} Kgf/cm ²	Duse mm	Salinité	Q _o (m ³ /h)	Q _g (m ³ /h)	WC %	GLR _{form} (m ³ /m ³)
				Huile mg/l				
22/01/2013	56.20	14.90	13.49	12.00	13.79	1986,81	0	144.00
06/03/2014	43.70	15.00	13.49	10.00	10.56	522,97	0	149.00
12/04/2014	52.20	14.20	13.49	129.00	11.34	632,33	0	167.00
01/12/2014	41.30	14.30	13.49	12.00	10.06	484,82	0	145.00
17/05/2015	42.50	14.30	13.49	12.00	10.14	488,95	0	145.00
18/10/2015	45.80	15.10	13.49	12.00	10.45	1586,00	0	152.00

- **Evolution des pressions et de débit :**

La pression de réservoir en déplétion plus ou moins stable figure (IV.3)

**Figure IV.3** : Evaluation de pression puits BKHE 1 [10]

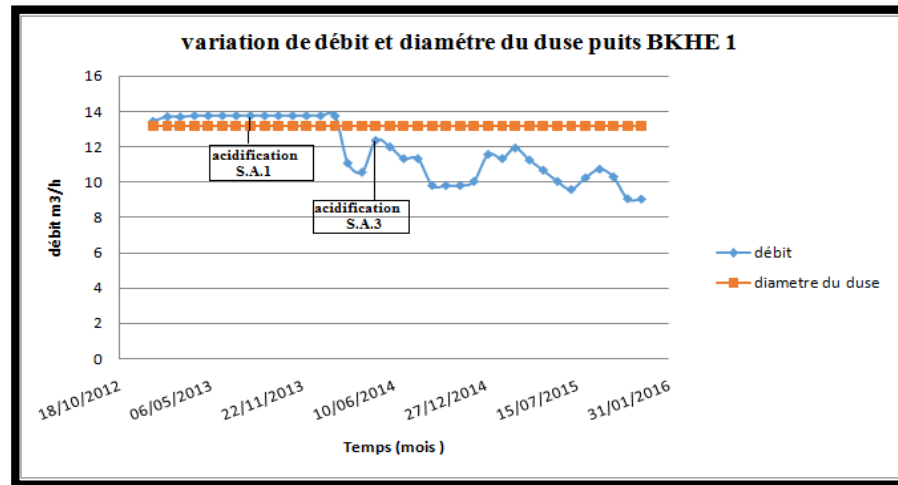


Figure IV.4 : Variation de débit puits BKHE 1 [10]

C.2. L'acidification par le S.A.3 au 06/05/2014:

Tableau IV.10 : données Build-up (18/04/2014) de puits BKHE 1 [10]

Date	Type	CM	T°	PFS	Kh	K	Skin
		M	°C	Kgf/cm ²	md.m	md	
18/04/2014	SBU	3400	103	314	386	33.6	4,48

- **Interprétation :**

Les résultats du Build-Up ont donné un skin positif estimé à **4.48**. Ce qui montre qu'il y a un endommagement aux abords du puits ; ce dernier a provoqué une chute du débit.

C.3. Acidification par le S.A.1 au 22/01/2015 :**Tableau IV.11 : données des PLT 2013 et 2015 puits BKHE 1 [10]**

Bancs	Perforations (m)	PLT du 01/01/2015 Ø Duse = 13.49				PLT du 24/09/2013 Ø Duse = 15.88			
		Q _H (m ³ /h)	Taux (%)	Q _E (m ³ /h)	Q _g (m ³ /h)	Q _H (m ³ /h)	Taux (%)	Q _E (m ³ /h)	Q _g (m ³ /h)
B1	3421 @ 3423.4	1.14	11.69	0.00	194.06	0,68	4.66	0.00	110.42
B2	3425 @ 3426.5	1.19	12.21	0.00	201.62	1.76	12.05	0.00	284.51
B3	3427.3 @ 3428	0.72	7.38	0.00	122.24	1.03	7.05	0.00	165.96
B4	3430 @ 3432	6.69	68.62	0.00	1133.35	9.53	72.12	0.00	1705.3
B5	3438.5 @ 3439	0.00	0.00	0.00	00	0.059	0.40	0.00	9.65
B6	3440 @ 3443	0.008	0.08	0.00	1.40	0.54	3.70	0.00	87.60
Total		9.75	100	0.00	1652.66	13.6	100	0.00	2363.5

• Interprétation de PLT :

Le quatrième banc B4 est le meilleur producteur, tandis que le B1 a vu sa participation améliorée de 4,66% à 11,69%. Le banc B2 participe avec 12,21% tandis que les autres bancs B3, B5 et B6 contribuent faiblement.

C.4. Type d'endommagement :

Le puits a montré une diminution de la production journalière de pétrole, cette baisse de la production est due à l'existence d'un dépôt mixte organique et minéral aux abords de puits, ainsi que la migration des fines particules limitant la production de pétrole.

C.5. L'exécution de l'opération :

L'opération a été réalisée selon le programme de travail, en deux jours.

☞ **1^{er} jour** : La pression de tête de puits a été de près de 700 psi avant l'injection d'acide de preflush (HCl 7.5%), et pendant l'injection la pression de tête a augmenté jusqu'à 1100 psi.

☞ **2^{ème} jour** : Une fois que le CT a atteint le TD, le puits a commencé à se remplir avec l'eau traitée. Puis il a été suivi par le pompage de solution principale. IL a été rincé avec de l'eau traitée puis suivie avec de l'azote seulement.

C.6. Interprétation :

- ☞ Acidification par S.A.3 : La formation n'a pas bien réagi avec l'acide et le traitement matriciel n'est pas satisfaisant.
- ☞ Acidification par S.A.1 : Après l'acidification, le débit a augmenté considérablement, ce qui montre le bon choix de l'acide.

D. Puits OKS 51 :**D.1. Description de puits :**

OKS-51 est un puits producteur d'huile situé dans la partie sud du champ BenKahla. Il a été foré le 15/07/2011, et mis en service le 25/02/2012, à travers une duse de 9,12mm. Son réservoir principal est de la Série inférieure d'épaisseur totale de 50m dont 19.50m utile en huile.

- **Données de puits :**

$$k = 6.93 \text{ md}$$

$$S = -0.7$$

$$\text{PFD} = 258.40 \text{ kgf/cm}^2 \text{ à } 3380 \text{ m}$$

$$P^* = 376.902 \text{ kgf/cm}^2 \text{ à } 3380 \text{ m}$$

$$IP = 0.0681695 \text{ [m}^3/\text{h] / [kgf/cm}^2\text{]}$$

Les données de jaugeage et de PLT sont illustrées dans les tableaux (IV.12) (IV.13), et la courbe de variation de débit est dans la figure IV.5.

