

N° Série: ...../2019

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production**

Présenté Par :

**AL-shwssari Akram, Mohammed Husam, Alwerafi Mohammed Ahmed Ali**

**-THÈME-**

---

Le rôle des méthodes de l'acidification pour évaluer la production dans le champ  
Haoud Berkaoui (2009/2010)

---

Soutenue le : 13 / 06 / 2019 devant la commission d'examen

<b>Président:</b>	Dr. DADEN. A	M.C Univ. Ouargla
<b>Examineurs:</b>	Dr. DADA Saada	M.A Univ. Ouargla
<b>Encadreur :</b>	Dr. KORICHI Asma	M.A Univ. Ouargla
<b>Co-Encadreur</b>	Dr. DJABALLAH Brahim	Sonatrach

# *Remerciement*

*En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU, notre créateur pour nous avoir donnés la force pour accomplir ce travail.*

*Nous tiendrons également à remercier notre Co-encadreur et grand frère Mr : DJABALLAH Brahim pour avoir accepté de suivre cette étude.*

*Nous tenons aussi à remercier chaleureusement notre encadreur dr. KORICHI Asma pour son grand soutien au travail.*

*Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants de département des hydrocarbures de l'université d'Ouargla, qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire.*

# *Dédicace*

*Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, 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, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A tous mes frères.*

*A toute ma famille.*

*A tous mes amis.*

*A mes binômes.*

*A Tous ceux que j'aime et je respecte*

*Alwerafi Mohammed Ahmed Ali*

# *Dédicace*

*J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :*

*A celui qui a sacrifié sa vie pour que je sois un homme  
exemplaire, celui que m'a offert son Esprit, sa tendresse avec  
des fleurs pour réussir, il m'a tenu sa main dès ma tendre  
enfance sans qu'il bénisse de mon bonheur se cher papa, dieu  
le tout puissant lui bénisse son vaste paradis.*

*A ma très chère MERE*

*et Mes frères, et mes sœurs. Mes filles oncles Et mes oncles et  
mes tantes*

*ET toutes les personnes qui m'ont encouragé pour continuer  
mes études.*

*A toute la famille AL-SHAWSSARI.*

*AL-SHAWSSARI AKRAM*

# *Dédicace*

*Je dédie ce présent mémoire à ma famille.*

*Aux êtres qui me sont les plus chers mon père que le dieu lui bénisse et qui sacrifié toute sa vie a fin de me voir devenir ce que je suis.*

*À ma tendre mère qui a été à mes côtés et ma soutenu durant toute ma vie merci mes parents.*

*A mes frères et sœurs.*

*A mes oncles et mes tantes.*

*A mes chers amis.*

*Mohammed Husam Abdullah Hamoud*

## **Résumé**

Plusieurs types d'endommagements sont rencontrés dans les puits. Ces endommagements sont reliés soit à la production elle-même, soit aux opérations d'intervention sur les puits (opération de forage, work over, complétion et stimulation).

L'acidification est une technique visant l'amélioration de la productivité ou l'injectivité des puits d'huile et de gaz.

Dans une stimulation matricielle, des acides sont injectés dans la formation pour éliminer les endommagements aux abords du puits qui réduisent la productivité.

Les fluides de traitement sont injectés à des pressions d'injection inférieures à la pression limite de fracturation de la roche.

L'application de l'acidification matricielle dans les puits étudiés (BKRE1, OKN68) dans le champ de HBK a donné de bon résultat ce qui se matérialise par l'augmentation net de débit de production.

**Les mots clés:** HBK, forage, fluide de complétion, endommagement, acidification, skin, boue.

## **Abstract**

Several types of damage are found in the wells. These guys are connected either to the production itself or to response operations on wells (drilling operation, Work over, completion, and stimulation).

Acidification is a technique for improving the productivity or infectivity of oil and gas wells. In matrix stimulation, acid is injected into the formation to remove damage near the well that reduce well productivity.

Treatment fluids are injected at an injection pressure lower than the limit of fracturing pressure.

The application of the matrix acidification in most studied wells (BKRE1, OKN68) in the field of HBK gave good result which is materialized by the net increase production throughput.

**Keywords:** HBK, drilling, fluid of completion, damage, acidification, skin, mud.

## المخلص

تم العثور على عدة أنواع من الأضرار في الآبار. ترتبط هذه الأنواع بالإنتاج نفسه أو بعمليات الاستجابة (عملية الحفر، والانتهاؤ من العمل، والانتهاؤ، والتحفيز).  
تقنية التحميص هي لتحسين إنتاجية النفط والغاز. في تحفيز الصخرة، يتم حقن الحمض في التكوين لتقليل الضرر. يتم حقن سوائل المعالجة عند ضغط حقن أقل من ضغط الحد للتكسير في الصخر.  
إن تطبيق عملية التحميص في هذين البئرين BKRE1 ، OKN68 في الحقل البترولي HBK أدى إلى زيادة إنتاجية الإنتاج.  
**كلمات مفتاحية :** أضرار، آبار، التحفيز، حمض، إنتاجية، مصفوفة، حقن.

## Nomenclature

<b>CFPA</b>	La Compagnie Française de Pétrole Algérien	
<b>TAGS</b>	Trias Argilo-Gréseux Supérieur	
<b>TAGI</b>	Trias Argilo-Gréseux Inférieur	
<b>WOC</b>	Water Oil Contact	
<b>GOC</b>	Gas Oil Contact	
<b>S</b>	Skin	
<b>K</b>	Perméabilité du réservoir	md
<b>K<sub>s</sub></b>	Perméabilité de la zone endommagée	md
<b>R<sub>s</sub></b>	Rayon de la zone endommagée	ft
<b>R<sub>w</sub></b>	Rayon du puits.	ft
<b>KH</b>	Perméabilité horizontale	md
<b>Se</b>	L'endommagement réel aux abords du puits	
<b>Sp</b>	La perte de charge due aux perforations	
<b>Sc</b>	L'étranglement de l'écoulement du à la pénétration partielle	
<b>IP</b>	Indice de productivité	m <sup>3</sup> /h/ bar
<b>Q<sub>o</sub></b>	Débit d'huile	m <sup>3</sup> /j ou bbl/d
<b>P<sub>i,G</sub></b>	Pression de gisement	bar ou psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	Pression dynamique de fond de puits	bar ou psi
<b>ΔP<sub>s</sub></b>	Chute de pression supplémentaire due au Skin	bar ou psi
<b>Q<sub>o</sub></b>	Débit d'huile dans les conditions de fond	m <sup>3</sup> /j ou bbl/d
<b>Q<sub>w</sub></b>	Débit d'eau dans les conditions de fond	m <sup>3</sup> /j ou bbl/d
<b>q<sub>g</sub></b>	Débit de gaz dans les conditions de fond	m <sup>3</sup> /j ou bbl/d
<b>μ<sub>o</sub></b>	La viscosité d'huile	cp
<b>B<sub>o</sub></b>	Facteur volumétrique FVF	m <sup>3</sup> / m <sup>3</sup>
<b>H</b>	Hauteur utile de la couche productrice	m ou ft
<b>P<sub>ws</sub></b>	Pression statique de fond de puits	bar ou psi
<b>T<sub>p</sub></b>	Temps de production	heurs
<b>C<sub>t</sub></b>	Compressibilité totale	psi-1
<b>Φ</b>	Porosité fraction	
<b>WOR</b>	Water Oil ration	
<b>GOR</b>	Gas Oil ration	
<b>H<sub>t</sub></b>	Hauteur totale	m ou ft



<b>H<sub>u</sub></b>	Hauteur utile	m ou ft
<b>PLT</b>	Production logging tool	
<b>W.O</b>	Work over	
<b>BU</b>	Build-up	
<b>P<sub>t</sub></b>	Pression tête du puits	psi
<b>S<sub>w</sub></b>	Saturation d'eau fraction	
<b>S<sub>g</sub></b>	Saturation de gaz fraction	
<b>gf</b>	Le gradient de fracturation	psi.ft
<b>AOF</b>	Absolute open flow	m <sup>3</sup> /j ou bbl/d
<b>IPR</b>	Inflow performance relation ship	
<b>VLP</b>	Vertical Lift Performance	
<b>V<sub>acide</sub></b>	Volume d'acide utilisé pour le traitement principal	m <sup>3</sup>
<b>P<sub>fond</sub></b>	La pression de traitement au fond du puits	psi
<b>P<sub>hyd</sub></b>	La pression hydrostatique	psi
<b>P<sub>inj surface</sub></b>	La pression d'injection maximale en surface	psi
<b>P<sub>T.fond</sub></b>	La pression de traitement au fond du puits	psi
<b>HF</b>	Acide Fluorhydrique.	
<b>HCL</b>	Acide Chlorhydrique	

# Table des matières

<b>INTRODUCTION</b> .....	1
<b>I. PRESENTATION DE LA REGION DE HAUD - BERKAOUI</b> .....	2
I.1 Introduction.....	2
I.2 Situation géographique .....	2
I.3 Historique de la région.....	3
I.4 Les principaux champs de HBK .....	4
I.4.1 Champ de Haoud Berkaoui (HBK).....	4
I.4.2 Champ de Benkahla (BKH).....	4
I.4.3 Champ de Guellala (GLA).....	5
I.4.4 D'autres petits champs périphériques .....	5
I.5 Etude du champ de Haoud-Berkaoui .....	5
I.5.1 Aspect structural .....	5
I.6 Stratigraphie du champ de Haoud- Berkaoui.....	6
I.6.1 Cénozoïque .....	6
I.6.2 Mésozoïque.....	6
I.6.3 Paléozoïque.....	8
I.7 Aperçu sur les trois réservoirs .....	10
I.7.1 Série inférieure.....	10
I.7.2 Trias argilo- gréseux T1.....	10
I.7.3 Trias argilo - gréseux T2.....	10
I.8 Les caractéristiques initiales du réservoir.....	11
I.9 Les caractéristiques petrophysiques des champs de (HBK) .....	11
I.10 Les problèmes et les remèdes d'exploitation.....	12
I.10.1 Les problèmes .....	12
I.10.2 Les remèdes .....	12
<b>CONCLUSION</b> .....	13
<b>II. NOTION DE L'ENDOMMAGEMENT</b> .....	14
II.1 Introduction.....	14

II.2	Définition de l'endommagement .....	14
II.3	Localisation de l'endommagement .....	14
II.3.1	Au fond du puits .....	14
II.3.2	A la paroi du puits.....	14
II.3.3	Aux abords des puits.....	15
II.3.4	Accumulations de particules .....	15
II.4	L'origine de l'endommagement de la formation .....	15
II.4.1	Endommagement du a la formation.....	16
II.4.2	Endommagement due aux opérations sur puits (forage, work-over et snubbing) .....	17
II.4.3	Endommagement due aux perforations .....	18
II.4.4	Invasion du filtrat de ciment .....	19
II.4.5	Endommagement du a la stimulation.....	19
II.4.6	Endommagement du a l'injection d'eau .....	19
II.5	Détection des endommagements.....	19
II.5.1	Echantillonnages et analyses de laboratoire .....	20
II.5.2	Essais de puits.....	20
II.5.3	Historique complet du puits .....	20
II.5.4	Diagraphies de production (PLT, ...) .....	20
II.6	Notion de skin (coefficient d'endommagement) .....	20
II.6.1	Définition .....	20
II.6.2	Origine de skin.....	21
II.6.3	Effet de skin sur la perméabilité .....	22
II.6.4	Effet de skin sur la productivité .....	23
II.7	Expression de l'endommagement .....	26
II.7.1	Puits idéal.....	26
II.7.2	Puits endommage .....	26
II.7.3	Expression de l'endommagement .....	28
	<b>CONCLUSION</b> .....	<b>29</b>

<b>III. ACIDIFICATION MATRICIELLE</b> .....	30
III.1 Introduction.....	30
III.2 Notion de stimulation.....	30
III.3 Les principaux types de stimulation .....	30
III.3.1 La fracturation hydraulique.....	30
III.3.2 La fracturation a l'acide .....	30
III.3.3 L'acidification .....	31
III.3.4 Lavage aux solvants .....	31
III.4 Théorie de l'acidification.....	31
III.4.1 Définition .....	31
III.4.2 Buts de l'acidification .....	32
III.4.3 Informations nécessaires a tout projet d'acidification .....	32
III.4.4 Justification d'un traitement par acidification.....	34
III.4.5 Critères pour une acidification .....	34
III.4.6 Les différentes étapes d'un traitement à l'acide.....	35
III.5 Acidification des réservoirs carbonates .....	38
III.5.1 Caractéristiques des formations carbonatées .....	38
III.5.2 Action des acides.....	38
III.6 Acidification des réservoirs gréseux .....	39
III.6.1 Caractéristiques des formations gréseuses .....	39
III.6.2 Action des acides sur les réservoirs gréseux .....	40
III.7 Les principaux acides utilisés à HBK .....	43
III.7.1 Mud and silt remover ( M.S.R) .....	43
III.7.2 Break down acid (B.D.A).....	44
III.7.3 Dowell acid dispersion (D.A.D).....	44
III.7.4 Formulation Sandstone 2000 .....	44
III.7.5 Autres types d'acides .....	45
III.8 Les additifs.....	46
III.8.1 Inhibiteurs de corrosion.....	46

III.8.2	Agents complexant du fer .....	46
III.8.3	Les agents désémulsifiants et antisludges .....	46
III.8.4	Les agents tensioactifs (surfactants) .....	47
III.8.5	Les agents de diversion .....	47
III.8.6	Les stabilisateurs d'argile.....	47
III.9	Choix du type d'acide .....	47
III.10	Calculs nécessaires pour l'acidification.....	48
III.10.1	Calcul du volume d'acide nécessaire pour l'acidification .....	48
III.10.2	Calcul du débit d'injection .....	49
III.10.3	Calcul de la pression maximale d'injection .....	50
III.10.4	La pression de traitement en surface .....	50
III.10.5	La pression de traitement au fond du puits .....	50
III.10.6	La pression hydrostatique .....	51
	<b>CONCLUSION</b> .....	52
	<b>IV. ETUDES ET ANALYSES DE CAS</b> .....	53
IV.1	Introduction.....	53
IV.2	Résultats de diagraphie des puits étudiés.....	53
IV.3	Etude de cas .....	54
IV.3.1	Puits BKRE1 .....	54
IV.3.2	Puits OKN68.....	60
	<b>CONCLUSION GENERALE</b> .....	65

## Liste des tableaux

Tableau I.1: Les caractéristiques pétrophysiques moyennes .....	12
Tableau IV.1: Résultats de diagraphie .....	53
Tableau IV.2: Données du puits BKRE1 .....	54
Tableau IV.3: Composition de boue du puits BKRE1 .....	54
Tableau IV.4: Données du well test du puits BKRE1 .....	54
Tableau IV.5: Evolution de la production .....	55
Tableau IV.6: Analyse des dépôts du puits BKRE1 .....	55
Tableau IV.7: Les pseudo-skins du puits BKRE1.....	56
Tableau IV.8: Volume d'acide utilisé et calculé d'après l'ARC, du puits BKRE1 .....	56
Tableau IV.9: Analyse nodale du puits BKRE1 .....	57
Tableau IV.10: Les débits avant et après acide du puits BKRE1 .....	57
Tableau IV.11: PLT avant et après acide du puits BKRE1 .....	58
Tableau IV.12: Caractéristiques minéralogiques des bancs .....	59
Tableau IV.13: Données du puits OKN68 .....	60
Tableau IV.14: Données de well test du puits OKN68 .....	60
Tableau IV.15: Evolution de débit de production OKN68 .....	60
Tableau IV.16: Les pseudo-skins du puits OKN68.....	61
Tableau IV.17: Analyse nodale du puits OKN68 .....	62
Tableau IV.18: Evolution de la pression de gisement du puits OKN68 .....	62
Tableau IV.19: PLT avant et après acide du puits OKN68.....	63
Tableau IV.20: Caractéristiques minéralogiques des bancs du puits OKN68 .....	64

## Liste des Figures

Figure I.1: Situation géographique de Haoud- Berkaoui. ....	3
Figure I.2 : Carte des principaux champs de la région de HBK.....	5
Figure I.3: Colonne stratigraphique du champ de Haoud- Berkaoui. ....	9
Figure I.4: Section stratigraphique du trias argileux-gréseux .....	11
Figure II.1: Localisation du colmatage .....	15
Figure II.2: Le Skin .....	21
Figure II.3: Les perfos .....	21
Figure II.4: L'effet de pénétration partielle.....	22
Figure II.5: Influence du skin sur la productivité.....	25
Figure II.6: Evolution de la pression de fond après fermeture du puits (cas du puits idéal)....	26
Figure II.7: Evolution de la pression de fond après fermeture du puits .....	27
Figure II.8 : Présentation de la chute de pression due à l'endommagement .....	27
Figure III.1 : Acidification des matrices .....	31
Figure III.2: Constituants typiques des grés.....	40
Figure IV.1: Historique des débits du puits BKRE1 .....	55
Figure IV.2: Analyse Nodale du puits BKRE1 .....	57
Figure IV.3: Evolution des débits avant et après acide du puits BKRE1.....	58
Figure IV.4: PLT avant et après acide du puits BKRE1 .....	59
Figure IV.5: Evolution de la production du puits OKN68.....	61
Figure IV.6: analyse nodale prévisionnelle.....	62
Figure IV.7: Evolution de la pression de gisement du puits OKN68.....	63
Figure IV.8: Graphe présentatif des interprétations du PLT avant et après acide.....	63

## INTRODUCTION

L'huile et le gaz constituent les matières premières de grande importance dans le domaine de l'industrie, ils sont considérés comme les principales sources d'énergie.

