



MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH - OUARGLA

FACULTE DES SCIENCES DE LA TECHNOLOGIE & DES SCIENCES DE LA
MATIERE

DEPARTEMENT DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
DOMAINE : SCIENCES & TECHNIQUES

FILIERE DES HYDROCARBURES

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER EN PRODUCTION

Présenté par : **BENZAOUI ZIDANE**

Thème :

**STIMULATION PAR ACIDIFICATION
AU PUIITS : OMK 842 ,MD 414,OMJ 711
(Champ de Hassi Messaoud)**

Jury composé de :

MM. SIDROUHOU Hadj Med président

ABID AISSA examinateur

DOBBI Abdelmajid encadreur

ATLILI Med El hadi co-encadreur

Promotion 2012 / 2013

Remerciements

En premier lieu, je tiens à remercier tous ceux qui ont contribué à mon éducation et mon apprentissage, en tête de liste mes chers parents et l'ensemble des mes enseignants, de la maternelle à l'université.

*Je remercie vivement Mr **DOBI Abdelmajid** pour mon encadrement, je voudrais saluer ici ses capacités pédagogiques, sa disponibilité, qui furent des éléments très importants pour mon initiation.*

*Je remercie vivement Mr **ATTLILI Med El hadi** pour l'effort fourni, les conseils prodigués, sa patience et sa persévérance dans le suivi.*

Je remercie très sincèrement, les membres de jury pour leur collaboration, leur regard critique et observations précieuses.

Mes remerciements aussi à l'ensemble du personnel de la SONATRACH/ DP, pour l'hospitalité, l'encouragement, et l'aide technique.

Mes remerciements à toute personne ayant participé à l'élaboration, l'accomplissement de ce travail jusqu'à son achèvement, même par soutien moral et affectif.

Mes remerciements à tous ceux énumérés, en plus l'ensemble des amis sportifs, étudiants, ma grande famille, et aussi la petite Selsabil.

Je remercie profondément tout le monde d'avoir partagé avec moi ces moments inoubliables à jamais.

BENZAOUI Zidane

Sommaire

Introduction	1
--------------------	---

Chapitre I

Présentation du Champ Pétrolier de Hassi Messaoud

I. 1. Historique du champ	2
I. 2. Situation géographique.....	2.
I.3. Situation géologique	3
I.4. Structure du champ	4
I.5 Zonation du champ.....	5
I.6. Description du réservoir.....	5
I.7. Caractéristiques pétrophysique moyenne du réservoir cambrien.....	8
I.8. Epaisseur moyenne des drains.....	8
I.9.Genèse et origine de l'huile.....	9
I.10. Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi-Messaoud.....	10

Chapitre II

Types et Analyse des endommagements

II. 1. Signification et définition de l'endommagement	11
II. 2. Localisation de l'endommagement	11
II. 3. L'origine de l'endommagement de la formation au champ HMD	13
II. 4. Evaluation de l'endommagement au moyen des Essais de Puits.....	16
II. 5. Effet de skin sur la perméabilité.....	24
II.6 Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits sur sa productivité.	25

Chapitre III

Théorie de l'acidification

III. 1. Notion de stimulation.....	29
III. 2. Les principaux types de stimulation	29
III. 3. Théorie de l'acidification	30
III. 4. Critères pour une acidification	32
III. 5. Techniques de mise en place.....	33
III. 6.Les différentes étapes d'un traitement à l'acide.....	34

Chapitre IV

Chimie de l'acidification

IV. 1. Introduction	36
1.1 .Traitement de matrice.....	36
1.2 Les fluides de traitement	36
IV.2 Généralité sur les traitements par acidification	37
2.1 Réactivité de la roche vis-à-vis de la roche.....	37
2.2 Réactions secondaires.....	42
2.3 Autres types d'acide.....	44
2.4 Choix de l'acide.....	45
2.5 Facteurs non minéraux influençant la réaction.....	46
2.6 Additifs	47

Chapitre V

Les différentes étapes d'un traitement à l'acide

V.A Le tube clean.....	52
V.B Traitement matriciel	52
V. C Technologie de l'acidification.....	54

Chapitre VI

Analyse et interprétation

VI. Introduction	62
VI. 1 Procédure de calcul.....	63
Puits OMK 842 (Zone HZN).....	64
Puits OMJ 771	68
Puits MD 414	72
VI.2 Calcul du volume d'acide nécessaire pour l'acidification.....	77
Conclusion.....	88
Recommandations	89
Résumé	
Bibliographie	
Annexe	
Liste des figures	

Liste des figures

• La figure I.1 : Situation géographique du champ de HMD.....	2
• La Figure I.2 : SITUATION GEOLOGIQUE DU CHAMP DE H.M.D	3
• La figure I.3 : Gisement de Hassi Messaoud.....	7
• La FigureI.4 : ZONATION DU CHAMP DE HMD.....	08
• <i>La Figure-II.1- Localisation du colmatage.....</i>	<i>12</i>
• La Figure II.2- Evolution de la pression de fond après fermeture.....	19
• La Figure II.3- Evolution de la pression de fond après fermeture.....	19
• La Figure II.4 -Présentation de la chute de pression due à l'endommagement...20	
• La Figure. IV.1- acidification des matrices.....	36
• La Figure IV.2 : Constituants typiques des grés.....	40
• La Figure V.1 : Unité de « Coiled Tubing »	57
• La Figure V.2 : Tête de l'injecteur.....	58
• Figure V.3 : Touret de « Coiled Tubing »	59
• La Figure V.4 : Stuffing Box ou stripper	60
• La Figure 5.5 : Bop.....	60
• La Figure VI. 1: Localisation de puits OMK842.....	64
• La Figure VI.2: Localisation de puits OMJ 771.....	68
• La Figure6. 3: Localisation de puits MD 414	72
• La Figure 6.4.Position de la carotte en cours du test ARC.....	78
• <i>La Figure 6.5 Test d'Acidification.....</i>	<i>78</i>
• <i>La Figure 6.6. Test d'Acidification.....</i>	<i>79</i>
• <i>La Figure 6-7 : Effet de l'acide sur la porosité de l'échantillon.....</i>	<i>81</i>
• <i>La Figure 6.8 Courbe de réponse à l'acide (6% HCl – 1,5% HF)(puits OMK 842).....</i>	<i>81</i>

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'utilisation des packer est nécessaire pour l'isolation des zones à eau et de gaz.
- L'analyse des échantillons au laboratoire est essentielle Pour les puits ayant un problème d'asphaltes.
- Insister avec le kick off jusqu'à l'évacuation complète de l'acide de traitement
- 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 meilleure 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.
- Eviter l'acidification des puits déjà fermés, de fort GOR, de WOR élevé et de mauvaise perméabilité.
- L'augmentation des volumes d'acide en utilisant des acides retardés comme le clay acid pour éviter l'éboulement des parois du puits et une meilleure pénétration.

INTRODUCTION

L'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz consiste à ramener les hydrocarbures du réservoir jusqu'en surface. L'amélioration des prévisions de production d'un gisement pétrolier constitue l'un des préoccupations de l'ingénieur réservoir au sein des compagnies pétrolières, elle est aussi parmi les lignes d'action envisagées par cette dernière. Toutefois, durant la vie d'un gisement, la productivité des puits diminue après une certaine période de production et ceci est dû soit à une déplétion naturelle soit à la suite d'un éventuel endommagement de la roche réservoir. Ce dernier peut être évalué aux moyens des essais de puits ou par l'analyse des PLT.

La stimulation peut se définir comme la création artificielle aux abords du puits d'une zone dans laquelle l'écoulement des fluides est facilité soit par accroissement de la perméabilité dans la formation, soit par réduction de la viscosité de ces fluides. Ce n'est qu'en 1991 qu'elle fût introduite sur le champ de Hassi Messaoud et ce après des tests de laboratoires effectués sur des carottes pour des différentes formulations conventionnelle d'acide. Des résultats timides furent obtenus au début, puis se sont améliorés avec l'expérience et l'introduction des nouvelles technologies telles que la diversion à la mousse et des Through Tubing Acidizing Packers.

Le but d'un traitement par acidification est l'élimination d'un colmatage aux abords du puits et restauration de la perméabilité initiale de la couche, mais il serait faux d'en conclure que l'injection d'un acide dans une formation sédimentaire entraîne toujours une amélioration de la production. Bien au contraire, injecter un acide sans une étude approfondie préalable, peut provoquer un endommagement beaucoup plus sévère qui ne peut être enlevé que par des traitements très coûteux tels que la fracturation hydraulique. Dans cette étude on va évaluer et interpréter les résultats des acidifications effectuées dans le champ de Hassi Messaoud durant l'année 2012 en tenant compte des points suivants :

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

Enfin, cette étude se termine par une conclusion et quelques recommandations.

I- PRESENTATION DU CHAMP PETROLIER DE HASSI MESSOUAD

1- Historique du champ :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1; Implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord - nord-ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien.

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A.
- Au sud la SN.REPAL.

La limite coupe le champ dans le sens Est - Ouest en deux parties sensiblement égales.

2- Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km sud- sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². Sa localisation :

-En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

- 790.000 @ 840.000 EST
- 110.000 @ 150.000 Nord

-En coordonnées géographique :

- Au nord par latitude 32 15° - A l'ouest par la longitude 5 40°
- Au Sud par latitude 31 30° - A l'Est par la longitude 6 35°

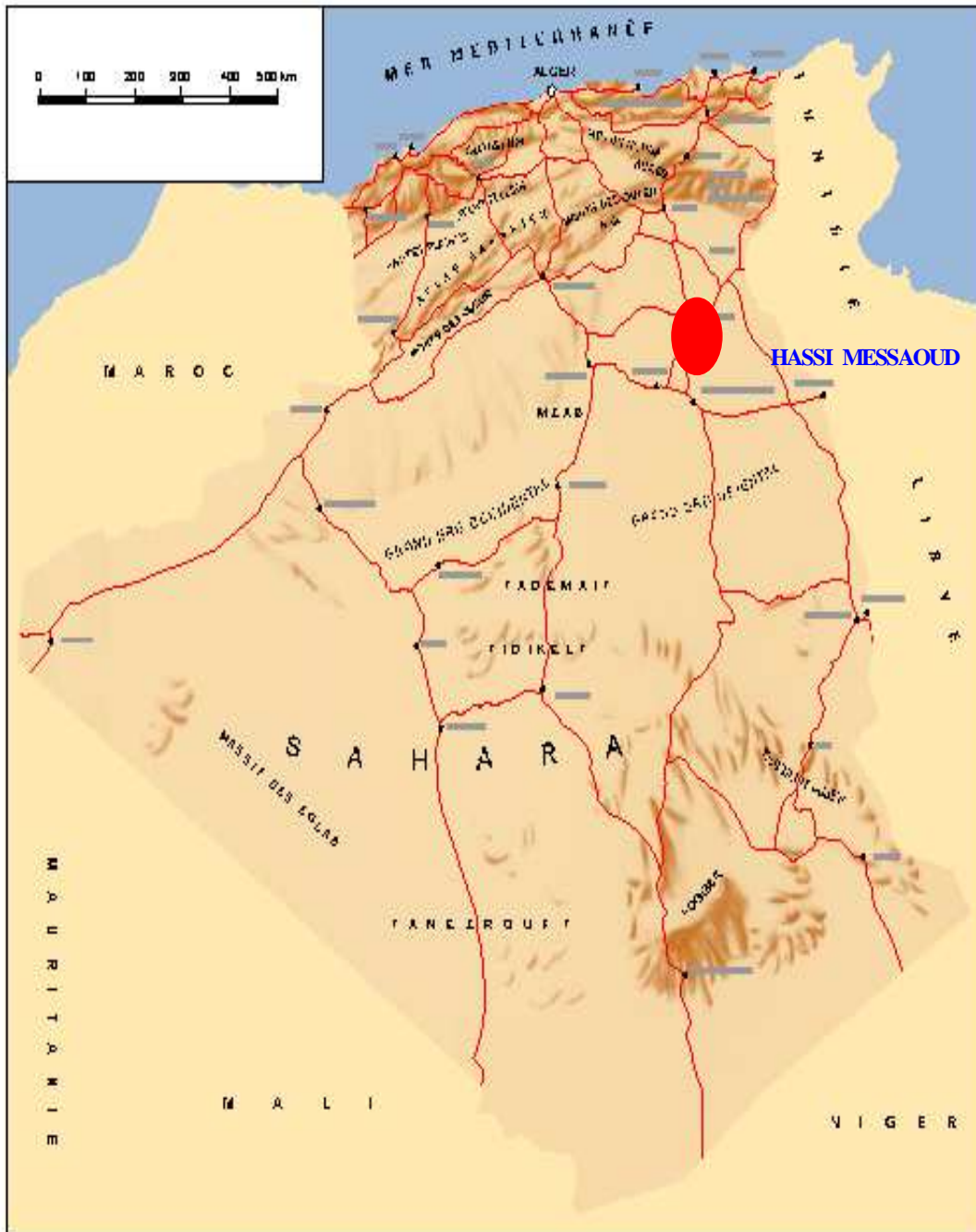


Figure 1.1 : SITUATION GEOGRAPHIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOU

3 - Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique à l'Est de la dépression d'Oued Mya dans le district IV qui, par sa superficie et ses réserves, est la plus grande province pétrogazeifère. C'est le plus grand gisement d'Algérie qui s'étend sur 53x44 km 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.

A plus grande échelle, il est limité géologiquement :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- 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 Berkine.

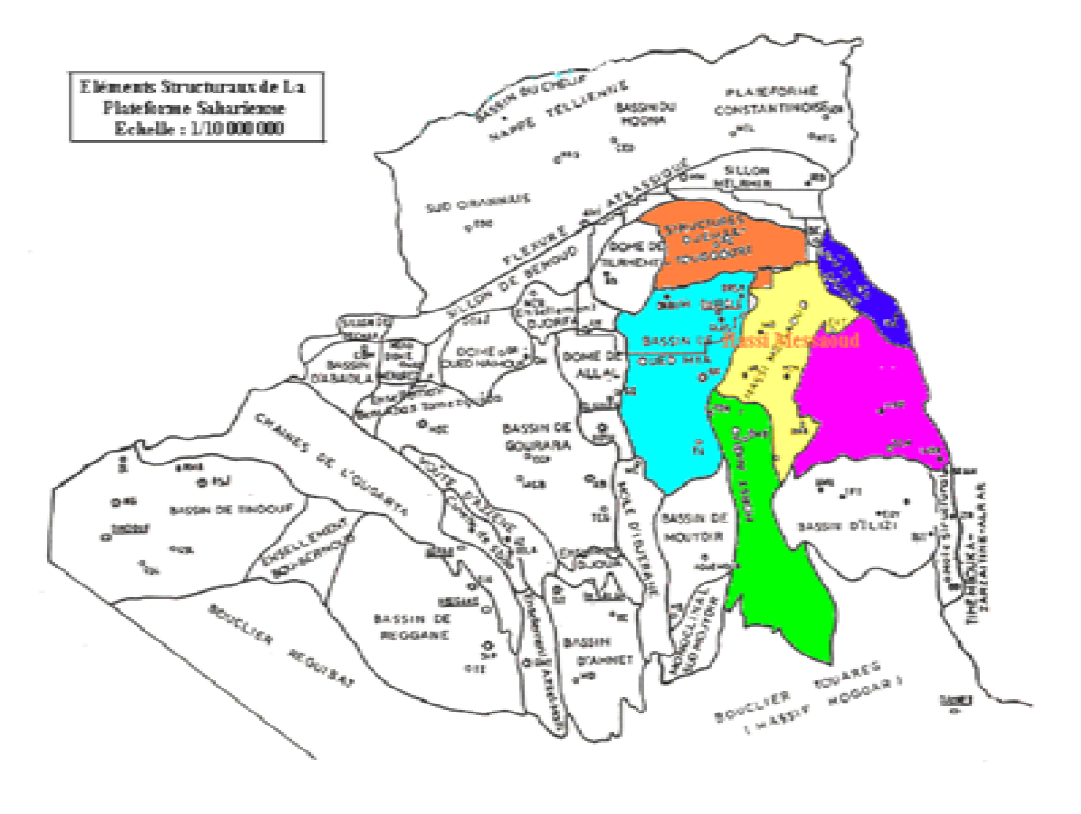


Figure 2.2 : SITUATION GEOLOGIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

4 - Structure du champ :

La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal sub circulaire de 45 km de diamètre, de direction : Nord – Est/ SUD- Ouest. Il est partiellement fissure et les fissures sont dues aux mouvements tectoniques des plaques qui ont fait que la structure est devenue anticlinale.

Les accidents affectant le réservoir sont les deux types :

- Les failles de direction submeridienne et ainsi que d'autres failles qui sont perpendiculaire de direction Nord-Ouest / sud-est, ce qui fait ressortir le caractère tectonique.
- Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir

Les puits secs sont généralement liés aux accidents tectoniques aux fractures qui leurs sont associées.

Du point de vue caractéristique du réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- ✓ Hétérogène : sur une verticale et sur un plan.
- ✓ Discontinu : par l'écoulement des fluides.
- ✓ Anisotrope : par la présence de silt.

5 - Zonation du champ :

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Hassi Messaoud Nord et Hassi Messaoud Sud.

Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones productives. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits qui communiquent entre eux lithologiquement et se comportent de la même manière de point de vue pression.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes : Nord et sud, chaqu'un a sa propre numérotation.

6 - Description du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud se caractérise comme on l'a dit ci très haut par son réservoir cambro – ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile avec un degré API de 45.4. Sa pressions initiale s'élevait jusqu'à 482 kg/cm² pour un point de bulle compris entre 140 et 200 kg /cm².

Le champ HMD fait partie de la province orientale de la plate forme saharienne. Cette province contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara.

A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le cambro-ordovicien qui se divise de bas en haut en :

- a) Grès de Hassi Messaoud.
- b) Grès d'EL- GASSI partie inférieure de l'argile gréseuse de l'oued Mya. La discordance Hercynienne a érodé une bonne partie des termes du paléozoïque donc, c'est le Trias qui constitue la couverture du réservoir.

6.1- Géologie du réservoir de Hassi - Messaoud :

- Le cambrien :

Il est représenté par des niveaux gréseux hétérogènes fins à grossiers, recoupés par des pellicules siliceuses argilo – micacées, ces matériaux sont dit grès de Messaoud.

De bas en haut, le réservoir cambrien est divisé en quatre niveaux lithologiques R3, R2, Ra pour les grès de Hassi Messaoud et le Ri pour les grès de Hassi Messaoud et les grès d'El-Gassi.

A/ Niveau R3:

Il se caractérise par :

- une épaisseur maximale non érodée de 270m
- Du sable et du gravier et autres minéraux tel que le Feldspath, le mica et la sidérite.
- De 30 % d'argile (illite et kaolinite) en moyenne.
- Il est très peu perméable.
- Sa saturation en eau est prise en considération toujours, dans 70 à 80% des zones du champ HMD.

B/ Niveau R2 :

Il se divise en deux sous niveaux :

Le **R2C**, et le **R2AB**, le niveau **R2** se caractérise par :

- une épaisseur moyenne non érodée de 80 m
- Des grains d'une sphéricité améliorée.
- De 17 % d'argile en moyenne.
- Une perméabilité améliorée dans le **R2AB**.
- Sa saturation en eau est prise en considération toujours

C/ Niveau Ra :

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne de 120 m.
- Une unité de sédimentation décimétrique à stratification oblique, organisée en structure sédimentaire d'épaisseur métrique en forme de gouttière.
- Les grains sont plutôt sphériques, mal classés.
- De 5 à 15 % d'argile (illite et surtout kaolinite).
- Les couches sont constituées d'une succession de dépôts de sable grossier et bien classé à faible teneur en argile et de dépôts de sable plus ou moins fin et classé avec des intercalations d'argiles (silts) discontinues.
- La compaction des sédiments, la dissolution puis les dépôts de la silice ont réduit la perméabilité et la porosité à leur valeur actuelle.

Le Ra est subdivisé à son tour en 3 zones de sédimentologie.

D/ Niveau Ri (D5) :

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne non érodée de 45 m (lorsqu'elle n'est pas érodée)

Il se dépose sur le Ra et parfois directement sur le D3 lorsque le D4 ne s'est pas déposé, tel qu'à l'Est et au Sud Est du champ.

Sa composition est :

- De 30 % d'argile environ.
- Un faible taille des grains.
- Une bonne continuité des couches.
- Une faible perméabilité.
- Compaction des grès.

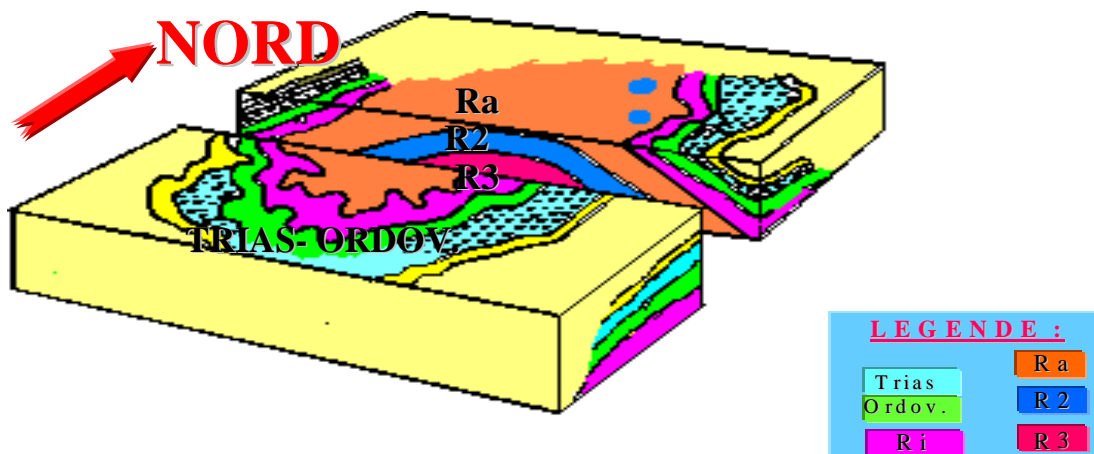


FIGURE 1.3 : GISEMENT DE HASSI-MESSAOU

7- Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir cambrien:

Réservoir	K min (md)	k moy (md)	Kmax (md)	Φmin %	Φmoy %	Φmax %	Swi %
Ri	0.3	1	2	6	7	8	17
Ra	2	15	100	6	8	10	10
R2	1	2.5	7	-	10	-	17

8- Épaisseur moyenne des drains :

Réservoir	Drains	Épaisseur (m)		
Ri	D5	40	45	50
Ra	D4	25	32	40
	D3	18	22	26
	D2	20	24	30
	ID	25	28	32
	D1	27	30	33
R2	R2ab	33	35	38