Tableau IV.12 : les résultats des jaugeages 2012-2015 puits OKS 51 [10]

Date	Duse (mm)	P _{tête} (kgf/cm ²)	Salinité d'huile (mg/l)	Qoil (m ³ /h)	GOR (m ³ /m ³)
27/03/12	9,12	143,00	18,00	14,53	159
03/06/12	9,12	133,10	12,00	13,93	159
01/02/13	9,12	105,40	187,00	11,06	162
11/06/13	9,12	82,10	12,00	8,71	159
22/03/14	9,12	60,70	23,00	6,67	153
04/12/14	9,12	52,90	10,00	5,74	150
14/05/15	5,95	63,10	12,00	2,63	136

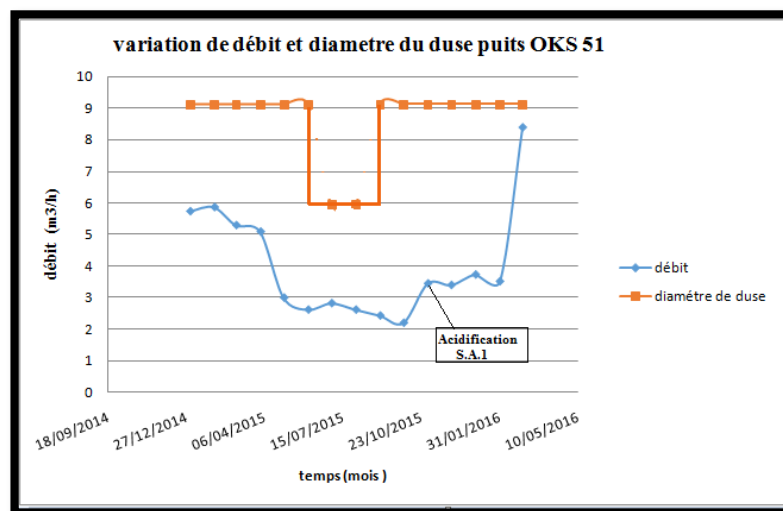
Tableau IV.13 : Test de PLT de puits OKS 51 [10]

Bancs	Perforations (m)	Q _{oil} (m ³ /h)	Taux (%)	Q _{water} (m ³ /h)
N°1	3422,00 @ 3426,50	2,99	20,66	0,00
N°2	3431,50 @ 3434,50	0,27	1,87	0,00
N°3	3438,00 @ 3439,50	0,88	6,08	0,00
N°4	3443,00 @ 3447,50	4,76	32,90	0,00
N°5	3448,00 @ 3450,00	5,57	38,49	0,00
Totaux		14,47	100	0,00

- **Interprétation de PLT :**

L'essentiel de la production vient des bancs N°1, N°4, N°5 avec des taux de 20.66% ,32.90%, 38.49% respectivement, les bancs N°2 et N°3 produisent avec un très faible taux. Le water-cut est nul dans tous les bancs.

D'après les données de la production mensuelle, les courbes de variation de débit et de diamètre de duse ont été tracées figure (IV.5).

**Figure IV.5** : Courbe de variation de débit puits OKS 51 [10]

D.2. Acidification par le S.A.1 au 29/11/2015 :

D.2.1 Type d'endommagement :

Précipitation des dépôts de carbonates et de sable.

D.2.2 Interprétation de la courbe de variation de débit de puits OKS 51 :

Depuis la mise en service de puits, jusqu'au 25/02/2015, le débit d'huile du puits OKS51 n'a cessé de chuter, et d'une façon accélérée, comme il apparait dans la courbe ci-dessus. Nous pourrions penser qu'il s'agirait d'une déplétion accélérée, surtout que dans cette nouvelle zone du champ de Benkahla, le maintien de pression n'est pas encore entamé.

Le 01/10/2015 un changement de duse a été fait après lequel on a observé un regain considérable de débit. Mais ce gain n'est pas satisfaisant si on le compare avec le potentiel élevé du réservoir $P^*=320.6 \text{ kgf/cm}^2$. D'après les résultats de SBU (20/10/2015) on peut conclure que la chute de débit du puits peut être due à un blocage des fissures par de fine particules. En effet une opération d'acidification est mise en place en 29/11/2015 par S.A.1, mais le gain reste toujours de faible valeur. Ce résultat ne reflète pas l'incompatibilité de l'acide, mais il est la conséquence de l'origine compacte du réservoir. C'est pour cela qu'une opération de fracturation hydraulique est recommandée au 12/03/2016.

• Résultat final :

Les différentes observations des programmes d'acidification de ces puits, nous a permis de constater que les acidifications effectuées par S.A.2 et S.A.3 ne sont pas satisfaisant et provoquent une diminution remarquable de débit à l'exception de certains puits qui provoquent des améliorations négligeables. Donc ces résultats confirment les résultats de laboratoire (l'incompatibilité de S.A.2 avec le fluide de formation).

Les acidifications de S.A.1 ont montré des améliorations notables sur les puits avec des cadences de 3 à 6 mois. Au total 150 traitements sont effectués par cette société et la majorité de ces traitements donne des améliorations, à l'exception de certains puits dont les causes sont variables (faible pression de gisement, faible perméabilité, mauvaise exécution de l'opération OKN 53). Cela à cause de la concentration de S.A.1 (6%HCl ; 1.5%HF) qui est compatible avec la formation et ses fluides, et provoque moins de réaction secondaire. Finalement d'après cette étude on constate que S.A.1 est le traitement le plus efficace pour la région de HBK.

IV.3. Reprogrammation optimal des opérations des acidifications :

Comme on a déjà dit les opérations d'acidification au niveau des puits de HBK ne sont pas tous réussies. Pour cela les étapes suivantes sont obligatoires pour minimiser l'échec de l'opération d'acidification.

IV.3.1. Choix des puits candidats à l'acidification matricielle :

Nous avons vu au chapitre II que le traitement de la matrice repose sur un skin positif. Le skin, mesuré lors des essais de puits, est considéré comme la somme de skin.

Ce skin est dû au colmatage de la formation et de pseudo skin. La détermination de skin d'endommagement est nécessaire afin de déterminer le degré de colmatage de formation. Pour cela, 5 puits ont été sélectionnés sur la base des valeurs élevées de skin et qui ont eu un échec des acidifications sont présentés dans le tableau (IV.14)[1] :

Tableau IV.14 : les puits acidifient en 2015 [7]

Puits	Date	St	Q (m ³ /h)
OKS 51	07/11/2015	-0.49	2.625
EAAN 1	05/11/2015	15	4.82
OKS 25	09/06/2015	10.7	3,159
OKN 660	05/06/2015	7.5	0.981
BKHE 1	22/01/2015	4.48	10.559

a) Calcule de skin d'endommagement : [5]

Après avoir calculé les différentes composantes de skin et la connaissance de skin totale, nous pouvons calculer le skin d'endommagement de la formation. Les résultats de skin total et ses composants sont présentés dans le Tableau IV.15

Tableau IV.15 : effet de skin total et son composant [8]

Puits	St	S _p	S _{pp}	S _m	S _f	S _d
	Total	Perforation	Pénétration partielle	Multiphasique	Fracturation	Endommagement
OKS25	10.7	0.74492977	0.55281478	0.9506026	0	8.04516
OKN 660	7.5	1.04636631	1.05958418	1.86680224	0	3.52724727
OKS 51	-0.49	0.62291375	0.78139374	-1.24137931	-1.5091144	0.85618622
BKHE 1	4.48	0.47221502	0.2648887	-0.81696372	0	4.55986
EAAN 1	15	0.75404508	1.36001794	-1.53420006	0	14.42013704

Dans ce tableau, les valeurs de S_d sont élevées, ce qui signifie que la formation est endommagée et ces puits sont bon candidat pour l'acidification matricielle.