L'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz consiste à ramener les hydrocarbures du réservoir jusqu'en surface. Toutefois, durant la vie d'un gisement, la productivité des puits diminue après une certaine période de production et ceci est dû soit à une déplétion naturelle soit à la suite d'un éventuel endommagement de la roche réservoir. Ce dernier peut être évalué aux moyens des essais de puits.

La stimulation peut se définir comme la création artificielle aux abords du puits d'une zone dans laquelle l'écoulement des fluides est facilité soit par accroissement de la perméabilité dans la formation, soit par réduction de la viscosité de ces fluides.

L'injection d'acide est une technique de stimulation fréquemment utilisée depuis plus de cinquante ans pour améliorer la productivité ou l'injectivité des puits

Le but d'un traitement par acidification est l'élimination d'un colmatage aux abords des puits et la restauration de la perméabilité initiale de la couche, mais il serait faux d'en conclure que l'injection d'un acide dans une formation sédimentaire entraîne toujours une amélioration de la production.

Avant le traitement par acidification il y a lieu de procéder à une étude complète afin d'identifier l'endommagement, sa position, son type et son origine, et une étude au laboratoire pour mieux sélectionner le type d'acide adéquat, la technique à utiliser et un calcul économique, pour évaluer la rentabilité du traitement.

Dans cette étude on va évaluer et interpréter les résultats de well test du puits BKRE1 et KON68 du champ de HAUD BERKAOUI et la proposition de rendre le processus d'acidification selon les résultats des étapes suivantes :

- Identification et analyse des endommagements dans ce champ.
- Différents calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification matricielle.
- Evaluation et interprétation des résultats d'acidification.



## I. PRESENTATION DE LA REGION DE HAUD - BERKAOUI

### I.1 Introduction

La plate-forme saharienne est située au Sud de l'Algérie alpine et appartient au Craton Nord-Africain. Elle comprend un socle Précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes.

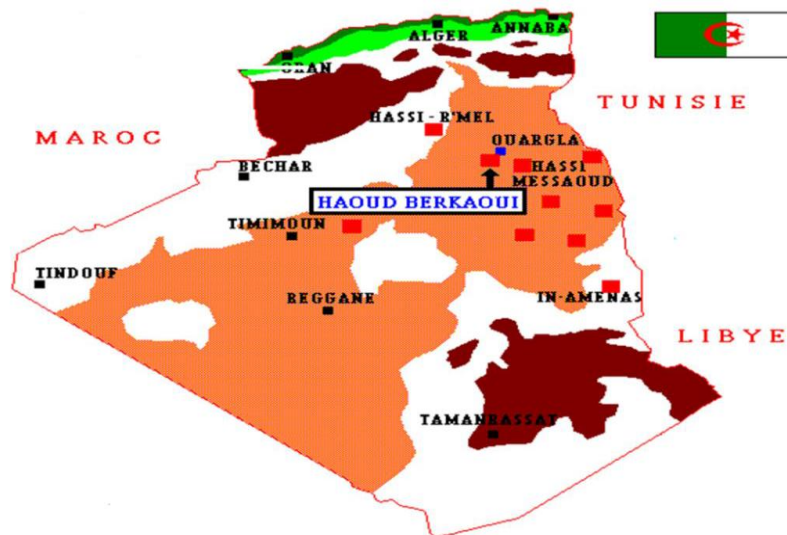
Le champ de Haoud- Berkaoui se situe au Nord du Sahara Algérien. C'est l'un des dix principales zones productrices d'hydrocarbures de ce dernier avec une superficie globale d'environ 6300 km<sup>2</sup> et des réserves de 347,5.10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique.[1]

### I.2 Situation géographique

La région de Haoud-Berkaoui fait partie du bassin d'Oued-Mya. Ce dernier se situe dans la partie Nord de Sahara Algérien. Elle se trouve à une trentaine de kilomètres au Sud-Ouest de la wilaya d'Ouargla. Géologiquement elle se positionne entre les deux régions de Hassi-Messaoud et de Hassi- R'mel à 700 km au Sud- Est de la capitale, Alger et à environ 100 km à l'Ouest de Hassi- Messaoud (Figure I.1).

Cette région est constituée de terrains d'âge Cambrien. Elle est limitée au point de vue gisement, par la zone haute de Djamaa –Touggourt au Nord, par le môle de Talemzane (Hassi-R'mel) au Nord-Ouest et le môle de Hassi Messaoud au Sud-Est.

La région de Haoud-Berkaoui se situe au Nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc438). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidente orientée NE-SO. [1]



**Figure I.1: Situation géographique de Haoud- Berkaoui.**

### **I.3 Historique de la region**

La direction régionale de Haoud Berkaoui se trouve dans la commune de Rouissat à 25 km du chef-lieu de la wilaya d’Ouargla. La région a été gérée par Hassi- Messaoud jusqu’à 1975, l’année dans laquelle est devenue autonome.

Les études géophysiques réalisées dans la région de Ouargla ont permis de connaître l’existence de deux (2) structures appelées : Haoud Berkaoui et Benkahla, toutes les deux situées sur une surface d’exploitation de 1600 km<sup>2</sup>. [2]

Le premier sondage de la région était à Ouargla en 1963. C’était en Mars 1965 qu’on a implanté le premier sondage OK101 au sommet de la structure de Haoud Berkaoui qui a localisé une accumulation d’huile légère d’une densité  $d=0.8$  dans la série inférieure (SI) du Trias argilo gréseux (TAG) par la Compagnie Française de Pétrole Algérien (CFPA). Ce forage a atteint le Gothlandien à 3327,8 m (premier horizon Paléozoïque rencontré sous la discordance Triasique). [3]

Le test de production effectué par la CFPA donna un débit de 11 m<sup>3</sup>/h avec une pression de gisement de 520 kg/cm<sup>2</sup> et un GOR de 101 m<sup>3</sup>/h. Ce test réussit était promoteur, il persuada les producteurs à implanter d’autres puits aux alentours de la structure, ce qui a permis de mettre en évidence d’autres gisements périphériques. [3]

A ce jour, 100 puits sont en exploitation, repartis sur l'ensemble des champs, dont 73 puits en gaz lift et 27 éruptifs. Les autres puits qui sont au nombre de 26 sont des puits injecteurs d'eau du maintien de pression. La production cumulée depuis l'origine est de 86 millions de m<sup>3</sup>, pour des réserves en place de 472 millions de m<sup>3</sup>.

Toutes les quantités d'huiles et de gaz récupérées sont acheminées vers les différents centres de production de la région. Les activités principales de la région sont :

- La production d'huile.
- La production de gaz associé (gaz de vente et gaz lift) .
- L'injection d'eau.

Sa production d'huile est reliée au 28" Haoud- EL- Hamera/ Arzew par un 10" à partir des centres de production de Haoud Berkaoui (production de Berkaoui et de Benkahla) et un 8" à partir du centre de Guellala (production de Guellala, Guellala Nord- Est et la périphérie). [4]

### **I.4 Les principaux champs de HBK**

La région de Haoud Berkaoui est composée essentiellement de trois champs principaux (Berkaoui, Benkahla, Guellala) et des petites structures de la périphérie qui sont répartis sur une superficie de 6300 km<sup>2</sup>.

Les principaux champs sont :

#### **I.4.1 Champ de Haoud Berkaoui (HBK)**

Fût découvert en Mars 1965 par la Compagnie française de pétrole Algérien (CFPA) par le forage du puits OK101 situé au sommet de la structure. [16]

Il s'étend sur une superficie de 175 km<sup>2</sup>. La mise en production de ce gisement a eu lieu en Janvier 1967. La profondeur moyenne est de 3550 m. Il produit par sa propre pression de réservoir aidée par l'injection d'eau pour le maintien de pression (dans certaines zones) et le gaz-lift.

#### **I.4.2 Champ de Benkahla (BKH)**

Découvert en Novembre 1966 par la même Compagnie (CFPA) par le forage du puits OKP24 sur une superficie de 72 km<sup>2</sup>. Le champ de Benkahla a été mis en production le 02 Mai 1967. La profondeur moyenne est de 3550 m. Il produit par sa propre pression de réservoir aidée par le maintien de pression et le gaz lift.

## I.4.3 Champ de Guellala (GLA)

Ce gisement est découvert le 28 Octobre 1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35 km<sup>2</sup>. Sa mise en production a eu lieu en Février 1973. La profondeur moyenne est de 3500 m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz- lift.

## I.4.4 D'autres petits champs périphériques

Parmi ces champs on peut citer :

N'Goussa.

Draa Tamra.

Moukh El Kebch.

Garete Chouf.

Mellala. Arif.

Sahane.

Boukhazana.

El Haicha.

Ouarsenis.

Bab El Hattabet .

Takhoukhet.

Haniet El Moukhta.

Hanjet Rel Beida.

Kef El Agoub.

Guellala Nord-Est.

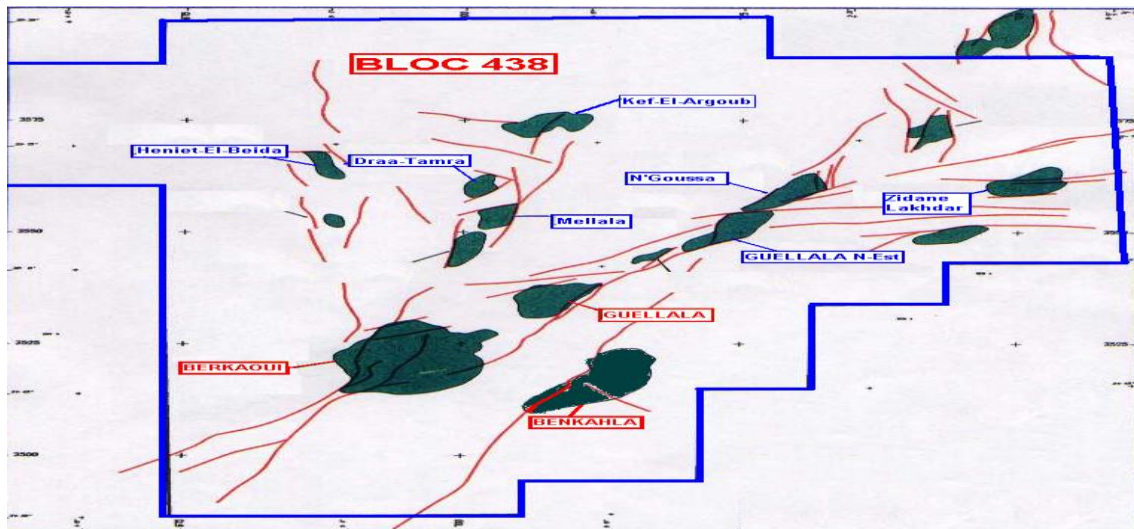


Figure I.2 : Carte des principaux champs de la région de HBK

## I.5 Etude du champ de Haoud-Berkaoui

### I.5.1 Aspect structural

La structure de Haoud Berkaoui est un vaste anticlinal faillé avec une fermeture structurale à la cote (3324 m) et une surface fermée de 175 km<sup>2</sup> ; elle constitue la plus grande structure du bassin d'Oued Mya. Elle a été soumise à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales subméridiennes de même

direction qui définissent un horst central. Elles sont noté (f1, f2) et leur rejet peut atteindre 150m au toit de la structure.

Le toit du Trias argilo-gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3300 à 3500 m.

La structure est un anticlinal orienté Nord-Sud d'environ 22 km de long et 15 km de large avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au-dessus du contact huile/eau.

### I.6 Stratigraphie du champ de Haoud- Berkaoui

#### I.6.1 Cénozoïque

Il est généralement représenté par les dépôts détritiques du Mio-Pliocène sur une épaisseur de 0 à 50 m environ. Il est constitué d'alternance de grès roux et beige, ciment calcaire et calcaire gréseux roux avec passées de sable blanc et de grès peu consolidés Cette formation repose en discordance alpine sur le Mésozoïque.

#### I.6.2 Mésozoïque

Il se compose de :

##### a-Crétacé :

Il est sur toute l'étendue du bassin. Sa partie inférieure comporte des Grès et des argiles continentales, alors que sa partie supérieure est composée essentiellement de carbonates et des sédiments argileux marins. Sa subdivision du bas vers le haut est comme suit :

- **Néocomien** : c'est un ensemble Argileux, carbonaté par endroit avec quelques intercalations d'argile. Son épaisseur est de l'ordre de 180 m.
- **Barrémien** : il est constitué de grès brun rouge, fins à moyens, qui passe à du sable fin à grossier avec des intercalations d'Argile et de calcaire. Son épaisseur est de 350 m.
- **Aptien** : c'est une série carbonatée et dolomitique issue d'un dépôt marin sur une grande étendue. Elle est constituée d'une couche d'épaisseur comprise entre 20 à 30 m qui est facilement identifiée lors du forage et sur les logs de diagraphie.
- **Albien** : c'est un ensemble de grès et d'argile de 400 à 470 m d'épaisseur, comportant quelques intercalations dolomitiques.
- **Cénomaniens** : c'est une alternance de grès et d'argile dolomitique accompagnée d'une présence d'anhydrite. Son épaisseur moyenne est de 130 m.
- **Turonien** : il est constitué d'un dépôt marin carbonaté légèrement dolomitique dont la partie supérieure est un calcaire avec de fines passées argileuses à la partie inférieure. Son épaisseur moyenne est de 80 m.

- **Sénonien** : Il est composé de :
  - Sénonien lagunaire à la base constituée essentiellement d'anhydrite et de carbonate dont l'épaisseur est de 400 m environ.
  - Sénonien carbonaté au sommet caractérisé par une dominance de carbonate, et dont l'épaisseur moyenne est de 160 m.

### b- Jurassique

Il comprend du bas au haut :

#### - *Lias* :

Il comprend :

- **Lias salifère** : c'est une formation de 80 m d'épaisseur, formée de sels massifs avec des fines passées d'argile.
- **Lias anhydritique** : c'est une alternance à dominance anhydritique. Son épaisseur est de 260 m environ.

#### - *Dogger* : il comprend :

- **Dogger lagunaire** : il est constitué de marne et d'argile grise avec des intercalations d'anhydrite blanche. Son épaisseur est de 110 m environ.
- **Dogger argileux** : il est constitué d'argile grise, tendre à plastique parfois siliceuse. Son épaisseur est de l'ordre de 205 m.

- **Malm** : il est constitué d'argile rouge, tendre à plastique parfois sableuses à passées de dolomie beige cristalline dure. Son épaisseur peut atteindre les 200 m.

### c- Trias

Il est représenté par :

- **Le trias argilo-gréseux** : il renferme les principaux réservoirs de la région. Il est constitué du bas vers le haut de :
  - **Série inférieure** : elle représente le principal réservoir de la région avec une épaisseur de 50 m, constituée par des roches gréseuses intercalées par des roches argileuses.
  - **Série éruptive (andésites)** : c'est une série volcanique avec une épaisseur variable constituée par des roches éruptives.
  - **Trias argilo- gréseux T1** : cette formation représente le réservoir secondaire de la région dont l'épaisseur varie de 15 à 34 m. Il est constitué de :
    - \* Argile brun- rouge à grise, dolomitique et silteuse par endroit.
    - \* Grés fins gris à brun- rouge à ciment d'argile et carbonate.
    - \* Argile brun- rouge légèrement dolomitique.

- **Trias argilo- gréseux T2** : cette formation représente les indices de présence d'huile mais vue sa compaction, elle n'est exploitée que dans quelques puits. Elle est constituée par des grés fins cimentés par du sel. [4]

- **Le trias argilo-salifère** : c'est une excellente couverture aux différents réservoirs triasiques, elle est constituée de deux ensembles qui sont respectivement de bas en haut:

- **Le trias argileux** : c'est la couche couverture des réservoirs triasiques, son épaisseur est de l'ordre de 120 m. Elle est constituée essentiellement d'argile.
- **Le trias salifère** : c'est une alternance de sel, d'anhydrite et d'argile. Son épaisseur est de l'ordre de 450 m.

### I.6.3 Paléozoïque

Le Gothlandien a été le premier et le seul horizon paléozoïque reconnu entièrement sous la discordance triasique. Il constitue la roche mère principale du bassin triasique dont l'épaisseur est de 20 m. Il est représenté essentiellement par des argiles indurées et sorteuses à noir, quelquefois plastiques, avec des intercalations de grés fin blanc à gris beige. La zone carbonatée radioactive apparaît à partir de 3653 m.