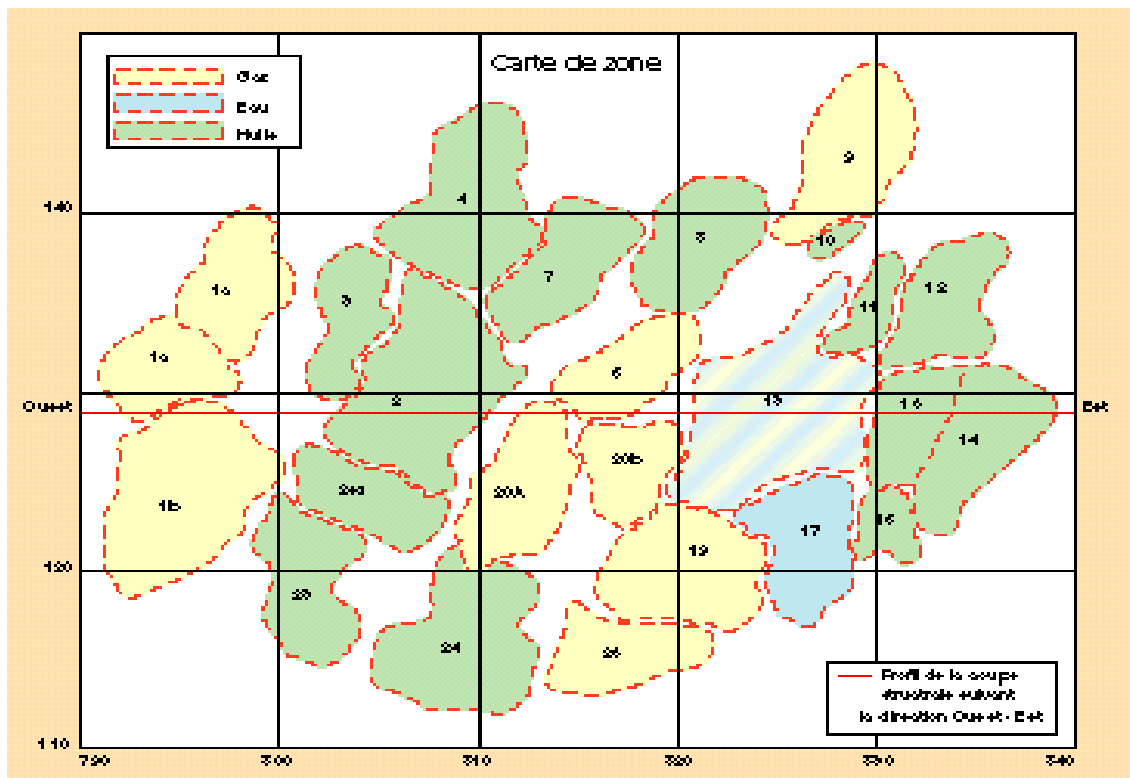


Figure1.4 : ZONATION DU CHAMP DE HASSI-MESSAOUD

9 - Genèse et origine de l'huile :

Le réservoir de Hassi Messaoud est à 3350 m de profondeur en moyenne dans les terrains quartziques du Cambrien.

D'après la datation du Cambrien de Hassi Messaoud par Mobile Field Research Laboratoire, deux sources possibles sont à l'origine de l'huile :

- Les bancs argileux des argiles d'El- Gassi du fait de leur présence proche du champ et surtout l'état de leur carbonisation avancée qui témoigne de leur contribution au processus de formation des hydrocarbures.
- Les argiles du Silurien, puissante série riche en matières organiques situées de part et d'autre du gisement ont de grandes profondeurs.

D'après les tests géochimiques, ces argiles représentent les principales roches mères potentielles qui ont généré une grande partie de l'huile de Hassi Messaoud.

Les huiles formées ont migré vers le début du Jurassique jusqu'au Crétacé inférieur ou le piégeage a eu lieu.

9.1- Caractéristiques des fluides:

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre 200 kg / cm^2 pour un rapport gaz / huile de dissolution, R_s égal à $240 \text{ stm}^3 / \text{m}^3$. A l'Ouest il peut descendre jusqu'à 140 kg / cm^2 pour un rapport de gaz / huile de dissolution égal à $160 \text{ stm}^3 / \text{m}^3$.

Ci dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présentées à Hassi Messaoud.

A- Les caractéristiques des huiles : sont les suivantes :

- L'huile est légère de densité : 0,8 (API = 45.4)
- La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm² ;
- La température est de l'ordre de 118°C ;
- Le GOR est de 219 m³/m³ sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800 m³/m³ et plus : cas d'OML 63 et 633)
- La porosité en moyenne est faible : 5 à 10% ;
- La perméabilité est assez faible ;
- La viscosité est de 0,2 cp ;
- Le facteur de volume est de 1,7.

B- Les caractéristiques de gaz associé : est pour :

- un point de bulle de 160 kg / cm^2 on a :
- Viscosité de gaz est 0.02 cp

- La compressibilité est de 0.8 (bar)^{-1}

10-Problèmes d'exploitation rencontrés au champ Hassi – Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud pose des problèmes de production qui sont généralement aggravés par les conditions sévères de températures et de pression régnant dans le gisement.

Le premier problème est dû aux dépôts d'asphaltantes dans le tubing. Un second est dû à la présence, dans la formation, d'eau salée saturée dans les conditions de fond. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

La présence d'eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing dès que des quantités d'eau, même très faible, sont produites avec l'huile. C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est préconisée.

L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau de gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts.

Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Cette dernière réduit d'une façon importante l'index de productivité, particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits nécessitent à court terme le gaz lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires.

Les percées de gaz sont moins dramatiques mais demandent une exploitation des puits à des pressions en tête élevées et occasionnent des pertes de charges supplémentaires dans la collecte.

II - TYPES & ANALYSE DES ENDOMMAGEMENTS

I.1- Signification et définition de l'endommagement :

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

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

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

I.2- Localisation de l'endommagement :

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

a- 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).

b- A la paroi du puits :

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

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

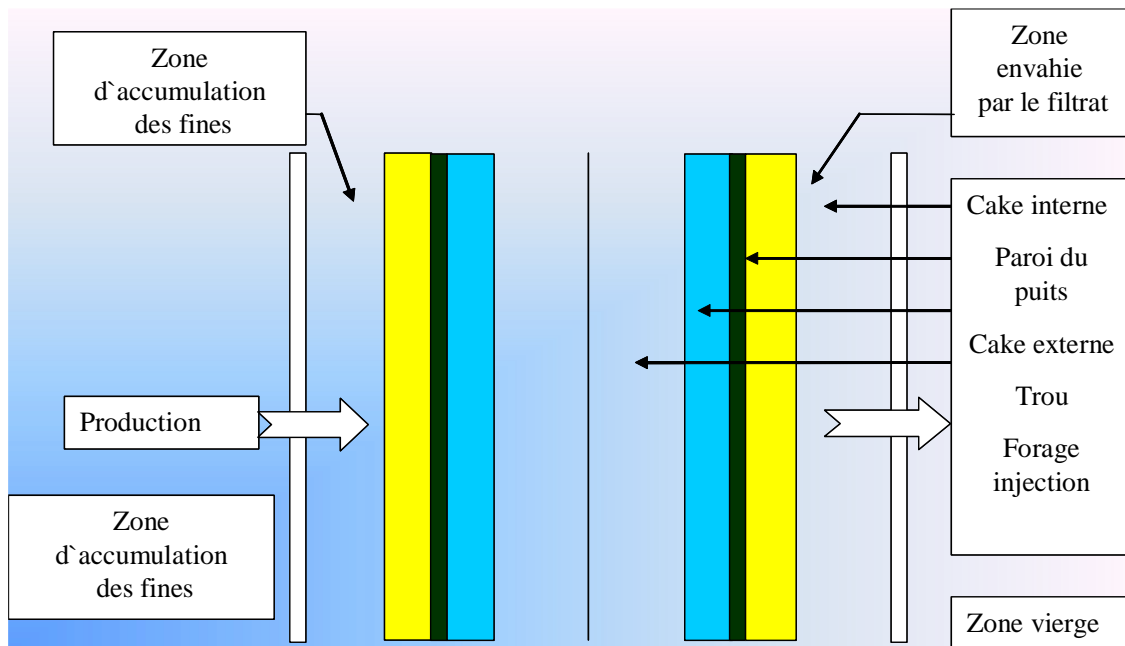


Figure-II-1- Localisation du colmatage

c- Aux abords des puits :

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

- La zone envahie :

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

- ✓ Changement de mouillabilité ;
- ✓ Formation d'émulsions ;
- ✓ Gonflement et /ou délitage des argiles ;
- ✓ Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.

d- Accumulations de particules :

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

I.3- L'origine de l'endommagement de la formation au champ HMD :

Le diagnostic de l'origine et du type de l'endommagement est vitale pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi les puits de produire avec un potentiel optimum.

Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations Work-Over, Snubbing et les opérations de forage.

Les différentes causes de l'endommagement dans le champ de HMD sont les suivantes :

1. Endommagement dû à la formation :

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

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

1. a- Dépôts de sel :

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

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

Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ou par le nettoyage de fond. Mais parfois l'eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO₄ (Sulfates de Baryum).

1. b- Dépôts organiques (asphaltènes) :

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

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

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

1. c- Dépôts des paraffines :

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

1. d- dépôts des sulfates :

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

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

Les dépôts de sulfates les plus courants sont: BaSO_4 , CaSO_4 , SrSO_4 . On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt (AD 32) ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim.

1. e- Migration des fines :

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

1. f- Gonflement des argiles :

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

2. Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, work-over et Snubing) :

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

- **Le colmatage des perforations :**

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

- **Changement de mouillabilité :**

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

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

- **Water Block :**

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

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

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

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

- **Formation d'une émulsion :**

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

Il existe différents types d'acides pour éliminer les différents types d'endommagement causés par les siltes et les argiles ; les « Mud Acid » et les « Clay Acid » sont les principaux.

3. Endommagement dû aux perforations :

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

4. Invasion du filtrat de ciment :

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

5. Endommagement dû à la stimulation :

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires si l'acide utilisé n'est pas évacué à temps (très rapidement).

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

6. Endommagement dû à l'injection d'eau :

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

En conclusion, l'identification du type d'endommagement est l'une des clefs de la réussite d'un traitement par **acidification**.

I.4- Evaluation de l'endommagement au moyen des Essais de Puits :

A. Les Essais de puits :

A.1- Définition : On entend par essais de production d'un puits l'ensemble des dispositions prises pour mesurer un certain nombre de grandeurs relatives aux couches traversées.

A.2- But des Essais : Le but des essais est :

- Evaluer la capacité de production, ou potentiel, de chaque puits ;
- Contrôler l'efficacité des opérations de mise en production ;
- Déterminer le taux de production efficace de chaque puits ;
- A partir de ces résultats confrontés avec les conditions économiques, déduire les règles d'une exploitation optimale du gisement.

A.3- Objectifs des essais :

- Déterminer la nature et les caractéristiques de l'effluent (fluide produit) ;
- Mesurer les volumes de cet effluent produit par le puits dans des laps de temps déterminés ;
- Mesurer la pression régnant dans le gisement ;
- Mesurer les pressions en cours de production ;
- Evaluer la perméabilité des couches aux abords du puits (zone altérée) ;
- Evaluer la perméabilité des couches au-delà de cette zone (K intrinsèque).

