

N° Série :..... /2019

Université KasdiMerbah - Ouargla -



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

**Département de production**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : production académique**

Présenté Par :

**AICHOUCHE Mohammed Yacine**

- THEME -

---

## **Evaluation et interprétation des résultats des acidifications dans le champ de Hassi Messaoud (Puits MDZ663 et MD519)**

---

Soutenu le :

Jury :

<b>Président :</b>	Mr. DADEN Abdelghafour	UKM. Ouargla
<b>Examineur :</b>	Mr. FENNAZI Bilal	UKM. Ouargla
<b>Encadreur :</b>	Mr. CHETTI Djamel Eddine	UKM. Ouargla

JUIN 2019

# Remerciement

*Louage à Dieu le tout puissant qui m'a donné le courage, la force et m'a facilité  
le chemin pour atteindre mes objectifs.*

*Je voudrais tout d'abord témoigner ma profonde reconnaissance à mon  
promoteur Mr, CHETTI Djamel Eddine, pour ses orientations, son sérieux et ses  
conseils judicieux,*

*Je remercie aussi le président Mr.DADEN Abdelghafour et l'examineur du  
jury Mr.FENNAZI Bilal pour avoir accepté d'examiner mon travail*

*Je remercie chaleureusement l'équipe de Base IRARA sur tout  
Mr.MBEBROUK et Mr.MERIOUMA pour leurs aides, leurs encouragements et  
leurs conseils précieux durant toute la période de stage.*

*Je voudrais de plus rappeler le soutien et l'encouragement de nos chers*

*Parents et amis.*

*J'adresse aussi mes sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de la  
faculté d'hydrocarbure Ouargla qui ont contribué à notre formation.*

*En définitive, je remercie toute personne qui a participé de près ou de loin, de  
façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel j'ai tant consacré  
en y mettant aussi tout mon cœur.*

**Merci**

# Dédicace

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

*Arrivé au terme de l'induction, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail*

*A ma très chère mère, sans la quelle je ne serais rien, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de se sacrifier pour moi afin que je puisse réussir dans ma vie*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, son sérieux et surtout pour sa simple présence pour que rien ne puisse entraver mes études.*

*A Mon grand frère **Mohammed** qui à toujours été la pour moi, pour me conseiller me soutenir et m'aider, A mon cher frère **Med Elhafed**.*

*A mes très chères sœurs **Souhaila, Najida, Nora, Soumya**, et ma belle sœur **Dalila**, sans oublier tous les membres de ma très chère famille à El oued.*

*A monsieur **CHETTI Djamel Eddine** mon encadreur*

*A mes meilleurs amis, qui m'ont toujours aidé à surpasser mes problèmes, et à qui je dois beaucoup dans ma réussite.*

*A tous mes amis que j'ai eu l'honneur de connaître depuis ma tendre enfance jusqu'à aujourd'hui.*

*A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.*

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

***A. Yacine***

## Résumé

L'acidification est une technique visant à améliorer 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.

L'objectif de cette étude est l'évaluation et l'interprétation des résultats des acidifications des puits MDZ663 et MD519 dans le champ de Hassi Messaoud

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

L'opération a réussi dans le puits MD519 et a échoué dans le puits MDZ663 pour non respect des procédures.

**Mots clés :** endommagements, acidification, stimulation matricielle, interprétation.

## Abstract

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 reduces well productivity.

Objective of this study is the evaluation and interpretation of acidification results in the well MDZ663 and MD519 in the field of Hassi Messaoud

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

Operation has succeeded in the MD519 and has echole in the MDZ663 for not respect the procedure

**Key words:** damage, acidification, matrix stimulation, interpretation.

## ملخص

التحميض هو تقنية تستهدف زيادة الإنتاجية و ضخ الآبار الزيتية و الغازية. إن إنعاش مصفوفة البئر يتطلب حقن الخزان بأحماض مختلفة لنزع الإضرار المحيطة بالبئر و الذي ينقص إنتاجية البئر.

الهدف من هذه الدراسة هو تقييم و تفسير نتائج تحميض الابار MD519 و MDZ663 في حقل حاسي مسعود

موانع العلاج تضخ بضغط أقل من ضغط المحدد لانكسار الصخرة

العملية نجحت في البئر MD519 و فشلت في البئر MDZ663 لأجل عدم احترام الاجراءات.

**الكلمات المفتاحية :** الأضرار، التحميض، إنعاش المصفوفة، التحليل.

# *Sommaires*

<b>Remerciements</b>	I
<b>Dédicace</b>	II
<b>Résumé</b>	III
<b>Liste des figures</b>	IV
<b>Liste des tableaux</b>	V
<b>Liste des annexes</b>	VI
<b>Nomenclature et Abréviations</b>	VII
<b>Introduction Générale</b>	01
<b>Chapitre I. Présentation du Champ Hassi Messaoud</b>	
I.1 Introduction	03
I.1 Genèse et origine de l'huile	03
I.2 Situation géographique	04
I.3 Cadre géologique	05
I.4 Aperçu stratigraphique	06
I.5 Description et caractéristiques du réservoir	07
<b>Chapitre II. Analyse et évaluation de l'endommagement</b>	
II.1 Introduction	08
II.2 Signification de l'endommagement	08
II.3 Localisation de l'endommagement	08
II.4 Les endommagements les plus fréquents à HMD	10

II.5 Détection des endommagements	14
II.6 Notion de skin (coefficient d'endommagement)	14
II.7 Expression de l'endommagement	18

### **Chapitre III. Chimie d'acidification**

III.1 Introduction	22
III.2 les traitements par acidification	23
III.3 Calcul du volume d'acide nécessaire pour l'acidification	38

### **Chapitre IV. Évaluation et interprétation des résultats des acidifications**

IV.1. Introduction	45
IV.2. Présentation de puits MDZ663	46
IV.3. Présentation de puits MD519	53
IV.4. Les Contraintes rencontrées pendant l'acidification des puits à HMD	66
IV.5 Etude économique	68
V.6. Conclusion	69

<b>Conclusion Générale</b>	70
----------------------------	----

<b>Recommandations</b>	71
------------------------	----

### **Références Bibliographiques**

### **Annexes**

## Liste des figures

Figure	Titre	Page
<b>Chapitre I : Présentation du champ de Hassi Messaoud</b>		
<b>Figure I.1</b>	Situation géographique du HMD	4
<b>Figure I.2</b>	Situation géologique du champ HMD	4
<b>Figure I.3</b>	La stratigraphie de HMD	6
<b>Chapitre II : Analyse et évaluation de l'endommagement</b>		
<b>Figure II.1</b>	Représentation de l'envahissement de la formation par le fluide	9
<b>Figure II.2</b>	Types d'endommagements sur le champ de HMD	10
<b>Figure II.3</b>	Représente schématiquement la formation de cake	13
<b>Figure II.4</b>	les endommagements causés par la perforation	14
<b>Figure II.5</b>	influence du skin sur la perméabilité	16
<b>Figure II.6</b>	Influence du skin sur la productivité	18
<b>Figure II.7</b>	Evolution de la pression de fond après fermeture du puits (cas du puits idéal)	19
<b>Figure II.8</b>	Evolution de la pression de fond après fermeture du puits (Cas du puits endommagé)	19
<b>Figure II.9</b>	Présentation de la chute de pression due à l'endommagement	20
<b>Chapitre III : Chimie d'acidification</b>		
<i>Figure III.1</i>	Acidification des matrices	22
<i>Figure III.2</i>	Constituants typiques des grés	26
<i>Figure III.3</i>	mesure de la perméabilité	40
<i>Figure III.4</i>	Test d'acidification	41
<i>Figure III.5</i>	Effet de l'acide sur la porosité de l'échantillon	42
<i>Figure III.6</i>	Courbe de réponse à l'acide (6% HCl – 1,5% HF)	42
<b>Chapitre IV : Évaluation et interprétation des résultats des acidifications</b>		
<i>Figure IV.1</i>	Localisation du puits MDZ663	46
<i>Figure IV.2</i>	Analyse prévisionnelle des performances du puits MDZ663	50
<i>Figure IV.3</i>	Localisation du puits MDZ519	54
<i>Figure IV.4</i>	IPR du puits MD519 avant et après acidification	61
<i>Figure IV.5</i>	évaluation le débit d'huile MD519	65
<i>Figure IV.6</i>	Comparaison des volumes d'acide injectés et des volumes poreux	66

## Liste des Tableaux

<b>Tableau</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
<i>Tableau IV.1</i>	Donnés réservoir puits MDZ663	47
<i>Tableau IV.2</i>	Essais de puits MDZ663	48
<i>Tableau IV.3</i>	Données de Jaugeage de puits MDZ663	48
<i>Tableau IV.4</i>	Caractéristiques géologiques et pétro-physiques MDZ663	49
<i>Tableau IV.5</i>	Essais de puits avant stimulation puits MDZ663	49
<i>Tableau IV.6</i>	Type d'endommagement de puits MDZ663	49
<i>Tableau IV.7</i>	Les données de l'analyse prévisionnelle de puits MDZ663	51
<i>Tableau IV.8</i>	Essai de puits avant et après l'acidification MDZ663	53
<i>Tableau IV.9</i>	Données de PLT du puits MD519	55
<i>Tableau IV.10</i>	Essais de puits avant et après stimulation puits MD519	58
<i>Tableau IV.11</i>	Donnés de jaugeage de puits MD519	58
<i>Tableau IV.12</i>	Essais de puits avant et après la stimulation de puits MD519	60
<i>Tableau IV.13</i>	Type d'endommagement de puits MD519	60
<i>Tableau IV.14</i>	Gain mensuel de production de puits MD519	68

## Liste des Annexes

<b>Annexe</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
<b>A1</b>	Fiche technique de la complétion MDZ663 et MD519	i
<b>A2</b>	Découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud	iii
<b>A3</b>	Evènements lors du forage MDZ663	iv
<b>A4</b>	interprétation du test de puits Build-up (méthode de HORNER)	v
<b>A5</b>	Définition de l'outil ScaleBlaster et CTU	vi



# Nomenclature et Abréviations

**API** : American Petroleum Institut  
**ARC** : Test de Réponse à l'Acide  
**CTU** : Coil Tubing Unité  
**CCE** : Concentrique  
**DST** : Drill Stem Test (Test en cours de forage)  
**GL** : GAS-LIFT  
**GLR** : Gas Liquid Ratio  
**GOR** : Gas Oil Ratio  
**HMD** : Hassi Messaoud  
**HZN** : Hors Zone Nord  
**HZS** : Hors Zone Sud  
**HCl** : Acide Chlorhydrique  
**H** : Hauteur ou épaisseur du réservoir (m)  
**IP** : Indice de Productivité (bbl/j/psi)  
**IFP** : Institut Française de Pétrole  
**K** : Perméabilité (md)  
**KH** : La conductivité (md.ft)  
**LD<sub>2</sub>** : Lias Dolomitique  
**LCP** : Liner Cimenté Perforé  
**LBU** : Long Build Up  
**N<sub>2</sub>** : Azote  
**OH** : Open Hole  
**PBR** : Polish Bore Receptacle  
**P<sub>g</sub>** : Pression de Gisement (Kg/cm<sup>2</sup>)  
**P<sub>t</sub>** : Pression de Tête (Kg/cm<sup>2</sup>)  
**PFD** : Pression de Fond Dynamique (Kg/cm<sup>2</sup>)  
**PFS** : Pression de Fond Statique  
**PLT** : Diagraphie de production.  
**Q<sub>o</sub>** : Débit d'huile (m<sup>3</sup>/h)  
**S** : Skin

**SNB** : Snubbing

**SBU** : Short Build Up

**TVD** : Total Vertical Depth

**TD** : Total Depth

**TW** : Treated Water (eau traitée)

**WO** : Work Over

**WC** : Water Cut

**WHP**: Well Head Pressure (Pression de tête) (Kg/cm<sup>2</sup>)

## **Introduction générale**

L'huile et le gaz constituent des 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. Le maintien et l'amélioration des prévisions de production d'un gisement pétrolier constituent l'une des préoccupations de l'ingénieur de production. 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 liaison couche trou ou de la roche réservoir elle-même. Ce dernier peut être évalué aux moyens des essais de puits.

L'endommagement de la formation peut avoir plusieurs sources différentes comme l'invasion par les boues de forage ou du Work-Over qui altère la perméabilité aux abords du puits.

Cette étude a pour objet la stimulation de la roche réservoir des puits MDZ663, MD519, du champ de HMD afin d'améliorer leurs capacités d'écoulement.

Les puits précédents sont des puits producteurs d'huile. Ils ont subi une diminution du potentiel en raison des endommagements. Ces derniers créent un obstacle au niveau des abords des puits. Ces puits ont connu des baisses de pression significatives ce qui nécessite des interventions pour améliorer la production.

Dans ce fait, les compagnies de service SCHLUMBERGER, ont proposé au département Techniques Nouvelles de la direction Engineering et Production-SONATRACH des services afin de réaliser une stimulation sélective (zone à huile seulement) selon la nature de l'endommagement des puits afin de remédier à ce problème.

L'efficacité des solutions envisagées n'est confirmée qu'après la réalisation de la stimulation.

La problématique qui reste à résoudre :

Et est-elle donne des bons résultats ?

Dans cette étude on va évaluer et interpréter les résultats des acidifications effectuées dans le champ de HMD en tenant compte des points suivants :

- Le Chapitre I: présentation du champ de HMD
- Le Chapitre II : L'analyse et l'évaluation des endommagements dans ce champ
- Le Chapitre III : Différents calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification matricielle.
- Le Chapitre IV : Evaluation et interprétation des résultats d'acidification et évaluation économique des traitements.

## I.1 Introduction

Le champ de HMD est un gisement gréseux de forte puissance qui s'étend sur quelques 2200 km<sup>2</sup> avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km<sup>2</sup>.

La couche productrice située à une profondeur moyenne de 3400 m se caractérise par une très grande variabilité de ses propriétés pétro-physiques difficilement prévisibles et ce, malgré les connaissances géologiques accumulées sur plus de 1200 puits verticaux et horizontaux qui ont été continuellement carottés au cours de ces 50 dernières années.

Les propriétés pétro-physiques peuvent être une aubaine pour la productivité, comme ils peuvent provoquer une succession de problèmes à résoudre

## I.2 Situation géographique

Le champ de HMD se situe à 850 km Sud-Sud Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

De [ 790.000 à 840.000 ] Est.

De [ 110.000 à 150.000 ] Nord.

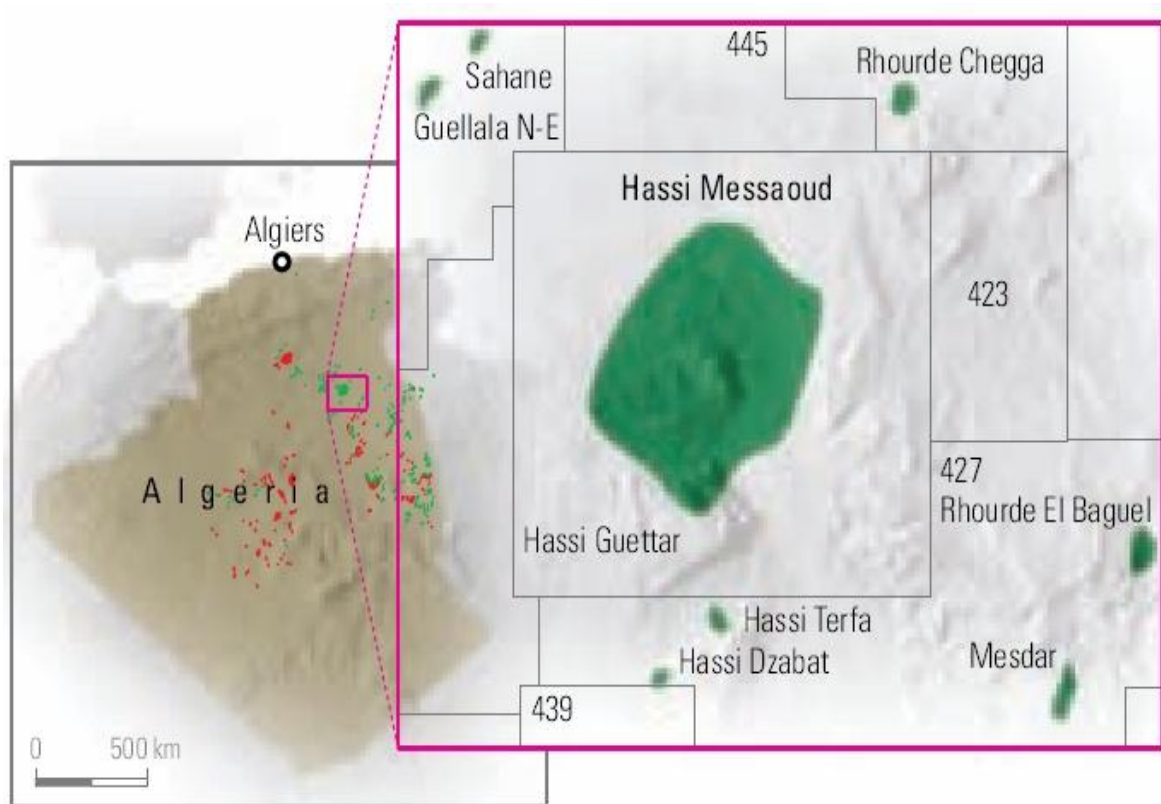


Figure I.1 Situation géographique du HMD<sup>(1)</sup>

### **I.3 Genèse et origine de l'huile**

Le réservoir de HMD est à 3300 m de profondeur en moyenne dans les terrains quartziques du cambrien.

Il y a deux sources possibles à propos de l'origine de l'huile de HMD :

Les bancs argileux des argiles d'El-Gassi du fait de leur présence proche du champ et surtout de l'état de leur carbonisation avancée qui témoigne de leur contribution au processus de formation des hydrocarbures.

Les argiles du silurien, puissante série, riches en matières organiques, situées de part et d'autre du gisement à de grandes profondeurs (sillon de Dorbane notamment).

L'extension géographique des niveaux, leur importante radioactivité et les tests géochimiques réalisés leur confèrent le rôle de roche mère potentielle ayant généré une grande partie de l'huile.

Les huiles formées ont migré vers le début du Jurassique jusqu'au Crétacé inférieur où le piégeage a eu lieu (vers 110 millions d'années). <sup>[2]</sup>

### I.4 Cadre géologique

Le champ de HMD occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km<sup>2</sup> de superficie

Il est limité :

Au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].

Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.

Au Sud-Est par les gisements; Rhourde El Baguel et Mesdar .

Géologiquement, il est limité :

A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya .

Au Sud par le môle d'Amguid El Biod .

Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt .