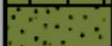


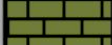
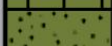
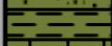




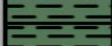
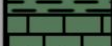
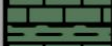








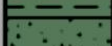
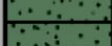


		Stratigraphie		Lithologie	
Cenozoic	Tertiaire	Mio-Pliocene			Grès et argiles
		Sen carbo.		80	Anhydrite massive
Mésozoïque	Crétacé	Sen anhy.		227	Anhydrite massive
		Sen salt		203	Sel massif
		Turonien		68	Calcaire graveleux
		Cénomannien		153	Dolomie et marnes
		Albien		495	Grès à intercal d'argiles sables
		Aptien		25	Dolomie et marnes
		Barrémien		381	Sables dolomitiques, calcaires, marnes
		Néocomien		176	Grès à passées, argiles, anhydritiques
		Jurassique	Malm		237
	Dogger arg.			147	Anhydrites, dolomie, argile, salite
	Dogger lag.			111	Anhydrite et dolomie, argiles, silt
	Lias anhy.			265	Anhydrites massives, dolomie, argiles
	Lias salif.			55	Sel massif, incolore à rose
	Lias Hor. B			28	Argile plastique salifère
	Lias S1+S2			251	Sel massif à passées d'argiles, marnes, anhy
	Lias S3			242	Sel massif, incolore à rose
	Lias argil			64	Argile plastique salifère
	Trias	Argil -Salif.		46	Sel incolore
		Argiles -inf.		15	Argile silteuse
		T2		25	Grès fin argile, silt
T1			27	Grès argileux	
RU			22	Andésites altérées	
Série inf.			50	Succession de séquences grès argiles	
Paléozoïque		Silurien			Argiles grès fins
		Prof finale			

Figure I.3: Colonne stratigraphique du champ de Haoud- Berkaoui. [18]



### **I.7 Aperçu sur les trois réservoirs**

La région de Haoud- Berkaoui est caractérisée par la présence de trois réservoirs qui sont :

#### **I.7.1 Série inférieure**

C'est le réservoir principal du champ. Il est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétrophysiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métrique à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de grés fins à moyens et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques. [17]



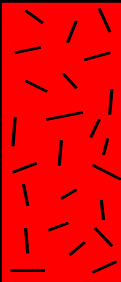


#### **I.7.2 Trias argilo- gréseux T1**

Cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Elle comprend une séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo- carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement. [4]

#### **I.7.3 Trias argilo - gréseux T2**

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

**HAOUD BERKAOUI**  
**SECTION STRATIGRAPHIQUE DU TRIAS ARGILO-GRESEUX**

Age	Prof.	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
<b>T R I A S  A R G I L O  G R E S E U X</b>	3400	<b>T-2</b>		Altern.d'argile silteuse et de silts, passées de gres beige à cim.argilo-dolomitique	<b>20 à 25m</b>
	3425	<b>T-1</b>		Alternance d'argile et de silts passées de gres beige ciment argilo siliceux fine altercal.de gres gris-blanc.	<b>25 à 30 m</b>
	3460	<b>ERUPTIF</b>		Andesite brun-rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates.Fines intercalations de joints d'argile ferrugineuse.	<b>0 à 75 m</b>
	3490	<b>SERIE INFERIEURE</b>		Grés gris beige fin,moy à grossier.Ciment carbonaté à siliceux.Passées de films d'argile verdâtre .Presence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	<b>15 à 60 m</b>
	3600	<b>GOTHLANDIEN</b>		Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	<b>300 à 900m</b>

**Figure I.4: Section stratigraphique du trias argileux-gréseux**

**I.8 Les caractéristiques initiales du réservoir**

- Les niveaux producteurs: Le T<sub>1</sub> et la SI du TAG, le T<sub>2</sub> est généralement compact.
- La température moyenne du réservoir: 100°C.
- La hauteur totale moyenne de la SI (série inferieure): 47 m.
- La hauteur totale moyenne du T<sub>1</sub>: 30 m.
- La surface de la SI (série inferieure): 41,1 km<sup>2</sup>.<sup>[4]</sup>

**I.9 Les caractéristiques petrophysiques des champs de (HBK)**

Les caractéristiques petrophysiques sont regroupés sa dépend les champs de la région

**Tableau I.1: Les caractéristiques pétrophysiques moyennes**

CARACTERISTIQUES	HAOUD BERKAOUI	BENKAHLA	GUELLALA
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm <sup>2</sup> )	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm <sup>2</sup> )	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne $\Phi$ (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne Sw (%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m <sup>3</sup> )	143,9.10 <sup>+6</sup>	100.10 <sup>+6</sup>	103,6. 10 <sup>+6</sup>

### I.10 Les problèmes et les remèdes d'exploitation

Après des années d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître. [3]

#### I.10.1 Les problèmes.

- La diminution de la pression du gisement qui est un phénomène naturel pour les gisements d'hydraulique.
- Les venues d'eau surtout les bancs aux (Guellala).
- Colmatage des abords des puits par la boue utilisé durant de forage du réservoir.
- Le bouchage des perforations par la décantation des particules solides entraînées par le fluide produit.

#### I.10.2 Les remèdes

- La mise en service de l'injection d'eau pour le maintien de la pression de gisement.
- Les déviations (Side Track) pour éviter de produire les bancs envahis par l'eau.
- Les opérations d'acidification pour la stimulation de réservoir.
- Les opérations de fracturation (Skin by pass).
- Le dessalage au fond en continu pour les puits fortement salés.
- Le travail au câble pour lutter contre les dépôts.

### CONCLUSION

La structure de Haoud Berkaoui est un vaste anticlinal faillé de direction NNE- SSO. Les terrains rencontrés sont d'âge allant du Paléozoïque jusqu'à Cénozoïque.

La zone pétrolière de Berkaoui est constituée de trois principaux champs; Haoud Berkaoui, Benkahla, Guellala ; cette zone est liée aux grés Triasiques. La série inférieure de Trias argilo-gréseux, située à une profondeur moyenne de 3350 mètre, et le principal réservoir productif d'huile du bloc, surmonté par le réservoir T1 et a un degré moindre par le Gothlandien.

### II. NOTION DE L'ENDOMMAGEMENT

#### 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. [5]

Dans ce chapitre nous passerons en revue la nature d'endommagement, son origine, sa localisation ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production.

#### II.2 Définition 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 voir même le tubing de production.

Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface. [5]

#### II.3 Localisation de l'endommagement

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, le ( Fig. II. 1) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits. [7]

##### 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, sable) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltènes).

##### II.3.2 A la paroi du puits

- **Cake externe** : Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide les parois du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation.

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

### II.3.3 Aux abords des puits

- **Le cake interne :** Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.
- **La zone envahie :** Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer : Changement de mouillabilité ; Formation d'émulsions ; Gonflement et /ou délitage des argiles ; Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.

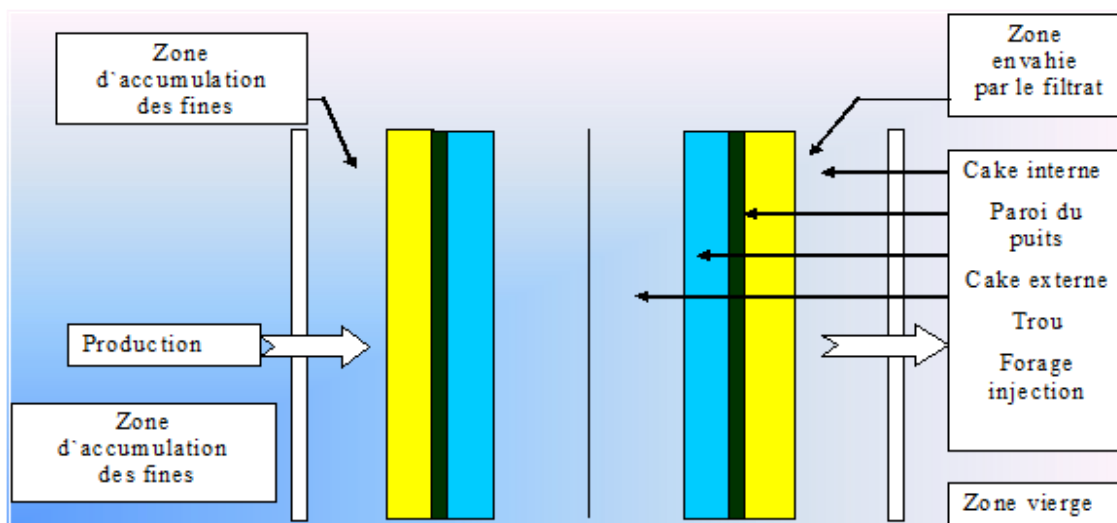


Figure II.1: Localisation du colmatage

### II.3.4 Accumulations de particules

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

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

Tous les puits sont susceptibles d'avoir des endommagements qui donne lieu à des chutes de leur productivité jusqu'au blocage complet de la zone productrice. [21]

Plusieurs facteurs liés à la production, au forage et aux différentes interventions de work over entrent en jeu et provoquent l'endommagement et le colmatage du réservoir, ce qui nécessite d'effectuer des stimulations.

### II.4.1 Endommagement du a la formation

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

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

#### a. Dépôts de sel

Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés.

Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perfos voire même du tubing de production.

Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ; mais cette eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le  $BaSO_4$  (Sulfates de Baryum).

#### b. Dépôts organiques (asphaltènes)

Les dépôts d'asphaltènes, cause un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation.

Bien que les mécanismes de déposition des asphaltènes soient nombreux, les facteurs suivants sont mis en évidence par les experts pour expliquer cette floculation.

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

### **c. Dépôts des paraffines**

Contrairement aux asphaltènes, la précipitation des paraffines est favorable quand il y a une baisse de pression et de température durant la production. Ils sont plus probables de se déposer dans le tubing.

### **d. dépôts des sulfates**

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

Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation. Les dépôts de sulfates les plus courants sont: BaSO<sub>4</sub>, CaSO<sub>4</sub>, SrSO<sub>4</sub>. On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim.

### **e. Migration des fines**

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

### **f. Gonflement des argiles**

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

## **II.4.2 Endommagement due aux opérations sur puits (forage, work-over et snubbing)**

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

### **a. Le colmatage des perforations**

Au cours des opérations de Work Over ou de snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.



### **b. Formation d'une émulsion**

L'invasion de la formation par le filtrat de 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).

### **c. Changement de mouillabilité**

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau.

Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation de sludge ou d'émulsion) peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

### **d. Water Block**

Le phénomène de water blocking peut être défini comme un obstacle au flux des fluides de réservoir et il est causé par l'augmentation de l'eau aux abords du puits ainsi cette augmentation se traduit par une baisse de perméabilité relative à l'huile ou au gaz. Il se produit par suite de l'invasion de la boue dans la formation au cours du forage ou pendant les travaux de chantier (work over, snubbing) ou bien pendant la production avec un WOR élevé.

Le water block a autant de chances de se produire que :

- \* La perméabilité de la couche est plus faible.
- \* La pression de la couche est moins élevée.

Un water block est traité généralement par la réduction des tensions entre les phases, l'utilisation des tensioactifs permet de réduire les tensions interfaciales (water/oil) et l'utilisation des acides alcooliques permet de réduire par conséquent les tensions superficielles (water/gas).

### **II.4.3 Endommagement due aux perforations**

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

### II.4.4 Invasion du filtrat de ciment

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

### II.4.5 Endommagement du a la stimulation

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires si l'acide utilisé n'est pas convenable.

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

### II.4.6 Endommagement du a l'injection d'eau

- Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water-block).
- Blocage par des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.
- Non filtration de l'eau injectée.
- Action des bactéries : Des bactéries dites anaérobies, peuvent se développer dans les puits d'injection en l'absence d'oxygène jusqu'à une température de l'ordre de 70°C.

Ces bactéries sont sulfato- réductrice, c'est-à-dire qu'elles réduisent chimiquement les sulfates en H<sub>2</sub>S. On aura finalement des matières organiques inattaquables à l'acide, un endommagement de l'équipement et du fer sous diverses formes. Ces produits sont cause de bouchage des puits d'injection. Leur élimination passe d'abord par un échantillonnage et une analyse minutieuse.

### II.5 Détection des endommagements. [11]

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

- Echantillonnage et analyses de laboratoire.
- Essais de puits.
- Historique complet des puits.
- Analyse du système de production.
- Diagraphie de production (PLT ...).

### II.5.1 Echantillonnages et analyses de laboratoire

La connaissance des caractéristiques d'un endommagement facilite non seulement sa détection mais permet d'en identifier les causes exactes et par conséquent de choisir une solution appropriée. Cela ne peut mieux être réalisé que sur des échantillons suffisamment représentatifs de la roche réservoir et de ses effluents.

### II.5.2 Essais de puits

Les essais de puits avec de bonnes remontées de pression sont un moyen privilégié de renseignements pour apprécier si une diminution de la production des réservoirs existe. On sait toutefois que le skin total «S » englobe des facteurs parasites (pseudo skins) qu'il faut retrancher pour s'avoir si un réel colmatage existe.

Les essais de puits fournissent aussi d'autres renseignements dont la connaissance est primordiale : évolution de la pression statique de couche, perméabilité vierge en condition de fond qui peut différer notablement des mesures faites en surface, index de productivité et rendement de l'écoulement.

### II.5.3 Historique complet du puits

L'historique d'un puits, est une source primordiale d'informations pour aider à détecter les causes d'endommagement.

### II.5.4 Diagraphies de production (PLT, ...)

Les diagraphies de production jouent un rôle très important pour la détection des endommagements. Le PLT par exemple permet de savoir la participation de chaque banc perforé à la production totale du puits, donc une bonne localisation de l'endommagement.

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

### II.6.1 Définition

Le skin « S » représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toutefois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits : le Pseudo-Skin. C'est un facteur sans dimension -déterminé par des essais de puits- qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits. [6]

Le skin représente une perte de charge supplémentaire ( $\Delta P_{\text{skin}}$ ) 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.

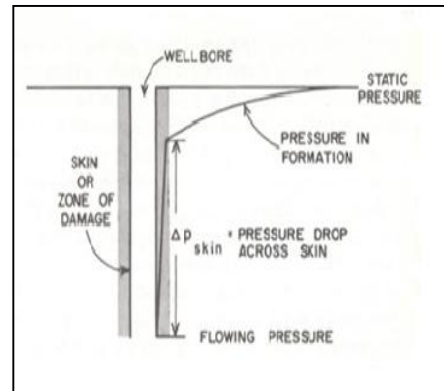


Figure II.2: Le Skin

### II.6.2 Origine de skin

Le skin à plusieurs origines dont les plus importants sont : .[6]

#### II.6.2.1 Les perforations

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

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

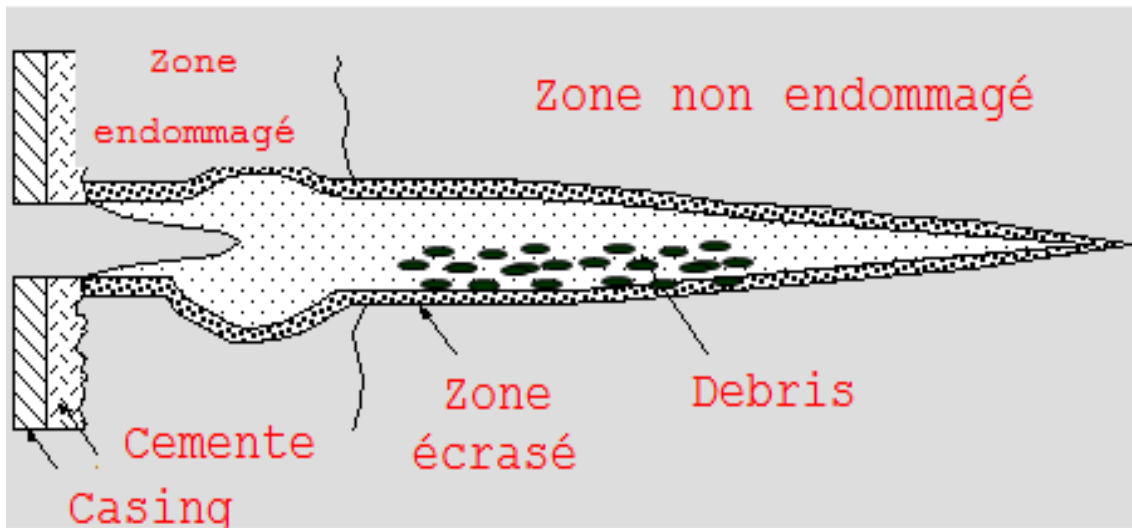


Figure II.3: Les perfos

### II.6.2.2 La pénétration partielle

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

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

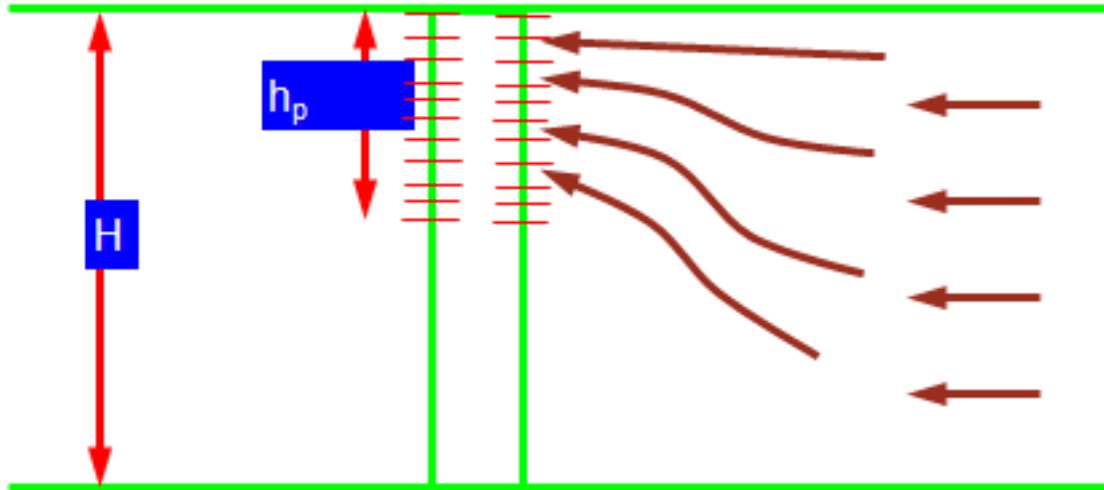


Figure II.4: L'effet de pénétration partielle

### II.6.2.3 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.

$$S = S_e + S_p + S_c \quad (II.1)$$

- ❖  $S_e$  : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice)
- ❖  $S_p$  : la perte de charge due aux perforations
- ❖  $S_c$  : l'étranglement de l'écoulement dû à la pénétration partielle.

### II.6.3 Effet de skin sur la perméabilité. [7]

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

$$S = \left( \frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (II.2)$$

Où :

S : skin.

K : perméabilité du réservoir (zone non endommagée).

Ks : perméabilité de la zone endommagée.

rs : rayon de la zone endommagée.

rw : rayon du puits.

On voit que si :

- $S > 0$  : La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement).
- $S < 0$  : La perméabilité de la zone voisine du puits est supérieure à celle du reste de la formation (cas d'une amélioration par stimulation).
- $S = 0$  :  $K = K_s$  (pas d'endommagement).