A.4- Les résultats des mesures : Ces mesures permettent :

- De situer les couches productives et de faire entre elles des corrélations ;
- D'identifier le genre du mécanisme de drainage du gisement ;
- D'évaluer les réserves ;
- De prévoir le déclin du taux de production, en fonction de la capacité de production du puits ou de gisement ;
- De connaître les niveaux de contact entre les fluides (contact eau / huile par exemple) ;
- De connaître les incidents qui peuvent se produire dans le puits ou dans le gisement, tel que l'envahissement par l'eau, ou par le gaz (water ou gaz coning), ensablement, éboulements, ponts dépôts de paraffine, etc.
- De comparer l'efficacité de différents modes possibles de mise en production ou d'équipement des puits ;

- De comparer l'efficacité de différents modes possibles de mise en production et de comparer l'efficacité de différents dispositifs d'extraction ;
- De juger l'opportunité et de mesurer l'efficacité de l'application de procédés de stimulation, de nettoyage des couches, ou de travaux d'entretien des puits.

B. 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.

Dans un système infini, la relation entre la pression initiale du gisement P_G et la pression de gisement à une distance r du puits $P_r(t)$ à l'instant t peut s'écrire :

$$P_G - P_r(t) = \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} E_i\left(-\frac{\phi \mu c r^2}{4kt}\right) \quad (1)$$

qui n'est autre que la solution "source ponctuelle" de l'équation de diffusivité avec :

P : pression (atm) ;

r : distance (cm) ;

Φ : fraction de porosité ;

μ : viscosité (cp) ;

c : compressibilité (atm^{-1}) ;

k : perméabilité (darcy) ;

t : temps (s) ;

Q : Débit en conditions de fond (cm^3/s) ;

h : épaisseur (cm).

Une expression approchée de cette équation s'écrit comme suit :

$$P_G - P_{(r,t)} = \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} \left(\ln \frac{kt}{\phi \mu c r^2} + 0.80907 \right) \quad (2)$$

Pour un système fini l'expression mathématique de la solution est plus compliquée, mais la solution en système infini reste applicable tant que l'influence des limites ne se fait pas sentir.

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, $P_F(t)$, à l'instant $T+\Delta t$ pourra s'écrire, pour un système infini :

$$P_F(t) = P_G - \frac{\mu Q_F}{4\pi hk} \ln\left(\frac{T + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (3)$$

(expression obtenue par application du principe de superposition).

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

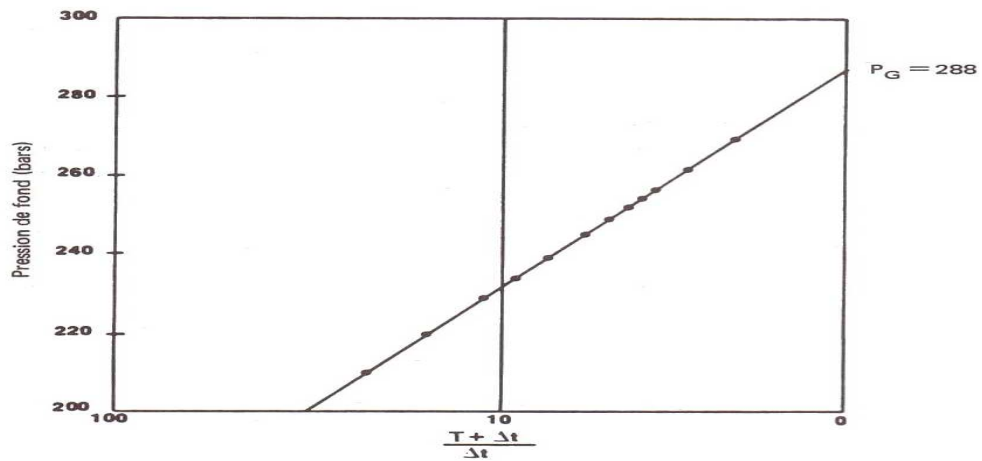


Figure 2.2- Evolution de la pression de fond après fermeture (cas du puits idéal) -

C. Puits endommagé :

C.1- Notion d'effet pariétal :

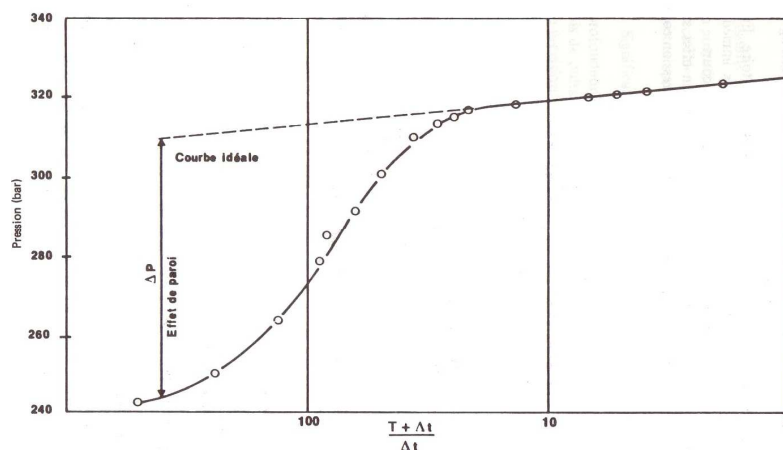


Figure 2.3- Evolution de la pression de fond après fermeture (cas du puits endommagé) -

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 (3-5 ft), à savoir que la perméabilité aux abords du puits K_e devient différente de la perméabilité lointaine K_i .

En conséquence toute diminution de perméabilité aura un effet similaire à une perte de charge ou, en d'autre terme, à une chute de pression constante, celle-ci est appelée « effet pariétal » ou « **Skin** » qui peut être déterminé au moyen de tests en régime transitoire.

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.

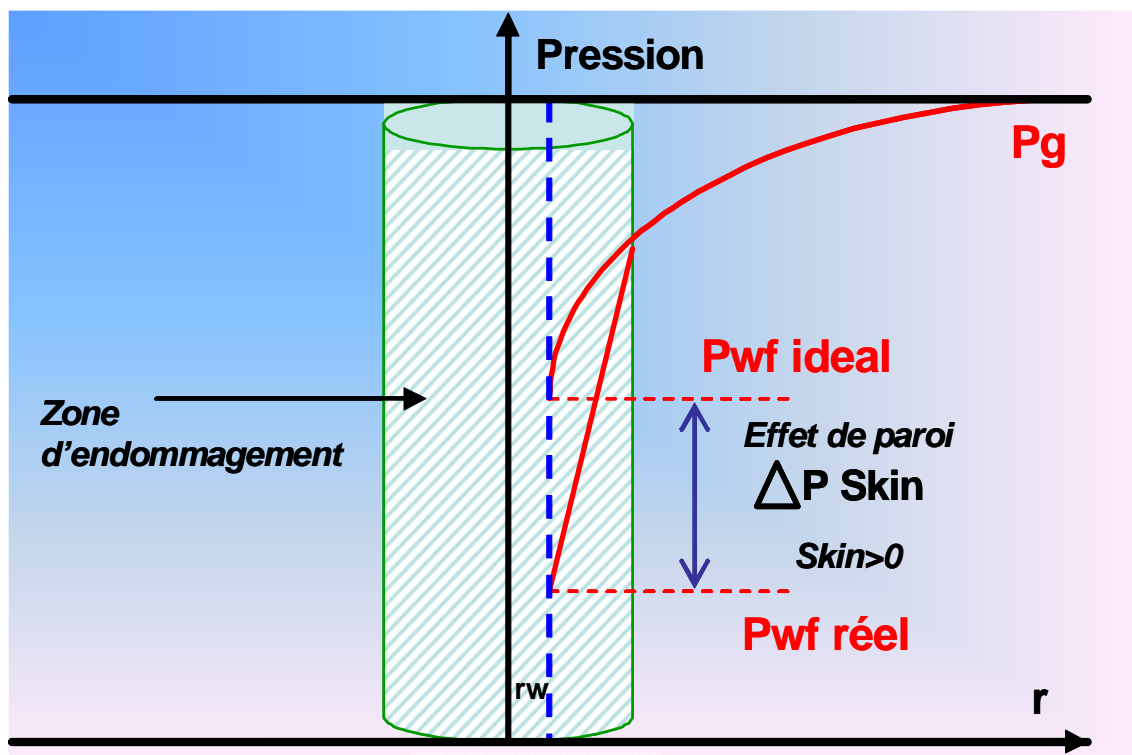


Figure 2.4 -Présentation de la chute de pression due à l'endommagement-

C.2- Expression de l'endommagement :

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

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

Les pertes de charge dues à l'effet de paroi sont la différence entre la p_{wf} idéal et la p_{wf} réelle :

$$\Delta p_s = \Delta p_{wf,ideal} - \Delta p_{wf,réelle} \quad (4)$$

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

$$\Delta p_s = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{kh} S \quad (5)$$

On peut déterminer cette chute à partir des résultats des tests de remontée de pression (Build Up), qui nous donne l'évolution de la pression du réservoir en fonction du temps pendant la fermeture du puits d'après la formule suivante :

$$\Delta P_s = 0.87 S * m ; \quad \text{avec : } m = \mu B_o Q / 2\pi Kh$$

ΔP_s : chute de pression supplémentaire dû au Skin en (kg/cm².psi) ;

S : Skin (facteur sans dimension) ;

B_o : facteur volumétrique FVF en (m³/stm³) ;

m : pente logarithmique en (kg/cm²/cycle).

$$S = 1.151 \left(\frac{(P_{ws} - P_{wf}^{1hr})}{m} - \log \frac{k}{\mu \cdot \phi \cdot c \cdot r_w^2} - 0.894 \right) \quad (6)$$

D'après l'équation (6), on remarque que le Skin est en fonction de plusieurs paramètres, seule la restauration de la perméabilité **K** par l'acidification peut diminuer ce Skin.

$$P_s = S \left(\frac{u Q_f}{2\pi h K} \right) \quad (7)$$

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

$$P_{wf}(t) = P_G - \frac{\mu Q_f}{4\pi Kh} \left[\ln \left(\frac{Kh}{\Phi \mu C r_w^2} \right) + 0.80907 + 2S \right]$$

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

C.3- Signification Physique de L'endommagement :

o Modification de la perméabilité :

La perméabilité représente la facilité avec la quelle une formation permet à un fluide de la traverser, donc détermine la capacité de production.

La loi de DARCY appliquée à un fluide pour un écoulement radial circulaire permanent, dans un milieu homogène entre la paroi d'un puits de rayon r_w et sa limite extérieure de drainage de rayon R_e , permet d'écrire la relation suivante :

$$P_G - P_{wf} = \frac{\mu Q_f}{4 \pi K_i h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} \right) \quad (9)$$

Q_f : débit volumétrique mesuré dans les conditions de fond ;

μ : viscosité de fluide ;

K_i : perméabilité du milieu ;

h : hauteur de la couche ;

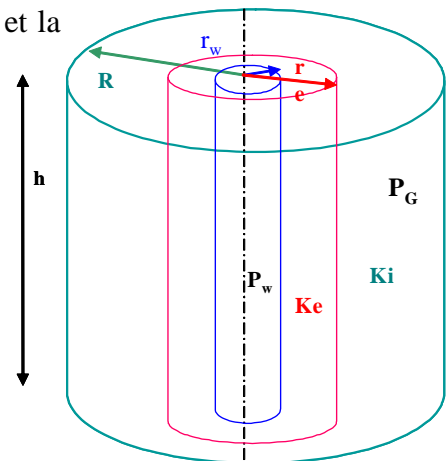
R_e : rayon de drainage ; **r_w** : rayon de puits ;

P_G : pression de la limite de drainage du puits ;

P_{wf} : pression à la paroi du puits .

o Chute de pression supplémentaire :

En effet, les particules solides, les dépôts organiques et la présence des argiles disséminées dans la matrice, sous forme de passées ou de bancs dans les réservoirs r_w et R_e seraient une cause indirecte du colmatage des canaux assurant le drainage des huiles vers le puits. Des minéraux argileux (kaolinite, illite) plus ou moins libres sont charriés par l'effluent, viendraient boucher les pores, ayant pour conséquence des pertes de charges supplémentaires causant ainsi des pertes en production.