A l'Est par les hauts fonds de Dahar , Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames. [2]

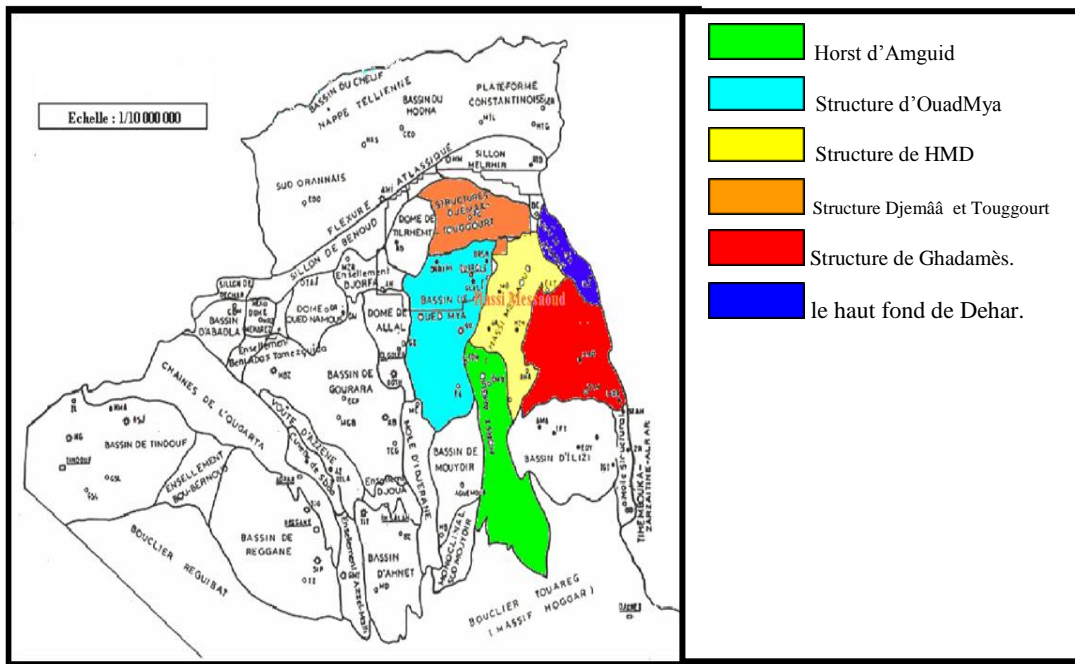


Figure 1.2 Cadre géologique du champ HMD [2]

### I.5 Aperçu stratigraphique

La stratigraphie et lithologie du champ de Hassi Messaoud se présente comme suit :

ERE	SYST	ETAGES		LITHOLOGIE	EPAISSEUR MOYENNE	DESCRIPTION	
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE discordance alpine			240/239	Sable, calcaire, marne sableuse	
		EOCENE			120/122	Sable, calcaire à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE ANHYDRITIQUE		107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			SALIFERE		209/219	Anhydrite, marne, dolomie	
			TURONIEN		140/149	Sel massif et traces d'anhydrite	
		CENOMANIEN		90/112	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		ALBINE		145/147	Anhydrite, marne, dolomie		
		APTIEN		350/362	Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		BARREMIEN		24/25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		NEOCOMIEN		276/280	Argile, grès, dolomie		
		JURASSIQUE	MALM			180/182	Argile, marne, dolomie, grès
			DOGGER	ARGILEUX		225/226	Argile, marne, calcaire, grès et traces d'anhydrite
	LAGUNAIRE				105/107	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grès	
	LIAS		L.D 1		210/211	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
			L.S 1		65/66	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.D 2		90	Alternance sel, anhydrite et argile	
			L.S 2		55	Anhydrite de dolomie cristalline	
			L.D 3		58/60	Alternance sel et argile	
	TRIAS		SALIFERE	TS 1		30/31	Alternance de dolomie et de marne
				TS 2		46	Alternance de sel, d'anhydrite et de dolomie
		TS 3			189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère	
		ARGILEUX		202	sel massif et traces d'argile		
		GRESEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
		ERUPTIF discordance hercynienne		0 à 35/35	Grès, argile		
	PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA		0 à 92	Andésites altérées	
			GRES D'EL ATCHANE		75	Quartzites fines avec traces de tigillites	
			ARGILES D'EL GASSI		25	Grès fins à ciment argileux, bitumineux	
			ZONE DES ALTERNANCES		50	Argiles shisteuses, verte ou noires glauconieuses à graptolites	
		CAMBRIEN	Ri (Isométriques)		20/18	Alternance de grès et argile Présence de tigillites	
Ra (Anisométriques)				42/50	Grès isométrique, fins, silteux		
R 2				120/125	Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
R 3				100	Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
INFRA-CAMBRIEN			300/370	Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse			
SOCLE			45	Grès argileux rouges			
						Granite porphyroïde rose	

Figure I.3 La stratigraphie de HMD<sup>[2]</sup>



## I.6 Description et caractéristiques du réservoir

Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon leur classement, leur degré de quartzification et leur teneur en argile, on peut citer :

- L'hétérogénéité est très importante sur un plan vertical.
- La porosité est faible de 5 à 10 %.
- La perméabilité est très faible de moyenne 0.1 –200 md.
- L'huile est légère, elle présente une densité moyenne en surface de 0,8 (45 °API) permettant ainsi d'augmenter le taux de récupération par réinsertion de gaz
- La viscosité est d'environ 0.2 cp a la pression de saturation.
- Le facteur volumétrique de fond Bo est de  $1.7 \text{ m}^3/\text{stdm}^3$ .
- La compressibilité totale moyenne sur l'huile (huile+eau+roche) est:  $3,63.10^4 \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$ .
- La saturation initiale en huile est de 80% à 90% maximum.
- La saturation critique en gaz est de l'ordre de 08%.
- La pression de Gisement est variable de 90 à 470 kg/cm<sup>2</sup>.
- La pression de bulle est de 140 à 200 kg/cm<sup>2</sup>.
- La température est de l'ordre de 118° C.
- Les puits présentent des G.O.R d'une moyenne de  $220 \text{ m}^3/\text{m}^3$  (sauf pour les puits en percée où le G.O.R peut dépasser  $1000 \text{ m}^3/\text{m}^3$  et plus).
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m maximum mais peut également être nulle.
- Cote de référence est de 3200 m.
- Le contact Huile/Eau initiale est à plus ou moins 3380 m. <sup>[2]</sup>

## II.1 Introduction :

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

Dans ce chapitre, on analysera en premier lieu les endommagements principaux et notamment ceux les plus fréquents à HMD, puis on expliquera les manières de leur détection, les différents types de skin et l'expression de l'endommagement.

## II.2 Signification de l'endommagement :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits. Il représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production et l'installation de surface. <sup>[1]</sup>

## II.3 Localisation de l'endommagement :

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

### II.3.1 Au fond du puits :

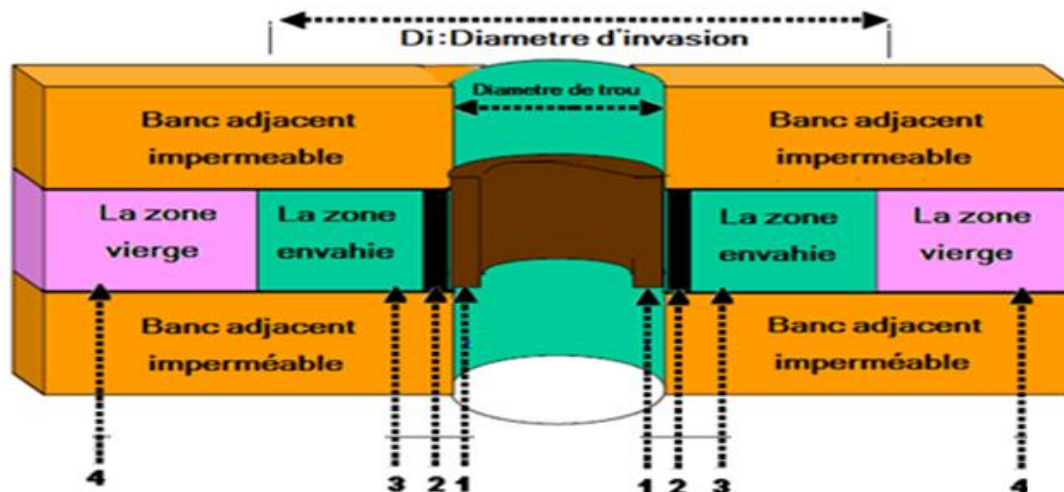
Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltènes).

### II.3.2 Aux abords du puits :

➤ **Cake externe** (zone 1) : Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou (pour consolider les parois du puits et réduire l'infiltration de la boue dans la formation).

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

- **Le cake interne (zone 2):** Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.
- **La zone envahie (zone 3):** Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :
  - Changement de mouillabilité
  - Formation d'émulsions
  - Gonflement et /ou délitage des argiles
  - Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.



**Figure II.1** Représentation de l'envahissement de la formation par le fluide de forage <sup>[6]</sup>.

L'envahissement de la formation peut être représenté schématiquement par plusieurs zones s'éloignant de l'axe de puits comme illustré dans la **Fig. II.1**

**Zone 1 :** Cake « externe » tapissant les parois du puits.

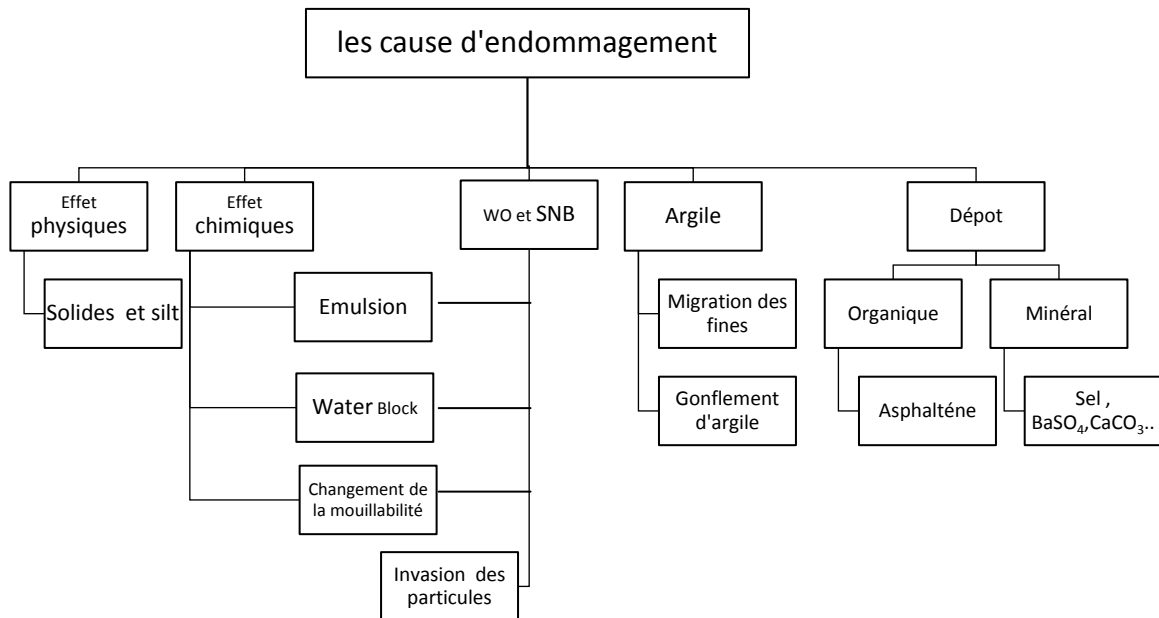
**Zone 2 :** Cake « interne » : solides ayant pénétré dans le milieu poreux.

**Zone 3 :** Zone envahit par le filtrat.

**Zone 4 :** Zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée.

## II.4 Les endommagements les plus fréquents à HMD:

Parmi les endommagements les plus rencontrés à HMD on peut citer:



**Figure II.2 Types d'endommagements sur le champ de HMD**

### II.4.1. Endommagement Naturel

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

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficiles à traiter, parmi lesquels nous citerons :

- Dépôts de matières inorganiques (sels, Sulfates)
- Dépôts de matières organiques (asphaltènes, Paraffines)
- Dépôts mixtes
- Migration des fines
- Gonflement des argiles ou bien (Argile gonflants)
- Emulsions

Les types d'endommagement les plus rencontrés sur le champ de HMD sont la déposition des matières organiques et inorganiques qui est très commune, la déposition de ces matières peut se trouver au niveau de la formation, perforation, tubing, liner et même des fois dans les équipements de surface.

### **A/ Dépôts organique**

Les dépôts organiques peuvent provenir du pétrole brut lui même, ils sont généralement qui se précipitent à la suite d'une baisse de et obturent les pores provoquant le colmatage (et constitués de paraffines et d'asphaltènes température et de pression dans le gisement parfois changement de mouillabilité).<sup>[2]</sup>

#### Cas des dépôts organiques (Asphaltènes)

Le dépôt des asphaltène, cause un grand problème de production. 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.<sup>[2]</sup>

Les facteurs suivants sont mis en évidence par les experts pour expliquer cette floculation :

- Les asphaltènes peuvent se déposer partout à cause du changement des conditions thermodynamiques (température ou/et pression), ces dernières causent une dégradation thermique du kérogène et contribue a la formation d'asphaltes
- Les sels contenus dans les eaux de formation créent des sites d'accumulation pour les asphaltènes
- 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
- Opérations de stimulation (réaction chimique).

#### Prévention

- ✓ Traitement chimique par injection de solvants,
- ✓ Mais aussi le changement des paramètres thermodynamiques pression et température,
- ✓ Traitement mécanique Grattage ou fraisage en utilisant un appareil Snubbing.

**B/ Dépôts inorganiques (sels)**

Le changement de température et de pression associés à la production engendre la précipitation de sels des fluides de formation richement salés. La présence d'une eau de gisement salée saturée, de salinité moyenne égale à 320 (g/l), est à l'origine de la salinité élevée de la formation qui nécessite un dessalage en continu au fond du puits pour assurer une bonne exploitation des puits.

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

Les dépôts de sel peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ; mais cette eau incompatible avec l'eau de la formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO<sub>4</sub> (sulfates de Baryum).

**Prévention**

Les dépôts de sel peuvent être facilement dissous par l'injection de l'eau douce à travers le concentrique, ou par injection de bouchon d'eau, mais la durée de vie du concentrique utilisé pour l'injection d'eau en continu est très courte et ne dépasse pas les 4 ans au maximum d'où les coûts supplémentaires pour les opérations Snubbing de changement de concentrique préventive.

**II.4.2. Endommagement Induit**

Un endommagement induit peut résulter des opérations sur les puits (Neutralisation, Forage, Perforation, Workover, Snubbing, Stimulation...etc.), l'utilisation d'une boue à base d'huile réduit son intensité.

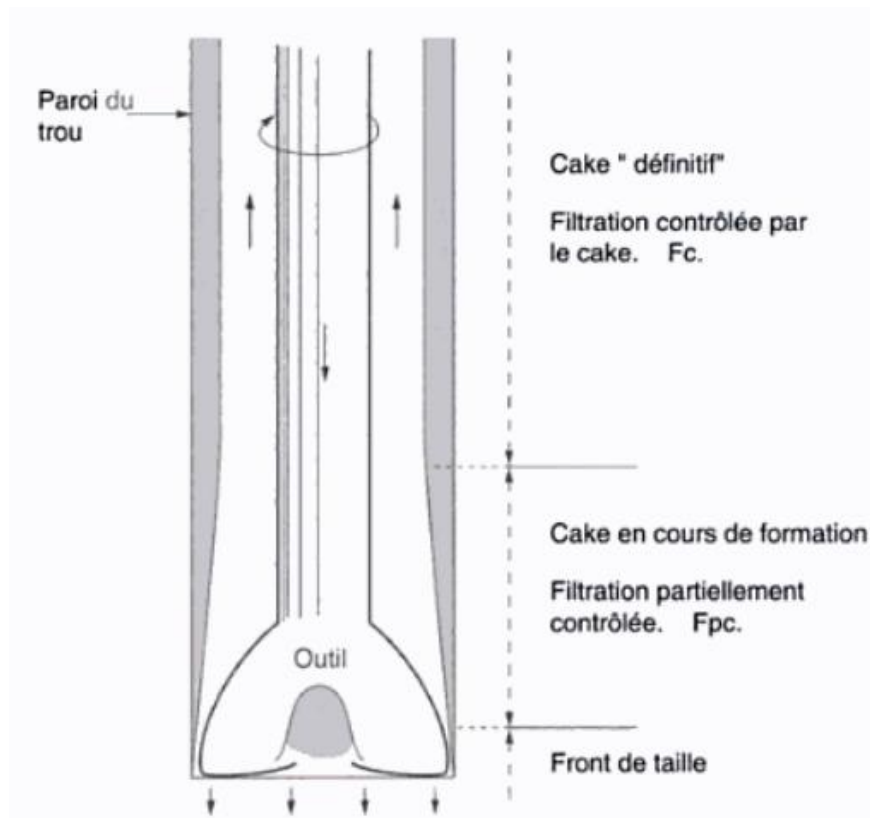
- Le colmatage (perforations, formation et complétion)
- Changement de mouillabilité
- Formation d'une émulsion
- Water Block
- Particules induise : Précipitation de Fère, rouille, particule solide de fluide.
- Fluide de forage ou de Work-Over.

L'endommagement du aux opérations de stimulation est causé par des réactions secondaires si l'acide ou le solvant utilisé n'est pas évacué à temps (Traitement matriciel).

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

L'endommagement peut être causé aussi par les méthodes de récupération secondaire telle que 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 dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.
- Formation d'hydrate dans le cas de l'injection d'eau et de gaz par le même concentrique.



**FIGURE. II-3** Représente schématiquement la formation de cake <sup>[2]</sup>

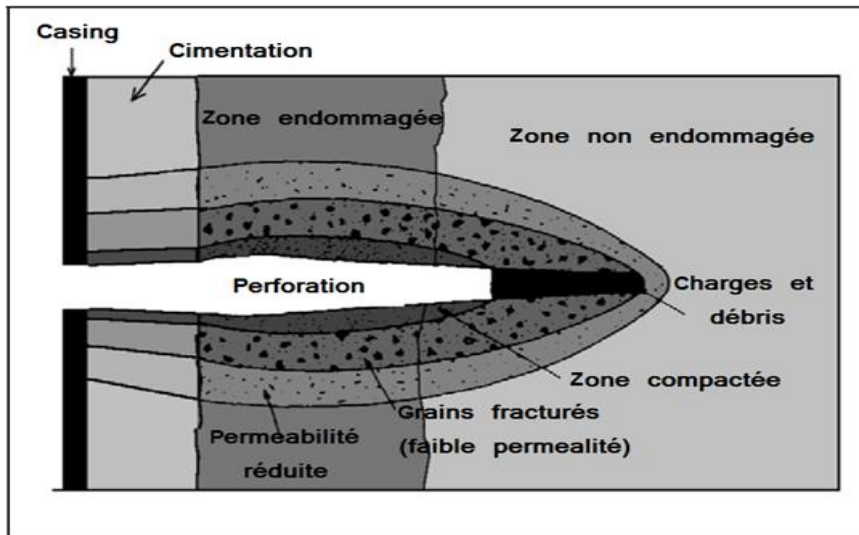


Figure II.4 : les endommagements causés par la perforation. <sup>[2]</sup>

## II.5 Détection des endommagements :

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

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

## 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 toute fois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits : le Pseudo-Skin. C'est un facteur sans dimension -déterminé par des essais de puits- qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits. <sup>[6]</sup>



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.

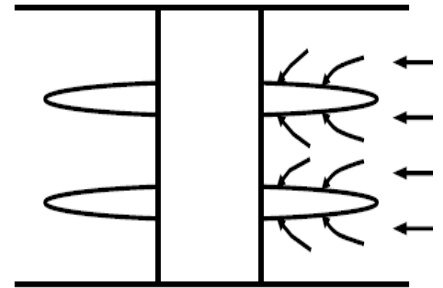
### II.6.2 Origine de skin :

Le skin a plusieurs origines dont les plus importants sont :

#### ☞ Les perforations :

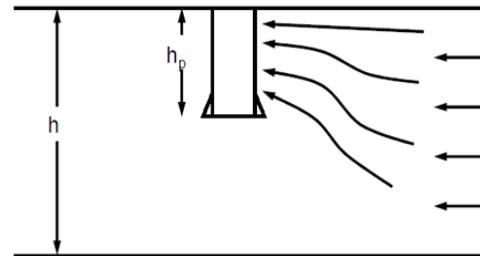
Le modèle du puits idéal suppose que son contact avec la formation s'étend sur  $360^\circ$ , mais avec des perforations on conçoit fort bien que la production soit forcée à travers les seules ouvertures.

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 et de leurs répartition.