### II.6.4 Effet de skin sur la productivité. [7]

#### II.6.4.1 Notion de l'indice de productivité

L'indice de productivité (IP) d'un puits 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 par :

$$IP = \frac{Q}{P_G - P_f} \quad (\text{II.3})$$

Il existe deux types d'IP :

- IPr : productivité réelle en  $(\text{m}^3/\text{h})/(\text{Kg}/\text{cm}^2)$ .
- IPth : productivité théorique de même dimension.

➤ L'indice de productivité théorique (IPO) est donné par :

$$IP_o = \alpha \frac{hk}{\mu\beta \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (\text{II.4})$$

Où :

$\alpha$  : coefficient dépend de l'unité utilisée.

H : la hauteur de la couche productrice.

k : la perméabilité.

$\mu$  : la viscosité du fluide.

$\beta$  : facteur volumétrique de fond.

$r_e$  : le rayon de drainage.

$r_w$  : le rayon de puits.

➤ En ce qui 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 :

$$IP_o = \alpha \frac{hk}{\mu\beta \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (\text{II.5})$$

➤ On définit le rendement d'écoulement (Re) comme étant le rapport entre le débit réel obtenu et le débit théorique que donnerait le puits idéal dans les mêmes conditions de fond :

$$Re = \frac{Q}{Q_o} = \frac{IP}{IP_o} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S} \quad (\text{II.6})$$

➤ En pratique  $\ln (r_e/r_w)$  est souvent compris entre 7 et 9, d'où la forme simplifiée :

$$Re = \frac{IP}{IP_o} = \frac{7}{7 + S} \text{ à } \frac{9}{9 + S} \quad (\text{II.7})$$

➤ **Remarque**

Un skin de 7 à 9 correspond donc à une capacité de débit diminuée de moitié. Inversement, un skin de  $-3.5$  à  $-4.5$  (suite à une stimulation par exemple) correspond à une capacité de débit multipliée par deux.

**II.6.4.2 Effet de skin sur la productivité**

La connaissance de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et l'équation de Hawkins sont essentielles pour comprendre l'effet d'endommagement (SKIN) de la formation sur la productivité du puits.

Pour un puits d'huile l'équation d'IPR s'écrit :

$$q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141,2 \mu\beta \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (II.8)$$

Où

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

K : perméabilité (md).

R<sub>w</sub> : rayon du puits (ft).

h : hauteur du réservoir (ft).

S : skin total (sans dimension).

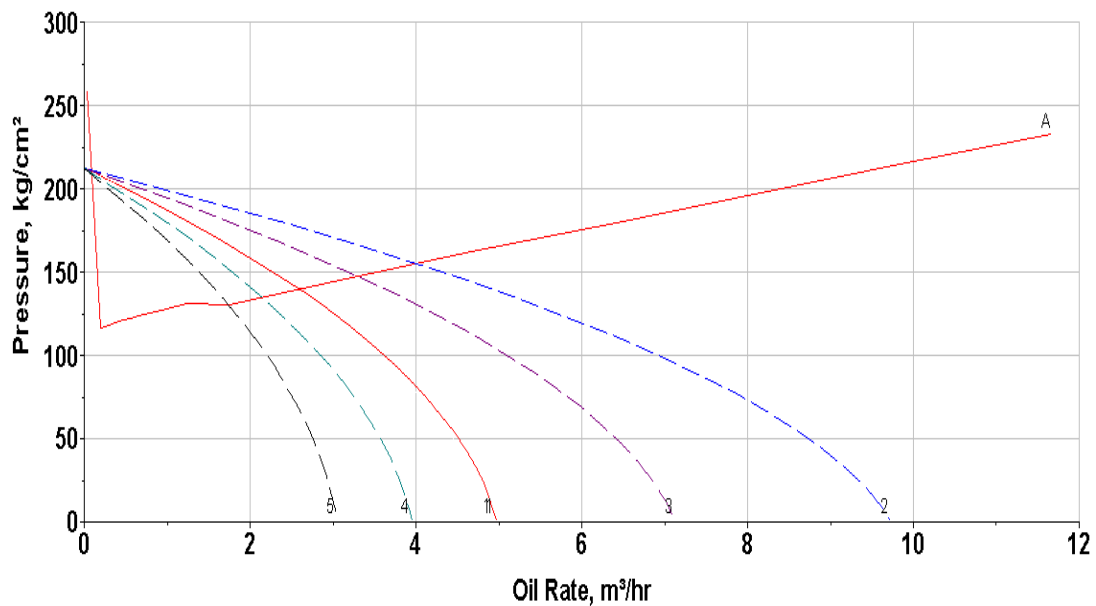
μ : viscosité d'huile (cp).

β : facteur volumétrique de fond (bbl/STB).

P<sub>g</sub> : pression de gisement (psi).

P<sub>wf</sub> : pression de fond dynamique (psi).

r<sub>e</sub> : rayon de drainage (ft).



**Figure II.5: Influence du skin sur la productivité**



Le graphe précédent représente l'influence du skin sur la productivité, en trace la courbe de pression on onction de débit. Alor on remarque que la relation entre le débit et la skin est une relation inverse.

## II.7 Expression de l'endommagement

### II.7.1 Puits idéal

On définira un puits idéal comme un puits de rayon  $a$ , ouvert sur toute la hauteur  $h$  de la couche dont la perméabilité  $K$  n'a pas été altérée.

Si après un temps  $T$  de production à un débit constant  $Q_F$  on ferme le puits, l'évolution de la pression au fond du puits  $P_{WF}(t)$ , à l'instant  $(T+\Delta t)$  pourra s'écrire comme suit :

$$P_{WF}(t) = P_G - \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} \ln\left(\frac{T + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (II.9)$$

La représentation graphique en cordonnées semi-logarithmiques de la variation de pression est une droite dont la pente permet de calculer la transmissivité du réservoir.

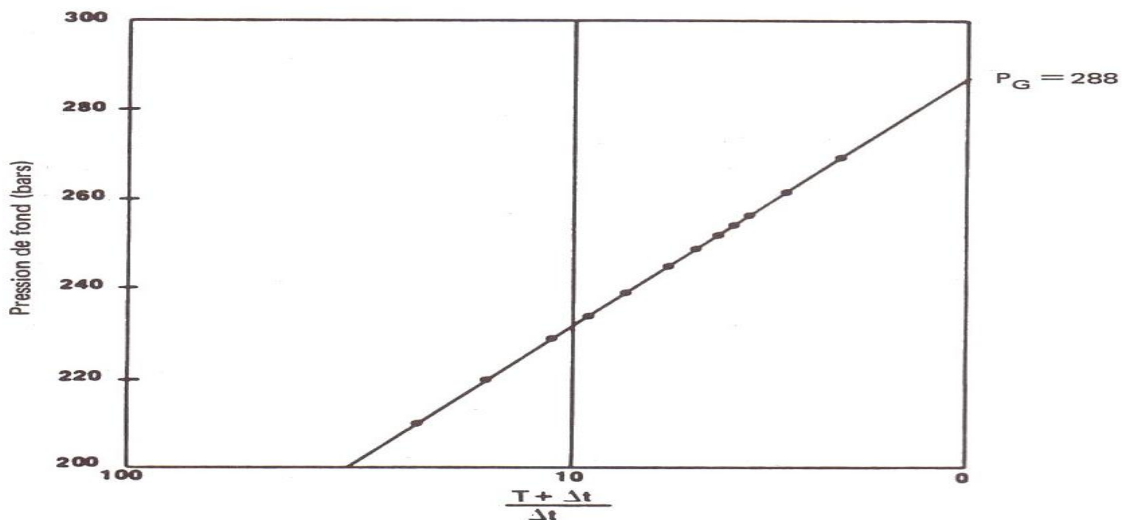
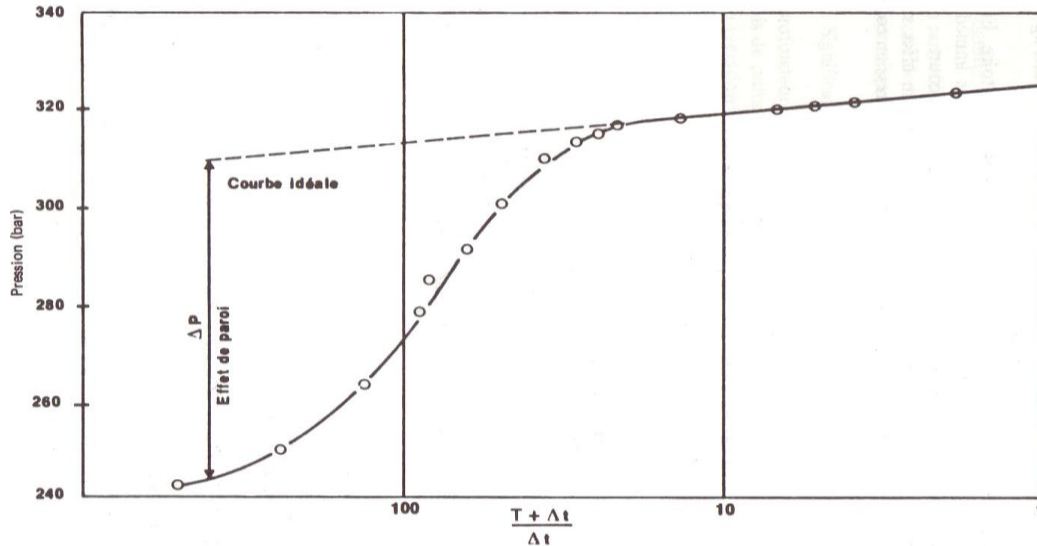


Figure II.6: Evolution de la pression de fond après fermeture du puits (cas du puits idéal)

### II.7.2 Puits endommagé

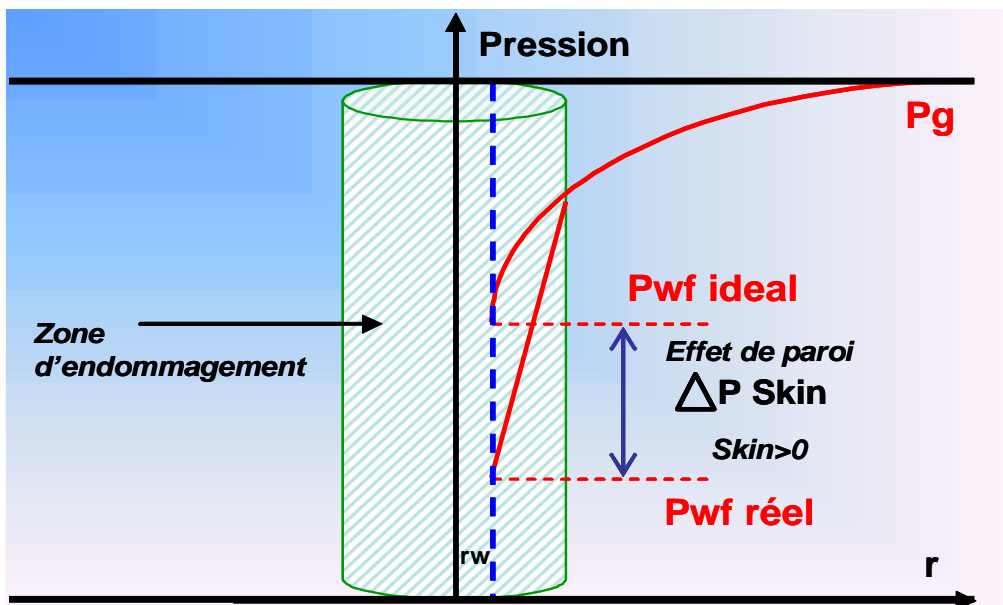
Dans le cas d'un puits endommagé la transmission de la pression n'est pas uniforme à travers tout le réservoir, elle est affectée par l'hétérogénéité locale se trouvant aux abords immédiats du puits (de 3 à 5 ft), à savoir que la perméabilité aux abords du puits  $K_S$  devient différente de la perméabilité lointaine  $K$ .

En conséquence toute diminution de perméabilité aura un effet similaire à une perte de charge additionnelle " $\Delta P_s$ " aux abords du puits du à l'effet pariétal (effet de skin).



**Figure II.7: Evolution de la pression de fond après fermeture du puits  
(Cas du puits endommagé)**

Dans la pratique, la courbe d'évolution de pression d'un puits ne coïncidera pas avec la courbe d'un puits idéal. La figure ci-dessous montre la chute de pression due à l'endommagement.



**Figure II.8 : Présentation de la chute de pression due à l'endommagement**

### II.7.3 Expression de l'endommagement

Une des expressions de l'endommagement peut être le rapport :  $\frac{IP_{colmaté}}{IP_{théorique}}$

La perte de charge due à l'effet de skin est la différence entre la Pwf idéal et la Pwf réelle :

$$\Delta P_{skin} = P_{wf\ idéal} - P_{wf\ réelle} \quad (II.10)$$

➤ Cette perte de charge est calculée par l'équation suivante :

$$\Delta P_{skin} = S \left( \frac{a q_o \mu_o \beta_o}{kh} \right) \quad (II.11)$$

Avec : a est un constant dépend des unités utilisés :

a = 1/2  $\Pi$  (en unités SI).

a = 141,2 (en unités pratiques US).

a = 18,66 (en unités pratiques métriques).

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

$$\text{Ceci si} \quad P_{wF}(t) = P_G - \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} \left[ \ln \left( \frac{Kh}{\phi \mu C r_w^2} \right) + 0,80907 + 2S \right]_{\text{ressic}} \quad (II.12)$$

effet de paroi.

On peut calculer l'effet de paroi (le skin) et la perte de charge à partir des résultats des tests de remontée de pression (Build-up), qui nous donne l'évolution de la pression du fond en fonction du temps pendant la fermeture du puits.

### CONCLUSION

Le skin est une signification physique de l'état du puits ; s'il est endommagé ou non. Dans un puits endommagé la transmission de la pression n'est pas uniforme à travers tout le réservoir. Elle est effectuée par l'hétérogénéité locale se trouvant aux abords immédiats du puits.

L'identification du type d'endommagement est l'une des clefs de la réussite d'un traitement par acidification.

### III. ACIDIFICATION MATRICIELLE

#### III.1 Introduction

Le but majeur d'une stimulation est l'élimination d'un colmatage aux abords des puits et restaurer une bonne liaison couche - trou. Injecter un acide sans précaution et sans étude peut provoquer un endommagement beaucoup plus important que celui que l'on cherche à éliminer. Le réservoir étant constitué d'une roche possédant des propriétés minéralogiques et pétrophysiques bien définies dans laquelle cohabitent l'eau et les hydrocarbures. L'acide doit donc pénétrer dans la formation, être en contact avec les fluides en place et réagir sur les éléments colmatant et les constituants de la roche. [8]

En effet le choix des acides et des additifs ainsi que leur concentration est en grande partie dicté par la nature minéralogique des roches que l'on cherche à solubiliser pour améliorer les propriétés d'écoulement et par les propriétés physiques et chimiques de l'huile en place.

#### III.2 Notion de stimulation

On entend par stimulation toute opération qui a pour but d'améliorer d'une façon considérable la productivité ou l'injectivité d'un puits, en agissant sur les facteurs principaux qui sont la perméabilité (K) et le Skin (S). On peut désigner les principaux types de stimulation.

#### III.3 Les principaux types de stimulation

##### III.3.1 La fracturation hydraulique

Elle consiste à l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, grâce auquel on crée des cassures ou fissures dans la formation, ouvrant ainsi des canaux à très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente la perméabilité qui résulte l'augmentation de la productivité.

##### III.3.2 La fracturation a l'acide

Le fluide de fracturation est un acide injecté à grande pression, ce qui va créer une fracture. L'acide dissout de façon non uniforme les faces de fracture créant ainsi des golfes de dissolution ; ce qui augmentera la perméabilité.

### III.3.3 L'acidification

Elle consiste à injecter un volume d'acide contenant des additifs chimiques avec une pression d'injection inférieure à la pression de génération d'une fracture. L'acide donc sert à :

- Dissoudre certaines particules obturant les pores de formation.
- Solubiliser certains composés de la roche elle-même.
- Modifier l'état physico-chimique des pores de la formation.

### III.3.4 Lavage aux solvants

L'endommagement du puits peut être causé par les émulsions de l'huile et de l'eau ou bien par des dépôts de paraffines, qui peuvent être éliminés par l'injection d'un solvant organique ou d'une tension -actif.

## III.4 Théorie de l'acidification

### III.4.1 Définition

L'acidification est une technique visant l'amélioration de la productivité des puits producteurs d'huile et de gaz, ou de l'injectivité des puits injecteurs de gaz ou de l'eau.

Dans une stimulation matricielle, des acides sont injectés dans la formation pour éliminer les endommagements aux abords du puits qui réduisent la productivité des puits.

La technique d'acidification matricielle est surtout efficace quand la perméabilité naturelle de la roche est bonne.

Les fluides de traitement sont injectés à des pressions d'injection inférieure à la pression limite de fracturation de la roche pour éviter de passer l'endommagement.

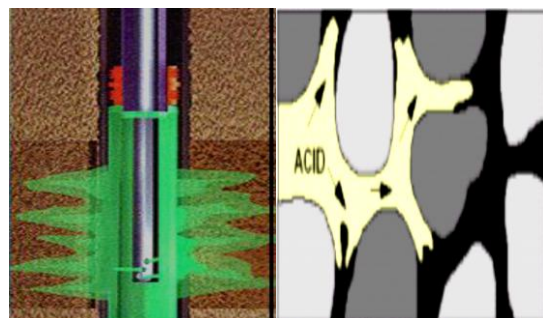


Figure III.1 : Acidification des matrices

### III.4.2 Buts de l'acidification

L'action des acides dans une opération de restauration, est essentiellement pour but dégagé les voies initialement obturer. [7]

Les acides pourront à cet effet :

- Soit à dissoudre certaines particules obturant les pores des roches magasin.
- Soit à permettre lorsque telles particules sont insolubles, leur libération par une attaque de la matrice.
- Qu'elles obturent entraîner une modification de l'état physico-chimique de ces particules (cas gonflement des argiles).
- Le décolmatage des abords (élimination de l'effet pelliculaire 'skin').
- Le traitement en profondeur des formations pour faciliter l'écoulement des fluides vers le puits.