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

K_e : perméabilité de la zone endommagée ;

K_i : perméabilité de la zone vierge ou non endommagée ;

r_w : rayon du puits ;

r_e : rayon d'endommagement.

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

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

$$P_G - P_{wf} = \frac{\mu Q_f}{2\pi h} \left[\frac{1}{K_e} \ln \frac{r_e}{r_w} + \frac{1}{K_i} \ln \frac{r_e}{r_w} \right] \quad (10)$$

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

D. Notion de skin :

La notion de skin, est définie par un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits.

Il représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toute fois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits :le Pseudo-Skin.

Nous citerons :

❖ Les perforations :

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

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

❖ 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.

❖ L'inclinaison du puits :

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

❖ La fracturation hydraulique :

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

❖ Un puits horizontal :

Un puits horizontal peut sous certaines conditions être traité comme un puits vertical affecté d'un skin négatif dû à l'amélioration apportée aux écoulements.

❖ Puits à gaz écart à la loi de Darcy :

Dans un puits à gaz la vitesse du fluide aux abords du puits est souvent importante, l'écoulement ne suit plus la loi de Darcy près du puits.

Un skin positif fonction du débit traduit les pertes de charge supplémentaires due à cet écart à la loi de Darcy.

❖ 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.

$$S = S_e + S_p + S_c$$

(11)

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;

1.5-Effet de skin sur la perméabilité :

❖ Définition de la perméabilité :

La perméabilité est le paramètre clé pour le producteur. La perméabilité caractérise l'aptitude qu'a une roche à laisser s'écouler des fluides à travers ses pores. La perméabilité

(k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (A) et de longueur (dx), à la chute de pression (dP) nécessaire à son passage .

La loi de Darcy relie ces paramètres s'écrit, en négligeant l'effet de gravité, comme suit :

$$Q = A \cdot \frac{K}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx} \quad (12)$$

La loi de Darcy suppose que :

- Il y a qu'un seul fluide présent (écoulement monophasique).
- Le régime d'écoulement soit laminaire.
- L'écoulement est permanent.
- Le milieu soit homogène et isotrope.
- Le fluide est incompressible.

I.6- Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits sur sa productivité :

1. L'effet de skin sur la perméabilité :

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

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (13)$$

S : skin ;

K_i : perméabilité du réservoir ;

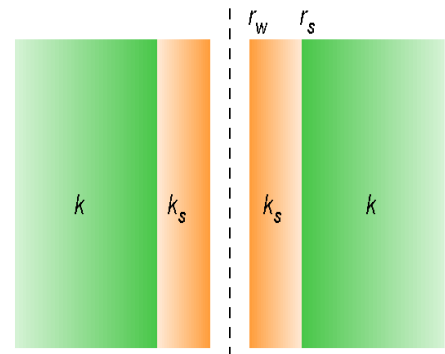
K_e : perméabilité de la zone endommagée ;

r_e : rayon de la zone endommagée ;

r_w : rayon du puits.

On voit que si :

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



2. Effet de l'endommagement sur la productivité :

a- Index de productivité :

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

$$IP = \frac{Q}{P_G - P_f} \quad (14)$$

L'IP d'un puits en production diminue durant sa production, ceci s'explique par :

- Turbulence pour un débit important ;
- L'existence du gaz libre ;
- Viscosité importante (n'est pas le cas de HMD) ;
- Compressibilité de la roche réduit la perméabilité K.

Il existe deux types d'IP :

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

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

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

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

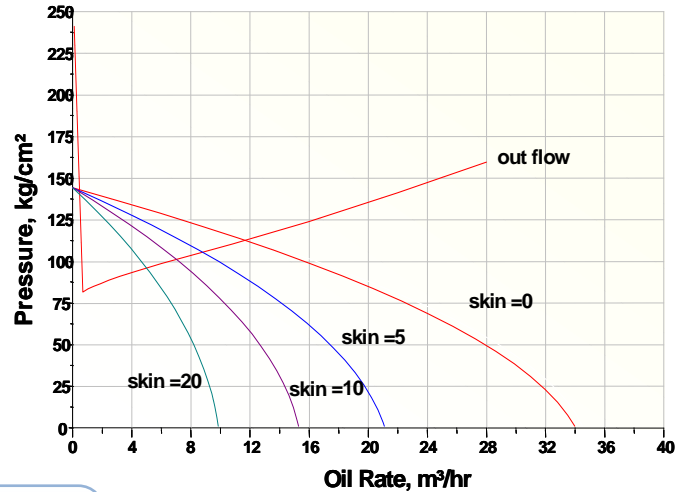
D'après la relation (5), une diminution de ΔP_s engendre une amélioration de la perméabilité. La productivité d'un puits est fonction du **KH**, elle est donc réduite lorsqu'un réservoir à une faible épaisseur utile ou / et de faible perméabilité ; d'où l'idée de stimulation de réservoir en vue d'améliorer la productivité.

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

b- L'effet de l'endommagement sur la productivité :

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

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



$$q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141,2 \mu\beta \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (15)$$

- q** : débit d'huile conditions de fond (bbl/j) ;
- K** : perméabilité (md) ;
- h** : hauteur du réservoir (ft) ;
- μ** : viscosité d'huile (cp) ;
- P_G** : pression de gisement (psi) ;
- P_{wf}** : pression de fond dynamique (psi) ;
- Re** : rayon de drainage (ft) ;
- r_w** : rayon du puits (ft) ;
- S** : skin total.

*** La Méthode de HORNER :**

Les notions utilisées sont:

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

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

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

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

$$P_{ws} = f \left(\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (16)$$

*** Interprétation:**

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

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

*** Le skin S:**

$$S = 1,15 \cdot \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_p)}{m} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + \beta \right] \quad (17)$$

*** Pression extrapolée :**

Pour $\Delta t \rightarrow \infty$ soit $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$ cette valeur de pression est appelée pression extrapolée. Elle est notée (p^*)

III -THÉORIE DE L'ACIDIFICATION

III.1 - NOTION DE STIMULATION :

On entend par stimulation toute opération qui a pour but d'améliorer d'une façon considérable la productivité ou l'injectivité d'un puits, en agissant sur le facteur principal qui est la perméabilité, ou d'autres termes la stimulation est toute opération qui vise à restaurer la perméabilité aux abords du puits.

III.2 - LES PRINCIPAUX TYPES DE STIMULATION :

2.a - La fracturation hydraulique : Elle consiste à l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, grâce auquel on crée des cassures ou fissures dans la formation, ouvrant ainsi des canaux à très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit du puits et la productivité.

2.b - La fracturation à l'acide : Le fluide de fracturation est un acide injecté à grande pression, ce qui va créer une fracture. L'acide dissout de façon non uniforme les faces de fracture créant ainsi des golfes de dissolution ; ce qui augmentera la porosité et par conséquent la perméabilité.

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

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

2. d- Autres traitements :

L'insuffisance de productivité peut provenir d'autres facteurs :

- ❖ Dans le cas où le problème se situe au niveau des perforations, un lavage des perforations, une reperforation (sur la même zone) ou des perforations complémentaires (augmentation de la hauteur perforée) peuvent conduire à un résultat intéressant.
 - ❖ Dans le cas des fluides visqueux ou des problèmes de tensions interfaciales, des injections de produits chimiques sont aussi à considérer, on peut aussi

recourir à des techniques telles que l'injection de vapeur ou la combustion institué

III.3- THEORIE DE L'ACIDIFICATION :

III. 3.a- Définition:

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

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

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

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

la roche, pour éviter de by passer l'endommagement.

La préparation d'un programme d'acidification matricielle demande beaucoup d'engineering étant donné le grand nombre de facteurs qui sont en jeu.

III.3.b- Justification d'un traitement par acidification :

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

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

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

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

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

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



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

En général, les raisons d'un traitement de puits sont les suivantes :

- ✓ Obtenir, pour un nombre de puits donné, un profit plus rapide par l'augmentation de la production ;
- ✓ Améliorer la récupération finale par réduction des pertes de charges, permettant une utilisation meilleure de l'énergie de réservoir et une moindre sollicitation des interfaces eau- hydrocarbures ;
- ✓ Minimiser le nombre de puits.

III.3.c- Informations nécessaires à tout projet d'acidification :

Acidifier un puits n'entraîne souvent pas un gain en production si les informations capitales ci-dessous ne sont pas prises en compte.

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

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

3. c.1- Rapport géologique: Les analyses sédimentologiques et pétro physiques nous renseigne sur :

- La nature de la roche ;
- La Teneur en argile ;
- Le type d'argile ;
- La présence de fracture ou de fissure.

3. c.2- Rapport de production du champ : Ce rapport concerne :

- L'historique de production des puits (dispersion des valeurs de perméabilité et l'indice de productivité) ;
- Etude de réservoir (porosité, perméabilité, saturation en eau, en gaz, en huile) ;
- Type de stimulation employée et différent acides et additifs.

3.c.3- Rapport d'implantation et de complétion du puits : Ce rapport contient :

a - Position stratigraphique :

On utilise les cartes isobathes et isobaques pour déterminer l'interface des fluides et la possibilité de formation cône d'eau ou de gaz.

b- Historique de forage :

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

c- Diagraphie :

A partir de l'interprétation des différents enregistrements des outils de diagraphie (sonique, induction, gamma ray, diamètreur etc....).

On aura des informations sur :

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

d- Analyse des carottes : Cette analyse permet d'avoir des informations sur :

- La nature de la roche ;
- La porosité et la perméabilité ;
- La mouillabilité ;
- La solubilité des colmatants ou particules minérales dans les acides (réponse à l'acide) ;
- Teneur en fer.

3. c.4- Rapport de test : Les données fournies par ce rapport sont :

- Débit : Q ;
- La pression de fond P_F et pression de tête P_T ;
- WOR, GOR ;
- L'analyse des fluides ;
- L'interprétation des essais de remontée de pression.

III.4 - CRITÈRES POUR UNE ACIDIFICATION :

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

- ↳ S'assurer que le puits est un candidat à une stimulation de la matrice par analyse de la courbe de déclin ;

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

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

III.5- TECHNIQUES DE MISE EN PLACE :

Après avoir sélectionné le puits candidat au traitement, il est souhaitable de vérifier que les équipements de surface et de fond de ce dernier supporteront le nouveau état de contraintes mécaniques et d'environnement chimique auxquels ils sont soumis.

Il existe deux procédés d'exécution du traitement :

III. 5.a- stimulation globale :

Elle consiste à traiter l'ensemble de la zone productrice, mais souvent insuffisante car il est courant que la majeure partie de l'acide pénètre dans les meilleures sections (cheminement indésirable), cas de réservoir hétérogène et épais.

III. 5.b- stimulation sélective :

Elle consiste à traiter successivement les bans colmatés en les isolant l'un de l'autre dès la fin des différentes étapes du traitement. Ceci peut être réalisé de différentes manières par emploi des moyens suivants :

- ❖ Colmatant temporaire ;
- ❖ Billes (ancienne méthode) ;
- ❖ Packers.

Le choix du types de traitement (globale ou sélective) et de sa mise en œuvre sera en fonction de :

- La hauteur de la zone à traiter ;
- L'homogénéité du réservoir ;
- Volumes à mettre en place ;
- La pression maximale du traitement ;
- La nature des fluides en place.