#### ☞ La pénétration partielle :

La perforation d'une partie seulement de la hauteur du puits provoque une restriction des lignes d'écoulement aux abords du puits. 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.



### ∞ 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 :

Le rayon  $r_e$  et la perméabilité  $K_e$  de la zone endommagée sont reliés au Skin par l'expression de **Hawkins** <sup>[1]</sup>:

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

$S$  : skin ;

$K$  : perméabilité du réservoir (zone non endommagée)

$K_s$  : perméabilité de la zone endommagée

$r_s$  : rayon de la zone endommagée

$r_w$  : rayon du puits.

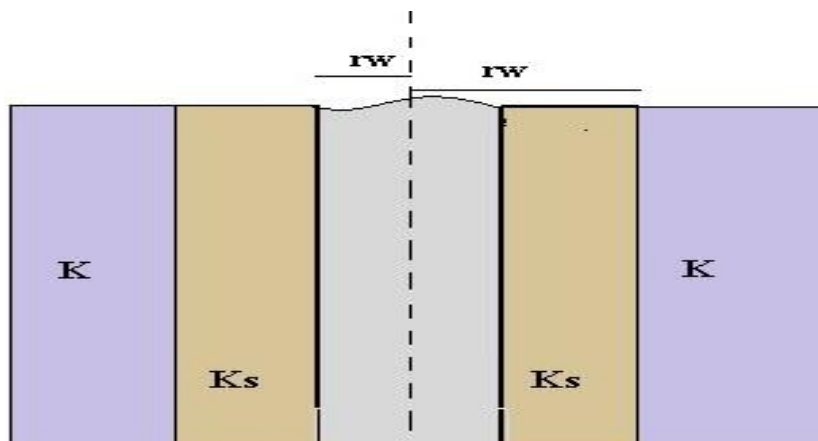


Figure II.5 influence du skin sur la perméabilité

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 :

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. <sup>[1]</sup>

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

$$\text{Où : } q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141,2 \mu \beta \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (II.3)$$

{	<b>q</b> : débit d'huile conditions de fond (bbl/day)	{	<b>r<sub>w</sub></b> : rayon du puits (ft)
	<b>K</b> : perméabilité (md)		<b>S</b> : skin total (sans dimension)
	<b>h</b> : hauteur du réservoir (ft)		<b>β</b> : facteur volumétrique de fond (bbl/STB).
	<b>μ</b> : viscosité d'huile (cp)		
	<b>P<sub>G</sub></b> : pression de gisement (psi)		
	<b>P<sub>wf</sub></b> : pression de fond dynamique (psi)		
	<b>r<sub>e</sub></b> : rayon de drainage (ft)		

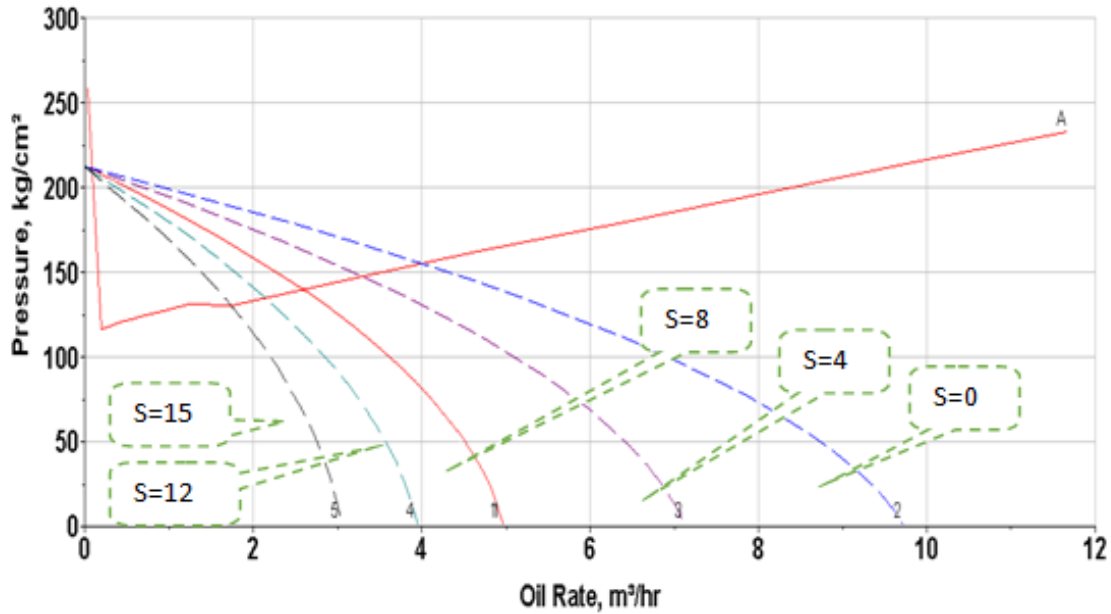


Figure. II-6 Influence du skin sur la productivité [7]

## 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 :

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

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

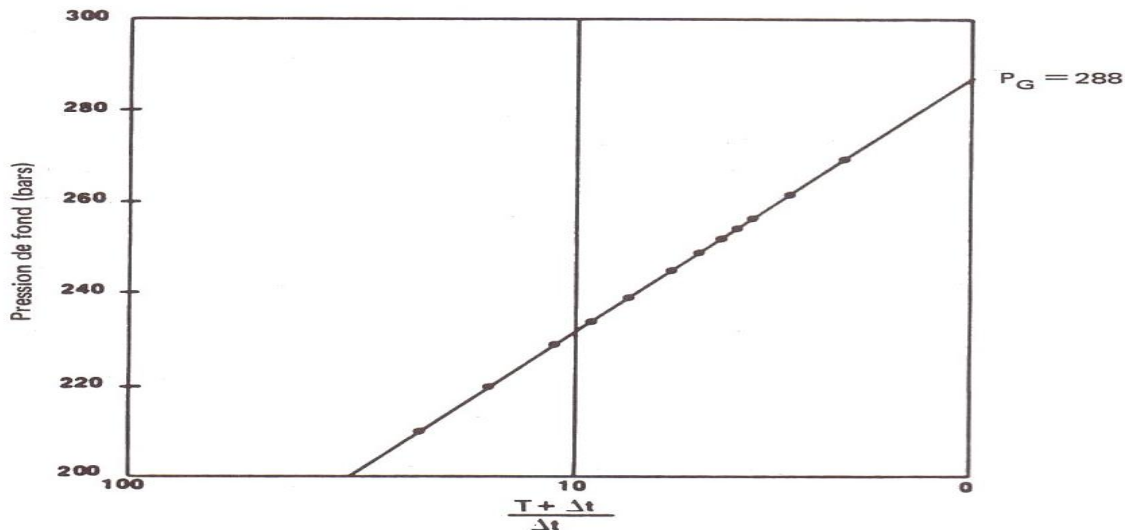


Figure. II-7 Evolution de la pression de fond après fermeture du puits (cas du puits idéal) [2]

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).

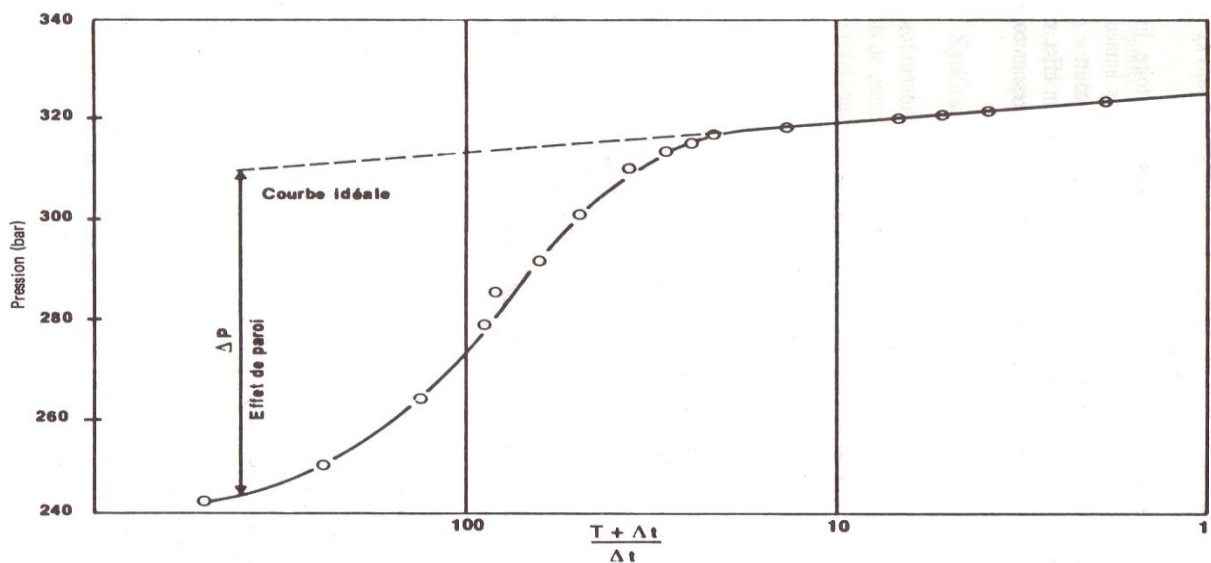


Figure. II-8 Evolution de la pression de fond après fermeture du puits (Cas du puits endommagé) [2]

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.

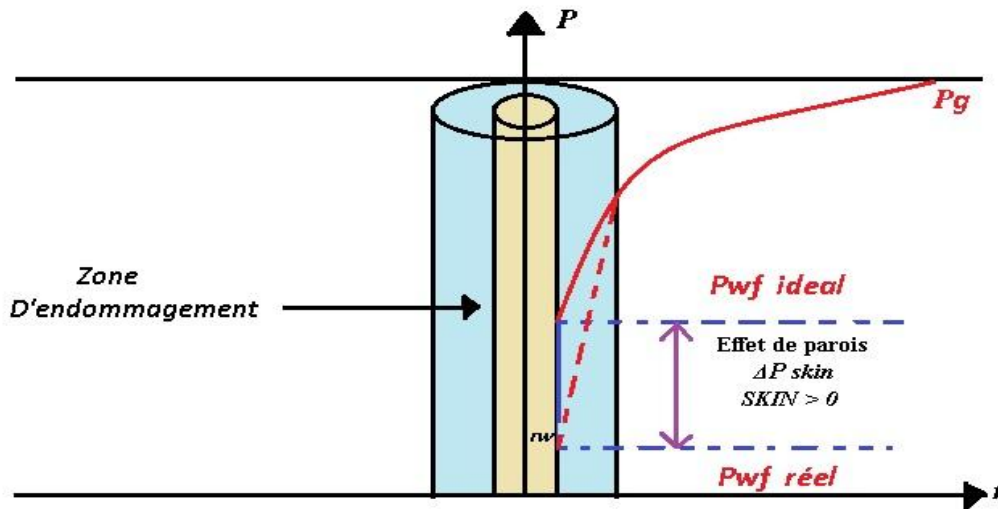


Figure . II-9 Présentation de la chute de pression due à l'endommagement

### 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  $p_{wf\ idéal}$  et la  $p_{wf\ réelle}$  :

$$\Delta P_{skin} = P_{wf\ idéal} - P_{wf\ réelle} \quad (II.5)$$

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

$$\Delta P_{skin} = S \left( \frac{a q_o \mu_o \beta_o}{kh} \right) \quad (II.6)$$

Avec : a est un constant dépend des unités utilisés :

$$a = 1/2 \Pi \quad (\text{en unités SI})$$

$$a = 141,2 \quad (\text{en unités pratiques US})$$

$$a = 18,66 \quad (\text{en unités pratiques métriques})$$

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

$$P_{wF}(t) = P_G - \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} \left[ \ln \left( \frac{Kh}{\phi \mu C r_w^2} \right) + 0,80907 + 2S \right] \quad (II.7)$$

Ceci signifie que la pression de fond de puits est inférieure de :  $S \frac{\mu Q_F}{2\pi h k}$  à la pression sans 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.

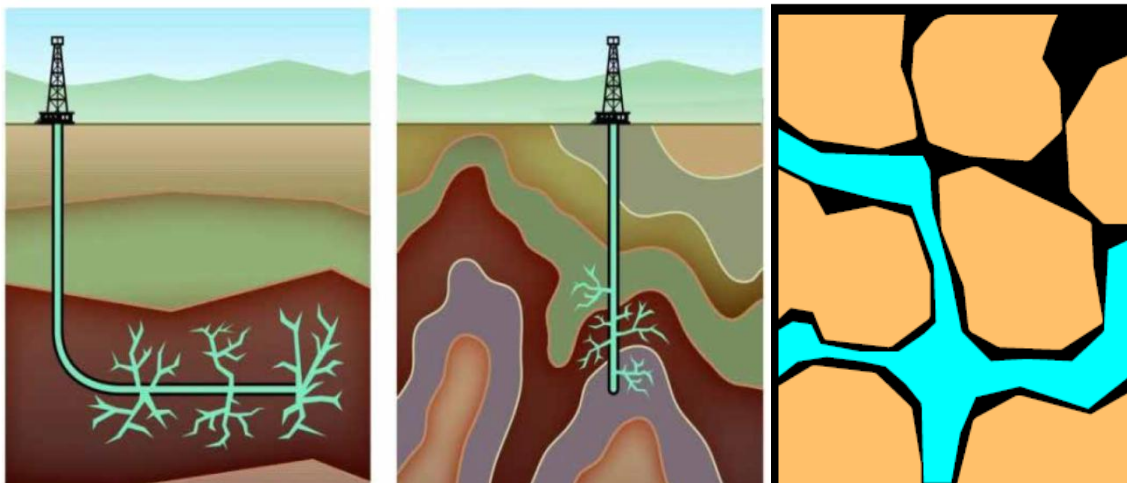
- **NB : la méthode de HORNER pour l'interprétation de Build-up est expliquée dans l'annexe.**

## III.1 Introduction

### III.1.1 Traitement de matrice

Ce sont des traitements (acidification, injection de solvant,...) réalisés à une pression inférieure à la pression de fracturation. Ils n'ont qu'une action au voisinage du trou et sont surtout intéressants dans le cas où il existe un colmatage. Ils permettent en fait, s'ils sont adaptés, de rétablir la productivité.

L'augmentation de productivité que l'on peut en attendre (en cas de succès de l'opération) est donc d'autant plus importante que la perméabilité naturelle de la formation est bonne. <sup>[4]</sup>



**Fig.III.1 Acidification des matrices**

### III.1.2 les fluides de traitement

L'acide est le produit essentiel dans une opération de stimulation par acidification. Son rôle est de réagir avec la roche réservoir et les fluides de formation pour enlever l'endommagement par dissolution.

Les solutions acides conçues pour l'acidification des réservoirs ont des compositions très diverses car elles doivent être adaptées au type d'endommagement à traiter, aux propriétés pétro-physiques et minéralogiques de la roche réservoir, aux conditions de température et de pression régnant en fond du puits.



Les analyses au laboratoire des carottes et des fluides de formation permettent de déterminer le type d'acide ainsi que les additifs à utiliser.

Il existe plusieurs types d'acides de stimulation :

- ✓ **Acides Chlorhydriques**
- ✓ **Mud Acid**
- ✓ **Acides Organiques**
- ✓ **Clay Acid.**
- ✓ **Organic Clay Acid** <sup>[7]</sup>

Ces acides doivent donc :

- Réagir sur la roche ou partie de la roche dans laquelle ils sont injectés, et donner des produits de réaction solubles
- Pouvoir être inhibés, pour protéger le matériel tubulaire
- Etre les moins dangereux possible à manipuler
- Facilement disponible et peu coûteux.

## **III.2 les traitements par acidification**

### **III.2.1 Réactivité de la roche vis-à-vis de la roche**

#### **A. Acidification des réservoirs carbonatés**

##### **A.1 Caractéristiques des formations carbonatées**

Les roches carbonatées sont essentiellement constituées de :

- Calcite  $\text{CaCO}_3$ .
- Dolomite  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ .

A l'état pur, ces roches sont totalement solubles dans l'HCL. En pratique, certains minéraux sont souvent associés, comme la sidérite ( $\text{FeCO}_3$ ) et certaines argiles (chlorite par exemple) mais la solubilité reste très élevée et d'au moins 95% pour la calcite.

Par ailleurs, ces roches ont des caractéristiques pétro-physiques particulières dues à leur formation propre : perméabilité et porosité secondaires et aussi la présence fréquente de fissures naturelles, lesquelles constituent parfois la quasi-totalité de la porosité utile et du réseau de drainage.<sup>[6]</sup>

## A.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.

### a. Acide chlorhydrique

#### Action sur la matrice



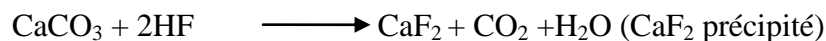
On obtient des sels solubles dans l'eau et du gaz carbonique, deux éléments favorables à l'élimination de ces produits de réaction. Ce qui est noté, l'HCL peut être utilisé à différentes concentrations. C'est par ailleurs un acide fort et sa réaction est assez rapide, toutes choses égales, en particulier sur la calcite ; elle est plus lente sur la dolomie, surtout à des températures peu élevées.<sup>[4]</sup>

#### 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.

### b. Acide fluorhydrique

#### 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.<sup>[4]</sup>

### 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. <sup>[4]</sup>

## **B. Acidification des réservoirs gréseux**

### **B.1. Caractéristiques des formations gréseuses**

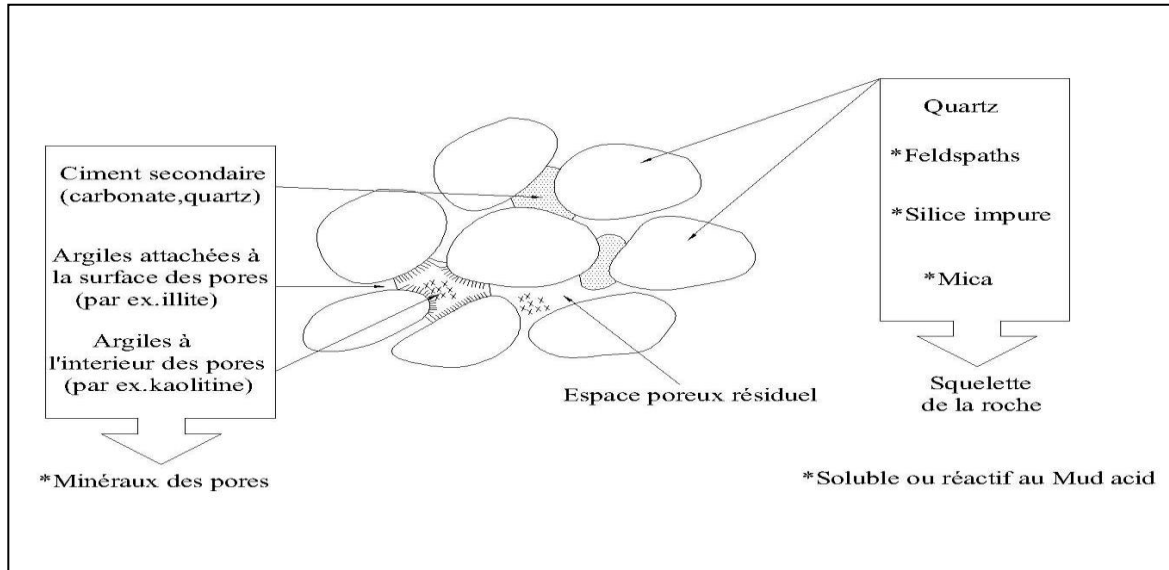
Contrairement aux carbonates, les grès sont formés d'un certain nombre de minéraux très différents, à savoir :

- Le quartz, élément très 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 à l'intérieur de ces derniers (kaolinite). La figure ci-dessous

Illustre cette situation :

On trouve rarement plusieurs types d'argiles en proportions analogues dans la même formation et une corrélation existe entre la nature de l'argile et l'âge géologique des formations. <sup>[6]</sup>



**Fig.III.2. Constituants typiques des grés<sup>[6]</sup>**

Un point sensible est la répartition des argiles dans la matrice. On la classe généralement en trois types qui réagiront différemment à l'acide :

- Dispersion d'argile ou enrobage des grains par l'argile
- Laminations riches en argiles
- Structure mixte

Si les argiles sont un sujet fréquent d'attention lors des traitements, par contre la fissuration naturelle n'est pas un trait caractéristique des grés et on ne la rencontre qu'incidemment. <sup>[6]</sup>

## B.2. Action des acides

### a. Acide chlorhydrique

L'acide chlorhydrique est utilisé généralement comme suit :

- fracturation des carbonates (fractures et matrice)
- acidification des grés (matrice seulement)
- Acidification des grés avec 15% à 20% de carbonate
- Elimination des dépôts solubles dans l'acide
- Lavage des perforations

#### Action sur la matrice

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

Seules les carbonates sont très solubles mais leur taux de solubilité n'est pas nécessairement représentatif de leur pourcentage exact comme on a parfois tendance à le croire. D'autres minéraux en effet, les « impuretés », sont solubles du moins partiellement dans HCL et leur présence doit être détectée.