NB. Le calcul de composant de pseudo skin est détaillé dans l'annexe C.

IV.3.2. Analyse nodale des puits OKS51, BKHE1, EAAN1 :

Après avoir déterminé les valeurs des skins on doit faire des scénarios pour les traitements qui seront effectués sur ces puits afin d'évaluer l'efficacité de chaque traitement. Plusieurs logiciels peuvent être utilisés, parmi eux le logiciel de Performe.

Le Perform est un logiciel qui englobe plusieurs équations et corrélations, surtout celles qui concernent les paramètres PVT et les pertes de charge. Il permet d'analyser le système de production et de prévoir la production au future en variant les paramètres de système. Le travail par le Perform devient plus simple et plus Performant, en gagnant de temps et en diminuant l'erreur humaine. [11]

Les étapes de travail avec le Perform sont :

- Introduction des données de puits dans le Perform.
- Le jeu sur la case "**sensitivités**" permet d'introduire 5 valeurs différentes de skin, ce qui permet d'avoir 5 courbes **Inflow** différentes et donc 5 points de fonctionnement différentes, dans notre cas on s'intéresse à l'état idéal de puits $S=0$.
- Prédiction de gain et calcul de sa valeur économique.

Les tableaux (IV.16) (IV.17) (IV.18 à (IV.19) présentent les données des puits à introduire dans le Perform.

Tableau IV.16 : données prévenir à partir des tests de jaugeage et de SBU [10]

Puits	P_t (bar)	P_r (bar)	Q_o (m ³ /h)	GOR (m ³ /m ³)	Salinité (mg/l)	T_t (°C)	T_r (°C)	K_r (md)	W_c
OKS 51	60.7	376.9	6.67	153	23	30	101.71	6.93	0
BKHE 1	45.8	321.56	10.45	152	14	30	103.25	33.6	0
EAAN 1	153,35	429,53	4.82	139	23	36	101	18.89	0

Tableau IV.17 : données de perforation [10]

Puits	Diamètre de perforations (in)	Longueur de perforation (in)	Densité des tires (SPF)
OKS 51	0.26	30.5	6
BKHE 1	0.32	27.2	6
EAAN 1	0.26	30.5	6

Tableau IV. 18 : données de fiche technique [10]

Puits	Casing depth (m)	Casing OD (in)	Casing ID (in)	Tubing depth (m)	Tubing OD (in)	Tubing ID (in)
OKS51	3436	7	6.094	3203.5	4.5	3.958
BKHE1	3432	7	6.094	3284.5	4.5	3.958
EAAN1	3430	7	6.029	3231	4.5	3.958

Lorsqu'on introduit les données nécessaires, on doit choisir les corrélations adéquates à chaque puits.

Pour tracer le courbe de l'IPR on utilise soit :

- l'équation de l'écoulement monophasique (DARCY) pour $P_b < P_{wf}$.
- l'équation d'écoulement diphasique (VOGEL) pour $P_r < P_b$.
- l'équation d'écoulement combiné DARCY et VOGEL pour : $P_{wf} < P_b < P_r$

Pour notre cas on utilise l'équation de DARCY car $P_r > P_b$.

- Les courbes résultantes sont les suivantes :