Remarque :

La pression limite de traitement doit être inférieure à la plus faible des deux pressions suivantes :

- a) La pression limite des équipements **5000 psi**, en général la pression de travail en tête de puits ;
- b) La pression de fracturation pour éviter de by passer l'endommagement.

III.6-LES DIFFÉRENTES ÉTAPES D'UN TRAITEMENT À L'ACIDE :

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

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

III.6.1- Le tube clean et nettoyage des perforations :

Avant chaque opération de traitement matriciel, un Tube clean est exigé pour le nettoyage du tubing de production. Le Tube Clean est pompé à travers le Coiled Tubing ou le concentrique. Son objectif est de chasser tous les débris solubles dans l'HCl (les sédiments, la rouille) et toute sorte de produits indésirables à pénétrer dans la formation, et qui seraient collés sur les parois du tubing et du liner, lors du squeeze du traitement principal.

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

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

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

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

IV - CHIMIE DE L'ACIDIFICATION

I. INTRODUCTION :

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.

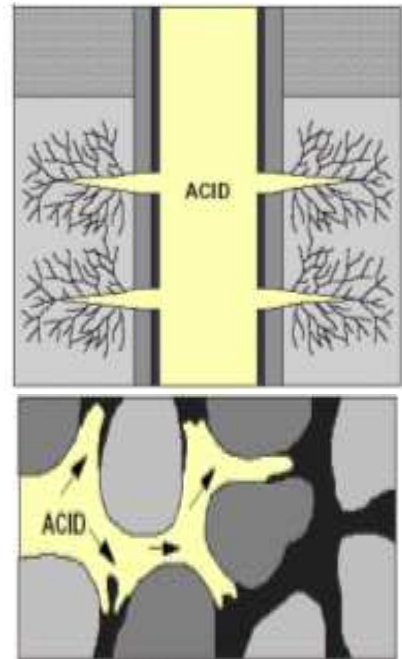


Fig.IV.1- acidification des matrices

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 Chlorhydrique**
- ❖ **Mud Acid.**
- ❖ **Acides Organiques**
- ❖ **Clay Acide.**
- ❖ **Organique Clay Acid.**

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.

II. GENERALITE SUR LES TRAITEMENT PAR ACIDIFICATION :

1. Réactivité de la roche vis-à-vis de la roche :

1.1. Acidification des réservoirs carbonatés :

1.1.1. Caractéristiques des formations carbonatées :

Les roches carbonatées sont essentiellement constituées de :

- Calcite 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 (FeCO_3) et certaines argiles (chlorite par exemple) mais la solubilité reste très élevée et d'au moins 95% pour la calcite.

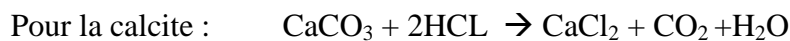
Par ailleurs, ces roches ont des caractéristiques pétrophysiques particulières dues à leur formation propre : perméabilité et porosité secondaires et aussi la présence fréquente de fissures naturelles, lesquelles constituent parfois la quasi-totalité de la porosité utile et du réseau de drainage.

1.1.2. 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

A.1. 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, toute choses égales, en particulier sur la calcite ; elle est plus lente sur la dolomie, surtout à des températures peu élevées.

A.2. 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 :

B.1. Action sur la matrice :



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

B.2. 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.

1.2. Acidification des réservoirs gréseux :

1.2.1. Caractéristiques des formations gréseuses :

Contrairement aux carbonates, les grés 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 :

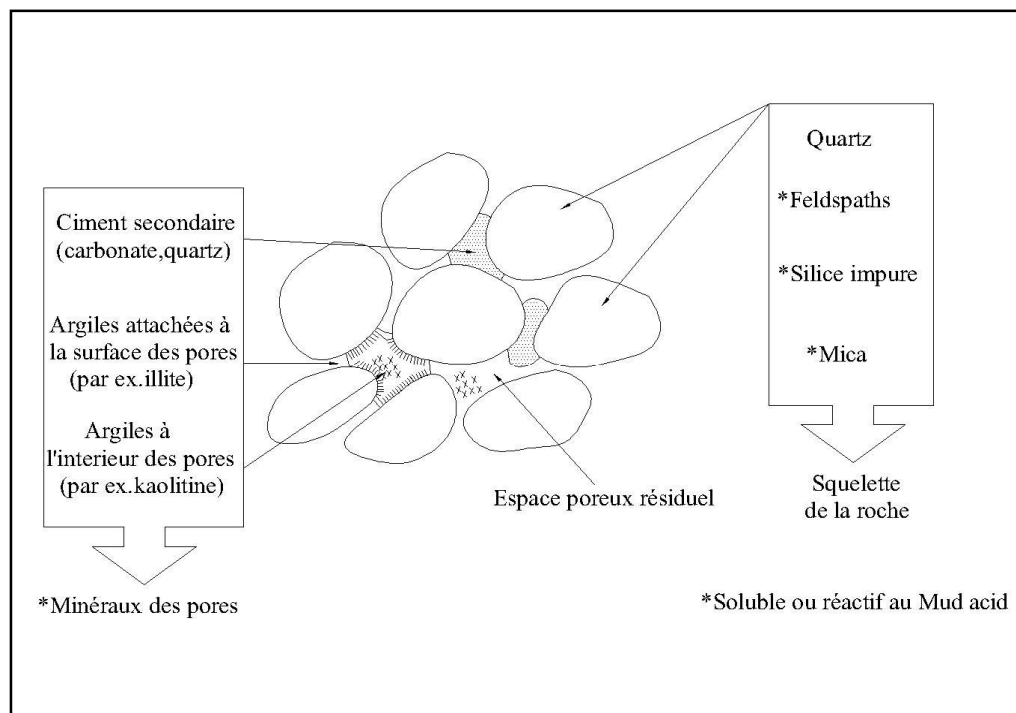


Figure 3.2 : Constituants typiques des grès

Ces roches sont analysées par diffraction **X** par lames minces et par analyse chimique élémentaire (élément majeurs : Si, Al, Fe, Ca, Mg). 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.

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,
- formation 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 grès et on ne la rencontre qu'incidemment.

1.2.2. Action des acides :

A. Acide chlorhydrique :

L'acide chlorhydrique est utilisé généralement comme suit :

- ☞ fracturation des carbonates,

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

A.1. Action sur la matrice :

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

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

A.2. 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.

A.3. 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 desémulsification pour un dégorgement rapide,
- Aider le déplacement facile des produits de réaction solubles dans l'eau.

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 réaction dans certaines

Ch IV : Chimie de l'acidification

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 :

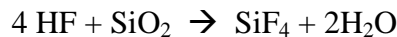
L'acide fluorhydrique est utilisé avec l'acide chlorhydrique pour intensifier la vitesse de réaction du système et solubiliser la formation, particulièrement les grés. En général l'acide fluorhydrique est utilisé comme suit :

- ☞ 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.

B.1. 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.

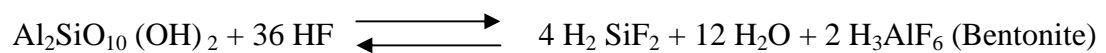
- Quartz:



Avec HF en excès : $\text{SiF}_4 + 2\text{HF} \rightarrow \text{H}_2\text{SiF}_6$

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

- Argiles:



- Carbonate :



B.2. Action sur l'endommagement :

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

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.

2. REACTIONS 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.

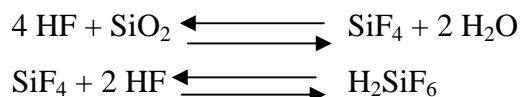
Il existe principalement :

2.1- Précipitation de CaF₂ (Fluorure de Calcium) :

Le CaF₂ 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.

2.2. Précipitations des fluorosilicates :

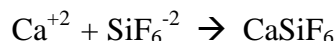
La réaction primaire de l'HF sur la silice



Engendrant de l'acide fluorosilicique, qui peut s'ioniser en 2H⁺ et SiF₆⁻

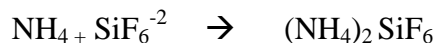
- L'ion H⁺ contribue à la réaction globale de l'acide sur la roche.
- L'ion hexafluorosilicate réagit avec des cations présents dans le réservoir tels que : Calcium, Ammonium, sodium, Potassium.

2.2.1. Hexafluorosilicate de calcium :



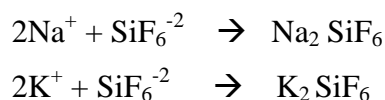
Ce sel est soluble dans l'eau et dans l'acide, il ne pose pas de problème.

2.2.2. 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 NH₄ est avantageuse car il accroît la solubilité globale des autres produits de réaction.

2.2.3. 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.

2.3. 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 FeS_2 , sidérite FeCO_3 , hématite Fe_2O_3).

Ce fer existe essentiellement sous deux états ioniques : Fe^{++} dans des conditions anaérobies, 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,

- 1000gallons d'acide Formique peuvent dissoudre 440Kg de calcaire,
- 1000 gallons (HF 3% - HCL 12%) peuvent dissoudre 227Kg d'agile et 790.5 Kg de Calcaire.

3. AUTRES TYPES D'ACIDE :

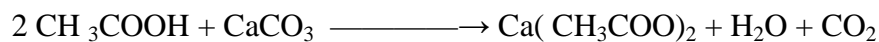
3.1. Acides organiques :

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 CH₃COOH :

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 :

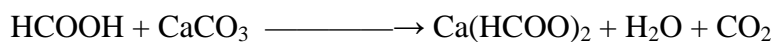


b. Acide formique: HCOOH :

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 :



3.2. Organique Clay Acide :

C'est un système d'acide retardé, composé d'acide citrique, borique, HCL et d'HF d'où il peut être injecté profondément dans la matrice et aussi peut stabiliser les argiles en suspension dans les pores.

Il est utilisé pour l'acidification des formations moins consolidées contenant des faibles concentrations argiles sensibles au HCL ayant des températures < 150°.

3.3. Clay Acid (Acide fluoborique HBF₄) :

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

La réaction d'hydrolyse est :



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

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

3.4. 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...).

3.5. Sandstone :

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

3.6. K-Spar (Sandstone 2000) :

C'est un acide utilisé par la compagnie de service **HALLIBURTON**, avoir presque la même formulation de Sandstone avec une différence des additifs.

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.

4. A. Endommagement consécutif aux fluides :

Il concerne les particules solides des fluides et de complétion ainsi que le gonflement des argiles 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).

4. 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.

4. 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.

4. 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 CaCO_3 et de donner un précipité de 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 ($> 150^\circ\text{C}$) : 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 (paragraphe B, C, grés calcaires).

5. FACTEURS NON MINEREAUX INFLUENCANT LA REACTION :

5.1. 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.

5.2. 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.

5.3 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.

5.4. Pression :

Contrairement aux carbonates où la présence de CO₂ ralentit la réaction tant qu'il reste dissous, dans les grés le gaz SiF₄ 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 CO₂ dissous, et l'action opposée de ces deux gaz ne permet pas d'évaluer avec précision globale de l'ensemble.

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 :

6.1. Les inhibiteurs de corrosion :

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

Dans la pratique sont surtout utilisés :

- Les alcools insaturés,
- Les dérivés organiques azotés (sels d'ammonium quaternaire, par exemple).

Les dérivés de l'arsenic ont été abandonnés en raison de leur toxicité.

En tout état de cause et afin que le film protecteur puisse avoir un effet réel, il importe que le matériel à inhiber soit parfaitement propre et débarrassé de tout dépôts et oxydes.