#### Action sur l'endommagement

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

Sinon, l'HCL peut avoir une certaine action mais seulement dans des cas particuliers bien précis tels que : dissolution de carbonate utilisé comme colmatant ou alourdissant, ou à l'état de dépôt dans le puits.

Avantages

L'acide chlorhydrique possède plusieurs avantages dans son application :

- Faible coûts et disponibilité
- Facilement inhibé pour éviter l'attaque des tubulaires
- Pouvoir contrôler la tension superficielle pour aider à :
  - Pénétration
  - Propriétés de mouillabilité
  - facilité de dégorgement
  - Réduction des pertes de charge par friction
  - Peut être émulsionné pour avoir une vitesse de réaction lente
  - Facilite les propriétés de des émulsification pour un dégorgement rapide
  - Aider le déplacement facile des produits de réaction solubles dans l'eau

La plus part des l'acide HCL est reconnu comme étant le meilleur acide pour la plus part des applications. Cependant il possède des limitations compte tenu de sa vitesse de rection dans certaines formations, il est important d'optimiser sa concentration et le temps de pompage. Par ailleurs, cette dernière dicte le choix des additifs à utiliser. Certains sont solubles dans l'acide chlorhydrique et pas dans un acide ayant perdu ces caractéristiques (mort).

**b. Acide fluorhydrique**

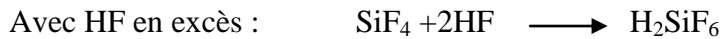
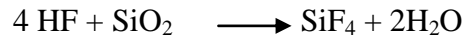
L'acide fluorhydrique est utilisé avec l'acide chlorhydrique pour intensifier la vitesse de réaction du système et solubiliser la formation, particulièrement les grés. En général l'acide fluorhydrique est utilisé comme suit :

- Toujours pompé comme un mélange HCL-HF
- acidification matricielle des formations gréseuses
- solubiliser les fines qui ne sont pas solubles dans l'HCL
- ses concentrations varient de 1.5% à 6 %
- 1 gallon de HCL 12%-HF 3% peut dissoudre 0,217 Lb de grés

Action sur la matrice

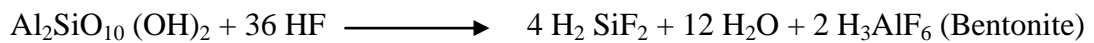
Elle est certaine, tant sur le quartz (modéré) que sur les argiles (importante) et les carbonates (très grande). Les réactions sont les suivantes :

- Quartz

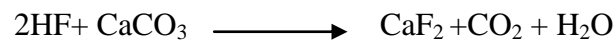


Cet acide fluorosilicique peut réagir à son tour, nous le verrons bientôt.

- Argiles



- Carbonate :

Action sur l'endommagement

La surconcentration de particules solides, en particulier argileuses, ayant filtré aux abords du puits fait spécialement l'objet de l'action du HF qui a même de les dissoudre de façon conséquente. C'est son utilisation fréquente et très classique.

Les formulations usuelles du Mud Acid sont :

HCl 12 % - HF 3% : Regular Mud Acid.

HCl 10 % - HF 2% : medium Mud Acid.

HCl 6 % - HF 1.5 % : half Strength Mud Acid.

### III.2.2. Réactions secondaires

Le but le plus fréquent d'une acidification est l'élimination d'un colmatage aux abords des puits. Il serait faux d'en conclure que l'injection d'un acide dans une formation sédimentaire entraîne toujours une amélioration de la production. Bien au contraire, injecter un acide sans précaution et sans étude préalable peut provoquer un endommagement beaucoup plus important que celui que l'on cherche à éliminer cet endommagement représente les produits de réactions secondaires de l'acide<sup>[7]</sup>.

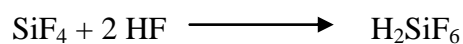
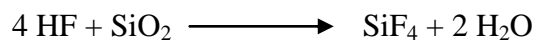
Il existe principalement :

#### 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.<sup>[7]</sup>

#### B. Précipitations des fluorosilicates

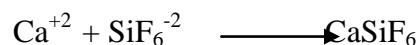
La réaction primaire de l'HF sur la silice



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

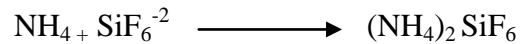
- L'ion H<sup>+</sup> contribue à la réaction globale de l'acide sur la roche.
- L'ion hexafluorosilicate réagit avec des cations présents dans le réservoir tels que : Calcium, Ammonium, sodium, Potassium.

#### B.1. Hexafluorosilicate de calcium

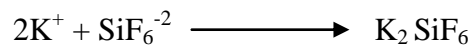
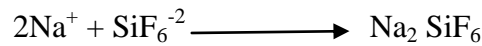


Ce sel est soluble dans l'eau et dans l'acide, il ne pose pas de problème.



**B.2. 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  $\text{NH}_4$  est avantageuse car il accroît la solubilité globale des autres produits de réaction.

**B.3. 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.

**C. Précipités métalliques**

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

- La dissolution de la rouille présente dans le matériel tubulaire et dissoute par l'acide en cours de pompage
- La corrosion des équipements de fond, sous l'action de bactéries ou des fluides en place
- De la roche, elle-même, qui contient des oxydes de fer (pyrite  $\text{FeS}_2$ , sidérite  $\text{FeCO}_3$ , hématite  $\text{Fe}_2 \text{O}_3$ ).

Ce fer existe essentiellement sous deux états ioniques :  $\text{Fe}^{++}$  dans des conditions anaérobies,  $\text{Fe}^{+++}$  en milieu oxydant ; les diverses combinaisons chimiques dans lesquelles est engagé le fer sont généralement très solubles dans les acides, quel que soit l'état d'oxydation.

Le problème de la précipitation du fer se pose lorsque les solutions acides injectées sont épuisées, c'est-à-dire lorsque le PH remonte vers la neutralité.

Les dommages causés par la précipitation des composés du fer sont dus surtout à la forme ferrique  $Fe^{+++}$  dont la précipitation se forme d'hydroxyde survient pour des PH compris entre 2 et 3 ; la forme  $Fe^{++}$  ne précipite qu'au-delà de la neutralité.

### Remarque

Les quantités dissoutes, sont en fonction de la nature du minérale et de la concentration de l'acide, on peut citer les chiffres suivants :

- $1m^3$  de solution à HF 4% - HCL 11 % peut dissoudre 20 Kg de silice ou 30 à 60 Kg d'argile
- $1m^3$  d'acide Chlorhydrique à 15% peut dissoudre 180Kg de calcite
- 1000 gallons d'acide Formique peuvent dissoudre 440Kg de calcaire
- 1000 gallons (HF 3% - HCL 12%) peuvent dissoudre 227Kg d'argile et 790.5 Kg de Calcaire.

### III.2.3 Autres types d'acide

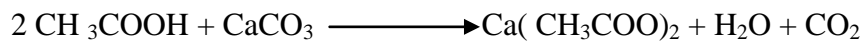
#### A. Acides organiques

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 $CH_3COOH$

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.

L'équation de sa réaction avec les carbonates s'écrit :



##### 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.

La réaction avec les carbonates s'écrit :



### B. Organique Clay Acid

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.

### C. Clay Acid (Acide Fluro-borique HBF4)

L'acide Fluro-borique 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.

La réaction de l'hydrolyse est relativement lente, cet acide peut donc être injecté profondément dans la matrice.

### D. MSR (Mud and Silt Remover)

Le MSR est une solution acide, soit HCL, soit Mud Acid, et un agent tensioactif, cette combinaison donne à la solution une propriété de dispersion et de suspension des fines libérées par l'action de l'acide.

Le MSR est surtout utilisé pour les formations colmatées par des particules solides (ciment, boue...).

### E. SandStone 2000

C'est un acide utilisé par la compagnie de service **Halliburton**, destiné pour les roches gréseuse, sa formulation est de HCL 9% et HF 1%.

### III.2.4. Choix de l'acide

Le fluide de traitement agissant directement sur la cause du colmatage et dans un environnement matriciel donné, il est essentiel de bien caractériser ces deux paramètres. On distinguera les trois cas principaux ci-dessous.

#### A. Endommagement consécutif aux fluides

Il concerne les particules solides des fluides et de complétion ainsi que le gonflement des agiles de la couche.

On utilise un mud acid dont la formulation est adaptée à la minéralogie du réservoir (réaction secondaires) et à l'effluent. Le clay acid est utilisable également, surtout en présence de l'ion K (illite, feldspath potassique). Notons qu'un HF faible est recommandé pour les réservoirs assez peu perméables (< 50 md).

#### B. Endommagement par migration des fines

On opère par dissolution du colmatage et stabilisation en place des fines non dissoutes. Un fluide du type clay acid est recommandé.

#### C. Formations fracturées

Le colmatage des fractures naturelles ou induites par fracturation hydrauliques fait appel à la dissolution et/ou la mise en suspension de l'endommagement. Un mud acid adapté à la minéralogie est utilisé avec des agents séquestrant et de mise en suspension des fines.

#### D. Remarques importantes

- grés calcaires : en matière de traitement, on dénomme ainsi les grés contenant au moins 20 % de carbonates. A partir de cette valeur en effet, un simple preflush de HCL n'est plus considéré comme suffisant pour éviter à HF de réagir avec  $\text{CaCO}_3$  et de donner un précipité de  $\text{CaF}_2$ . l'acide chlorhydrique doit alors être utilisé seul, et non avec HF, comme si l'on avait affaire à un carbonate franc.
- puits très chauds (> 150°C) : selon les cas il est recommandé de remplacer le mélange HCL-HF par un mud acid organique (grés calcaires) ou une solution non-acide d'agents séquestrant et de suspension des argiles .

### III.2.5. Facteurs non minéraux influençant la réaction

#### A. concentration de l'acide

La perte initiale de perméabilité dans le drainage ARC est plus sensible quand l'acide est plus concentré mais, inversement, l'augmentation qui suit est plus forte toute chose égale. De même, la vitesse de réaction est plus rapide avec un acide plus concentré.

#### B. température

La température accélère la vitesse de réaction, on a cependant à tenir compte d'un certain refroidissement du réservoir lors du pompage, lequel reste assez difficile à évaluer car il dépend à la fois de la température du fluide pompé et du débit d'injection.

#### C. vitesse d'écoulement

D'une part, celle-ci peut être reliée à la baisse initiale de  $K$  lors de l'arrivée de l'acide et dans ces conditions une augmentation de la vitesse d'écoulement est susceptible d'entraîner une désintégration un peu plus conséquente de la matrice par action mécanique. D'autre part, une augmentation du débit permet surtout d'atteindre un rayon plus important autour du puits, même si l'attaque de l'acide a alors tendance à se localiser principalement sur les solubles de la formation.

#### D. Pression

Contrairement aux carbonates où la présence de  $\text{CO}_2$  ralentit la réaction tant qu'il reste dissous, dans les grés le gaz  $\text{SiF}_4$  produit accélère la réaction tant qu'il reste en solution sous pression. Avec la très grande surface spécifique des argiles et la température, c'est un facteur supplémentaire de neutralisation rapide du mud acid. On notera toutefois la possibilité d'avoir en même temps une certaine quantité de  $\text{CO}_2$  dissous, et l'action opposée de ces deux gaz ne permet pas d'évaluer avec précision globale de l'ensemble.

### III.2.6. Additifs

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.

Le choix des additifs résulte en principe d'essais de laboratoire et de la considération d'éléments de l'opération :

- Caractéristiques pétro-physiques de la formation
- Nature du puits (à huile, à gaz ou injecteur)
- Type de complétion

On distinguera :

- ✓ Les inhibiteurs de corrosion
- ✓ Les réducteurs de frictions
- ✓ Les stabilisateurs d'argile
- ✓ Les surfactants.

### III.2.7. Structure d'un traitement

Une séquence de pompage pour décolmater un réservoir gréseux endommagé par les fluides est proposée, sous réserve d'adaptation bien entendu (type d'acide, etc.).

#### a. preflush :

La présence de carbonates dans la formation implique l'emploi d'un bouchon de tête d'acide chlorhydrique afin d'éviter la précipitation de  $\text{CaF}_2$ . Il sert également à :

- Eliminer tous les carbonates
- Isoler l'eau du puits ou de la formation loin des abords du puits pour éviter le contact entre le HF et l'eau riche en  $\text{K}^+$ ,  $\text{Na}^+$  et  $\text{Ca}^+$  pour prévenir les endommagements dus aux fluosilicates de sodium ou de potassium.
- Au besoin :
  - Disperser les fractions lourdes de certaines huiles
  - Séquestrer les composés ferriques
  - Refroidir les formations chaudes.

### Composition

- HCl à 5-15%. Acide acétique possible si  $K < 10$ md et chlorite abondante.

Son volume est déterminé en laboratoire (tests ARC) sinon la moitié du volume du traitement principal.

#### **b. solution principale**

Le mud acid est utilisé comme traitement principal. Il est constitué d'un mélange d'HF et d'acide HCl à différentes concentrations et d'autres traitements aussi selon les conditions des puits et la nature des endommagements avec des inhibiteurs et tous les additifs spéciaux requis pour traiter la formation.

L'acide HF réagit avec les argiles, le filtra de ciment et la boue de forage pour améliorer la perméabilité aux abords du puits. L'acide HCl ne réagit pas ou peu avec ces produits et n'est présent que pour conserver un PH fortement acide, et éviter ainsi la précipitation de certains composés.

**NB :** les valeurs chantiers, gain de production et volumes de traitement, ne corrèlent pas toujours avec les valeurs déduites des essais de laboratoire ; d'où la plus part des fluides de traitement sur chantier sont calculés à la base de 1 ou 1.5 mètre de rayon de pénétration.

#### **c. Overflush**

L'Overflush est injecté après le traitement principal dans toutes les opérations d'acidification. Il peut être le HCL de 5% à 15% ou un hydrocarbure léger, tel que l'essence ou le gasoil.

Cette étape est recommandée pour isoler l'acide fluorhydrique de la saumure, ainsi pour rétablir la mouillabilité de la matrice.

Des additifs nécessaires sont ajoutés au volume d'acide pour :

- Faciliter le dégorgement de l'acide usé et les produits de réaction.
- Restaurer la mouillabilité de la roche à l'eau de la formation.
- Eviter la formation des émulsions stables.

**d. Le dégorgeement du puits :**

Le dégorgeement 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.

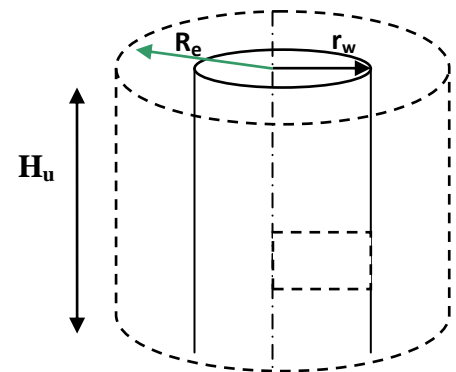
**III.3 Calcul du volume d'acide nécessaire pour l'acidification :****III.3.1 CALCUL GÉOMÉTRIQUE :**

C'est la méthode la plus ancienne. Elle est basée sur le calcul du volume du cylindre endommagé autour du puits, ce dernier est estimé par:

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

Où :

- $V_{acide}$  : 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) ;
- $\Phi_{utile}$  : la porosité utile du réservoir (%).



Les volumes de preflush ( $V_{pf}$ ) et d'overflush ( $V_{of}$ ) sont déduits à partir du volume calculé précédemment comme suit :

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



### III.3.2 Test de réponse à l'acide (courbe ARC)

Ce test a pour but l'optimisation du volume d'acide injecté dans le puits, ce dernier est déterminé en premier lieu à l'échelle d'un échantillon prélevé du réservoir à acidifier, puis ce volume est généralisé à l'échelle du puits

Ce test se déroule au laboratoire en simulant les conditions de fond (température et pression), il consiste à faire passer des solutions d'acides de différentes natures et

concentrations à travers les échantillons (carottes) étudiés et suivre l'évolution de la perméabilité à l'acide ( $K_a$ ) en fonction du volume d'acide injecté.

#### A. Procédure de test :

Le test ARC se fait généralement en deux étapes principales : un test d'endommagement et un test d'acidification.

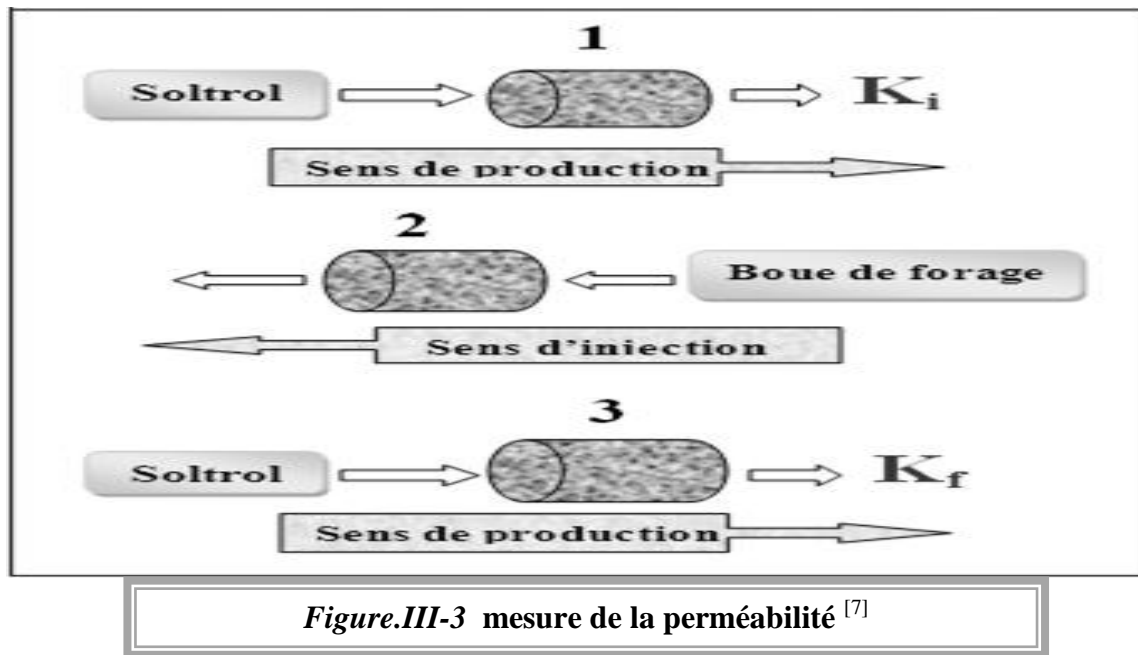
**Test D'endommagement :** Ce test est effectué en trois étapes :

##### a) Mesure de la perméabilité initiale :

- Après le lavage et le séchage, on fait saturer l'échantillon par l'eau de formation.
- Après, on fait un vidange de cet échantillon par le Soltrol (huile inerte) dans le sens de production.
- Mesure de la perméabilité initiale ( $K_i$ ) au soltrol à débit constant en utilisant la loi de DARCY :

$$K_i = 1000 \frac{Q \mu L}{\Delta P A} \quad (III.3)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{K}_i : \text{perméabilité initiale en (md)} \\ \mathbf{Q} : \text{débit de liquide en (ml/sec)} \\ \mathbf{A} : \text{section de carotte en (cm}^2\text{)} \\ \mathbf{L} : \text{longueur de carotte en (cm)} \\ \mathbf{\mu} : \text{viscosité de liquide en (cp)} \\ \mathbf{\Delta P} : \text{pression en (atm)} \end{array} \right.$$



**b) Test d'endommagement (par la boue de forage):**

- Mise d'une contre pression de 10 Kgf/cm<sup>2</sup> pour éviter l'écoulement de la boue.
- Circulation de la boue de forage dans l'échantillon au sens d'injection à une pression constante de  $P = 30 \text{ Kgf/cm}^2$  pendant 3 heures (jusqu'à ce que la boue de filtration saisisse).