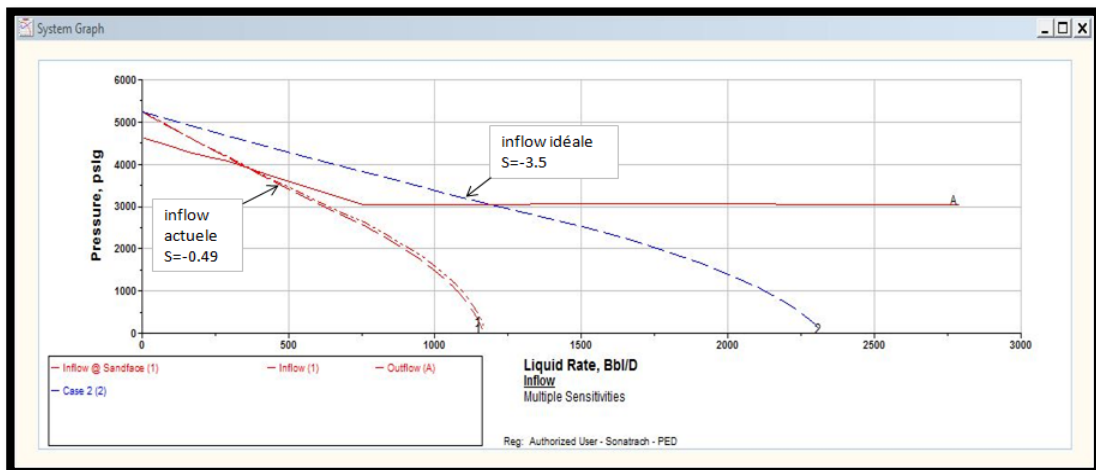


Figure IV.6 : IPR de puits OKS51

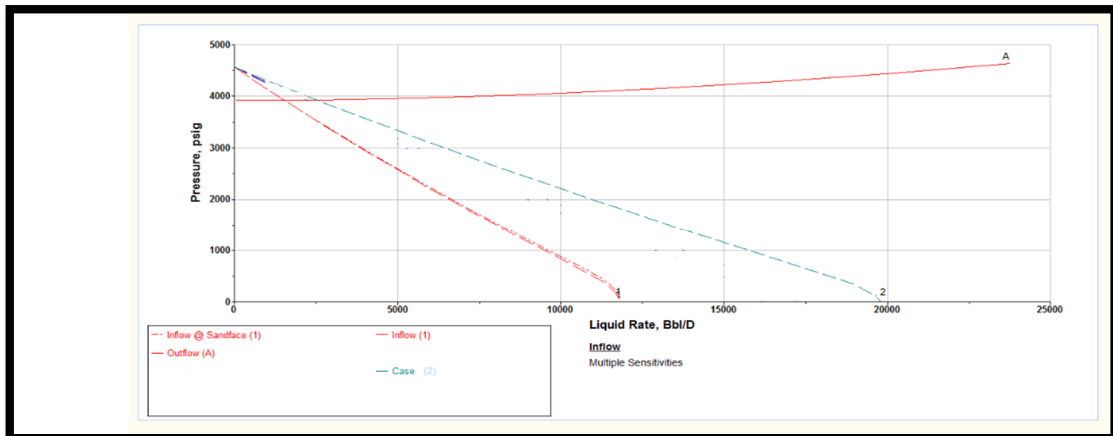


Figure IV.7 : IPR de puits BKHE1

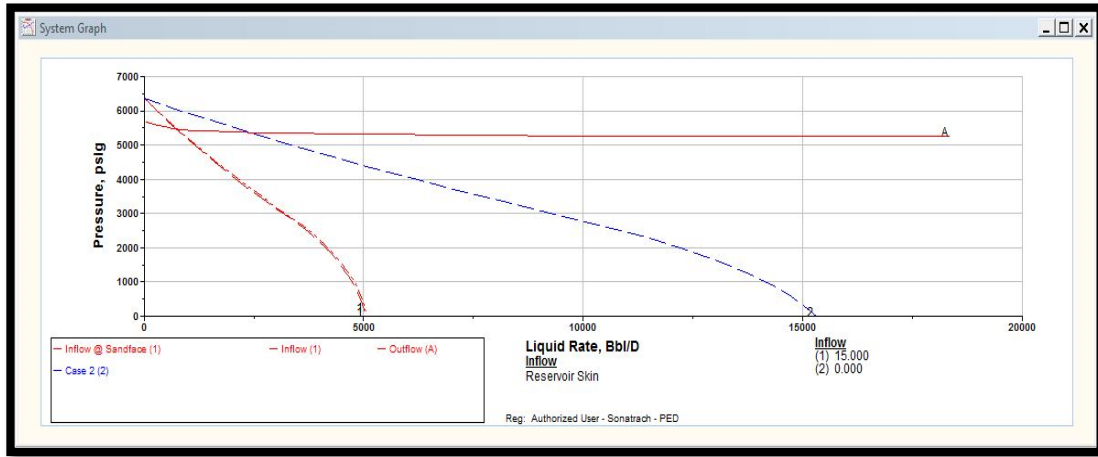


Figure IV.7 : IPR de puits EAAN1

Le tableau suivant présent le gain prévenue de chaque acidification :

Tableau IV. 19 : le gain des opérations d’acidification [7]

Puits	Q avant stimulation (m ³ /h)	Q idéal (m ³ /h)	Gain (m ³ /h)	Prix de baril (\$)	Gain économique (\$/h)
OKS51	2.625	7,92	5.295	44.17	233.88
BKHE1	10.45	24.87	14.42	44.18	637.08
EAAN1	4.82	15,77	10.95	44.96	492.312

• **Interprétation**

On remarque que les skins enregistrés au niveau de ces puits sont des skin d’endommagement ainsi que le bénéfice prévu est de valeur importante, Donc les opérations d’acidifications seront un bon choix comme un traitement matriciel pour les puits précédent.

IV.3.3. Calcul des volumes optimaux :

Après avoir les puits candidats au l’acidification, on doit calculer les volumes des acides utilisant les relations précédentes.

Après avoir terminé les différentes étapes de la sélection des puits candidats, la prochaine partie de stimulation par acidification est la détermination des volumes de traitement. Les volumes sont calculés en utilisant les résultats des tests de laboratoire. Les données sont mentionnées dans le tableau (IV.20).

Tableau IV.20 : volume d'acide de traitement principal [7]

Puits	R _d (m)	H(m)	V _{mud Acide} (m ³) 80 % quartz, 9 % argile, 11 % dolomite		V _{mud Acide} (m ³) 97 % quartz, 2 % argile, 1 % dolomite	
			100% de K	120 % K	100% de K	120% K
OKS51	1.5	15.5	17.81	23.21	21.76	25.70
BKHE1	1.5	10.4	11.95	15.58	14.59	17.25
EAAN1	1.5	15	17.24	22.47	21.05	24.87

Conclusion générale

Conclusion générale

Conclusion générale et recommandation

Avant de procéder à tout type de traitement, il est indispensable de commencer par une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres de production, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts récupérés.

Cette étude préalable nous permet de bien comprendre et déterminer la nature de l'endommagement, sa localisation, le moyen de le traiter, ainsi que la formulation de l'acide adéquate pour chaque type de traitement. Elle permet aussi d'analyser et d'interpréter les résultats des traitements, afin de pouvoir améliorer leur efficacité et réduire les coûts d'investissement.

L'analyse des résultats des acidifications effectuées dans le champ de HBK durant les années 2013, 2014, 2015 nous a permis de conclure ce qui suit :

- ❖ les puits ayant subi des opérations de workover ou de snubbing sont systématiquement candidats à une opération d'acidification à cause de leurs endommagements par les fluides (boues) utilisées lors de ces opérations.
- ❖ Malgré le traitement la réduction de l'endommagement de quelques puits, le gain en débit a été masqué par d'autres problèmes d'exploitation (faible pression de gisement, faible perméabilité, mauvaise optimisation de gaz lift).
- ❖ Les courbes IPR faites par analyse nodale à l'aide de logiciel perform, sont un élément essentiel dans l'étude des performances des puits, afin d'évaluer l'état de puits et de sélectionner les puits candidats à l'acidification.
- ❖ Parfois le débit du puits diminue après l'acidification à cause de la dislocation et de la précipitation des grains constituant la formation suite à la présence des acides qui ne sont pas totalement dégorgés.
- ❖ La confirmation de la réussite de l'opération ne peut être prise en considération que si le gain économique d'une acidification est au moins doublé sa valeur pour confirmer la réussite de l'opération.

Recommandation

D'après ces résultats, il est opportun de recommander pour les travaux futurs une étude minéralogique précise et systématique concernant toute la région de HBK. Cela permet d'établir un choix approprié de l'acide et préconiser un traitement optimal en tenant compte des effets secondaires indésirables.

Conclusion générale

Références

Références

✓ Livres

- [2] D .Veillon (2001), *La liaison couche-trou*, Editions Technip, France p 582.
- [6] Comité des techniciens (1983) *manuelle d'acidification des réservoirs*, Edition Technip, France p 136.

✓ Thèses et mémoires

- [3] B.BabaHammou et M.Slimane (2013), *L'utilisation de l'analyse nodale pour le choix des puits candidats au traitement matriciel*, mémoire master, université de Ouargla, p 55.
- [4] M.Derradji (2012), optimum matrix acidizing treatment methodology for wells located in the Haoud Berkaoui field, Algeria, mémoire master, université d'Oklahoma p 79.
- [11] A.Mabrouki,S.Mezzar et M.V.OuldHabiboullah (2013), Mémoire étude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétrolier de champ de HBK.Algérie,mémoire master,université de Ouargla p 71.

✓ Rapport

- [1] Données (SH/DP/HBK/départements intervention puits, géologie, techniques puits).
- [5] A.Benmoussa et E.Habhoubba, *analyse des phenomenes des pseudo-skins dans le champ hassi-messaoud*, ENSPM Formation Industries IFP, Hassi Messaoud 2001.
- [7] l'équipe de HBK rapports d'acidification des puits et rapports journaliers des opérations SH/DP/EP/Service technique puits (2015).
- [9] M.Boubred,T .Kadi *interprétation des diagraphies puits : OKN 660* direction régionale HBK division engineering et production service géologie /forage (2010)
- [8] Mr. DEMRI *étude de colmatage et d'acidification sur la roche réservoir des puits de Haoud Berkaoui*, division centre de recherche et développement direction gisement CRD, Boumerdes, (2012).
- [10] Data Bank (SH/DP/HBK).