6.2. Les agents de contrôle du fer :

Afin de palier aux inconvénients causés par la précipitation des produits de réaction de l'acide avec les minéraux et les dépôts contenant le fer (paragraphe 2.3), des produits appelés séquestrants sont ajoutés à la solution d'acide, dans le but de les maintenir en solution. Divers séquestrants sont proposés tels que :

- L'acide citrique : pour des teneurs en fer modérées,
- L'acide lactique : très efficace mais à température $< 65^{\circ}$,
- Des produits complexes comme le NTA (Nitrilo Triacétique Acid) et l'EDTA (Ethylène Diamine Tétracétique Acid).

Le choix du produit et de sa concentration est fonction de la température de formation, du temps de réaction de l'acide, de la nature des dépôts et de la teneur en fer des minéraux de la formation.

On se rappellera que leur ajout doit se faire dans le preflush et non dans le Mud Acid ou l'overflush.

6.3. Les réducteurs de frictions :

Cet additif a pour fonction de diminuer les forces de frottements qui impliquent une réduction de la pression d'injection et par conséquent, diminution la puissance de pompage.

6.4. Les stabilisateurs d'argile :

Les argiles qui se trouvent dans les grès et dans des rares formations carbonatées se présentent sous forme de fines plaquettes polarisées dont la stabilité résulte d'un équilibre ionique obtenu grâce à la présence de cations mono, bi ou trivalents. Cet équilibre peut être rompu lors de l'introduction d'eau dans la formation, les cations pouvant être attirés par des anions dans la saumure ou l'acide injecté. Les plaquettes d'argile, chargées négativement, se repoussent alors mutuellement et se dispersent dans la solution. Ce phénomène est encore aggravé sous l'action mécanique du fluide en déplacement.

Un moyen d'éviter la migration des plaquettes argileuses est de les fixer par des cations dont les forces d'attraction sont suffisantes pour résister aux perturbations ultérieures.

La stabilité maximum est obtenue avec des sels de zirconium, dont l'hydrolyse produit

des ions complexes polynucléaires dont les forces d'attraction sur les plaquettes d'argiles sont supérieures à celles développées par les cations de calcium ou d'aluminium. Ces attractions d'origine ionique maintiennent les particules d'argile en place, évitant de colmater les pores de la formation par des particules libres.

En pratique on utilise plutôt :

- L'hydroxyde d'aluminium
- L'oxychlorure de zirconium
- Le Clay Acid
- Les polymères sous réserve d'essai préalables car très nombreux
- Organique Clay Acid.

6.5. Les surfactants :

L'action primordiale de la plupart des surfactants, ou agents tensioactifs, est due aux forces électrostatiques et qui sont classés selon la nature ionique de la partie de leurs molécules qui est soluble dans l'eau.

Les surfactants ont une importance particulière et de nombreuses possibilités d'action, soit préjudiciables, soit au contraire préventives ou curatives. Ils doivent être solubles dans l'acide même usé pour éviter leur adsorption involontaire sur la formation, ce qui semble être assez fréquemment le cas.

a. agents réducteurs des tensions superficielles :

Les tensioactifs ont la propriété de diminuer la tension superficielle d'un liquide en contact avec un gaz en s'absorbant à l'interface entre le liquide et le gaz. Ils peuvent aussi réduire la tension interraciale entre deux liquides non miscibles, ou entre un liquide et un solide, modifiant ainsi l'angle de contact entre solide et liquide. Ils ont aussi pour objet d'améliorer le contact acide roche et la pénétration de l'acide en diminuant les phénomènes capillaires, changer la mouillabilité de la roche, briser les émulsions et disperser les fines de la formation déjà libérées par l'acide.

b. Les agents désémulsifiants et antisludges :

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

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

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

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

Les additifs utilisés pour éviter ces phénomènes de **sludge** et d'**émulsions** sont :

- des mélanges de tensioactifs anioniques et non anioniques
- des solvants du type aromatique.

c- agents retardateurs :

Afin de ralentir la réaction de l'acide dont le temps de neutralisation peut être très court, en particulier sur les carbonates, il est possible de former un film provisoire en mouillant la roche à l'huile. Ce ci a pour effet d'isoler les parois des pores, du moins en début de réaction, et de ce fait la ralentir. Cette action ne se révèle pas toujours très efficace et d'autres possibilités existent selon les cas à traiter : gel, émulsion, mousse.

d- autres agents :

- Dispersants : agriles, solvant dans l'acide.
- Mise en suspension : fines par exemple.
- Moussants : allègement du fluide à évacuer du puits.

6.6. Agents de diversion :

Ils doivent assurer la sélectivité du traitement en limitant temporairement le débit des fluides injectés dans les zones très perméables.

Deux classes de produits sont disponibles sur le marché :

- Les billes,
- Les colmatant temporaires.

Les billes agissent, dans les puits tubés, par obstruction des perforations ; leur rendement est fonction du débit d'injection. La méthode implique que la cimentation du puits soit de très bonne qualité.

Ch IV : Chimie de l'acidification

Les colmatants temporaires sont des solides, dispersés dans les fluides d'injection, qui sont en principe éliminés en fin de traitement, soit parce qu'ils sont préférentiellement solubles dans la phase huile, soit parce qu'ils deviennent liquide lorsque la formation reprend sa température originelle (produits à point de fusion contrôlé)

On distingue :

- Les résines dispersées
- Les polymères
- L'acide benzoïque

La température d'utilisation de ces produits est un paramètre essentiel qui conditionne leur efficacité.

V- LES DIFFÉRENTES ÉTAPES D'UN TRAITEMENT A L'ACIDE :

Le type d'acide utilisé dépend principalement du type et l'emplacement de l'endommagement. Une fois identifié au laboratoire, il est facilement sélectionné et les volumes sont calculés en fonction des paramètres du réservoir. Les principales étapes de la majorité des stimulations matricielles exécutées sur les puits injecteurs d'eau de **QB56**, **QB58** sont comme suit :

A- Le tube clean :

Avant chaque opération de traitement matriciel, le Tube Clean est exigé pour le nettoyage du tubing de production et les perforations. Cette opération a pour but primordial d'enlever les dépôts, les sédiments et toutes sources de produits indésirables qui pénètrent dans la formation et qui collent sur les parois du liner et dans les perforations. Le principal fluide utilisé comme Tube Clean est le **HCl à 7.5%**.

B- traitement matriciel : Le traitement comprend:

B.1. Le preflush :

Le preflush est utilisé dans tous les traitements. Le principal fluide utilisé dans cette étape est le **HCL (7.5% et 10%)** et **MSR100**.

Le preflush possède plusieurs fonctions importantes :

- ☞ Il réagit avec les carbonates dans la formation pour éviter leur réaction avec le HF et pour minimiser la consommation de HF.
- ☞ Il isole et déplace l'eau de formation loin des abords du puits pour éviter le contact entre le HF et l'eau riche en K^+ , Na^+ et Ca^{+2} pour prévenir les endommagements dus aux fluosilicates de sodium ou de potassium.

B.2.Le traitement principal :

Le **Mud-Acid** est le fluide du traitement principal. Il est constitué d'un mélange d'HCl et d'acide HF avec des inhibiteurs et tous les autres additifs spéciaux requis pour traiter la formation.

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

L'acide chlorhydrique (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.

Ch V: Les étapes d'un traitement à l'acide

D'autres types de fluides de concentration d'acide sont utilisés en fonction des conditions des puits et de la nature des endommagements, parmi ceux utilisés, on citera le **MSR 10:2**, **MSR 12:3**, **MA 6:1.5**, etc....

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

B.3. L'Overflush :

Cette étape est utilisée dans tous les opérations d'acidification après le traitement principal, le fluide utilisé est le **HCL 5%** ou **7.5%**, le **MSR100** ou **un hydrocarbure léger**, tel que **l'essence** ou le **gasoil**. Son but est de déplacer les précipités endommageant, loin des abords du puits. Un rayon de pénétration de 4 ft est d'habitude suffisant.

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

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

B.4. Le dégorgement du puits :

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

B.5. Placement des fluides de traitement :

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

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

B.6. Diversion du traitement :

Lorsque l'acide est injecté dans une formation, il va

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

Ch V: Les étapes d'un traitement à l'acide

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

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

B.6.1. Diversion mécanique (rarement utilisée) :

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

B.6.2. Diversion à la mousse (la plus utilisée) :

Une mousse est un mélange stable de liquide et de gaz. Pour faire La stabilité du mélange, un agent tensioactif (surfactant) est utilisé. Le surfactant se concentre dans le gaz-liquide interface et abaisse la tension superficielle, Les tensioactifs stabilisent la surface de la bulle et empêche la coalescence.

Cette technique utilisé pour assure la sélectivité du traitement en limitant temporairement le débit des fluides injectés dans les zones les plus perméables (moins endommagées), afin d'homogénéiser la distribution de l'acide le long de la couche réservoir.

C. Technologie de l'acidification :

Les équipements utilisés pour une opération d'acidification sont :

Unité de Coiled Tubing avec son unité de pompage.

- Une citerne contenant de l'azote.
- Une citerne contenant l'eau de traitement.
- Des citernes contenant les acides de traitement (preflush, solution active et overflush).

○ COILED TUBING :

1. Généralités :

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.

Ch V: Les étapes d'un traitement à l'acide

A l'opposé ; d'autres types d'appareils de Workover ou de Snubbing qui utilisent des garnitures de tubings vissés, la vitesse de manœuvre 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 manœuvre motorisé du touret de tubing et de bâtis de levage.

2. 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.

3- Avantages de l'utilisation de coiled tubing :

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

4- 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 à 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 pas collapser le coiled tubing
- La combinaison de toutes les forces ci-dessus

- Risque de corrosion par acidification.

5- 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.

Les moments des déformations critiques de tubing durant la manœuvre sont :

Au début déroulement et de l'enroulement du tubing sur le tambour lorsqu'il passe de l'état de courbure à l'état droit et vice versa au moment de passage du col de cygne à la tête d'injection lorsque le tubing passe de l'état de courbure à l'état droit et vice versa.

Un cycle de fatigue pour un coiled tubing est défini comme étant l'ensemble des séquences, de son déroulement sur le tambour, son passage à la descente et repassage à la remontée sur le col de cygne (goose neck). La durée de service d'un coiled tubing set généralement considérée de l'ordre de 80 cycles, sans tenir compte des effets de pression, acidification et du poids.

Le calcul du nombre de cycles réalisés par chaque section du coiled tubing doit être mise à jour afin de déterminer la longueur de la section à couper.