**c) Mesure de perméabilité finale :**

- Après 3 heures de filtration, l'échantillon de base est nettoyé en utilisant Soltrol (dans le sens de production).
- Mesure de la perméabilité finale au Soltrol ( $K_f$ ) à un débit constant pour en déduire le taux de colmatage  $C(\%)$  qui est donné par :

$$C(\%) = \frac{K_i - K_f}{K_i} \cdot 100 \quad (\text{III. 4})$$

**Test d'acidification :**

- La procédure consiste à injecter 350 ml de solution d'acide pour être testés à chaque étape du traitement.

Ce test se déroule en trois étapes :

- ☞ **Preflush** : injection de 350 ml de HCl 7,5 %.

- ☞ **Traitement de la matrice:** Injection de 350 ml de Main-acid (Mud-acid) (6% HCl-1,5% HF)
- ☞ **Overflush :** injection de 350 ml de HCl 7,5 %.
- ❖ **NB :** Durant ces étapes le fluide est introduit dans le sens injection.

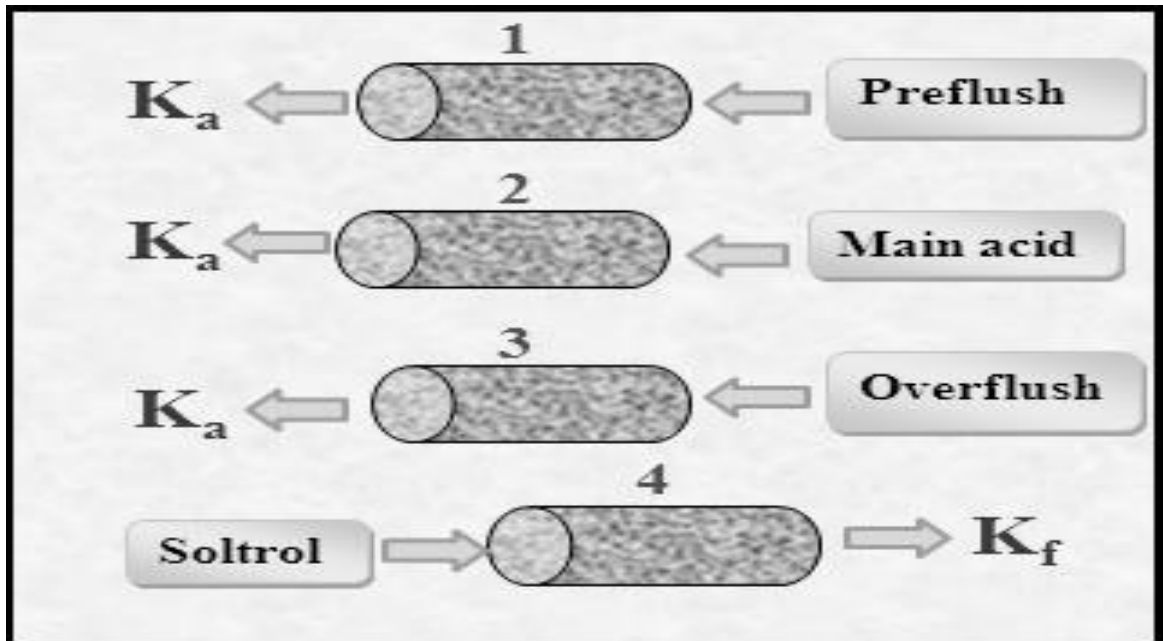


Figure.III-4 Test d'acidification<sup>[7]</sup>

- ☞ Le débit est enregistré après chaque 50 ml d'injection.
- ☞ Mesure de la perméabilité finale (Sens production) au soltrol (Ka) pour évaluer la restauration de cette dernière, ou son amélioration, selon le gain de perméabilité obtenu :

$$Gain = \frac{K_a}{K_i} \quad (III.5)$$

- ☞ La courbe de l'ARC :  $K_a/K_i$  en fonction de volume d'acide injecté est ensuite établie.

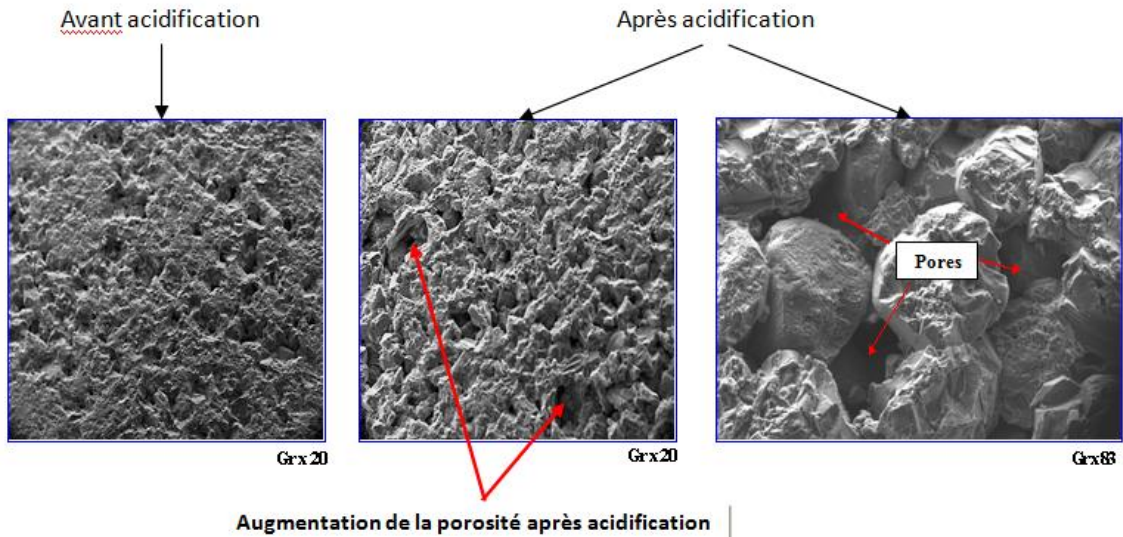


Figure .III.5 : Effet de l'acide sur la porosité de l'échantillon<sup>[4]</sup>

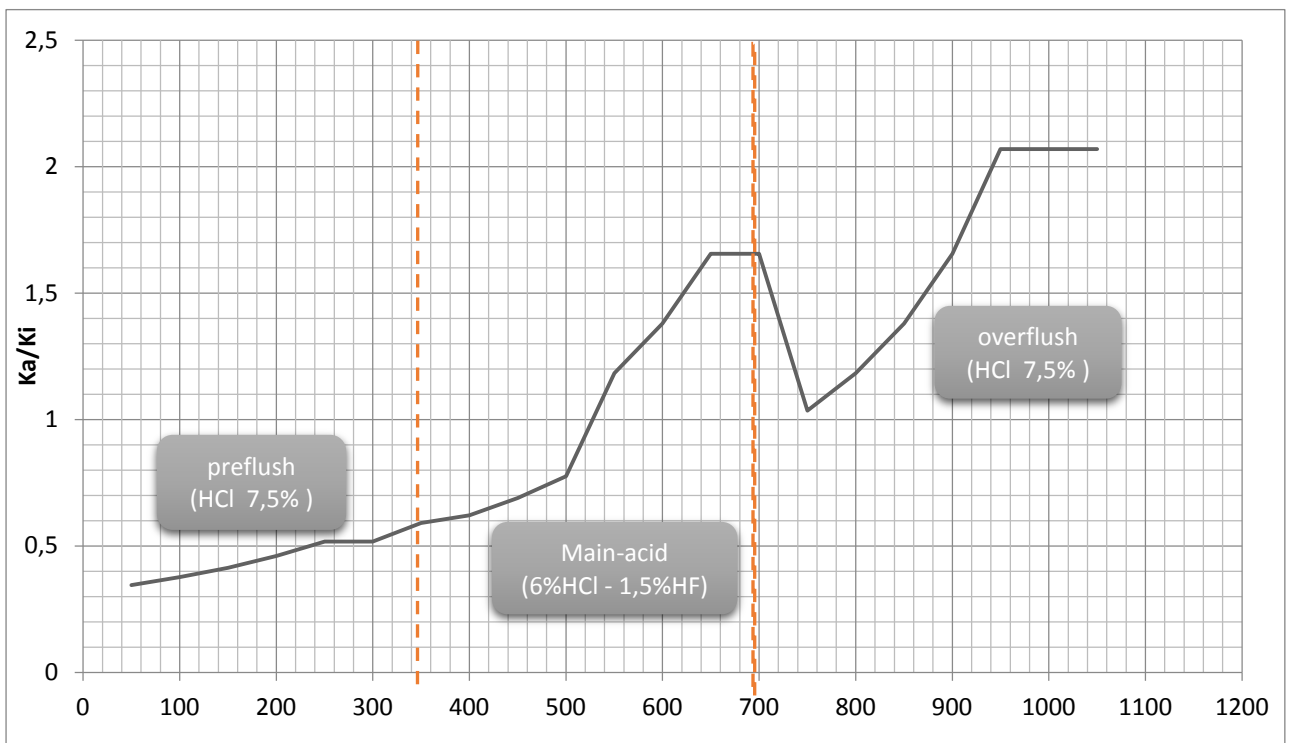


Figure.III-6 Courbe de réponse à l'acide (6% HCl – 1,5% HF)<sup>[9]</sup>

### III.3.3 CALCUL DU DÉBIT D'INJECTION

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

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

{	<b>KH</b>	: la capacité d'écoulement (md.ft).
	<b>G<sub>f</sub></b>	: Le gradient de fracturation (psi/ft).
	<b>H<sub>mi.perfos</sub></b>	: la hauteur du puits, elle est prise au milieu des perforations (ft).
	<b>ΔP<sub>sécurité</sub></b>	: la marge de sécurité (psi).
	<b>P<sub>g</sub></b>	: la pression de gisement (psi).
	<b>μ</b>	: la viscosité de l'acide (cp).
	<b>β</b>	: le facteur volumétrique de fond (bbl/STB).
	<b>S</b>	: le skin ou le degré d'endommagement (sans dimension).
	<b>R<sub>d</sub></b>	: le rayon de drainage (ft).
<b>r<sub>w</sub></b>	: le rayon du puits (ft).	

### III.3.4 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

La pression de traitement en surface est calculée comme suit :

$$PT_{surface} = (PT_{fond} - P_{hyd}) + \Delta P_{tbg} \quad (III.7)$$

Où :

{	<b>P<sub>T.fond</sub></b>	: la pression de traitement au fond du puits (psi).
	<b>P<sub>hyd</sub></b>	: la pression hydrostatique (psi).
	<b>ΔP<sub>tbg</sub></b>	: les pertes de charge dans le tubing (psi).

**A. La pression de traitement au fond du puits :**

Elle est calculée comme suit :  $PT_{fond} = P_{frac} - \Delta P_{sécurité}$  (III.8)

Avec :  $P_{frac} = g_f \times H_{mi.perfos}$  (III.9)

$\Delta P_{sécurité}$  : la marge de sécurité de pression est compris entre 200 et 500psi.  
 $g_f$  : le gradient de fracturation en psi/ft ( $g_f = 0,7$  psi/ft )

**B. La pression hydrostatique :**

Elle est donnée par la formule suivante :

$$P_{hyd} = H_{mi.perfos} \times \frac{d}{10} \dots \dots \dots (3.10)$$

Avec :  $d$  : est la densité du mud-acid.

**C. Les pertes de charge dans le CCE (CTU) :**

$$\Delta P_{CCE} = \frac{518 \rho_{MA}^{0.79} q_{I,max}^{1.79} \mu_{MA}^{0.207}}{D_{CCE}^{4.79}} \dots \dots \dots (III. 11)$$

Où :  $D_{CCE}$  : le diamètre de coiled tubing (inch).  
 $\mu_{MA}$  : la viscosité de main-acid (cp).

Cette dernière formule donne les pertes de charge dans 1000 ft du tube de CCE. Pour les déduire dans la totalité de CCE, il faut les rapporter à la profondeur du CCE.

## **IV.1. Introduction**

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

Dans le présent chapitre, on étudiera les résultats des acidifications faites sur deux puits producteurs d'huile à HMD : MDZ663, MD519.

Pour chaque puits on va étudier et interpréter :

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

Il est à noter que :

➤ Le skin avant et après acidification est estimé par analyse nodale basée sur les résultats de Build-Up le plus récent et les données de jaugeage avant et après acidification.

➤ L'étude de chaque puits est basée sur les données disponibles, vu que certaines données sont difficiles à obtenir du fait qu'elles sont strictement confidentielles.

➤ Les gains de production sont calculés par la comparaison des débits de jaugeage avant et après acidification.

➤ En cas d'absence de jaugeage proche, les débits estimés sont utilisés.

Champ HMD mise à jour du 16/03/2019 :

- Nombre des puits Producteurs : **1226** puits.
- Nombres de puits ouverts **632** soit (**51.54 %** Par rapport au nombre total des puits).
- Nombres de puits fermés **594** soit (**48.46 %** Par rapport au nombre total des puits).





## IV.2.2. Données Réservoir (interprétation des diagraphies)

Tableau IV.1: Données Réservoir puits MDZ663<sup>[9]</sup>

Réservoir	H <sub>tot</sub>	H <sub>utile</sub>	Φ <sub>moy</sub>	S <sub>w moy</sub>	Vsh <sub>moy</sub>	T°	P <sub>G</sub> initiale à 3522m	formation
Ra	16.3	8.5	12	43.54	17.24	101	196.9	grès anisométriques
	m	m	%	%	%	°C	Kg/cm <sup>2</sup>	

❖ commentaire sur le réservoir :

L'évaluation pétro-physique des formations étudiées révèle un réservoir principalement de quartzites propres avec une présence de silt en partie, le pourcentage d'argile varie de 10 à 20% avec une présence de quelques intercalations d'argile. La porosité varie de 5 à 12 % et la saturation en hydrocarbure calculée à partir de la résistivité profonde atteint les 44% de saturation d'eau.

## IV.2.3. Historique des opérations

- ✓ **Du 20/03/2015 au 29/03/2015 Opération Spéciale (Clean Out) :** Préparation des équipements de Coiled Tubing Coiled, Unité d'azote N2, Unité de pompage (Test des équipements à 5000 PSI ; OK), début descente CT dans le puits début d'injection d'eau traité + du nitrogène N2, jusqu'à arriver au TD soit à 4090 m. début d'injection du fluide de traitement. Kick off du puits OK.
- ✓ **Le 15/07/2015 : Opération Spéciale au CTU (Pulsonix Acid) :** Préparation des équipements de Coiled Tubing Coiled 1"3/4, Unité d'azote N2, Unité de pompage (Test des équipements à 5000 PSI ; OK), début descente CT dans le puits début d'injection d'eau traité + du nitrogène N2, jusqu'à arriver au TD soit à 4480m. Kick off du puits retour d'huile + eau sur torche démarrage OK.
  - Descente CCE final 1"900TS90, Ajusté avec sabot 1"900TS à 3058.3m soit 310 Jts.
- ✓ **Le 15/01/2017 Opérations Wire line (Mesure de pression PFS) :**
  - Descente calibre 31 mm : libre jusqu'à 3060 m CC.
  - Descente jauge électronique à 3050m, début descente 08H00 fin descente 08H30.
  - Début remonté jauge électronique 13H16 fin remonté 15H26 avec des paliers de 5 minutes.
- ✓ **Le 03/09/2017 Opérations Wire line (Contrôle) :**
  - descente calibre 31 mm : libre jusqu'à 3060 m CC.
- ✓ **Le 21/12/2018 : Opération Spéciale au CTU (Tube clean+ Jet Blaster) :** Préparation des équipements de Coiled Tubing Coiled 1"3/4, Unité d'azote N2, Unité de pompage (Test des équipements à 5000 PSI ; OK), début descente CT dans le puits à 200 m début d'injection d'eau

traité + du nitrogène N<sub>2</sub>, une fois le CT à 2900 m début d'injection du produit de traitement (Foumed Gel + HCl 7.5% + TW NH<sub>4</sub>CL 2%), jusqu'à arriver au TD soit à 4090 m. Kick off du puits retour d'huile + eau + fluide de traitement sur torche démarrage OK. <sup>[9]</sup>

IV.2.4. Essais aux puits

Tableau IV.2: Essais de puits MDZ663 <sup>[9]</sup>

date	Type	T°	Pfs	Kh	K	skin
		°C	Kg/cm <sup>2</sup>	md.m	md	
03/09/2014	BU	101.88	220	415	9.51	+ 8.54

La valeur élevée du skin (+8.54) estimée par l'analyse nodale calée sur les résultats du Build-Up indique la présence d'un endommagement sévère aux abords du puits.

IV.2.5. Jaugeage et production

Tableau IV.3: Données de Jaugeage de puits MDZ663 <sup>[9]</sup>

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée
06/10/2015	16	Vx29	3.22	997.97	4578	17.1	14	--	31.1	10.6943	769	0
22/01/2016	16	1440	2.7	1614.99	344	52	15.5	15.3	7	1.6268	546	0
25/05/2016	16	-	3.94	2911.80	739	30.5	16.7	--	32.4	1.1378	1100	0
04/08/2016	16	-	2.76	1712.29	620	22	14	4.59	29	1.1707	950	0
20/11/2016	16	1440	2.06	1777.61	862	28.4	15.6	15.4	18	2.0256	4355	0
27/03/2017	16	1440	4.22	2272.74	1077	33	18	17.85	16	2.2992	4380	0
23/04/2017	16	-	4.22	1790.53	1037	32	18	17.64	16	2.724	5334	0
24/04/2017	16	-	4.7	1277.04	776	28	17.5	16.01	14	2.5002	6122	0
27/04/2017	16	-	3.94	1073.15	942	24.3	16.2	15.99	28	3.135	4780	0
12/05/2017	16	-	4.22	2075.98	616	30	18.7	17.44	38	1.3083	3448	0
13/05/2017	16	-	3.89	2307.52	798	28	19.1	17.44	26	1.4232	1420	0
07/08/2017	16	-	3.48	1889.85	762	28	17	16.32	39	1.6605	2891	0
08/11/2017	16	Vx29	4.56	1953.72	763	26.5	17.5	--	26	1.5215	2263	0
25/01/2018	16	-	5.58	3905.90	700	34.75	24.5	4.59	19	.9158	0	0
18/04/2018	16	-	3.14	3444.79	1437	29.5	22	5.3	16	1.8089	4200	0
12/07/2018	16	-	2.98	3215.68	782	29.8	17.3	16	16	1.6548	4480	0

## IV.2.6. Caractéristiques géologiques et pétro-physiques

Tableau IV.4: Caractéristiques géologiques et pétro-physiques MDZ663 <sup>[9]</sup>

Réservoir	H <sub>tot</sub>	H <sub>utile</sub>	Φ <sub>moy</sub>	S <sub>w moy</sub>	Vsh <sub>moy</sub>	T°	P <sub>G</sub> initiale à 3585m	formation
Ra	16.3	8.5	12	43.54	17.24	101	275	grès anisométriques
	m	m	%	%	%	°C	Kg/cm <sup>2</sup>	

## V.2.7. Build-up avant stimulation

Tableau V.5 Essais de puits avant stimulation puits MDZ663 <sup>[9]</sup>

<i>Etat du puits</i>	<i>Date</i>	<i>Skin</i>	Q <sub>huile</sub> (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>tête</sub> (Kg/cm <sup>2</sup> )	Duse (mm)
Build-Up Avant stimulation	14/03/2014	<b>+8.54</b>	4.37	15	16

## V.2.8. Type d'endommagement

Le colmatage de la matrice aux abords du puits est probablement causé par la migration des fines particules de la formation, cet endommagement s'est produit graduellement vu la chute progressive de débit de production d'huile depuis la mise en production du puits jusqu'aujourd'hui.