Annexe

☞ **Skin total:**

$$S_t = S_d + S_p + S_{pp} + S_f + S_m$$

1. Skin de perforation :

$$S_p = S_H + S_V + S_{wb}$$

Avec

$$S_H = \ln \frac{r_w}{r_w(\theta)} r_w'(\theta) = \begin{cases} \frac{I_{perf}}{4} - \theta = 0 & a = a_1 \log r_D + a_2 \\ a_\theta (r_w + I_{perf}) - \theta \neq 0 & \end{cases}$$

$$S_V = 10^a h_D^{b-1} r_D^b h_D = \frac{h_{perf}}{I_{perf}} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} r_D = \frac{r_{perf}}{2h_{perf}} \left(1 + \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \right)$$

$$S_{wb} = c_1 e^{c_2 I_{wb}} \quad r_{wb} = \frac{r_w}{I_{perf} + r_w}$$

2. Skin de pénétration partielle :

$$S_{pp} = \left(\frac{1}{h_{pp}} - 1 \right) \ln \frac{\pi}{2r_D} + \frac{1}{h_{pD}} \ln \left[\frac{h_{pD}}{2 + h_{pD}} \left(\frac{A-1}{B-1} \right)^{1/2} \right]$$

Avec

$$A = \frac{1}{h_{1D} + h_{pp}/4} \quad B = \frac{1}{h_{1D} + 3h_{pD}/4} \quad h_{1D} = \frac{1 - h_{pD}}{2} \quad r_D = \frac{r_w}{h_t} \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{1/2} \quad h_{pD} = \frac{h_p}{h_t}$$

3. Skin de fracturation hydraulique :

$$S_f = 0,81 - \ln \frac{x_f}{r_w}$$

4. Skin multiphasique :

$$S_m = \frac{16.2}{1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{p_b}} - 9$$

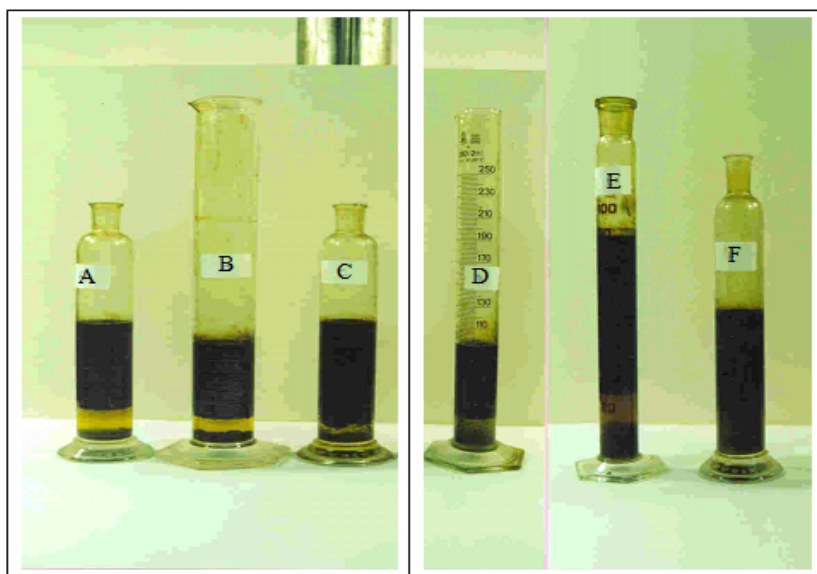
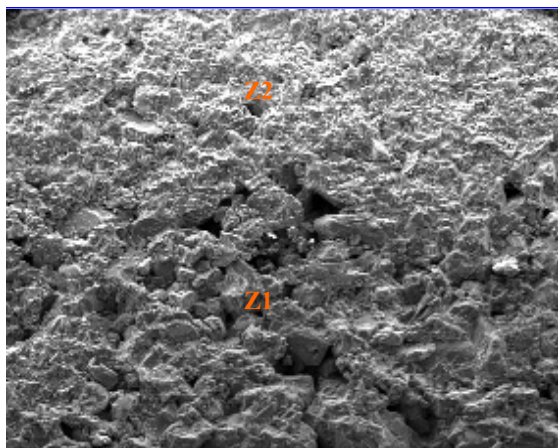
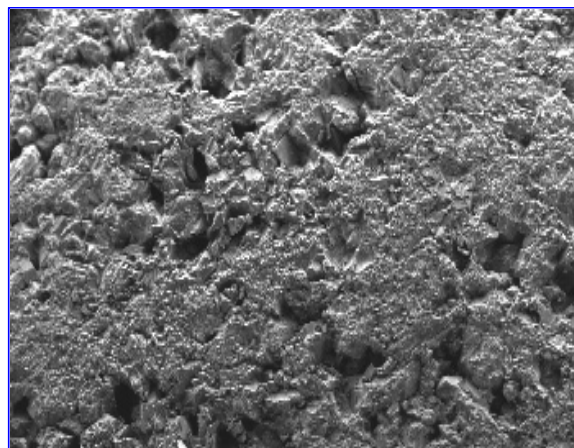


Figure a.1: les tests des émulsions [8]

- A : preflush de S.A.3.
- B : solution principale de S.A.3.
- C : preflush de S.A.2.
- D : solution principale de S.A.2.
- E : preflush de S.A.1.
- F : solution principale de S.A.1.



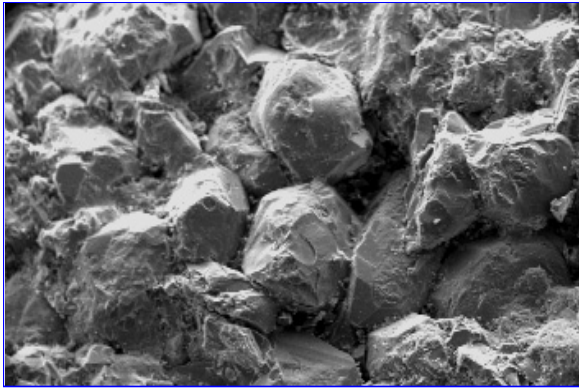
GrX20



GrX20

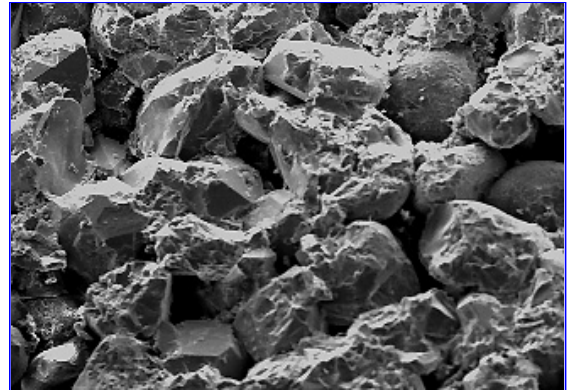
Figure a.2 : échantillon de puits OKN 442 avant l'acidification par le S.A.1 [8]