### III.4.3 Informations nécessaires a tout projet d'acidification

Acidifier un puits n'entraîne pas souvent un gain en production si les informations capitales ci-dessous, nécessaires pour engager un projet d'acidification, ne sont pas prises en compte.

Pour sélectionner un puits candidat à l'acidification et procéder au traitement adéquat, on doit analyser :

- Le rapport géologique.
- Le rapport de production du champ.
- Le rapport de complétion du puits.
- L'historique de production du puits.
- Le rapport de test.

#### III.4.3.1 Rapport géologique

Les analyses sédiment logiques et pétro physiques nous renseignent sur :

- ✓ La nature de la roche.
- ✓ La Teneur en argile.
- ✓ Le type d'argile.
- ✓ La présence de fracture ou de fissure. [19]

#### III.4.3.2 Rapport de production du champ

Ce rapport concerne : [4]

- ✓ L'historique de production des puits.

- ✓ Etude de réservoir (porosité, perméabilité, saturation en eau, en gaz, en huile).
- ✓ Type de stimulation employée et différents acides et additifs.

### III.4.3.3 Rapport d'implantation et de complétion du puits

Ce rapport contient :

#### a- Position stratigraphique

On utilise les cartes isobathes et isobaques pour déterminer l'interface des fluides et la Possibilité de formation d'un cône d'eau ou de gaz. [19]

#### b-Historique de forage

On se base sur les courbes d'avancement des fluides de forage (densité, PH, filtrat) afin de connaître la nature de la roche et les pertes éventuelles, rencontrées lors du forage.

#### c- Diagraphie

A partir de l'interprétation des différents enregistrements des outils de diagraphie (sonique, induction, gammamètre, diamètreur, etc.) On aura des informations sur :

- ✓ La nature de la roche et des fluides, la porosité et l'argilosité.
- ✓ Les paramètres mécaniques de la roche.
- ✓ La saturation en fluides.
- ✓ La profondeur d'invasion de la couche par le filtrat de la boue.
- ✓ La régularité du trou (étranglement et présence de caves).

#### d-Analyse des carottes

Cette analyse permet d'avoir des informations sur : [1]

- ✓ La nature de la roche.
- ✓ La porosité et la perméabilité.
- ✓ La mouillabilité.
- ✓ La solubilité des colmatants ou particules minérales dans les acides.
- ✓ Teneur en fer.

#### e-Rapport de test

Les données fournies par ce rapport sont : [4]

- ✓ Débit : Q.
- ✓ La pression de fond  $P_{wf}$  et pression de tête  $P_t$ .
- ✓ WOR, GOR.
- ✓ L'analyse des fluides.
- ✓ L'interprétation des essais de remontée de pression.



### III.4.4 Justification d'un traitement par acidification

Le succès de toute stimulation dépend de la qualité de l'analyse préalable des données fournies par le puits.

Sous l'aspect du traitement, les formations peuvent être classées en trois catégories

- Formations à perméabilité dégradée aux abords du puits.
- Formations à perméabilité naturellement faible.
- Formations non endommagées.

Les formations à perméabilité dégradées sont candidates à une restauration par acidification.

Les formations à perméabilité naturellement faible seront plutôt candidates à une stimulation du type fracturation.

Enfin, dans un souci d'accroissement de la rentabilité et la réduction du nombre de puits sur un gisement, on peut envisager de stimuler par acidification des puits non endommagés.

L'évolution de l'état d'un puits ainsi que l'estimation des résultats d'un traitement sont donc très importantes avant toute prise de décision.

### III.4.5 Critères pour une acidification

Pour entamer une opération d'acidification, il faut suivre les étapes suivantes :

- S'assurer que le puits est un candidat à une stimulation de la matrice par analyse de la courbe de déclin.
- Déterminer la cause de l'endommagement, son degré et sa localisation par la revue des historiques de production et d'interventions.
- Faire une analyse nodale pour justifier la nécessité d'une intervention par acidification, par la détermination des performances du puits.
- Sélectionner la bonne formulation des fluides de traitement, afin de minimiser les risques d'échec (formation des précipités secondaires, sludges... etc.).
- Déterminer la pression et le débit d'injection pour ne pas fracturer la formation.
- Déterminer le volume du traitement à injecter par foot d'intervalle pénétré.
- Si le réservoir est composé de plusieurs couches ou si la zone est épaisse, utiliser un nombre approprié de diversion pour que l'acide soit bien réparti.
- Choisir le mode de placement en tenant compte de la configuration du puits considéré.
- Prévoir un plan de nettoyage et redémarrage du puits.

- Evaluer la rentabilité du traitement en estimant l'augmentation de la productivité ou l'injectivité, voir le coût du traitement.

### III.4.6 Les différentes étapes d'un traitement à l'acide.[9]

L'objectif principal d'un traitement à l'acide est l'élimination de l'endommagement de la formation et la restauration de la productivité des puits.

Le type d'acide utilisé dépend principalement du type et de l'emplacement de l'endommagement. Une fois ceux-ci clairement identifiés, le type d'acide est facilement sélectionné et les volumes sont calculés en fonction des paramètres du réservoir et des résultats du laboratoire. Les principales étapes des acidifications matricielles exécutées sur les puits de Haoud Berkaoui sont :

#### III.4.6.1 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. Le Tube Clean est pompé à travers le Coiled Tubing ou le concentrique. Son objectif est de chasser tous les débris solubles dans l'HCl (les sédiments, la rouille) et toute sorte de produits indésirables à pénétrer dans la formation, et qui seraient collés sur les parois du tubing et du liner, lors du squeeze du traitement principal.

Les principaux fluides utilisés sont : Tube clean qui est le HCl (7.5%, 10%, 15%), MSR100, Reformât et Gel.

Il est conseillé d'utiliser un solvant comme le Réformât pour les puits qui souffrent de dépôts fréquents d'asphaltes, il doit être circulé dans un premier temps avant l'acide dilué à cause de l'incompatibilité des asphaltes avec l'acide.

Le nettoyage des perforations est indispensable pour les puits équipés en liner cimenté et perforé, le « clean sweep » ou le Reformât ou même l'acide HCl sont utilisés pour le nettoyage, et pour avoir une meilleure opération, on fait plusieurs passes en face des perforations.

La nitrification des fluides permet le nettoyage du puits en underbalance pour une meilleure évacuation des incrustations non solubles.

### III.4.6.2 Le Traitement matriciel

Le traitement comprend :

#### a- Le preflush

Le Preflush est utilisé dans tous les traitements. Le principal fluide utilisé comme preflush dans l'acidification des formations gréseuses par Mud Acide, est l'HCL. Il est pompé dans la formation pour le conditionnement de la formation.

Le preflush a les rôles suivants :

- Il dissout les minéraux carbonatés dans la formation pour prévenir leur réaction avec l'acide fluorhydrique (HF) et minimiser la consommation d'HF et la précipitation du  $\text{CaF}_2$ .
- Il isole et déplace l'eau de formation loin des abords du puits pour éviter le contact entre le HF et l'eau riche en  $\text{K}^+$ ,  $\text{Na}^+$  et  $\text{Ca}^{+2}$  pour prévenir les endommagements dus aux fluosilicates de sodium ou de potassium.

#### b- Le traitement principal

Le Mud Acide est utilisé comme traitement principal. Il est constitué d'un mélange d'HF à 6.5% et d'acide HCL à 1.5% avec des inhibiteurs et tous les autres additifs spéciaux requis pour traiter la formation.

L'acide fluorhydrique réagit avec les argiles, le filtrat de ciment et la boue de forage pour améliorer la perméabilité aux abords du puits.

D'autres types de fluides et de concentrations d'acide sont utilisés en fonction des conditions des puits et de la nature des endommagements.

La plus part des fluides de traitement sont calculés à la base de (1 ou 1.5) mètre de rayon de pénétration.

#### c- L'Overflush

L'Overflush est injecté après le traitement principal dans toutes les opérations d'acidification. Il peut être le HCL ou un hydrocarbure léger, tel que l'essence ou le gasoil. Il est utilisé pour déplacer les potentiels endommageant, loin des abords du puits. Un rayon de pénétration de 4 ft est d'habitude suffisant. 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.
- Eviter la formation des émulsions stables.

### III.4.6.3 Le dégorgement du puits

Le dégorgement du puits devra être effectué impérativement le plus vite possible après le traitement. Les produits des réactions chimiques, en solution, ne sont pas stables. Selon la concentration de l'acide (PH), se transforment en d'autres produits qui se précipiteraient et boucheraient les pores de la matrice s'ils ne sont pas immédiatement dégorgés.

### III.4.6.4 Placement des fluides de traitement

Le placement des fluides de traitement peut être fait au Coiled Tubing, par concentrique ou en bull heading selon le cas.

L'utilisation de packer gonflable est prise en considération dans le cas de communication des annulaires pour injection dans la formation.

### III.4.6.5 Diversion du traitement

Lorsque l'acide est injecté dans une formation, 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 vers les zones moins perméables ou plus colmatées.

La diversion consiste à traiter successivement les bancs colmatés en les isolant l'un de l'autre. Ceci peut être réalisé de différentes manières :

#### a- Diversion mécanique

Le principe consiste en la pose d'un packer pour isoler la zone d'intérêt des zones à risque et d'acheminer le fluide de traitement vers la zone ciblée ; c'est un traitement sélectif. Ce type de diversion pour les puits muni d'un concentrique ou en Open hole n'est pas possible.

#### b-Diversion à la mousse

Sous forme de bouchons en plusieurs étages en fonction de la hauteur du réservoir, elle assure la sélectivité du traitement en limitant temporairement le débit des fluides injectés dans les zones les plus perméables (moins endommagées), afin d'homogénéiser la distribution de l'acide le long de la couche réservoir.

### III.5 Acidification des réservoirs carbonates.[11]

#### III.5.1 Caractéristiques des formations carbonatées

Ce sont des roches sédimentaires constituées pour leur plus grande part par des minéraux carbonatés dont les principaux présentant sont :

- **Les calcaires (CaCO<sub>3</sub>)** : c'est un composé très soluble dans l'acide HCl et aussi dans les acides organiques, mais il donne un précipité sous forme de fluorure de calcium lorsqu'il réagit avec HF.
- **La dolomite (CaMg(CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>)** : elle est composée de calcium et de magnésium, elle est soluble dans l'acide HCl et dans les acides organiques.

A l'état pur, ces roches sont totalement solubles dans l'HCL. En pratique, certains minéraux sont souvent associés, comme la sidérite (FeCO<sub>3</sub>) et certaines argiles (chlorite par exemple) mais la solubilité reste très élevée et d'au moins 95% pour la calcite.

#### III.5.2 Action des acides

Il importe pour chaque acide concerné de considérer son action ; d'une part sur la matrice, d'autre part sur l'endommagement.

##### III.5.2.1 Acide chlorhydrique

###### A- Action sur la matrice

Pour la calcite :  $\text{CaCO}_3 + 2\text{HCL} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$

Pour la dolomite :  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 4\text{HCL} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$

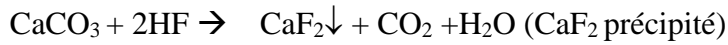
On obtient des sels solubles dans l'eau et du gaz carbonique. Ce qui est noté, l'HCL peut être utilisé à différentes concentrations. C'est par ailleurs un acide fort et sa réaction est assez rapide, toute choses égales, en particulier sur la calcite ; elle est plus lente sur la dolomie, surtout à des températures peu élevées.

###### B- Action sur l'endommagement

L'acide chlorhydrique a une action très faible sur les argiles en général, et donc sur celles des boues bentoniques qui ont filtrés dans les réservoirs. Il ne peut donc résorber directement le colmatage qu'elles ont provoqué et qui est parfois important.

### III.5.2.2 Acide fluorhydrique

#### A- Action sur la matrice



L'attaque du calcaire est certaine mais donne lieu à un précipité insoluble de fines particules de fluorure de calcium. Cette réaction est donc à éviter.

#### B- Action sur l'endommagement

Comme on le verra pour les roches gréseuses, l'acide fluorhydrique attaque par contre très bien les argiles et diverses autres particules, lesquelles sont le plus souvent à la base du colmatage par les solides aux abords des puits. Toutefois, le précipité insoluble obtenu avec la matrice calcaire est un obstacle à son utilisation dans les carbonates.

### III.6 Acidification des réservoirs gréseux.[11]

#### III.6.1 Caractéristiques des formations gréseuses

Les résultent de l'accumulation d'éléments d'érosion qui sédiment sur place ou transportés sous l'action d'agents divers et qui sont cimentés ou non après dépôt. Du point de vue minéralogique, l'élément dominant est le quartz. Il représente souvent plus de deux tiers de la roche. Ce quartz est généralement accompagné d'autres minéraux parmi lesquels les plus courants sont les silico-aluminates.

Les grés sont formés d'un certain nombre de minéraux très différents, à savoir :

- Le quartz, élément le plus dominant (50-90)%.
- Des silicates.
- Argiles et micas (structure en feuillet) (5-30)%.
- Feldspaths (structure tridimensionnelle) (0-10)%.
- Des carbonates (0-10)%.
- Des impuretés : fer, calcium (0-3)%.

Alors que le quartz, les feldspaths et les micas constituent le squelette originel de la roche, le ciment de celle-ci est formé de minéraux secondaires : surcroissance du quartz, carbonates et argiles qui ont précipités dans les pores longtemps après. On les trouve Principalement soit attachées à la surface des pores (chlorites) en les bloquant partiellement (illite), soit l'intérieur de ces derniers (kaolinite).

La figure ci-dessous illustre cette situation :

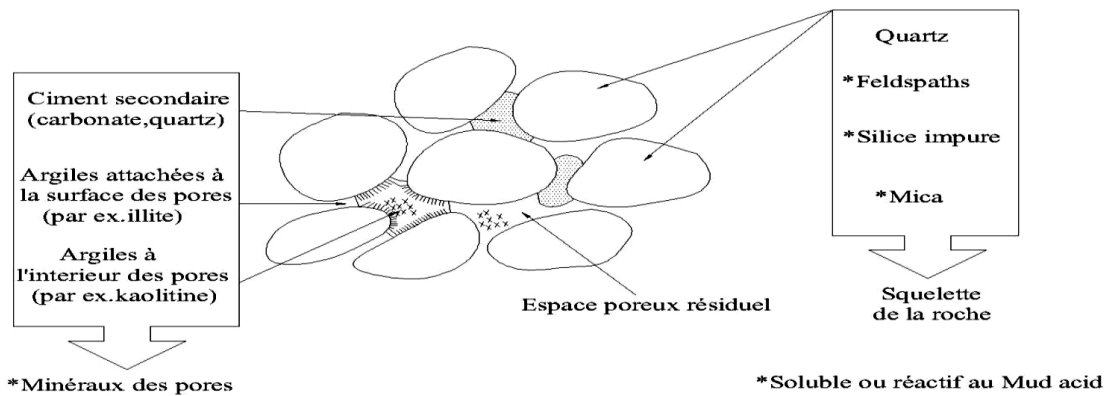


Figure III.2: Constituants typiques des grés.

### III.6.2 Action des acides sur les réservoirs gréseux

Les acides auront :

- Soit à dissoudre certaines particules obturant les pores de la roche magasin (par exemple, carbonate de calcium).
- Soit à permettre, de telles particules sont insolubles, leurs libération par une attaque de la matrice qu'elles obturent.
- Soit, enfin, à entraîner une modification de l'état physico-chimique de ces particules (cas d'un gonflement des argiles).

#### III.6.2.1 Acide chlorhydrique (HCL)

L'acide chlorhydrique est utilisé généralement comme suit :

- Fracturation des carbonates (fractures et matrice).
- Acidification des grés (matrice seulement).
- Bouchons de tête et de queue pour les mélanges HCL-HF.
- Acidification des grés avec 15% à 20% de carbonate.
- Elimination des dépôts solubles dans l'acide.
- Lavage des perforations.

#### A. Action de l'HCL sur la matrice

Elle est pratiquement nulle sur le quartz et très faible sur les argiles. 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.

### **B. Action de l'HCL sur l'endommagement**

Dans la mesure où le colmatage est le fait des particules solides des fluides de forage (argiles en particulier, alourdisant inadaptés) ou de complétion (impuretés diverses), HCL a une action très faible et ne peut donc participer valablement à leur destruction. Si non, l'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.

#### **III.6.2.2 Acide fluorhydrique (HF)**

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

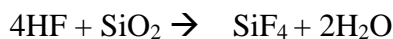
- Toujours pompé comme un mélange HCL-HF (pour le traitement principal).
- Acidification matricielle des formations gréseuses.
- Solubiliser les fines qui ne sont pas solubles dans l'HCL.
- Ses concentrations varient de 1,5% à 6 %.
- 3,79 litres de (HCL 12% -HF 3%) peut dissoudre 0,10 kg de grés.

### **A. Action d'HF sur la matrice**

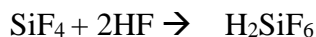
Elle est certaine, tant sur le quartz (modéré) que sur les argiles (importante) et les carbonates (très grande).

Les réactions sont les suivantes :

- Quartz :

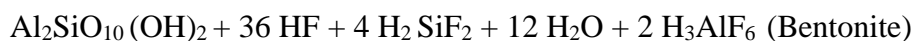


Avec HF en excès :



Cet acide fluorosilicique ( $\text{H}_2\text{SiF}_6$ ) peut réagir à son tour, nous le verrons bientôt.