Tableau V.6 Type d'endommagement de puits MDZ663 <sup>[9]</sup>

Puits	Zone	Gain / Perte (m3/h)	Type d'endommagement	Endommagement
MDZ 663	NB	2.98	Migration des fines	naturel

Cette opération de traitement mécanique a été établie pour éliminer l'endommagement afin de restaurer le potentiel du puits. Ce traitement mécanique a été réalisé par un outil spécial appelé : **ScaleBlaster**

#### IV.2.9. Traitement préconisé

- Le traitement consiste à utiliser un preflush et un overflush (Schlumberger). Une diversion à la mousse est utilisée. Tous les fluides injectés seront activés par le nitrogène pour aider le déplacement des fluides usés. Le fluide de traitement est déplacé dans la formation par l'eau traitée ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ). Le puits sera fermé pendant une heure à la fin de traitement. Kick-off est utilisé pour aider le démarrage de puits.
- Avant le traitement de la formation, le puits sera nettoyé avec HCl pour laver et éliminer tous les scales et les dépôts dans le tubing et le fond du puits solubles dans HCl.
- L'eau traitée et le gel sont utilisés pour éliminer tous les débris et les sédiments dans le fond du puits.
- Les volumes de traitement sont calculés pour assurer une pénétration radiale minimale de 5 feet (1.5m).

#### IV.2.10. Analyse prévisionnelle

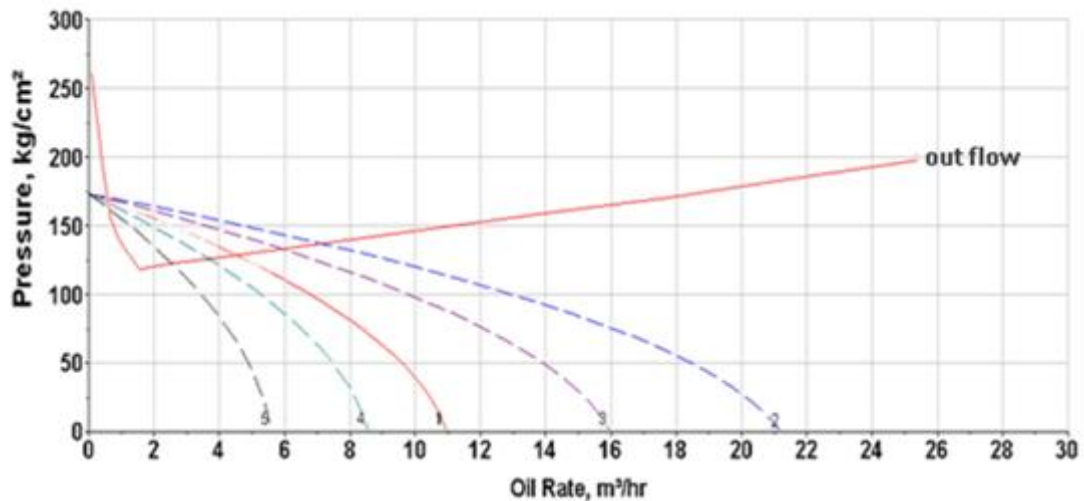


Figure V.2 : Analyse prévisionnelle des performances du puits MDZ663

Tableau V.7 Les données de l'analyse prévisionnelle de puits MDZ663 <sup>[9]</sup>

Inflow	1	2	3	4	5
Skin	2.43	-1	0	7	8
Q <sub>huile</sub> (m <sup>3</sup> /h)	4,21	7.23	5,93	3,83	2,98

Les courbes IPR ci-dessus montrent que la diminution du skin favorise une augmentation du débit d'huile, donc une stimulation par acidification va permettre l'élimination ou la diminution de l'effet du skin et par la suite l'augmentation de la productivité

Selon les résultats de l'analyse prévisionnelle, la diminution de l'effet du skin par une acidification (décolmatage des abords du puits) va permettre l'augmentation du débit de puits.

#### IV.2.11. Exécution de l'opération (21 et 22/12/2018)

Le programme a été fait le 14/12/2018 dans le département engineering service technique nouvelles est exécuté le 21/12/2018 dans le cadre des opérations spécial.

##### A. Les équipements:

- 01 Unite de coiled tubing
- 01 unite de pompage à haute pression
- 01 converteur N2 a haute pression
- 02 bacs pour transport et mélange les produits

##### B. Les produits :

- 41 m3 eau traité mélange avec **2%NH4Cl** et **0.3% Surfactant**
- 16 m3 nettoyage tubing 7.5% HCl
- 24m3 Preflush/Overflush HCl 7.5%
- 24 m3 Mud Acid (HCL 6%: HF 1%)
- 16 m3 Nitrogène liquid

**C. Procédure de traitement:**

Nettoyage fond de puits, tubulaires et traitement matriciel :

**1er jour : Tube Clean**

Durant le 1<sup>er</sup> jour le nettoyage de la colonne de production et des perforations se fait selon les étapes suivantes :

- Montage l'équipement CT 1"3/4
- Test le régime de pompage de CT à 5000 psi
- Ouvert le puits sur torche (Pt=00 psi)
- Descente CT avec pompage d'eau traitée nitrifier à faible débit jusqu'au fort à 3402 m
- (Pp=960psi, Pt = 00 psi)
- Remonte CT et faire jetting à plusieurs poses en pompant 4 m3 de tube
- Clean entre 3478 m et 3421 à un débit de 0,5 bpm, d'eau traité et 25 lpm de N2 (Pp= 3000 psi et Pt = 00 psi)
- Descente CT au fond et pompage 1 m3 d'azote à grand débit (Pp =250 psi)
- Remonte CT à 2750 m et kick off (Pp =960 psi), ( Pt =00psi )
- Remonter CT. Veau traite , V gel=1 m3 , VN2 = 9,5 m3 .

**2eme jour : traitement matriciel**

Acidification matricielle du puits se fait par les étapes suivantes :

- Fermé le puits et chargement de vanne de curage de 4"1/2 ;
- Montage le CT 1"3/4. test à 5000 psi;
- Ouverture puits sur torche et descente CT 1"3/4 avec pompage d'eau traitée nitrifier à faible Débit jusqu'au fond 3400 m ;
- CT au fond remplir le puits avec 25 m3 de la mousse à un débit de 0,5 bpm et 30 lpm de N2 (Pp = 3000psi, Pt = 00 psi ) ;
- Remontée CT à 3390 m et pompage 1 m3 d'azote à grand débit remonter CT à 2700 m <sup>[9]</sup>

## IV.2.12. L'analyse nodale pour estimer le skin après acidification

Tableau V.8 Essai de puits avant et après l'acidification MDZ663

<i>Etat du puits</i>	<i>Date</i>	<i>Skin</i>	Q <sub>huile</sub> (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>tête</sub> (Kg/cm <sup>2</sup> )	Duse (mm)
Build Up	03/09/2014	<b>8.54</b>	4.37	20,8	16
Avant STIM	13/06/2017	<b>8</b>	2,98	16,6	16
Après STIM	26/12/2018	-	-	0	16

❖ **Commentaire et interprétation**

- Lors du dégorgement du puits à l'azote, une quantité d'eau excessive a été observée ce qui a induit l'étouffement du puits dès l'arrêt du pompage d'azote. Plusieurs tentatives de démarrage du puits ont suivi mais sans succès.
- Le puits ne réagit pas au traitement.
- L'opération est sans résultat donc le puits reste fermer.

## IV.3. Présentation de puits MD519

- ✓ Puits producteur d'huile vertical foré le **24/03/2000**
- ✓ Equipé avec un liner de production 4<sup>1/2</sup> VAM encrée et CCE (TS90) de 1<sup>660</sup>
- ✓ La liaison couche trou est un LCP
- ✓ Il a été équipé par CCE car c'était un puits producteur moyen (à sa mise en production).<sup>[9]</sup>





## IV.3.2. Données de PLT ( 27/04/2000 )

Tableau IV.9 Données de PLT du puits MD519 <sup>[9]</sup>

Bancs	Intervalle Perforés (m)	H (m)	Débit d'huile (m <sup>3</sup> /h)	Taux de participation(%)
N1	3394 - 3397	3	2.58	48.22
N2	3399 - 3404	5	1.46	27.28
N3	3409.5 - 3412.5	3	0.6	11.2
N4	3413 - 3416	3	0.07	1.24
N5	3416 - 3422	6	0.1	1.30
N6	3424 - 3430	6	0.04	0.747
<b>Total</b>		<b>26</b>	<b>5.35</b>	<b>100%</b>

### IV.3.3. Historique des opérations

- ✓ **Le 27/12/2005 Opération Spéciale (Clean Out )**  
Nettoyage du puits au CTU
- ✓ **Le 29/10/2006 : Opération Spéciale (Clean Out) :** Préparation des équipements de Coiled Tubing Coiled, Unité d'azote N2, Unité de pompage (Test des équipements à 5000 PSI ; OK), début descente CT dans le puits début d'injection d'eau traité + du nitrogène N2, tag à 4128m a cette cote le CT a rencontré plusieurs friction jusqu'à 4400m début d'injection du fluide de traitement, continuer le nettoyage jusqu'à arriver au TD soit à 4482m. Kick off du puits OK.
- ✓ **Le 16/01/2007 Opérations Wire line (Contrôle) :** descente calibre 91 mm : battu à 2867 m CC.
- ✓ **Le 22/01/2007 : Opération Spéciale (Clean Out) :** Préparation des équipements de Coiled Tubing Coiled, Unité d'azote N2, Unité de pompage (Test des équipements à 5000 PSI ; OK), début descente CT dans le puits début d'injection d'eau traité + du nitrogène N2, jusqu'à arriver au TD soit à 4482m. début d'injection du fluide de traitement. Kick off du puits OK.
- ✓ **Le 01/04/2007 : Opération Spéciale (Kick Off) :** Préparation des équipements de Coiled Tubing Coiled, Unité d'azote N2, Unité de pompage (Test des équipements à 5000 PSI ; OK), descente CT dans le puits à 3000 m début d'injection d'eau traité + du nitrogène N2. Kick off du puits OK.
- ✓ **Le 07/02/2008 : Opération Spéciale (Clean Out) :** Préparation des équipements de Coiled Tubing Coiled, Unité d'azote N2, Unité de pompage (Test des équipements à 5000 PSI ; OK), début descente CT dans le puits début d'injection d'eau traité + du nitrogène N2, jusqu'à arriver au TD soit à 4484m. début d'injection du fluide de traitement. Kick off du puits OK.
- ✓ **En aout 2008 :** Le puits à été fermé suite à un débit nul, en attendant son raccordement au réseau GAS-LIFT, et vu son emplacement cela a pris beaucoup de temps.
- ✓ **Du 05/08/2010 au 13/08/2010 : Opération Snubbing N°1 (Descente CCE) :**
  - Descente couronne 84mm topé à 4484,79m (TD)
  - Descente CCE 1"660.
- ✓ **Le 08/09/2010 Opérations Wire line (Mesure de pression PFS) :**
  - Descente calibre 31 mm : libre jusqu'à 3065 m CC.
  - Descente jauge électronique à 3050 m, début descente 09H02 fin descente 09H33.
  - Début remonté jauge électronique 14H52 fin remonté 16H05 avec des paliers de 5 minutes.
- ✓ **Le 06/06/2011 Opérations Wire line (Mesure de pression PFS) :**
  - Descente calibre 32 mm : libre jusqu'à 3068 m CC.
  - Descente jauge électronique à 3050 m, début descente 08H50 fin descente 09H17.
  - Début remonté jauge électronique 13H17 fin remonté 14H33 avec des paliers de 5 minutes.
- ✓ **Du 27/09/2013 au 11/10/2013 Opérations Snubbing N°2 (Changement CCE) :**
  - Remontée totalité du concentrique 1"660,
  - Descente couronne 84mm, début de nettoyage du puits au brut nitrifié jusqu'à 4482.64m.

- ✓ **Le 07/10/2013 : Opération Spéciale au CTU (Tube clean avec Pulsonix Acid) :** Préparation des équipements de Coiled Tubing Coiled 1"3/4, Unité d'azote N2, Unité de pompage (Test des équipements à 5000 PSI ; OK), début descente CT dans le puits début d'injection d'eau traité + du nitrogène N2, jusqu'à arriver au TD soit à 4487m. début d'injection d'acide, jusqu'à arriver au TD. Kick off du puits retour d'huile + eau + fluide de traitement sur torche démarrage OK.
  - Descente CCE final 1"660TS90, Ajusté avec sabot 1"660TS à 3057m soit 318Jts.
- ✓ **Le 27/03/2013 : Opération Spéciale (Scale blaster + tube clean) :** Nettoyage du puits au CTU
- ✓ **Du 28/01/2015 au 09/03/2015 : Opération Snubbing préventive**  
  
Changement CCE 1"660 Descente tbg final 1"660 de 1720m à 3277m soit cote EF
- ✓ **Le 23/02/2015 : Opération Spéciale (Scale blaster + tube clean) :** Nettoyage du puits au CTU
- ✓ **Du 29/11/2018 au 08/12/2018 : Opération Snubbing Préventive** Descente tbg final 1"660 de 1720m à 3277m soit cote EF Changement CCE 1"660
- ✓ **Le 05/12/2018 : Opération de nettoyage au CTU Scale Blaster pour la perforation :** Acidification (avec 12 m<sup>3</sup> de Mud Acid 6 : 1.5 nitrifiant + 09 m<sup>3</sup> de Overflush HCl 7.5% nitrifiant + 01 m de Spacer (F103) + 01 m de Gel + 03 m d'eau Traitée).<sup>[9]</sup>

IV.3.4. Essais aux puits

Tableau IV.10 Essais de puits avant et après stimulation puits MD519

<i>Etat du puits</i>	<i>Date</i>	<i>Skin</i>	Q <sub>huile</sub> (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>tête</sub> (Kg/cm <sup>2</sup> )	Duse (mm)
Build Up	28/03/2009	+2.5	3,68	21.2	16
Avant stimul.	06/07/2017	+5	1.89	19	14
Après stimul.	19/07/2018	+1.8	4.70	15	14

IV.3.5. Jaugeage et production

Tableau IV.11 Donnés de jaugeage de puits MD519<sup>[9]</sup>

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ			Récupérée	Injectée	
27/03/2000	12.7	600	18.43	2201.73	130	91.5	21.5	19	58	.482	0	0	-----
06/05/2000	13	400	9.75	1240.91	116	40.2	11.3	3.8	33	.417	0	0	-----
28/10/2000	13	1440	8.04	1056.50	120	35.2	11.7	4.6	36	.443	0	0	-----
09/02/2001	13	720	7.31	1004.56	127	30.9	10.8	3.7	32	.428	0	0	-----
25/06/2001	13	720	6.92	994.39	127	26.7	11.5	3.6	38	.391	0	0	-----
03/09/2001	13	1440	5.53	765.13	126	23	11.5	4.8	38	.421	0	0	-----
20/09/2001	13	1440	4.94	857.36	151	21	11.9	3.8	35	.43	0	0	-----
06/02/2002	13	1440	4.74	598.90	120	19.8	11.2	3.8	28	.422	0	0	-----
09/05/2002	13	1440	4.35	475.02	100	17.5	11.8	4.4	33	.407	0	0	-----
05/09/2002	13	1440	2.57	586.49	214	15.5	11.6	3	32	.61	0	0	-----
24/10/2002	14	1440	11.26	1280.89	99	48.5	12.6	4	38	.498	0	0	-----
30/04/2003	14	720	7.9	1258.73	141	34	11	3.3	38	.497	0	0	-----
29/07/2003	14	720	7.9	1258.96	145	33.6	11.5	4.1	37	.491	0	0	-----
26/11/2003	14	720	6.52	758.20	105	27.7	13	4	34	.791	0	0	-----
11/02/2004	14	600	5.93	974.90	162	28.1	12.7	4.2	25	.548	0	0	-----
03/06/2004	14	1440	5.93	1012.64	159	24	11.3	3.7	34	.468	0	0	-----
02/10/2004	14	600	5.14	719.10	140	24.6	12	4.28	28	.5537	0	0	-----

05/02/2005	14	655	2.61	399.55	153	13.6	11.1	4.18	11	.5608	0	0	-----
03/05/2005	14	1440	11.07	1532.01	138	43	11.7	3.57	27	.449	430	0	-----
19/09/2005	14	600	8.31	1368.35	165	32	12.8	3.47	26	.4451	30	0	-----
31/12/2005	14	720	6.69	1261.81	189	32	13.2	5.2	22	.5531	0	0	-----
09/02/2006	14	720	7.94	1014.09	128	35.1	11.5	4.28	23	.5111	450	0	-----
15/07/2006	14	1440	6.07	748.85	123	26	14.8	4.28	38	.4952	175	0	-----
09/12/2006	14	720	5.69	361.05	63	21.5	13	3.77	17	.4369	530	200	-----
23/01/2007	14	655	5.56	477.82	86	24	13.2	3.73	22	.4989	120	90	-----
22/07/2007	14	720	4.4	810.16	184	33.5	18.5	5.1	30	.8796	920	0	-----
01/09/2007	14	600	4.53	140.69	31	22	12.5	5.1	32	.5621	680	0	-----
14/01/2008	14	600	3.46	269.81	78	17	13.2	3.02	18	.5552	95	0	-----
18/05/2008	14	1440	2.38	179.58	75	17.5	14.7	3.67	22	.7586	300	0	-----
15/09/2008	14	600	2.78	215.71	78	17.5	15.4	5	24	.591	0	0	-----
06/04/2009	14	600	.2	73.48	367	14	11	2.65	15	7.8302	281	0	-----
14/04/2009	14	600	5.75	784.79	136	23.4	15	4.69	24	.4702	341	0	-----
04/12/2009	14	-	3.05	635.15	208	15.6	14.2	3.8	20	.4286	300	0	-----
30/05/2010	14	655	3.16	341.92	108	18.8	14.8	2.14	28	.6639	40	0	-----
04/12/2010	14	720	1.2	199.45	166	26.8	14	3.77	8	2.5822	0	0	-----
23/03/2011	14	720	3.6	488.60	136	19.8	13.5	4.08	15	.6359	790	0	-----
18/07/2011	14	600	3.75	343.72	92	16.5	11.9	4.89	29	.5088	340	0	-----
22/04/2012	12.7	600	2.18	272.96	125	21.7	11.7	3.98	26	.9669	500	0	-----
12/12/2012	12.7	600	4.58	508.11	111	23.5	12.4	4.28	20	.498	500	0	-----
25/04/2013	12.7	Vx29	3.61	420.91	117	17	13	--	23	.4506	441	0	-----
29/04/2013	12.7	655	2.97	472.10	159	19	13.5	4.59	26	.6208	600	0	-----
01/02/2014	12.7	Vx29	3.03	371.93	123	16	11.7	--	15	.5121	475	0	-----
02/06/2015	12.7	655	3.15	317.28	101	16	11.8	4.69	30	.492	250	0	-----
31/08/2015	14	FastQ	.83	601.00	722	54.4	12	--	25	7.5557	0	0	-----
15/09/2015	18	600	1.59	710.05	448	85.8	12.6	4.28	24	9.8362	0	0	-----
29/03/2016	14	-	4.72	1529.81	324	28	12.8	--	34.5	.6856	598	0	-----
23/06/2016	14	1440	4.65	1229.32	264	25.7	11.7	11.52	26	.6391	120	0	-----
05/09/2016	14	FastQ	2.83	1188.18	420	18.9	12.07	--	28	.7728	2860	0	-----
20/01/2017	14	-	4.67	2183.58	468	33.1	12.1	--	19.1	.8201	777	0	-----
27/04/2017	14	-	3.18	2722.05	857	34.5	12.6	--	35.56	1.2563	476	0	-----
19/07/2017	14	-	3.35	2631.41	785	36.6	13.3	--	28	1.2618	1474	0	-----
13/09/2017	14	-	3.07	1499.75	488	27.5	13.7	13.77	24	1.0342	1910	0	-----
14/09/2017	14	-	3.12	1372.01	439	28	13.8	13.77	24	1.0367	2278	0	-----
08/12/2017	14	1440	4.36	2329.90	535	32.8	12.5	12.13	14	.8703	920	0	-----
20/02/2018	14	-	2.75	1964.65	625	51	11.8	11.73	27	.9936	1087.75	0	-----