Figure a.3 : échantillon de puits OKN 442 après l'acidification par le S.A.1 [8]



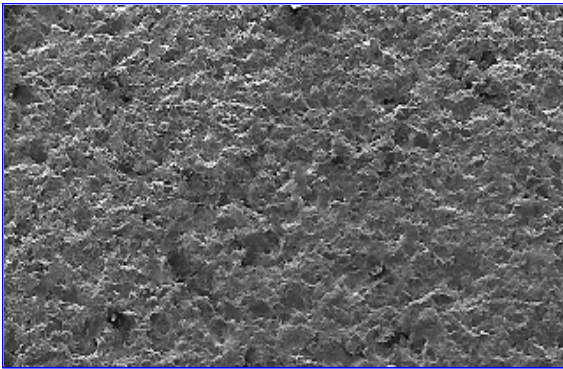
Gr x 20

Figure a.4 : échantillon de puits OKN53 avant l'acidification par le S.A.1 [8]



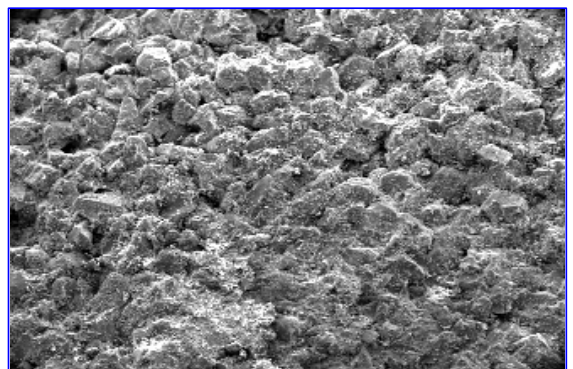
Gr x 20

Figure a.5 : échantillon de puits OKN53 après l'acidification par le S.A.1 [8]



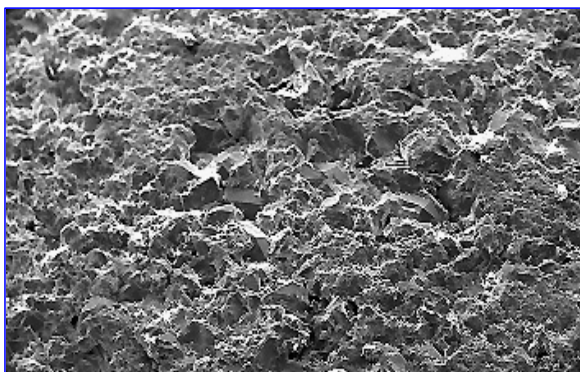
Gr x 20

Figure a.6 : échantillon de puits OKN442 avant l'acidification par le S.A.2 [8]



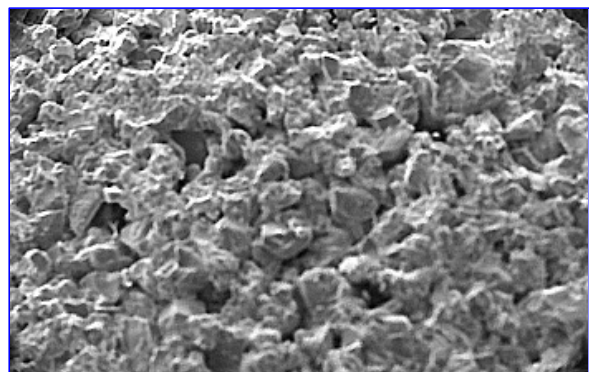
Gr x 20

Figure a.7 : échantillon de puits OKN442 après l'acidification par le S.A.2 [8]



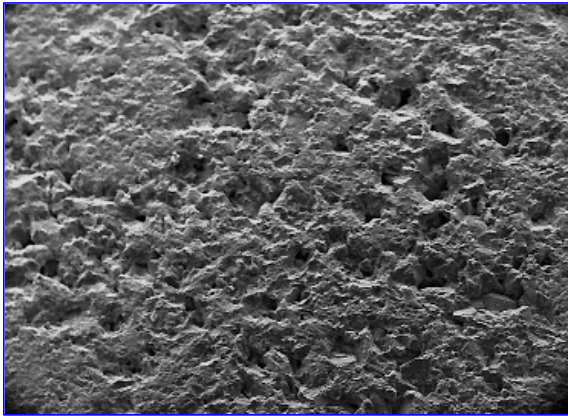
Gr x 20

Figure a.8 : échantillon de puits OKN53 avant l'acidification par le S.A.2 [8]



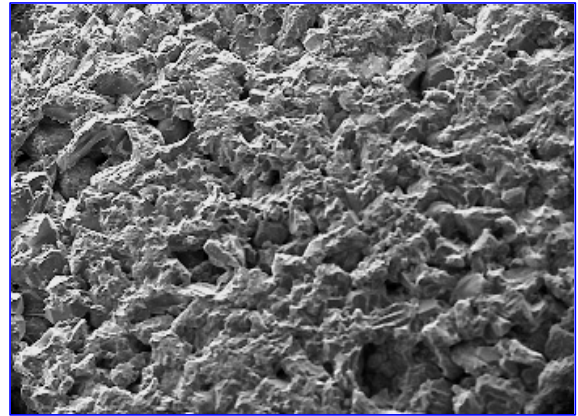
Gr x 20

Figure a.9 : échantillon de puits OKN53 après l'acidification par le S.A.2 [8]



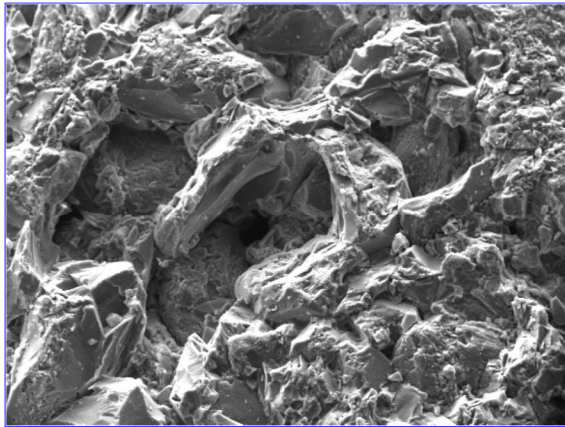
Gr x 20

Figure a.10 : échantillon de puits OKN442 avant l'acidification par le S.A.3[8]



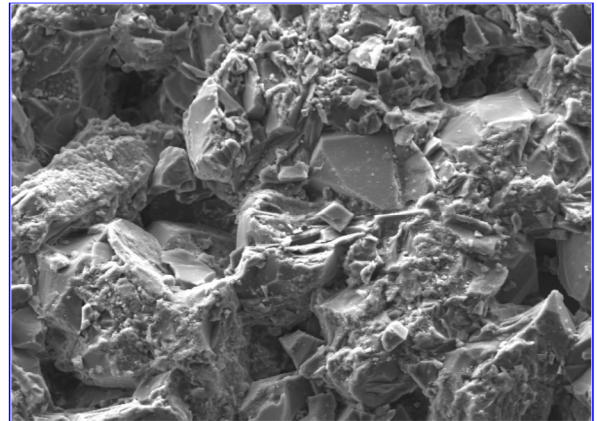
Gr x 20

Figure a.11 : échantillon de puits OKN442 après l'acidification par le S.A.3[8]