- Argiles :



- Carbonate :





### B. 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. C'est son utilisation fréquente et très classique.

#### III.6.2.3 Réactions secondaires.[11]

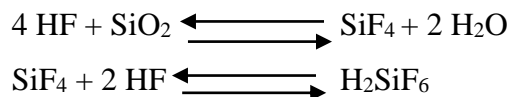
Les problèmes de colmatage partiel sont les plus souvent dus à d'autres réactions secondaires. Il existe principalement :

##### A. Précipitation de CaF<sub>2</sub> Fluorure de Calcium

Le CaF<sub>2</sub> se produit après réaction de l'HF sur la matrice qui contient un pourcentage de calcite. Il est considéré comme le principal responsable du colmatage après acidification quand une quantité d'acide reste dans la formation. Mais la présence de l'HCL empêche un tel précipité de se former, en maintenant un PH acide.

##### B. Précipitations des fluorosilicates

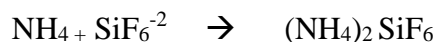
La réaction primaire de l'HF sur la silice



Engendrant de l'acide fluorosilicique, qui peut s'ioniser en 2H<sup>+</sup> et SiF<sub>6</sub><sup>-</sup>

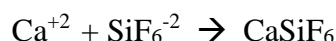
- L'ion H<sup>+</sup> contribue à la réaction globale de l'acide sur la roche.
- L'ion hexafluorosilicate réagit avec des cations présents dans le réservoir tels que : Calcium, Ammonium, sodium, Potassium.

##### C. Hexafluorosilicate d'ammonium



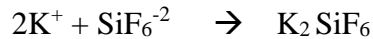
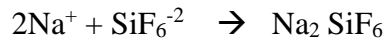
Ce gel est aussi soluble dans l'eau et dans l'acide et est totalement éliminé au cours du dégorgement, la présence de l'ion de NH<sub>4</sub> est avantageuse car il accroît la solubilité globale des autres produits de réaction.

##### D. Hexafluorosilicate de calcium



Ce sel est soluble dans l'eau et dans l'acide, il ne pose pas de problème.

### E. Hexafluorosilicate de Sodium et Potassium



Ces produits sont insolubles et peuvent être la cause du colmatage de la matrice après acidification. Ces précipités se forment et se déposent si l'acide est laissé en place dans la formation, en condition statique et si le PH augmente (le milieu de reste plus acide).

Dans les formations contenant de l'eau fortement salée, on minimisera les risques de formation du précipité en utilisant un preflush d'eau douce ou d'acide chlorhydrique faible.

### F. Précipités métalliques

Le fer sous divers degrés d'oxydation, est présent dans la solution acide et dans la formation, il provient de :

- La dissolution de la rouille existant dans le tubing et dissoute par l'acide en cours de pompage.
- De la roche réservoir qui contient un pourcentage de fer qui se précipite lorsque le PH de la solution augmente.

### III.7 Les principaux acides utilisés à HBK.[20]

Parmi les solutions acides utilisées au champ de Haoud Berkaoui, on peut citer :

#### III.7.1 Mud and silt remover ( M.S.R)

Le MSR est une solution acide, soit HCL, soit Mud Acide, contenant un agent tensioactif (F78) et un agent complexant du fer (L41 ou L42). La combinaison de ces deux additifs confère à cette solution de remarquables propriétés de dispersion et de suspension des fines libérées par l'action de l'acide.

L'application du MSR est dans les zones colmatées par des particules solides (boue, ciment...).

Il existe trois formulations de MSR :

- **MSR 100** et **MSR 150** formés de l'acide HCL contenant un agent tensioactif et un agent complexant du fer avec différents volumes.
- **MSR 123** formé de Mud Acide (HCl 12% – HF3%) contenant un agent tensioactif, un agent complexant du fer et un désémulsifiant (U66).

### III.7.2 Break down acid (B.D.A)

Est une solution d'acide chlorhydrique, généralement peu concentré (de 5 à 7.5%) contenant un agent tensioactif (F78). Des concentrations d'acide plus élevées peuvent être utilisées jusqu'à 15%. Il est utilisé surtout pour le nettoyage, il a l'avantage de disperser et de suspendre les solides.

### III.7.3 Dowell acid dispersion (D.A.D)

Cet acide est une émulsion de solvant dans l'acide stabilisé par agent émulsionnant (U74). Diverses solutions d'acide peuvent être utilisées (HCl, Mud Acide, Acide Organique), ainsi que plusieurs solvants dont la concentration dans la solution peuvent varier de 10% à 50%. Le solvant peut être du kérosène, du xylène ou d'autres solvants aromatiques.

Le DAD est utilisé pour le nettoyage des perforations, équipements de fond colmatés par des dépôts d'hydrocarbures et pour la stimulation des puits producteurs d'huile.

### III.7.4 Formulation Sandstone 2000

C'est une formulation d'acide élaborée par la compagnie de service Haliburton, elle a été utilisée dans de nombreux réservoirs gréseux et les résultats sont encourageants. La formulation d'acide est de 9%HCL et 1%HF.

Le Sandstone acide est utilisé pour restaurer la perméabilité initiale de la formation par dissolution des matériaux d'endommagement et d'augmenter la perméabilité par dissolution partielle des argiles, silicates et quartz.

Cette formulation peut être utilisée avec différents additifs afin de former l'un des acides suivants :

- **Fines control acide** : Traite les endommagements profonds causés par la migration des fines et gonflement des argiles.
- **Silica acide** : dissout les silicates dans les puits à haute température.
- **Volcanic acide** : traite les formations sensibles à HCL.
- **K- Spar acide** : cette solution traite les formations à grand pourcentage de potassium, de l'endommagement dû à la précipitation secondaire.
- **Sandstone complétion acide** : traite la totalité des formations gréseuses. Les additifs utilisés donnent à cette formulation une amélioration du débit d'injection.

Les propriétés de cet acide sont :

- Rapide et limite les réactions avec les argiles.

- Accélère la réaction avec le quartz.
- Forte dissolution des dépôts.
- Grande pénétration.

Le traitement de la matrice avec Sandstone acide se fait en trois étapes :

- **Preflush** : On utilise l'acide HCL, acide acétique, claysafe5 ou acide formique.
- **Sandstone acide** : Acide de traitement principal.
- **Overflush** : Les acides utilisés sont : Acide HCL, acide formique, clayfix5 ou acide acétique (3-10%).

### III.7.5 Autres types d'acides.[11]

#### III.7.5.1 Acides organiques

Ils peuvent être injectés profondément dans la matrice (ou comme des retardateurs) à cause de ses faibles vitesses de réaction, On utilise généralement :

##### A- Acide acétique (CH<sub>3</sub>COOH)

L'acide acétique est souvent utilisé à une concentration de 100% comme il peut être ajouté à d'autre acide. Il est surtout utilisé pour sa faible vitesse de réaction et sa stabilité à haute température.

##### B- Acide formique (HCOOH)

C'est un acide qui est plus fort que l'acide acétique et plus faible que l'acide chlorhydrique.

La corrosion du métal due à l'acide formique est plus uniforme que celle produite par l'HCL. Il existe des inhibiteurs qui permettent son utilisation sans causant la corrosion.

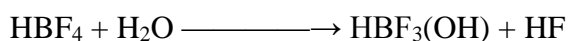
#### III.7.5.2 Organic Clay Acide

C'est un système d'acide retardé, composé d'acide citrique, borique, HCL et d'HF d'où il peut être injecté profondément dans la matrice et aussi peut stabiliser les argiles en suspension dans les pores. Il est utilisé pour l'acidification des formations moins consolidées contenant des faibles concentrations argiles sensibles au HCL ayant des températures < 150°C.

#### III.7.5.3 Clay Acide (acide fluoborique HBF<sub>4</sub>)

L'acide fluoborique n'est que partiellement hydrolyse, et cette hydrolyse se poursuit au fur et à mesure que l'HF généré réagit sur la roche.

La réaction d'hydrolyse est :



Le Clay acide est utilisé dans le traitement des réservoirs argilo-gréseux, il est utilisé pour son pouvoir de dissoudre les argiles et prévenir leur migration en les fusionnant sur les parois du pore.

### III.8 Les additifs.[7]

Bien que la sélection des fluides adéquats de traitement soit critique au succès d'un traitement à l'acide, le traitement peut être un échec si les additifs adéquats ne sont pas utilisés. Leur emploi correspond à un double objectif :

- Améliorer l'efficacité proprement dite de la stimulation.
- Diminuer les effets secondaires néfastes.

D'une manière générale, les solutions acides ne sont pas utilisées sans additifs, ne serait-ce qu'en raison de leur agressivité vis-à-vis des équipements du puits et de pompage.

On distinguera :

#### III.8.1 Inhibiteurs de corrosion

Ils sont destinés à assurer la protection des équipements de fond et de surface. Leur efficacité limitée dans le temps, est fonction de température, de la nature et de la concentration de l'acide et du type d'acier ; ils agissent généralement par adsorption à la surface du métal dans le but de former un film protecteur entre le métal et l'acide.

#### III.8.2 Agents complexant du fer

L'origine de fer est double, il provient soit des dépôts de corrosion formés sur les parois du tubing, soit des minéraux de la formation (pyrite  $\text{FeS}_2$ , sidérite  $\text{FeCO}_3$ ) solubilisés au cours de l'injection. Le problème de la précipitation du fer se pose lorsque le pH remonte vers la neutralité.

#### III.8.3 Les agents désémulsifiants et antisludges

On a groupé sous la même rubrique les additifs destinés à briser les émulsions eau huile formées aux conditions de fond et à éviter la formation des sludges, car les produits commerciaux proposés ont généralement une efficacité sur les deux phénomènes qui sont d'ailleurs souvent concomitants.

Une émulsion visqueuse peut prendre naissance avec les fluides présents dans la formation lorsque l'acide est injecté dans celle-ci.

Cette émulsion peut se traduire par le colmatage des pores, ce qui entraîne bien sûr une perte de la production qui peut se révéler difficile à traiter.

Le sludge est constitué d'un mélange d'asphaltènes, de résines, de cires paraffiniques et d'hydrocarbures à haut poids moléculaire qui, originellement présents dans le brut, sont flocculés par les acides et précipités aux interfaces eau-huile. Ces précipités sont pratiquement insolubles une fois formés. L'utilisation d'un surfactant approprié permet de garder les sludges en solution ou en dispersion dans le brut.

### III.8.4 Les agents tensioactifs (surfactants)

Les agents tensioactifs ont pour objectif de réduire la tension superficielle et diminuer la tension interfaciale entre deux liquides non miscibles ou entre un liquide-solide. Ils ont aussi pour objet d'améliorer le contact acide-roche et la pénétration de l'acide en diminuant les phénomènes capillaires, changer la mouillabilité de la roche, briser les émulsions et disperser les fines particules libérées par l'acide.

### III.8.5 Les agents de diversion

Ils sont appelés également colmatants temporaires. Ils sont utilisés pour assurer une sélectivité lors des traitements et la couverture de toute la formation par l'acide.

### III.8.6 Les stabilisateurs d'argile

Ils sont destinés à éviter l'endommagement dû au gonflement des argiles à la suite de contact de la roche avec une eau fraîche. L'agent stabilisateur d'argile agit en consolidant les particules argileuses empêchant ainsi leur migration.

## III.9 Choix du type d'acide.[11]

Les propriétés chimiques à prendre en considération pour la sélection de l'acide sont:

- **Puissance de dissolution** : Elle dépend du type d'acide et de sa concentration.
- **Vitesse de réaction** : Elle dépend de :

### A- La pression

L'influence de la pression sur la vitesse de réaction de l'acide fluorhydrique est surprenante. A mesure que le HF réagit avec les grés, de tétrafluorure de silicium ( $\text{SiF}_4$ ) se forme, et sous l'influence de la pression de réservoir, ce dernier reste en solution, ce qu'a pour résultat d'accélérer la réaction.

### B- La température

La vitesse de réaction varie en fonction de la température au cours du traitement, plus la température augmente, plus la vitesse de réaction augmente et favorise le contact de l'acide sur la roche.

### C- La concentration

La vitesse de réaction de l'HCL est une fonction non linéaire de la concentration. L'ionisation produite par l'acide augmente avec la concentration, et est maximale lorsque cette augmentation est de l'ordre de 26%, puis décroît ensuite.

### D- La composition de la roche

C'est un élément très important qu'il faut prendre en considération. Il faut bien connaître les constituants de la roche avant le traitement.

Les caractéristiques du réservoir sont très importantes pour l'élaboration d'un traitement de stimulation ainsi que la bonne formulation d'acide, on peut citer :

- Nature de la roche (solubilité dans les acides).
- Fluide contenu dans le réservoir.
- Teneur en argiles et leur nature.
- Teneur en fer.
- Température du gisement.
- Porosité et perméabilité.
- Solubilité à l'eau.

La plupart de ces caractéristiques peuvent être déterminées à partir des analyses au laboratoire des carottes.

### III.10 Calculs nécessaires pour l'acidification.

Les différents calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification matricielle sont principalement : .[9]

- Calcul du volume d'acide nécessaire pour le traitement de la matrice.
- Calcul du débit d'injection de l'acide.
- Calcul de la pression d'injection de l'acide.
- Calcul du degré d'endommagement de la formation(le skin).

#### III.10.1 Calcul du volume d'acide nécessaire pour l'acidification

Le volume d'acide injecté est déterminé par la méthode géométrique. C'est une méthode plus ancienne. Elle est basée sur le calcul du volume du cylindre endommagé autour du puits, ce dernier est estimé par:

$$V_{\text{acide}} = V_{\text{cylindre}} = \pi (R_e^2 - r_w^2) \cdot H_u \cdot \Phi_{\text{utile}} \quad \dots\dots\dots \text{(III. 1)}$$

Où :

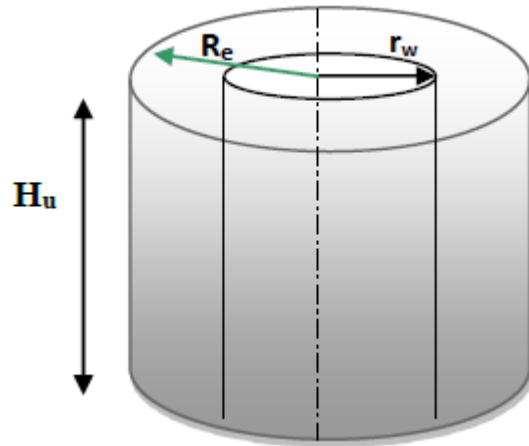
$V_{\text{acide}}$  : volume d'acide utilisé pour le traitement principal en (m<sup>3</sup>).

$R_e$  : rayon d'endommagement en(m) (déterminé par les essais de puits).

$H_u$  : hauteur utile du réservoir en (m).

$r_w$  : rayon du puits en (m).

$\Phi_{\text{utile}}$  : la porosité utile du réservoir (%).



**Remarque**

- Le volume d'acide obtenu par cette méthode est un volume approché ;
- Les volumes de preflush ( $V_{\text{pf}}$ ) et d'overflush ( $V_{\text{of}}$ ) sont déduits à partir du volume calculé précédemment comme suite :

$$V_{\text{pf}} = V_{\text{of}} = V_{\text{acide}} \cdot (0,3 \div 0,5) \quad \dots\dots\dots \text{(III. 2)}$$

**III.10.2 Calcul du débit d'injection**

Le débit d'acide injecté est calculé par la formule suivante déduite de la loi de DARCY :

$$Q_{\text{max}} = \frac{4,917 \times 10^{-6} KH [(Gf \times H_{\text{mi.perfos}}) - \Delta P_{\text{sécurité}} - P_g]}{\mu \beta (\ln \frac{R_d}{r_w} + S)} \quad \dots\dots\dots \text{(III. 3)}$$

Où :

$KH$  : la capacité d'écoulement (md.ft).

$Gf$  : Le gradient de fracturation (psi/ft).

$H_{\text{mi.perfos}}$  : La hauteur du puits, elle est prise au milieu des perforations (ft).



$\Delta P_{\text{sécurité}}$  : la marge de sécurité (psi).

$P_g$  : la pression de gisement (psi).

$\mu$  : la viscosité de l'acide (cp).

$\beta$  : Le facteur volumétrique de fond (bbl/STB).

$S$  : le skin ou le degré d'endommagement (sans dimension).

$R_d$  : le rayon de drainage (ft).

$r_w$  : le rayon du puits (ft).

### III.10.3 Calcul de la pression maximale d'injection

Il s'agit de la pression d'injection que nous devons appliquer en surface pour que l'acide puisse arriver jusqu'à l'endroit de l'endommagement et traiter la matrice.

La pression limite (maximale) de traitement doit être la plus faible des deux pressions suivantes:

- La pression de fracturation.
- La pression limitée des équipements.

### III.10.4 La pression de traitement en surface

$$P_{T \text{ surface}} = (P_{T \text{ fond}} - P_{\text{hyd}}) + \Delta P_{\text{tbg}} \quad \dots\dots\dots \text{(III. 4)}$$

Où :

$P_{T \text{ fond}}$  : la pression de traitement au fond du puits (psi) ;

$P_{\text{hyd}}$  : la pression hydrostatique (psi) ;

$P_{\text{tbg}}$  : les pertes de charge dans le tubing (psi).

### III.10.5 La pression de traitement au fond du puits

$$P_{T \text{ fond}} = P_{\text{frac}} - \Delta P_{\text{sécurité}} \quad \dots\dots\dots \text{(III. 5)}$$

Avec

$$P_{\text{frac}} = g_f \times H_{\text{mi.perfos}} \quad \dots\dots\dots \text{(III. 6)}$$

$\Delta P_{\text{ Sécurité}}$  : la marge de sécurité de pression est comprise entre 200 et 500psi.