27/06/2018	14	-600	1.89	1759.90	455	63.6	13.1	--	30	.7148	1100	0	-----
27/11/2018	14	-	4.20	1341.52	518	23	12.3	3.26	19	1.0266	2000	0	-----
28/12/2018	14	-	3.01	1529.16	507	26	11	4.28	10	.9973	429	0	-----
23/02/2019	14	-	3.18	2974.08	935	36.2	13.1	--	22	1.3161	1220		

IV.3.6. Données de jaugeage et analyse nodale

Tableau IV.12 Essais de puits avant et après la stimulation de puits MD519

Etat du puits	Date	Skin	Q huile (m <sup>3</sup> /h)	P tête (Kg/cm <sup>2</sup> )	Duse (mm)
Build Up	28/03/2009	+2.5	3,68	21.2	16
Avant stim	19/07/2017	+5	1.89	19	14
Après stim	27/12/2018	+1.8	4.70	15	14

IV.3.7. Type d'endommagement

Compte tenu de l'historique de puits et de l'expérience sur le champ, l'endommagement peut être du type :

- Migration des fines argileuses et déposition aux abords du puits ;
- Invasion du réservoir par les fluides de Snubbing .
- Blocage partiel des perfos par le dépôt de sel.

Tableau IV.13 Type d'endommagement de puits MD519<sup>[9]</sup>

Puits	Zone	Gain / Perte (m3/h)	Type d'endommagement	Endommagement
MDZ 519	NB	1.89	fluides du Snubbing	Induit

### IV.3.8. Traitement préconisé

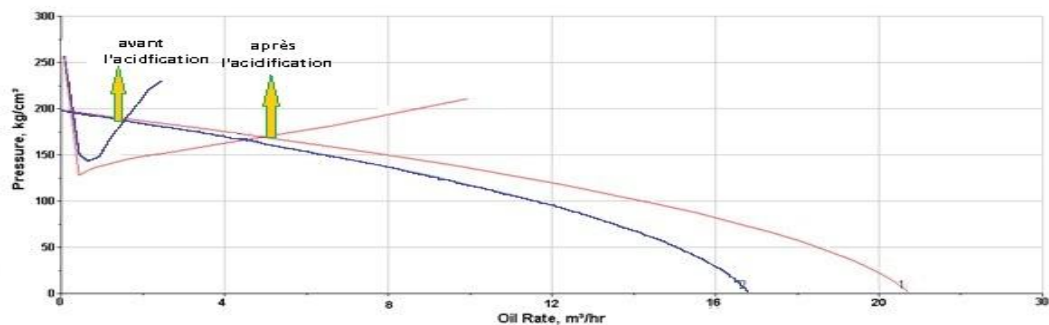
#### ☞ Première phase :

- Nettoyage et lavage des perforations et liner au Tube clean (7.5% HCL) nitrifié en utilisant un jetting tool.

#### ☞ Deuxième phase :

- Traitement des abords du puits avec le système d'acide acétique & mud acide acétique.
- Une stimulation sélective des zones perforées de la partie supérieure du réservoir.
- Ouverture du puits et démarrage à l'azote pour l'évacuation de tous les fluides de traitement.

### IV.3.9. L'analyse nodale pour estimer le skin avant et après acidification



**Figure IV.4 : IPR du puits MD519 avant et après acidification**

#### ❖ Commentaires et interprétation :

- ☞ La formation a bien réagi avec l'acide et le traitement matriciel a rapporté un gain de **2,81 m<sup>3</sup>/h**.
- ☞ Après l'acidification, le skin a diminué considérablement (en dessous de la moitié de sa valeur avant l'acidification), ce qui montre la bonne identification de l'endommagement et le bon choix de l'acide.
- ☞ Le puits est déjà acidifié en août 2015 et a donné de bons résultats.
- ☞ D'après la valeur du nouveau skin  $S=5$  le puits peut être sélectionné pour une autre acidification.

**IV.3.10. Exécution de l'opération (03 et 05/11/2018)**

Une opération de Snubbing a été faite pour la remontée du concentrique 1''660, et après, une unité de CTU a été mis en place dans le but de stimuler le puits, puis le Snubbing reprendrait travaux pour la remise du concentrique.

Le puits est acidifié par la société de service SCHLUMBERGER en deux jours :

**A. Les équipements:**

- 01 Unite de CTU
- 01 unite de pompage à haute pression
- 01 converteur N2 a haute pression
- 02 bacs pour transport et mélange les produits

**B. Les produits :**

- 43 m3 eau traité mélange avec **3%NH<sub>4</sub>Cl** et **0.3% Surfactant**
- 08 m3 nettoyage tubing 7.5% HCl
- 18 m3 Preflush/Overflush HCl 7.5%
- 12 m3 Mud Acid (HCL 6%: HF 1%)
- 12 m3 Nitrogène liquid

**C. Les equipments :**

- 01 Unite de coiled tubing
- unité de pompage à haute pression
- converteur N2 a haute pression
- bac pour transporter et mélanger les produits

**D. Les produits :**

- 43 m3 eau traité mélange avec **3%NH<sub>4</sub>Cl** et **0.3% Surfactant**
- 06 m3 nettoyage tubing 7.5% HCl
- 18 m3 Preflush/Overflush HCl 7.5%
- 12 m3Mud Acid (HCL 6%: HF 1.5%)
- 12 m3Nitrogène liquid



**E. Procédure de traitement:**

L'opération exécutée en deux journées par CTU sans incident.

**1 er jour :****Tube Clean et nettoyage des perforations :**

- Mise en place des unités de pompage de fluides et d'azote et des citernes de produits.
- Gonflage des annulaires.
- Montage de l'ensemble des équipements, et remplissage des lignes de traitement à l'eau traitée, suivi d'un test en pression à 5000 Psi pendant 15 minutes.
- Ouverture du puits sur torche, et pompage des fluides de lavage sous Duse, comme suit :
  - Montage l'équipement CTU 1"1/2
  - Test le régime de pompage de CTU à 5000 psi
  - Ouvert le puits sur torche (Pt=93 psi)
  - Descente CTU avec pompage d'eau traitée nitrifier à faible débit jusqu'au fort à 3402 m (Pp=1200 psi, Pt =93 psi)
  - Remonte CTU et faire jetting en force les perfos à plusieurs poses en pompant 4 m<sup>3</sup>de tube
  - Clean entre 3478 m et 3421 à un débit de 0,5 bpm, d'eau traité et 30 lpm de N<sub>2</sub> (Pp= 3600 psi et Pt = 93 psi)
  - Descente CTU au fond et pompage 1 m<sup>3</sup> d'azote à grand débit (Pp =230 psi)
  - Remonte CTU à 2750 m et kick off (Pp =1200 psi), ( Pt =93 psi )
  - Remonter CTU Veau traite=10 m<sup>3</sup> ,V gel=1 m<sup>3</sup> ,VN<sub>2</sub> = 16.2 m<sup>3</sup>

**2<sup>ème</sup> jour :****Traitement matriciel**

Le traitement matriciel est divisé en 4 étapes:

fermeture du puits et pompage en squeeze des fluides du traitement matriciel

comme suit :

**1<sup>ère</sup> étape : (en 3394 m)**

- 02 m3 perflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl -
- 04 m3 Mud Acide 6:1 avec 400scf/bbl
- 03 m3 overflush HCL (7.5%) avec 400 scf/bbl -
- 0.5 m3 eau traité
- 03 m3 eau traité avec 400scf/bbl

**2<sup>ème</sup> étape : (en 3399 m)**

- 03 m3perflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl -
- 06 m3 Mud acide 6:1 avec400scf/bbl
- 03 m3 overflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl
- 0.5 m3 eau traité
- 03 m3 eau traité avec 400scf/bbl

**3<sup>ème</sup> étape : (en 3409.5 m)**

- 03 m3 perflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl -
- 06 m3 Mud Acide 6:1 avec400scf/bbl
- 03 m3 overflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl -
- 0.5 m3 eau traité
- 04 m3 nitrogène (eau traité avec NH<sub>4</sub>CL avec 400 scf/bbl)
- 03 m3 eau traité
- Ouverture du puits et évacuation complète des produits sur torche à l'azote.
- Remplissage du puits avec 16m3 d'eau traitée au NH<sub>4</sub>Cl. <sup>[9]</sup>

IV.3.11 Résultat de l'opération

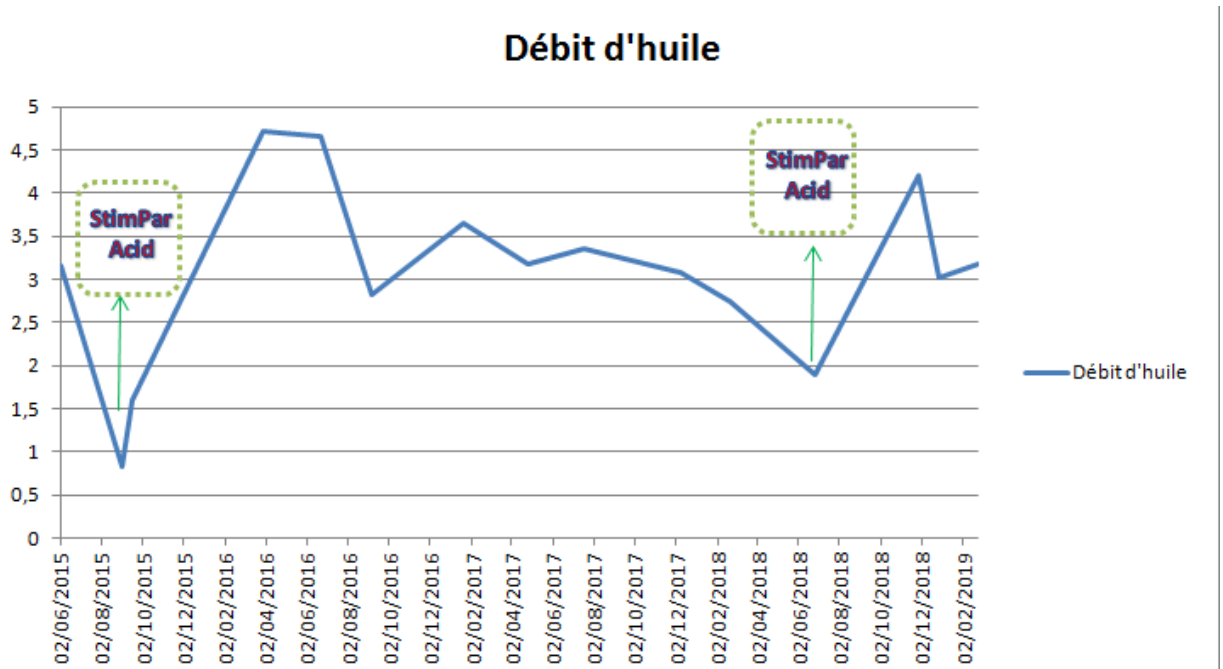


Figure IV.5 : évaluation le débit d'huile MD519

### IV.4. Les Contraintes rencontrées pendant l'acidification des puits à HMD

Plusieurs paramètres influent sur la rentabilité des acidifications au champ de HMD.

#### IV.4.1. Les volumes d'acide injectés :

D'après le graphe avec l'augmentation des volumes poreux, les volumes injectés sont limités.

Ces volumes sont inférieures à 50 gallons / ft et ne sont pas suffisant pour l'élimination total du colmatage rencontré sur les puits.

La plus pars des puits ont été stimulé avec mud acid qui est caractérisé par un épuisement rapide et une pénétration faible et pour cela des volumes en plus sont nécessaire.

A cause de la grande épaisseur de la couche de production, le contrôle des fluides injectés dans les zones d'intérêt, est difficile malgré la diversion et par conséquence les volumes sont limités.

Des volumes en plus peuvent rapporter de meilleurs résultats surtout pour les puits qui sont complétés en liner cimenté perforé et qui souffre d'un colmatage suite à une intervention Snubbing ou Work over, avec une utilisation du CTU .

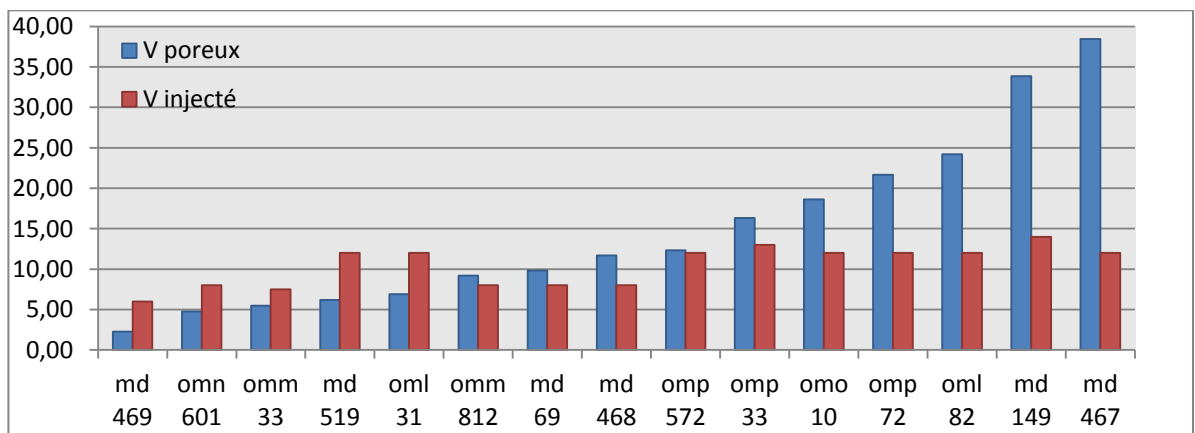


Figure IV.6 Comparaison des volumes d'acide injectés et des volumes poreux

**IV.4.2. Placement des fluides de traitement**

Parmi les puits acidifiés, dix sont munis d'un concentrique et présentent les inconvénients suivants :

- ✓ La complétion ne permet pas le contrôle du tubing lors du Tube clean.
- ✓ Le nettoyage des perfos et du fond moins efficace.
- ✓ Les outils spéciaux de nettoyage (jetting tool, jet blaster, scale blaster) ne sont pas utilisés.
- ✓ Le point d'injection fixe ne permet pas l'agitation et le jetting qui peuvent accélérer l'enlèvement de l'endommagement lors du tube clean.
- ✓ La diversion du traitement à la mousse est obligatoire (pas d'utilisation de packers).
- ✓ Le dégorgement des puits est plus délicat
- ✓ Le coiled tubing offre un bon contrôle lors des traitements par rapport au concentrique.

**IV.4.3 La liaison couche trou**

Les puits complétés en crépine ou en Open hole présentent les inconvénients suivants :

- ↳ Le traitement sélectif est incontrôlable à cause des zones à longs intervalles.
- ↳ Difficulté d'assurer une bonne couverture de l'acide des zones d'intérêt .

**IV.4.4. Les faibles pressions de gisement**

Les puits à faible pression de gisement présentent les inconvénients suivants :

- ↳ Difficulté lors du dégorgement.
- ↳ Pour les puits qui produisent de l'eau, l'acide lourd peut se diriger vers les zones productrices d'eau.

**IV.4.5. Les faibles perméabilités**

Les faibles perméabilités ne favorisent pas une bonne injectivité (débits faibles) des fluides de traitement et par conséquent l'acide s'épuise avant d'atteindre l'endommagement en profondeur.

☞ **Le problème rencontré avec le puits MDZ663**

Après avoir pompé l'acide (HCL) on va faire le kick off à 2500 m, pendant l'opération on provoque un PINHOLE dans l'appareil de CTU

l'acide dans le puits avec PH=0 est un danger pour le liner  $3^{1/2}$ . Il ne faut pas qu'il reste plus de 2 heures dans le puits. La société de Schlumberger va changer l'unité de CTU et tester l'annulaire. Ce dernier test est positif il y a une communication entre 7'' et 9''.

Au troisième jour on fait kick off seulement et on arrête l'opération carrément. La solution suivant c'est WO.

## IV.5 ETUDE ECONOMIQUE

### IV.5.1. Gain mensuel de production

Le gain mensuel de production est calculé comme la différence entre le cumul de production réel du puits et celle projeté, déterminé par extrapolation du comportement du puits endommagé voir tableau ci-dessous).

Les résultats économiques sont les suivants :

- ✓ L'investissement total : **42 699.00 US \$.**
- ✓ Le gain cumulé mensuel : **28224 m<sup>3</sup>**
- ✓ Le revenu net mensuel : **290 295.00US \$.**

☞ Le puits MD519 a récupéré l'investissement dans moins de **4 jours**, ce qui explique la rentabilité de cette technique appliquée.

☞ D'après ces résultats on peut dire que les opérations d'acidification ont été très bénéfiques pour la société.

**Tableau IV.14 Gain mensuel de production de puits MD519**

<i>Puits</i>	Coût de l'opération	Gain cum mensuel (m3)	Gain cum (\$)
<b>MD 519</b>	\$42 699.00	28224	\$290 295.00

**IV.6. Conclusion**

D'après les résultats, on conclut que l'application de l'acidification est réussite pour le puits MD519. Par contre le puits de MDZ663 a connu un échec dans cette opération et cela est remarquer dans le comportement du puits qui illustre une baisse continue dans le débit. La reprise de ce puits nécessite l'application d'une autre opération.

A la fin on peut dire que l'acidification est la méthode la plus utilisé dans la région de opération pour récupérer le maximum de l'huile.

## **Conclusion**

Avant de procéder à tout type de traitement, il est indispensable de commencer par faire une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres de production et/ou d'injection, ainsi que les différents dépôts récupérés.