Gr x 100

Figure a.12 : échantillon de puits OKN53 avant l'acidification par le S.A.3[8]



Gr x 158

Figure a.13 : échantillon de puits OKN53 après l'acidification par le S.A.3[8]

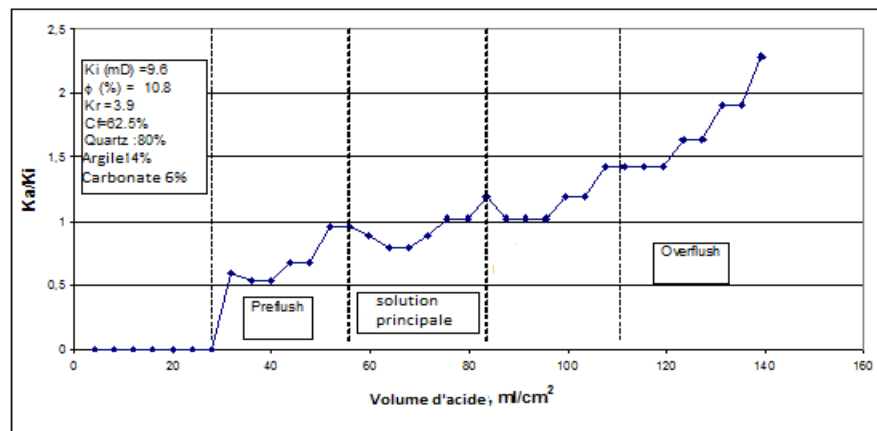


Figure a.14 : courbe d'ARC pour l'acidification de l'échantillon de puits OKN 442 par le S.A.1 [7]

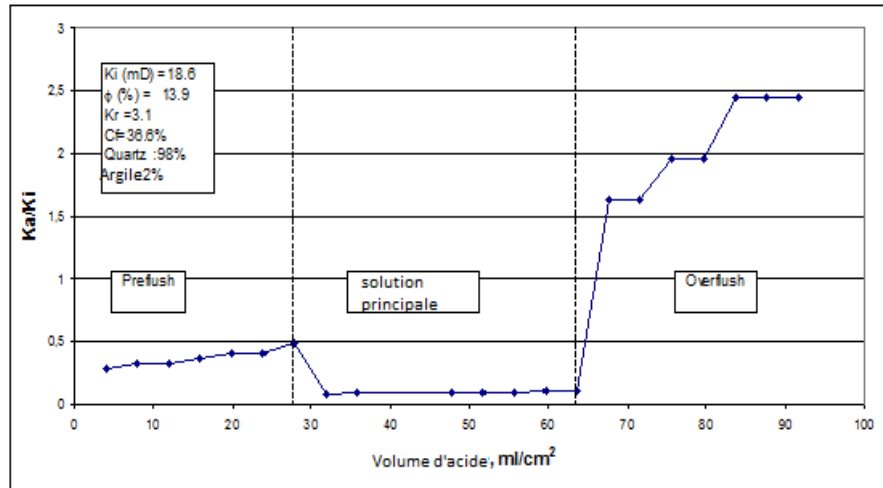


Figure a.15 : courbe d'ARC pour l'acidification de l'échantillon de puits OKN442 par le S.A.2 [7]

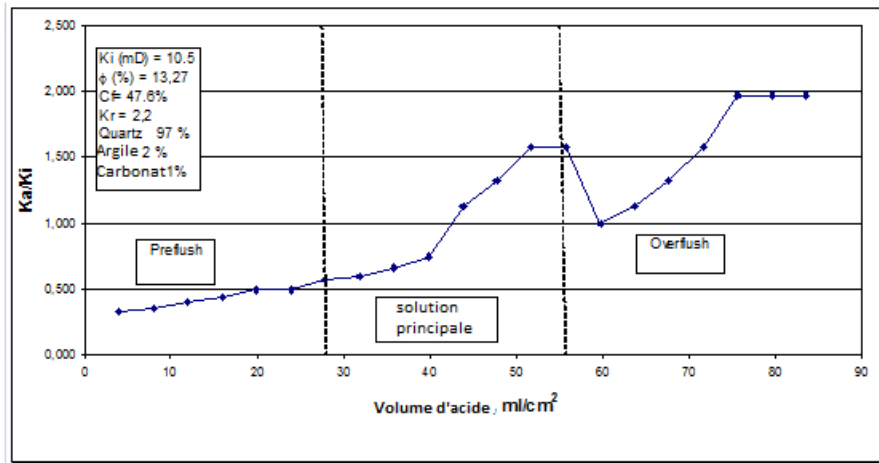


Figure a.16 : courbe d'ARC pour l'acidification de l'échantillon de puits OKN 442 par le S.A.3 [7]

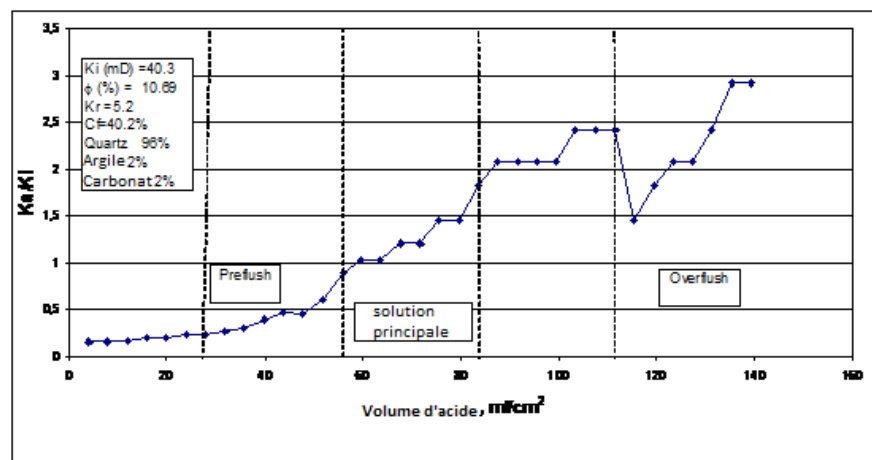


Figure a.17 : courbe d'ARC pour l'acidification de l'échantillon de puits OKN 53 par le S.A.1 [7]