$g_f$  : le gradient de fracturation en psi/ft ( $g_f = 0,7$  psi/ft).

**III.10.6 La pression hydrostatique**

$$P_{\text{hyd}} = H_{\text{mi.perfos}} \times d/10 \quad \dots\dots\dots \text{(III. 7)}$$

Avec

d : est la densité du mud-acide.

### CONCLUSION

La technique d'acidification consiste l'élimination de l'endommagement aux abords du puits dans le but de restaurer la perméabilité initiale de la formation.

Des paramètres qui doivent être pris en considération avant l'opération d'acidification ;

- Le choix de type d'acide ;
- Les propriétés des divers additifs utilisés ;
- Historique du puits candidats à l'acidification.

L'exécution de l'acidification matricielle dans les puits de Haoud Berkaoui se fait en deux jours successifs de tube clean et de la matrice acidifiant.

L'efficacité de l'opération d'acidification est basée sur le choix de type d'acide et l'appareil utilisé.

## IV. ETUDES ET ANALYSES DE CAS

### IV.1 Introduction

Le but essentiel de cette étude est d'analyser la cause de l'endommagement des nouveaux puits forés en overbalance, en inspectant la boue utilisée, le phénomène de pseudo-skin et enfin l'acide utilisé pour remédier au problème ou améliorer la production. Les résultats de chaque type d'acide des deux (02) puits sont interprétés tout en essayant de trouver un lien entre leurs minéralogies, le résultat escompté et obtenu.

Dans cette partie, l'étude a été faite sur deux (02) puits à savoir : BKRE1 et OKN68.

### IV.2 Résultats de diaggraphie des puits étudiés

**Tableau IV.1: Résultats de diaggraphie.[15]**

Puits	BKRE1	OKN68	
<b>Réservoir</b>	TAG Série inférieur (SI)	T1	TAG SI
<b>Pression moyenne Pr kg/cm<sup>2</sup></b>	338.7	499	241
<b>Qualités pétrophysiques</b>	Bonnes	T.Bonnes	Moyennes à bonnes
<b>Hauteur utile des grés Hu</b>	14.5 m	9.5	15
<b>Hauteur total perforée</b>	13 m	9.5	14.5
<b>Porosité utile moyenne <math>\Phi_{\text{moy}}</math> %</b>	10.5	13.02	10.58
<b>Teneur en argile moyenne (Vsh, moy)</b>	4.78 %	8.1	9.48
<b>Saturation en eau Sw%</b>	22.44		

**IV.3 Etude de cas**

**IV.3.1 Puits BKRE1**

**IV.3.1.1 Historique**

Le puits BKRE1 est un puits d'exploration pour les quartzites d'El-Hamra qui se sont avérés sans intérêt pétrolier. Ce puits qui est alimenté par le TAG SI, a été foré avec une boue à émulsion inverse (invermul) de densité 1.52. Le puits est éruptif jusqu'aux nos jours.

**Tableau IV.2: Données du puits BKRE1**

Opération	Date	Observations
Complétion	20/11/2005	❖ Fluide de complétion: d = 1.2. ❖ Tubing 3''1/2 et un liner 4''1/2.
Perforation	24/10/2005	❖ Perforé en over balance. ❖ Guns type: 2''7/8 SPF: 6. Phasing 60°.
Mise en service	22/02/2009	Après nettoyage de puits

**IV.3.1.2 Composition de la boue utilisée**

**Tableau IV.3: Composition de boue du puits BKRE1**

Funnel	50	Y point	10	App,visc	33	Filtre. HTHP	3.8	Viscosité plastique	28
Gel 10	10	Gel0	5	Pb	2.7	Huile/eau	88/12	Cl	21
CaCl2	0	% solids	22	% sable	0	% huile	68	Ca <sup>++</sup>	3.6
NaCl	320	% solides faible densité	3.4	% solides grande densité	17.3	Stabilité électrique	1280	E-LIME	10

**IV.3.1.3 Caractéristiques de production**

**Tableau IV.4: Données du well test du puits BKRE1**

Date	Modèle	Réservoir	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )	Kh (md.m)	K (md)	Skin
Du 21/04 au 10/05/09	Infinite	Radial Composite	291.46	34.5	2.65	- 1.65

IV.3.1.4 Evolution de la production

Tableau IV.5: Evolution de la production

date	4/2009	6/2009	8/2009	10/2009	12/2009	2/2010	10/2010	12/2010	2/2011
débit	2,5	3	3.3	3.5	3.8	4	3.6	3.3	2.5
duse	12.8	13.5	14	14.6	15.2	15.8	16.1	15.8	12.7

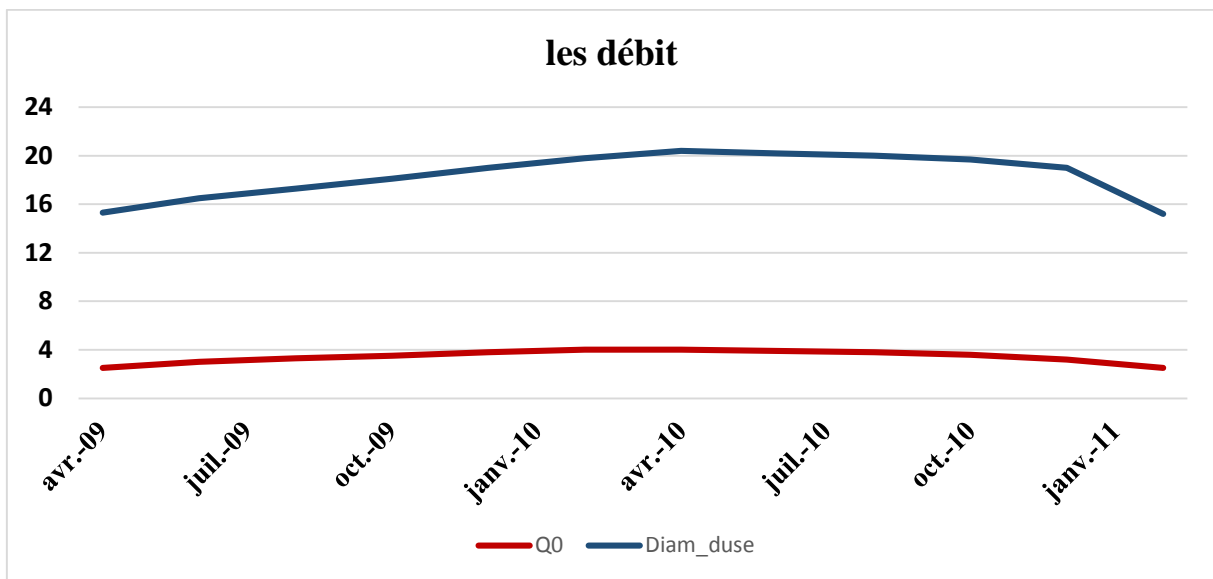


Figure IV.1: Historique des débits du puits BKRE1.<sup>[13]</sup>

IV.3.1.5 Analyse d'endommagement

Endommagement par la boue de forage ( $d=1.52$ ,  $\Delta P_{\text{Forage}}= 170 \text{ kg/cm}^2$ ) ; Par le fluide de complétion ( $d=1.12$ ) qui est resté dans le puits depuis la fin de la complétion le 23/11/2005 jusqu'à la mise en service le 22/02/2009, soit une durée de plus de 3 ans. Dépôts organiques ou minérales (Analyse de dépôt faite 26/03/2009).

Tableau IV.6: Analyse des dépôts du puits BKRE1

Dépôt	Pourcentage %
Organique	5.64
NaCl	47.18
Dépôt de Fer	14.3
Résidu sec	31.28

**Tableau IV.7: Les pseudo-skins du puits BKRE1**

Puits	St	Sp	Spp	SL	SRC	Sm	Sdp	Sw
<b>BKRE1</b>	-1.65	0.38	0.289	0.262	-4.4	-0.41	-0.549	2.777

Les résultats issus de calcul des pseudos skin révèlent que Le skin d'endommagement est grand ; équivalent de 2.77, il est dû probablement à la boue de forage ,(d=1.52 sg, DPForage= 190 kg/cm<sup>2</sup>), et ensuite par le fluide de complétion (boue Invermul d=1.12 sg) qui est resté dans le puits depuis la fin de la complétion le 23/11/2005 jusqu'à la mise en service le 22/02/2009, soit une durée de plus de 3 ans.

#### IV.3.1.6 Traitement préconisé

Le traitement retenu est comme suit :

- ✓ Nettoyage des zones perforées avec 4 m<sup>3</sup> de Tube Clean HCL 7.5% et à l'eau traitée.
- ✓ Squeeze de 3 m<sup>3</sup> de NSO pour nettoyer et extraire la boue des abords de puits et matrice suivi d'un flow back.
- ✓ 3 m<sup>3</sup> de Preflush (ClayFix-5 + ClaySafe-5).
- ✓ Traitement matriciel des abords du puits avec 6 m<sup>3</sup> de SSCA.
- ✓ 3 m<sup>3</sup> d'Overflush (ClayFix-5 + ClaySafe-5).
- ✓ Remplissage du puits se fera à la mousse, évacuation de tous les fluides et remise en service du puits.

#### IV.3.1.7 Test ARC

**Tableau IV.8: Volume d'acide utilisé et calculé d'après l'ARC, du puits BKRE1**

Puits	Acide utilisé	Volume utilisé	Volume calculé
<b>BKRE1</b>	SSCA	6	7,83

IV.3.1.8 Analyse nodale

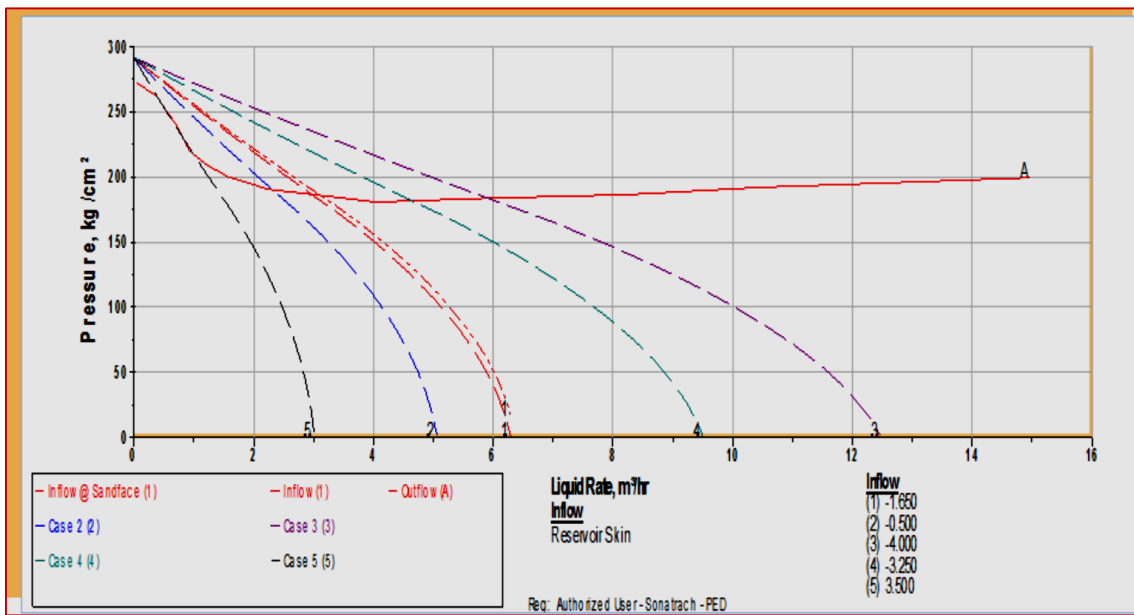


Figure IV.2: Analyse Nodale du puits BKRE1

Tableau IV.9: Analyse nodale du puits BKRE1

cas	1	2	3	4	5
Skin	-1.65	-0.5	-4	-3.25	3.5
Q huile (m <sup>3</sup> /h)	2.97	2.31	5.91	4.64	0.99
Q o reel (m <sup>3</sup> /h)	2.31	4.60	5.16	-	-

IV.3.1.9 Evolution des débits avant et après acide

Tableau IV.10: Les débits avant et après acide du puits BKRE1

Q oil avant m3/h	2.317
Q oil après m3/h	4.602



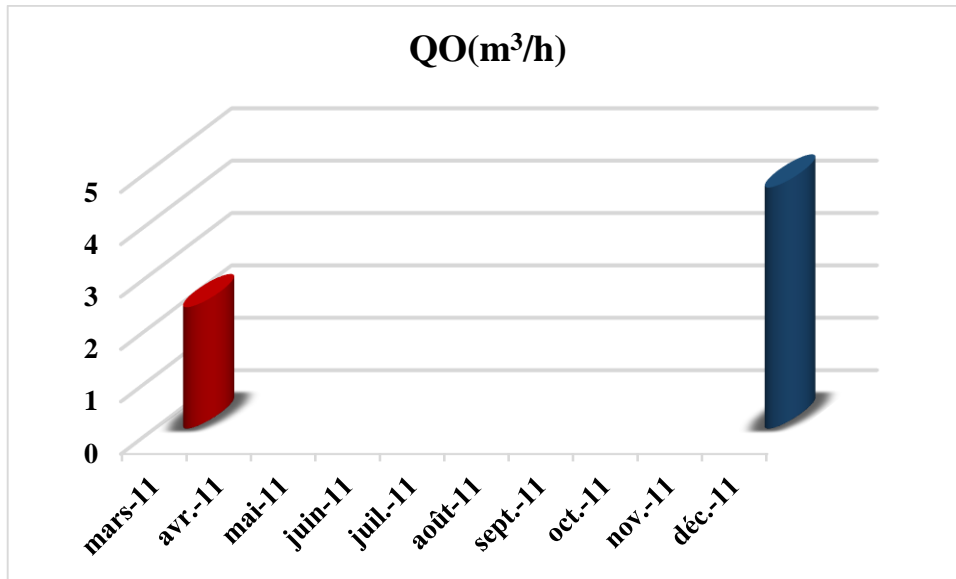


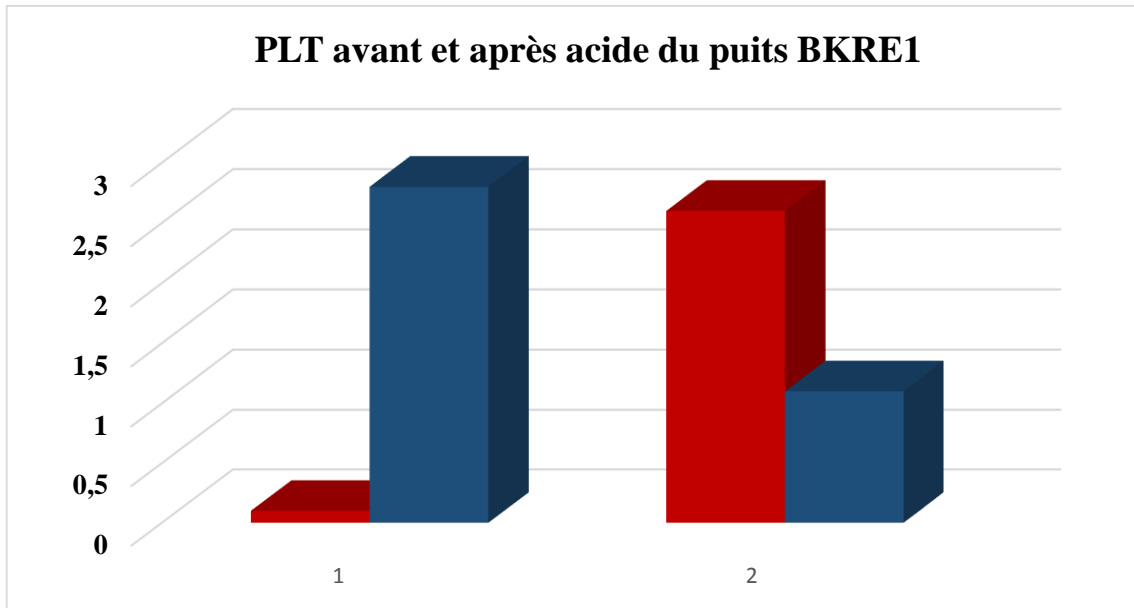
Figure IV.3: Evolution des débits avant et après acide du puits BKRE1.[13]

#### IV.3.1.10 Commentaires et conclusions

Après calage du modèle par le logiciel, les analyses de l'IPR montrent un skin qui diminuait de -1.65 à -3.25 après acidification. Donc le puits a été stimulé plus qu'avant. Le gain en production égale à 2.28 m<sup>3</sup>/h. La production des bancs avant et après acide donnée par PLT et illustrée dans la figure ci-dessous :

Tableau IV.11: PLT avant et après acide du puits BKRE1

Q oil avant m <sup>3</sup> /h	0.1	2.6
Q oil m <sup>3</sup> /h	2.8	1.1



**Figure IV.4: PLT avant et après acide du puits BKRE1.**[14]

- ✓ On voit une inversion de profil de production des bancs.
- ✓ La production du banc N°1s est améliorée à cause de la dissolution du ciment siliceux (Étude CRD OKN53).
- ✓ Par contre, la production du banc N°2 a chuté à cause de la déposition de particules fines colmatant les pores déstabilisées par l'acide HCl de concentration 13.5 %. sachant que leur % d'argile est élevé (voir tableau ci-dessous).
- ✓ Pour cet acide, le phénomène de la formation des particules fines obturant les pores est également présent (puits OKN#53, étude CRD le confirme). Cela est imputé à l'altération des feldspaths ou à la dissolution d'illites car cette argile a tendance à former des fines sous l'action de l'acide.