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

L'analyse des résultats des acidifications effectuées dans le puits MD519 et MDZ663 nous a permis de conclure ce qui suit :

1. La détermination du type d'endommagement est essentielle pour la sélection du traitement adéquat.
2. L'acidification des puits endommagés par les interventions (Snubbing ou Work over), rapporte plus de gain par rapport aux puits endommagés naturellement (migration de fines).
3. Plus les skins d'endommagement ne sont grands, plus les rendements des opérations sont meilleurs.
4. Malgré la réduction de l'endommagement de quelque puits, le gain en débit a été masqué par d'autres problèmes d'exploitation.
5. Malgré la puissance de dissolution du Mud acid, il est caractérisé par une faible pénétration dans la formation.
6. Les volumes d'acides injectés sont limités et ça influe sur les résultats des traitements.
7. Les tests de puits (Build Up) de certains puits sont anciens et peuvent erroné l'estimation des skins.
8. Les faibles perméabilités ne favorisent pas une bonne pénétration des acides de traitement.



## **Recommandations**

L'acidification participe à la production totale du champ de Hassi Messaoud par l'amélioration du potentiel des puits, mais une telle opération nécessite un investissement important et pour rendre le traitement plus efficace et plus rentable, nous recommandons ce qui suit :

- ✓ Un diagnostic du type d'endommagement, par étude approfondie de l'historique, des paramètres de production des puits.
  
- ✓ Les puits avec faibles skins ne procéder à une acidification qu'après l'élimination des autres contraintes d'exploitation (bouchage de tubing, optimisation du gas-lift)
  
- ✓ Procéder à l'analyse nodale pour évaluer les taux d'endommagement des puits et leur débits potentiels, une telle analyse nécessite des données de Build Up récent.
  
- ✓ Evaluer les résultats après traitement afin de recommander les solutions adéquates pour les puits non réussit.
  
- ✓ L'analyse des échantillons au laboratoire est essentielle Pour les puits ayant un problème d'asphaltes.
  
- ✓ Les puits candidats pour une acidification doivent être jaugés avant et après stimulation pour une meilleure évaluation des traitements, un test Build up est la meilleur façon d'évaluer une acidification.
  
- ✓ Prévoir le meilleur procédé d'exploitation du puits après la stimulation afin de profiter de l'amélioration de son débit.

## Références Bibliographiques

- [1] Google image.
- [2] "Endommagement de la liaison couche trou". Par Denis Perrin. ENSPM Formation Industrie IFP Training 2006
- [3] "La liaison couche trou (Tome 1 et 2)" par Dominique Veillon. Editions Technip, 2001, IFP.
- [4] "A par tical companion reservoir stimulation" par M.J Economide. 1992 Elsevier Science Publishers B.V.
- [5] "Reservoir stimulation" par Michel. J. Economides, Kenneth. G. Nolte. Schlumberger educationnal services, 1989, Houston.
- [6] "Le gisement, Techniques d'exploitation pétrolière", par R.Cossé, Paris 1988.
- [7] "Cours de production Tome1, Caractéristiques des Roches Réservoirs (ANALYSE DES CAROTTES)" par R.MONICARD, Editions Technip 1980.
- [8] BENZAOUI ZIDANE « Stimulation par acidification» Projet fin d'induction Ouargla le : 2012/2013.
- [9] Données (SH/DP/EP/service géologie, interventions sur puits,techniques puits) HMD.
- [10] Programmes d'acidification des puits et Rapports journaliers des opérations (SH/DP/EP/Service techniques nouvelle), HMD.2019

# Annexe A1

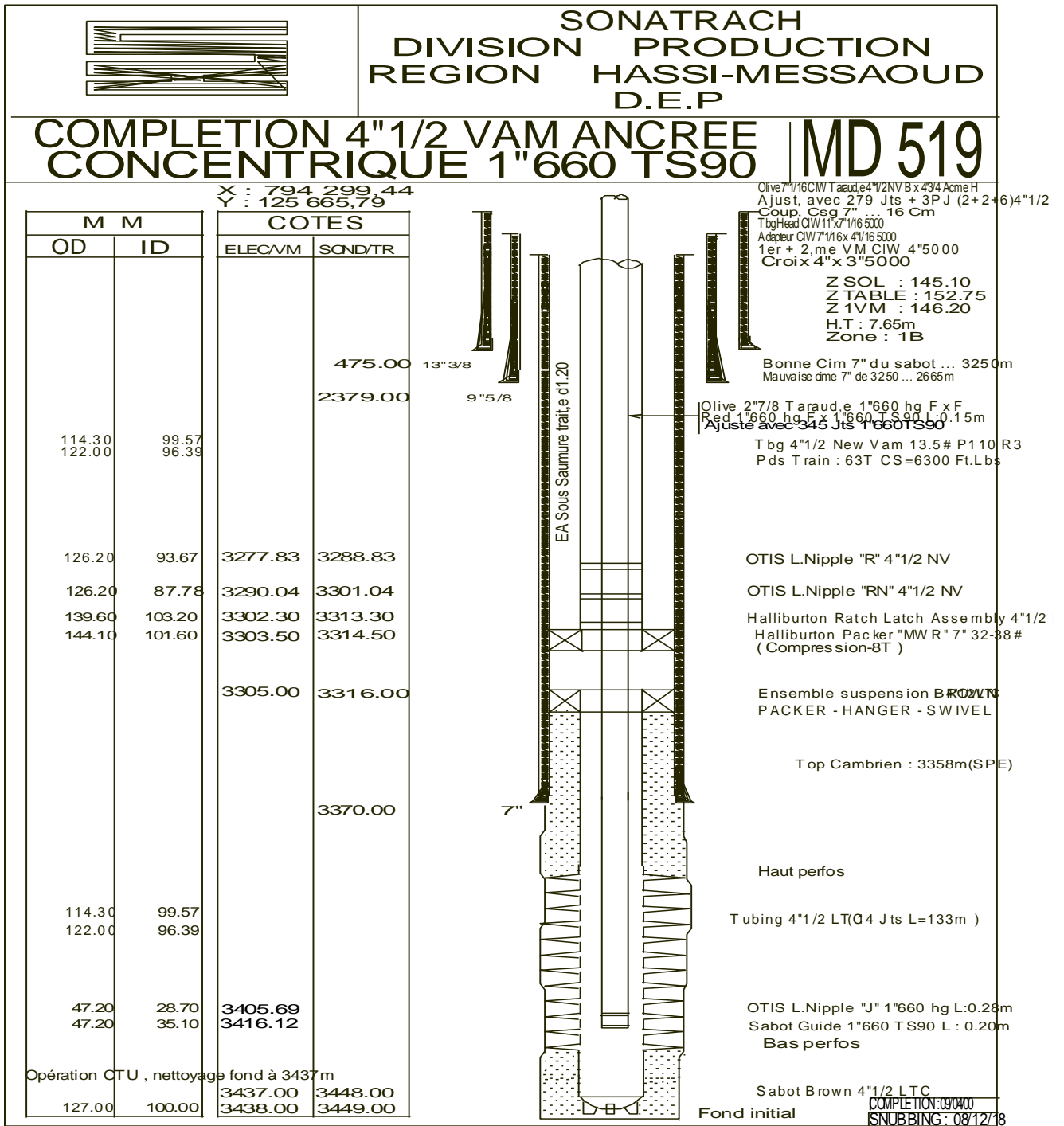


Figure A.1 Fiche technique de puits MD519

# COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCRE MDZ663

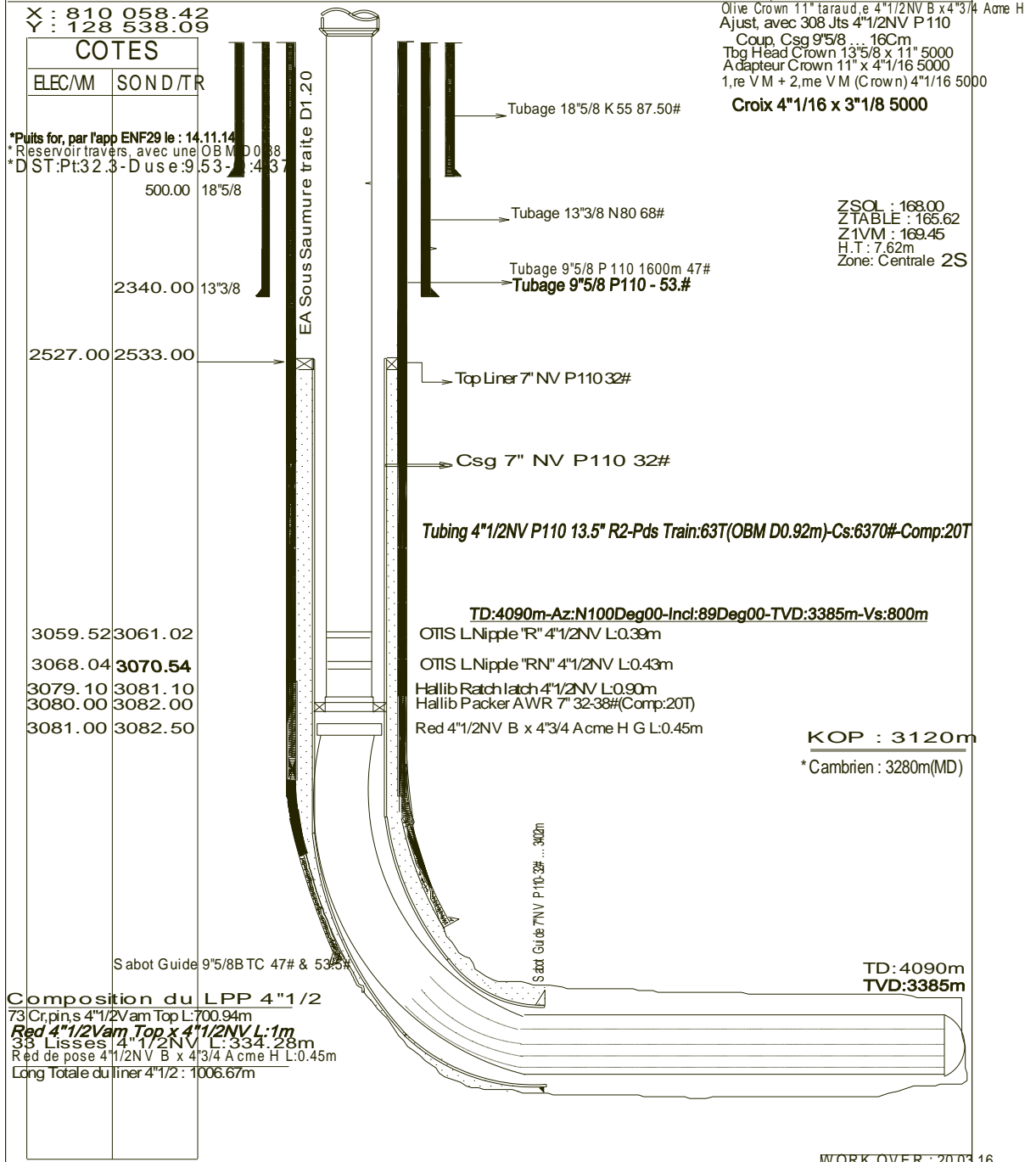


Figure A.1 Fiche technique de puits MDZ663

## Annexe A2

AGE		TYPE DE CORELATION		CFPA		SN REPAL		
				DIAGRAPHIQUE	PETRO-PHYSIQUE	SEDIMENTOLOGIQUE	DIAGRAPHIQUE	
<b>LE CAMBRIEN</b>	<b>Isométriques</b>	<b>Grès</b>	<b>Ri</b>	<b>Réservoir</b>	R70	<b>D5</b>		
		<b>R1 (CFPA) Ra (SN REPAL)</b>	<b>Réservoir</b>	R95				γ <sub>0</sub>
	R100			<b>D4</b>	<b>Ra sup.</b>		M <sub>7</sub>	
	R130			<b>D3</b>	<b>Ra moy</b>		M <sub>6</sub>	
	R140			<b>D2</b>			M <sub>5</sub>	
	R150						M <sub>5</sub>	
	R160			<b>ID</b>	<b>Ra inf.</b>		M <sub>4</sub>	
	R170						M <sub>3</sub>	
	R180			<b>D1</b>			M <sub>2</sub>	
	R190				M <sub>1</sub>			
	R200							
	<b>R2 (CFPA) R2 (SN REPAL)</b>	<b>Réservoir</b>	<b>R2</b>					
	<b>R3</b>			R300				

Figure A . Découpage en drain de cambrien de HMD

## Annexe A3

### Evènements lors du forage MDZ663

- ✓ **la phase 26"**:Lors de cette phase une perte totale à 30 m, VTP: 60 m<sup>3</sup>. forage a 453 m, remontée avec back reaming suite jumping important.
- ✓ **la phase 16"**:forage a 2340 m, slow ROP, remontée avec back reaming de 900 m à 865m.
- ✓ **La phase 8"1/2**: apparition de l'éruptif a 3305 m (md) 3284 m (TVD) jusqu'à 3320 m (MD), puis de 3330 m à 3344 m TVD. Changement MWD+moteur+ outil suite perte signal. Suite apparition de l'éruptif. Le réservoir RA est tope à 3385 m et le D4 à 3362 m, soit 10 m plus bas que prévu
- ✓ **La phase 6"** : forage a 4090 m VTP: plus de 200 m<sup>3</sup>. Remontée poisson laisse au fond, repêchage positif, décision prise d'arrêter le forage.(Problèmes techniques de forage).

## Annexe A4

### Interprétation du test de puits Build-up : (Méthode de HORNER)

La grande majorité des renseignements tirés d'un essai de puits est obtenue par l'interprétation de remontées de pression (Build-up).

Les notions utilisées sont:

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

**$P_{ws}(\Delta t)$** : est la pression en remontée de pression. Le temps est compté depuis le moment  $t_p$  de la fermeture du puits.

❖ **Remarque** :  $P_{ws}(\Delta t = 0) = P_{wf}(t_p)$ .

Une remontée de pression s'interprète en utilisant le principe de superposition des débits. L'évolution de la pression en débit, une fois l'effet de capacité de puits terminé, est donnée par l'équation :

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

L'équation précédente montre que la pression du fond varie linéairement en fonction de  $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ . Si l'on porte sur un graphique  $P_{wf} = f\left(\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$  on observe une fois l'effet de capacité de puits terminé, une droite de pente  $m$  :

$$m = \alpha \cdot \frac{q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h}$$

# Annexe A5

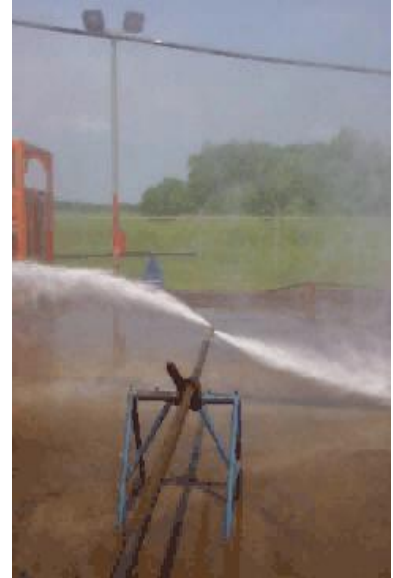
## Définition de l'outil ScaleBlaster et CTU

### ScaleBlaster :

Le ScaleBlaster est un outil développé par la Compagnie de service **Schlumberger** pour but d'utiliser dans les opérations de stimulation.

L'outil est équipé par plusieurs nozzles (sorties) latérales Qui s'ouvre lorsque la pression d'injection atteint la pression De tarage prédéfinie ; Cela pour assurer le jet et la rotation de Produit de traitement.

Le principe de fonctionnement de ScaleBlaster est basé sur deux mécanismes : le jet et la rotation dont le but de crée une force d'érosion par le fluide de traitement.





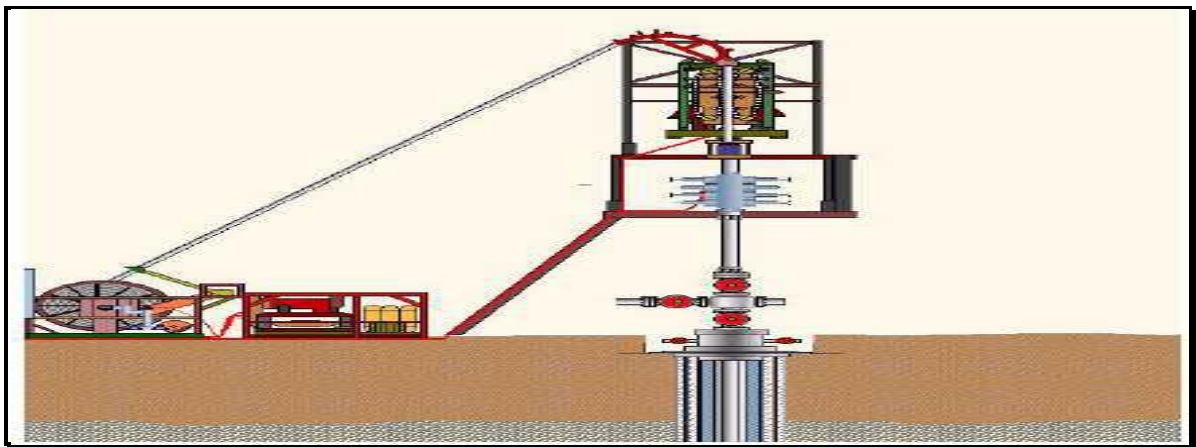
## Définition COILED TUBING

Les unités de Coiled Tubing sont des appareils d'intervention sur puits, utilisant un tubing en acier, continu et flexible, de faible diamètre qui est introduit dans un tubing de production sous pression, le tubing est stocké et enroulé sur un touret.

A l'opposé d'autres types d'appareils de Workover ou de Snubbing qui utilisent des garnitures de tubings vissés, la vitesse de manoeuvre est nettement supérieure avec un appareil de Coiled Tubing (200 ft/min au lieu de 60 ft/min).

Les unités de Coiled Tubing sont auto propulsées et possèdent un système de manoeuvre motorisé du touret de tubing et de bâtis de levage.

Risque de corrosion par acidification.



## Opérations réalisées au Coiled Tubing

Cette unité peut être utilisée à l'intérieur de la colonne de production pour les opérations suivantes :

- ❖ Pour le nettoyage de bouchon de sable ou de paraffine
- ❖ Pour le démarrage du puits en production
- ❖ Pour stimuler la formation (acidification)
- ❖ Pour des opérations de cimentation
- ❖ Pour des opérations de forage ou de fraisage
- ❖ Pour tuer le puits (pompage de la boue lourde)
- ❖ Pour perforer des nouvelles zones de production
- ❖ Pour poser des bouchons obturateurs gonflables

### **Avantages de l'utilisation de coiled tubing :**

- ❖ Facile à transporter
- ❖ Temps de montage et démontage est réduit
- ❖ Vitesse de manoeuvre élevé
- ❖ Utilisé sur des puits sous pression
- ❖ Circulation en cours de manoeuvre
- ❖ Utilisé pour faire des opérations de logging sur puits horizontaux.

### **Limitation de l'utilisation de coiled tubing :**

- ❖ Faible résistance à la traction
- ❖ Facile à endommager à cause de son épaisseur et sa flexibilité
- ❖ Pertes de charge élevées
- ❖ Limitation a la pression maximale
- ❖ Limitation de la durée de vie à cause des forces de flexion
- ❖ La pression différentielle ne doit pas dépasser 1500psi pour ne collapser
- ❖ pas le coiled tubing

### **Forces appliquées au coiled tubing :**

Les forces appliquées au coiled tubing durant sa vie de service est :

- ❖ Les contraintes d'écrasement dues à la pression extérieure
- ❖ Les contraintes d'éclatement dues à la pression intérieure
- ❖ Les contraintes de traction qui peuvent causer l'allongement ou la rupture de tubing
- ❖ Les contraintes de compression dans le puits déviés qui peuvent causer le flambage
- ❖ Les contraintes de flexion cycliques entre le touret et la tête d'injection
- ❖ La combinaison de toutes les forces réduit la durée de vie de coiled tubing.