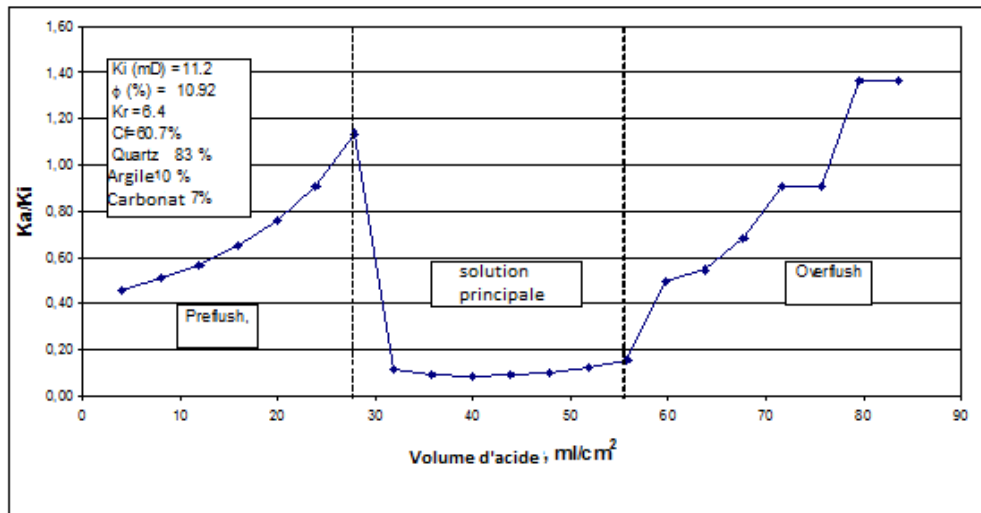


Figure a.18 : courbe d'ARC pour l'acidification de l'échantillon de puits OKN 53 par le S.A.2 [7]

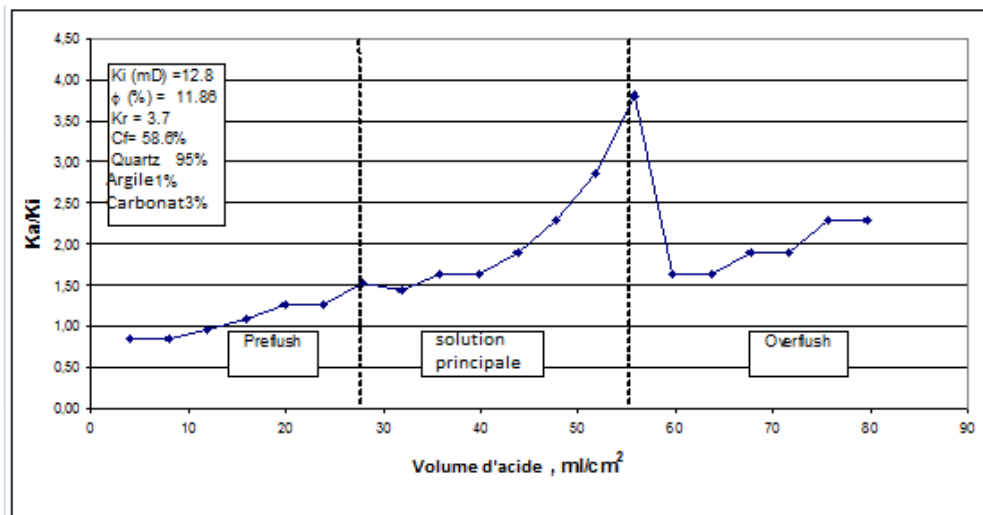


Figure a.19 : courbe d'ARC pour l'acidification de l'échantillon de puits OKN 53 par le S.A.3 [7]

Tableau 1 : effet de skin de plan SH [10]

PUITS	r_w	I perfo	Θ	a0	$r'(\Theta)$	S_H
	ft	Ft	degré	-	ft	-
OKN 53	0,25	1,004	60	0,813	1,019502	-1,40560863
OKN 660	0,25	0,843	60	0,813	0,888609	-1,2681964
OKS 51	0,25	1,004	60	0,813	1,019502	-1,40560863
BKHE 1	0,25	1,181	60	0,813	1,163403	-1,53764369
EAAN 1	0,25	0,951	60	0,813	0,976413	-1,36242473

Tableau 2 : effet de skin de convergence vertical S_v [10]

h perfo	r perfo	hd	Rd	a1	a2	b1	b2	a	b	S_v
l/shot/ft	ft	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,16666	0,012708	0,23941244	0,0025863	1,898	0,1023	1,3654	1,649	5,01301016	1,65253144	2,14919792
0,16666	0,013333	0,26963586	0,0026264	1,898	0,1023	1,3654	1,649	5,00033278	1,65258617	2,3128915
0,16666	0,012708	0,21280897	0,0024166	1,898	0,1023	1,3654	1,649	5,06895676	1,65229971	2,02718189
0,16666	0,014166	0,23411336	0,0031390	1,898	0,1023	1,3654	1,649	4,8533871	1,65328601	2,00874481
0,16666	0,0125	0,22583106	0,0023839	1,898	0,1023	1,3654	1,649	5,08019002	1,65225505	2,11503778

Tableau 3 : l'effet de wellbore S_{wb} [10]

Rwd	C1	C2	S_{wb}
0,19936204	0,0003	7,509	0,00134049
0,22872827	0,0003	7,509	0,00167121
0,19936204	0,0003	7,509	0,00134049
0,174703	0,0003	7,509	0,00111391
0,20815987	0,0003	7,509	0,00143204

Tableau 4 :skin multiphasique [10]

PUITS	Pb (kgf/cm ²)	Pwf (kgf/cm ²)	Sm
OKN53	190	149,16	0,9506026
OKN660	190	116,56	1,86680224
BKHE 1	190	232,68	-0,81696372
EAAN 1	190	277,85	-1,53420006
OKS 51	190	258,4	-1,24137931

Tableau 5 : skin de pénétration partiel [10]

Puits	Htu (m)	Hp (m)	Rw (ft)	Kh/kv	r_D	H_{pD}	h_{1D}	A	B	Spp
OKN 53	11,5	9,5	0,25	2,08	0,015	0,82	0,086	3,40	1,41	0,55
OKN660	12	8,5	0,25	1,86	0,015	0,70	0,145	3,09	1,47	1,05
OKS 51	19,5	15,5	0,25	1,64	0,010	0,79	0,102	3,31	1,43	0,78
BKHE 1	11,5	10,5	0,25	2,75	0,013	0,91	0,043	3,68	1,37	0,26
EAAN 1	15	10	0,25	1,66	0,012	0,66	0,166	3	1,5	1,36

Tableau 6 : skin de fracturation [10]

puits	R_w	X_f	S_f
OKN 53	0,25	0	0
OKN 660	0,25	0	0
OKS 51	0,25	2,54166667	-1,5091144
BKHE 1	0,25	0	0
EAAN 1	0,25	0	0

Tableau 7 : constants pour le Calcul de skin de perforation [10]

Angle de perforation	a(q)	a1	a2	b1	b2	c1	c2
0°	0,25	-2,091	0,0453	5,1313	1,8672	1,6 E-1	2,675
180°	0,5	-2,25	0,0943	3,0373	1,8115	2,6 E-2	4,532
120°	0,648	-2,018	0,0634	1,6136	1,777	6,6 E-3	5,32
90°	0,726	-1,905	0,1038	1,5674	1,6935	1,9 E-3	6,155
60°	0,813	-1,898	0,1023	1,3654	1,649	3 E-4	7,509
45°	0,86	-1,788	0,2398	1,1915	1,6392	4,6 E-5	8,791