**Tableau IV.12: Caractéristiques minéralogiques des bancs**

banc	Minéralogie	Vsh
<b>1</b>	grés gris-clair à blanc, fin, friable, silico-argileux, pyriteux par endroits.	0%
<b>2</b>		4%

**IV.3.2 Puits OKN68**

**IV.3.2.1 Historique**

Le puits OKN68 a été implanté comme puits injecteur dans la Série Inférieure pour le développement de cette partie du gisement et aussi pour mieux définir la structure et l'extension des réservoirs T1 + SI. Le T1 et la SI ont été traversés avec une boue à l'huile inermul de densité 1.48. Le puits a été ensuite converti en producteur.

**Tableau IV.13: Données du puits OKN68**

Opération	Date	Observations
Forage	07/04/2008	Boue inermul de densité 1.48
Complétion	20/11/2008	Fluide de complétion D = 1.48
Perforation	16/08/2008	Perforations initiales « T1 »: deep star 2 ' 1/8; eh =0.3 in; pen=29 in; phasing = 90°; 04 spf.
Mise en service	11/10/2008	Mise en service du T1
Perforations complémentaires	08/03/2009	Perforation de la SI
Snubbing	08/05/2009	Chemisage avec 2"7/8 pour Gaz lift

**Tableau IV.14: Données de well test du puits OKN68**

Date	Modèle de réservoir	Frontières	PFS (kg/cm <sup>2</sup> )	Kh (md.m)	k.(md)	skin
25/09/2009	Deux couches	faille	141.29	305	12.4	3.98

**IV.3.2.2 Evolution de la production**

**Tableau IV.15: Evolution de débit de production OKN68**

date	10/2008	3/2009	8/2009	11/2009	4/2010	11/2010	4/2011	7/2011	10/2011
débit	2	6	2	4	3	3.2	4	3.7	3.5
duse	12	17	13.5	16.5	15	15.5	16.3	16	15.8

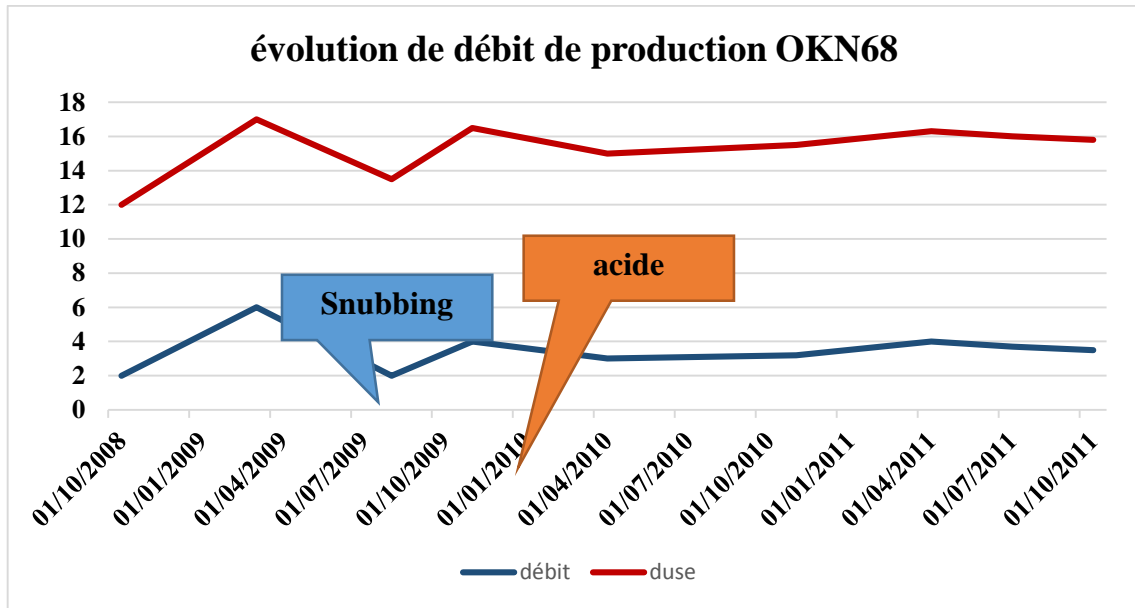


Figure IV.5: Evolution de la production du puits OKN68.[13]

#### IV.3.2.3 Analyse d'endommagement

La cause majeure est peut-être la boue de forage, du fait que la pression différentielle appliqué sur la formation est de  $295 \text{ kg/cm}^2$ , sachant que le taux de colmatage est environ 60% (puits OKN53, étude CRD).

Tableau IV.16: Les pseudo-skins du puits OKN68

Puits	série	St	Sp	Src	Spp	SL	Sm	Sf	Sw
OKN68	T1	3.98	0.1226	-6	0.129	0.7625	1.553	-0.55	7.97

#### IV.3.2.4 Traitement préconisé

Un programme de stimulation matricielle a été préparé pour

- ✓ Nettoyage intensif du tubing et des perforations, avec une circulation de l'eau traitée, et du gel mousse.
- ✓ Du Tube Clean et de d'eau traitée au  $\text{NH}_4\text{Cl}$  nitrifié, recommandé pour le nettoyage.
- ✓ des sédiments (Oxyde du Fer, carbonates). Puis évacuation avec de l'Azote.
- ✓ Traitement des abords du puits au : OCA (HCL 33 %-Acetic Acide).
- ✓ Mousse de diversion + Spacer.

IV.3.2.5 Analyse nodale

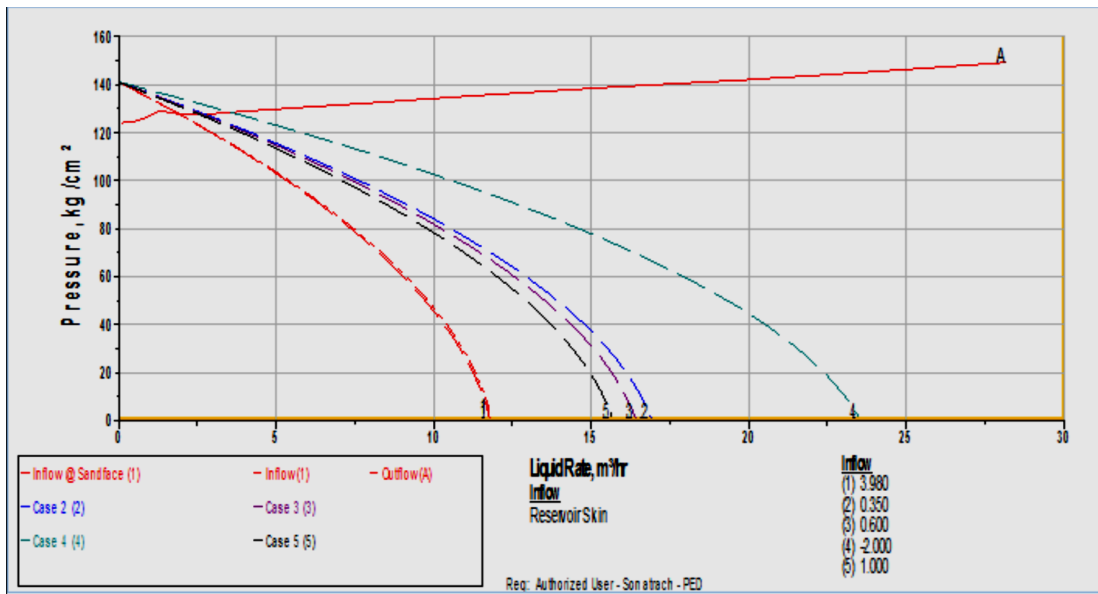


Figure IV.6: analyse nodale prévisionnelle

Tableau IV.17: Analyse nodale du puits OKN68

Inflow	1	2	3	4	5
Skin	3.98	0.35	0.6	-2	1
Q huile (m <sup>3</sup> /h)	1.87	2.71	2.64	3.57	2.53

IV.3.2.6 Commentaires et conclusions

Après calage du modèle par le logiciel, les analyses de l'IPR montrent que l'effet de la stimulation s'est fait ressentir avec un skin qui descendait de 3.98 à 0.35, mais le débit n'a pas trop évolué il a passé de 2.66 (du dernier jaugeage avant traitement) à 2.701 m<sup>3</sup>/h, un gain de 0.037 m<sup>3</sup>/h.

Ce résultat est dû à la faible pression du réservoir, schématisée par le graphe :

Tableau IV.18: Evolution de la pression de gisement du puits OKN68

date	5/2008	9/2008	1/2009	5/2009	9/2009	5/2010	9/2010	1/2011	5/2011	1/2012
pression	500	350	225	200	198	180	170	150	130	100

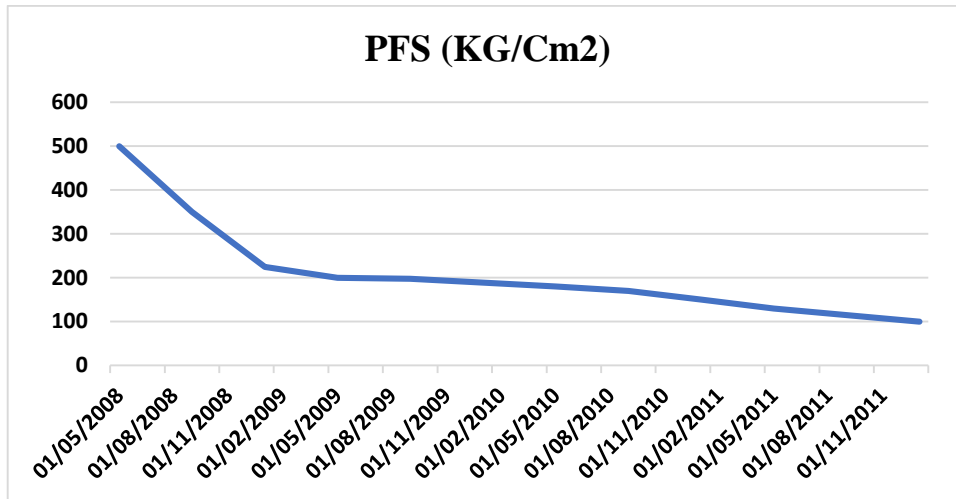


Figure IV.7: Evolution de la pression de gisement du puits OKN68

Les données de PLT sont illustrées sur le graphe ci-dessous :

Tableau IV.19: PLT avant et après acide du puits OKN68

Q oil avant (m3/h)	0.7	3.4	0.55	0.6
Q oil	0.2	2.75	0	1

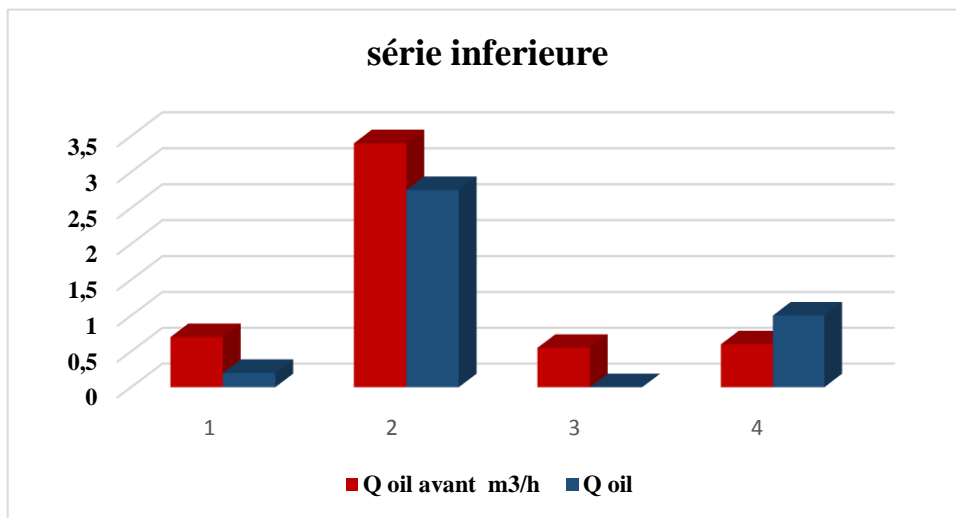


Figure IV.8: Graphe présentatif des interprétations du PLT avant et après acide.[14]

- ✓ Le dernier banc est complètement dans la partie argileuse et ne donne que de l'eau.
- ✓ En plus, Les rapports de wire-line indiquent la restriction du diamètre du tubing par les dépôts.
- ✓ L'interprétation de PLT montre que la participation du T1, à travers le N°1 est insignifiante.

## CHAPITRE IV : ETUDES ET ANALYSES DE CAS

- ✓ Ceci dit, le banc N°2 chute de débit mais reste le producteur, suivi du banc 4 qui augmentait en débit après acide, avec les taux de participation de 71.4 et 26% respectivement.
- ✓ Cependant, les bancs N°5 ,6 et 7 ne contribuent pas à la production, ils semblent bouchés ils sont couverts par une phase lourde de densité 1.13 à partir de la côte 3508m.
- ✓ D'ailleurs, la pose du train PLT est un signe de dépôts sels sur les parois du liner (il s'agit de dépôts du sel et/ou sédiments).
- ✓ La présence d'un cross flow d'un débit de 0.65 m<sup>3</sup> /h de la partie sommitale vers la partie basale du réservoir SI.
- ✓ L'endommagement de réservoir de SI est dû à la perforation en over balance.
- ✓ Une perforation de 1.5 m (3540 m à 3541.5 m) s'est faite accidentellement.

**Tableau IV.20: Caractéristiques minéralogiques des bancs du puits OKN68**

Réservoir	banc	Minéralogie	k (md)	Vsh	Sw
<b>T1</b>	N°1	Pas de carotte	21,31	4%	17%
	N°2	T1:Grès gris noire fin à moyen .localement bitumineux dur .stratification horizontale	27,75	13%	18%
	N°3	SI 3483.5m; Grès noir bitumineux fin à moyen bien classé Stratification Subhorizontale avec passage de silt gris verdâtre dur	64,77	1%	9%
<b>SI</b>	N°4	non récupéré	502,18	21%	20%
	N°5	Grès gris vert à gris noir moyen à grossier localement bitumineux.	1,3	9%	45%
	N°6	Grès noir fin à moyen argileux siliceux moyennement dur	153,56	5%	24%
	N°7	grès gris+clair fin argileux compact dur.grès vert dur micacé silteux avec présence de fissures entre+croisées remplis de calcite	-	21%	47%
	N°8	argile noire	-	-	-

### CONCLUSION GENERALE

Cette étude permet de bien comprendre les moyens de traiter les différents types d'endommagements, ainsi que la formulation de l'acide adéquat pour chaque type de traitement. Elle permet aussi de bien analyser et évaluer les résultats des traitements, afin de pouvoir améliorer leur efficacité et réduire les coûts d'investissement.

Le travail ci – dessus, nous a permis de tirer la cause principale l'endommagement est la boue de forage. Aussi que les tests de Build up ; nous a permis d'évaluer l'efficacité de traitement en comparant les résultats avant et après l'intervention.

Par ailleurs, le choix du traitement préconisé doit dépendre impérativement de la caractérisation d'endommagement, de la minéralogie et de type de fluide. En outre, il a été conclu que plus les skins d'endommagement et les perméabilités sont grands, plus les rendements des opérations d'acidifications sont meilleurs.

On conclue que, L'échec de l'opération dans quelques cas est dû à la limite d'éruptivité, ou la baisse de la pression de réservoir et pas à l'acide lui-même).

L'analyse effectuée sur les Puits nous a permis de tirer les points suivants :

- L'identification précise du type d'endommagement est essentielle pour la sélection du traitement et de l'équipement le plus approprié.
- Les volumes d'acides injectés sont limités et ça influe sur les résultats des traitements .
- Un traitement d'acidification ne doit pas être décidé à la légère. Il doit être étudié et réalisé avec soin car l'opération est très coûteuse.



### BIBLIOGRAPHIQUE

- [1] BOUDOUDA, K. Document Sonatrach, Service Géologie.1999.
- [2] BENYOUNES, K. Rapport d'interprétation sismique du champ de Haoud Berkaoui  
a. SONATRACH, Compagne 96-BKH .1999.
- [3] COSSE, R."Le gisement, Technique d'exploitation pétrolière ", Paris.1988.
- [4] Cour de production. "Caractéristiques réservoirs" du champ de Haoud Berkaoui .1976.
- [5] BOY, X. "Manuel d'endommagement des réservoirs". Edition Technip .1983.
- [6] "Formulaire du producteur". Edition Technip, IFP. 1970.
- [7] "Manuel d'acidification des réservoirs". Edition Technip. 1983.
- [8] " Stimulation des réservoirs" .SPE. 2000.
- [9] "Programmes d'acidification des puits et Rapports journaliers des opérations"  
a. .SH/DP/EP/Service techniques puits, HBK .2010
- [10] SOUMAR, M. "Matrix Materials Manual". Schlumberger, HBK .2006.
- [11] "La liaison couche trou (Tome 1 et 2)" par Dominique Veillon. Editions Technip, 2001, IFP.
- [12] "Réservoir stimulation" par Michel. J. Economides, Kenneth. G. Nolte. Schlumberger éducationnel services, 1989, Houston.
- [13] données de jaugeage, DP, HBK.
- [14] Données de PLT, DP/HBK.
- [15] service géologie DP/HBK.
- [16] Données "SH/ DP/EP service géologique, intervention sur puits, Technique puits"HBK .
- [17] BENLAIB, B. Etude sédimentologie et diagraphique des réservoirs Argilo-Gréseux de la série inferieure du HBK. CRD.
- [18] Recueil des fiches stratigraphique du HBK.
- [19] BOURDAROT, G. Rapports journaliers de géologie et de forage de la région de HBK.
- [20] Revue de Sonatrach.
- [21] Document Sonatrach. "nature of formation damage".

## BIBLIOGRAPHIE

---