6. Description des équipements d'une unité de Coiled Tubing :

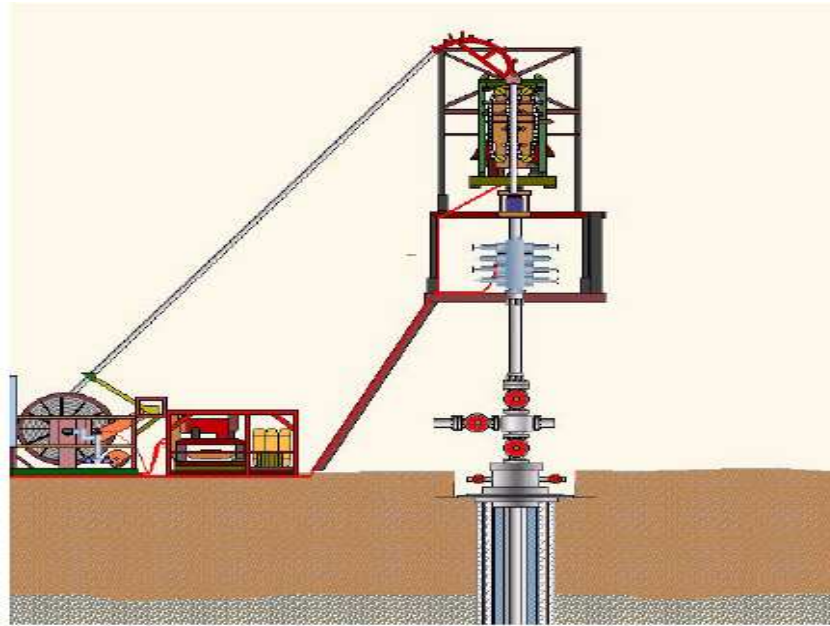


Figure 4.1 : Unité de « Coiled Tubing »

- **POWER PACK / Ensemble de motorisation :**

Le groupe moteur comprend un moteur diesel qui alimente une double pompe hydraulique. Une partie de la pompe hydraulique fait fonctionner les moteurs de la tête de l'injecteur pendant que l'autre est utilisée pour faire tourner le touret. Le contrôle des opérations du touret et de l'injecteur s'effectue à l'aide de vannes régulant indépendamment la pression hydraulique. Cette unité contient également des accumulateurs d'huile hydraulique pressurisés par de l'azote pour faire fonctionner le BOP.

- **Tête d'injection :**

Son rôle est de fournir les efforts nécessaires à la traction et à la poussée du Coiled Tubing dans le puits. Son fonctionnement est hydraulique : deux chaînes sans fin sur lesquelles sont fixes des patins sont montées de part et d'autre du Coiled Tubing qui se déplace au milieu du châssis.

Un système de vérins hydrauliques pousse les chaînes et les patins pour qu'ils agrippent le Coiled Tubing.

Deux moteurs hydrauliques à deux vitesses et à freinage hydraulique manœuvrent les chaînes.

Ch V: Les étapes d'un traitement à l'acide

Le stripper logé au bas de l'injecteur assure l'étanchéité autour du Coiled Tubing.

La cellule de l'indicateur de poids, montée sur l'injecteur est reliée au cadran de lecture de l'opérateur, le système de mesure de profondeur est aussi monté sur l'injecteur.

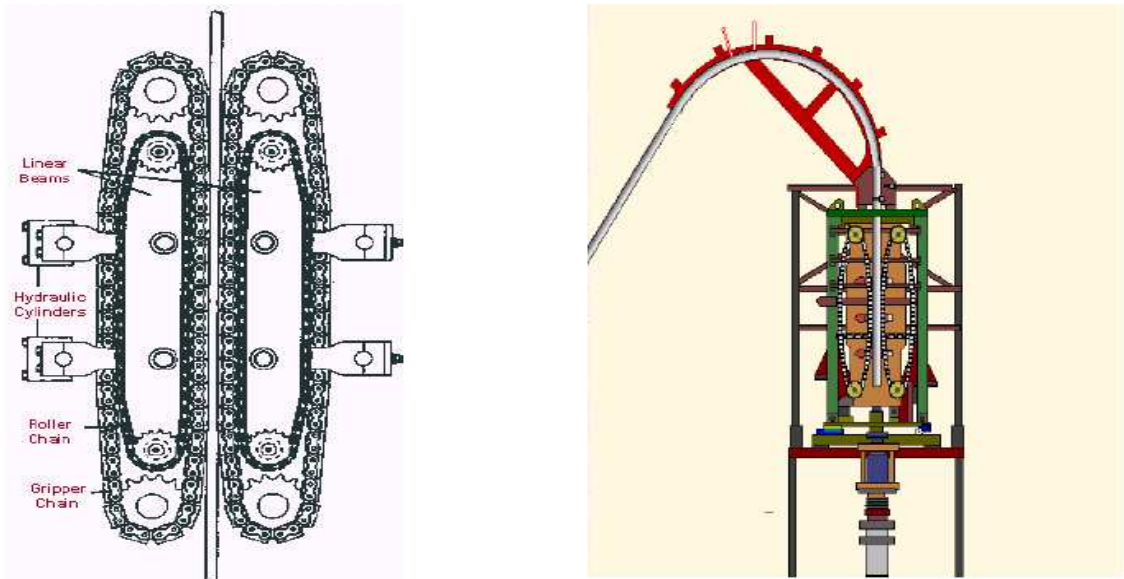


Figure 4.2 : Tête de l'injecteur

La tête de l'injecteur introduit, remonte ou garde immobile le « Coiled Tubing » dans le puits. La tête de l'injecteur fonctionne en serrant le tubing entre deux blocs constitués de deux doubles chaînes. Les chaînes sont guidées par une série de rouleaux sur lesquels une traction hydraulique est exercée de façon à appliquer une pression suffisante sur le tubing afin d'éviter tout dérapage.

Les chaînes et leur système d'entraînement sont montés sur une même armature. Au dessus de la tête de l'injecteur se trouve un guide constitué de rouleaux généralement appelés « gooseneck » qui supportent le « Coiled Tubing » lors de son déplacement d'un axe vertical de la tête de puits vers un axe horizontal du touret et inversement.

▪ Touret de Coiled Tubing :

C'est une réserve de Coiled Tubing, Ce touret comprend aussi :

- Un raccord tournant permettant le pompage de fluides à l'intérieur du tubing alors que le tambour du touret est en mouvement ;
- L'enrouleur qui réalise un bobinage serré et régulier, réduisant la détérioration du tubing. Il est piloté automatiquement par le système de commande du touret avec possibilité de reprise de contrôle manuel.

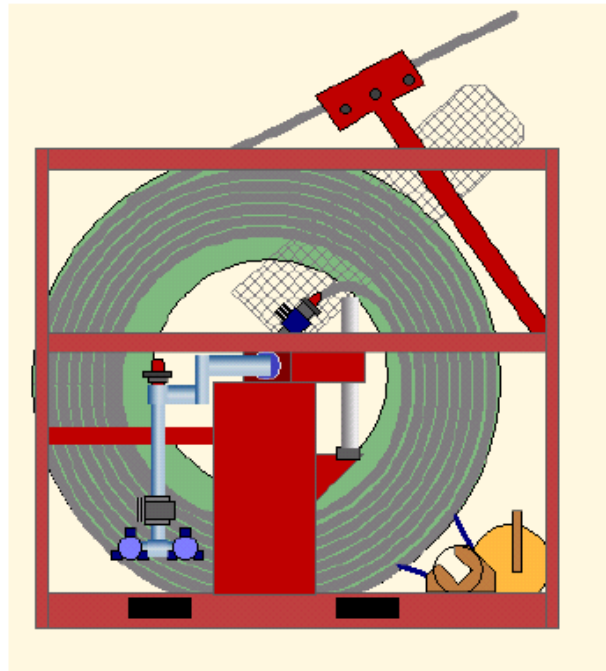


Figure 4.3 : Touret de « Coiled Tubing »

Le tubing est enroulé sur lui-même autour d'un touret de la même façon qu'un câble d'une unité de « Wireline ».

Le touret, maintenu sur un essieu, tourne par l'intermédiaire d'une chaîne reliant le moteur hydraulique au touret. Le système d'entraînement a deux fonctions. Lors de la descente du tubing dans le puits il agit comme un frein gardant le tubing serré sur le touret et garde en tension le tubing entre le touret et la tête de l'injecteur.

Lors de la remontée le touret tourne dans l'autre sens en enroulant le tubing en même temps qu'il sort du puits par la tête de l'injecteur. La tête de l'injecteur étant l'équipement servant à introduire et à remonter le « Coiled Tubing » à l'intérieur et en dehors du trou. Le touret a uniquement besoin d'exercer une petite tension sur le « Coiled Tubing » pour le garder enroulé.

Le bout intérieur du « Coiled Tubing » sur le touret est connecté au moyeu par l'intermédiaire d'un raccord tournant étanche. Les fluides peuvent donc être pompés sous pression à partir des lignes de surface en passant par le raccord tournant, puis vers le « Coiled Tubing » lors de la rotation du touret.

Ch V: Les étapes d'un traitement à l'acide

- **Poste de commande :**

La cabine contient toutes les commandes et l'instrumentation nécessaire de l'unité à partir d'un unique poste de travail.

La cabine est généralement située derrière le touret dans l'alignement de la tête d'injection et donc de la tête de puits, elle est surélevée pour permettre un maximum de visibilité.

- **Strippers :**

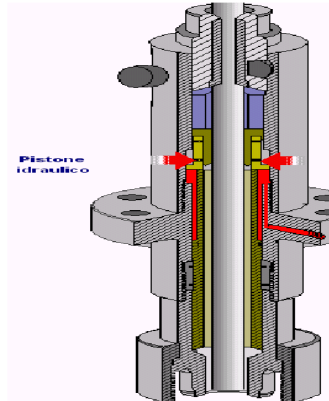


Figure 4.4 : Stuffing Box ou stripper

Ils sont conçus pour assurer sous pression, une étanchéité autour du Coiled Tubing lors de sa manœuvre dans et hors du puits. L'étanchéité est réalisée par écrasement des garnitures d'étanchéité de stripper sur le tubing par pression hydraulique contrôlée à partir de la cabine de commande. Les garnitures d'étanchéité sont consommables et peuvent être changées au cours des opérations.

Le stripper est fixé par des brides sous la tête d'injection et supporte la plus grande partie du poids de ce dernier.

- **Bloc obturateur de pression - BOP « Coiled Tubing »**

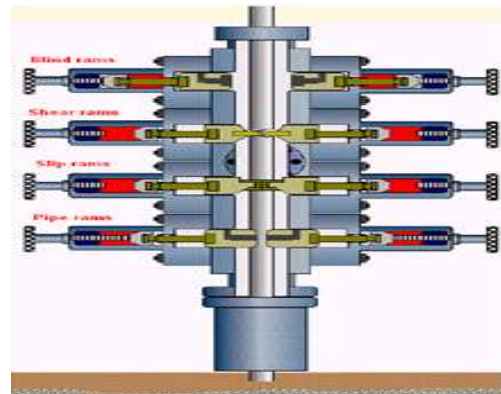


Figure 4.5 : Bop

Ch V: Les étapes d'un traitement à l'acide

Le BOP fait partie des équipements standard d'une unité de « coiled tubing ». Il doit être utilisé qu'en situation d'urgence. Cependant un test de fonctionnement et un test sous pression seront effectués sur chacune des fonctions après chaque assemblage.

Le BOP doit avoir des mâchoires obturâtes qui fermeront le puits lorsque le « coiled tubing » sera hors du trou. Les mâchoires cisailâtes couperont le « coiled tubing » si nécessaire dans le cas d'une situation d'urgence. Les mâchoires pour tubings assureront l'étanchéité de l'espace annulaire autour du « coiled tubing ».

7- Domaines d'utilisation de coiled tubing :

- Stimulation (acidification).
- Nettoyage des Asphaltènes, dépôts de sel, dépôts de sulfates de calcium (CaSO_4) et autres....
- Pose et repêchage des bouchons (genre de packer temporaire).
- Perforation : Cas de perforation des puits horizontaux, perforation de plusieurs niveaux d'un puits vertical en même temps avec puits en production.
- Under Balance (démarrage de puits).

INTRODUCTION

Dans cette partie, l'étude a été faite sur 3 puits, à savoir: OMK 842, MD 414, OMJ 771, aussi les calculs nécessaires pour l'acidification (Exemple sur le puits OMK 842). Ces puits ont été acidifiés durant l'année 2012.

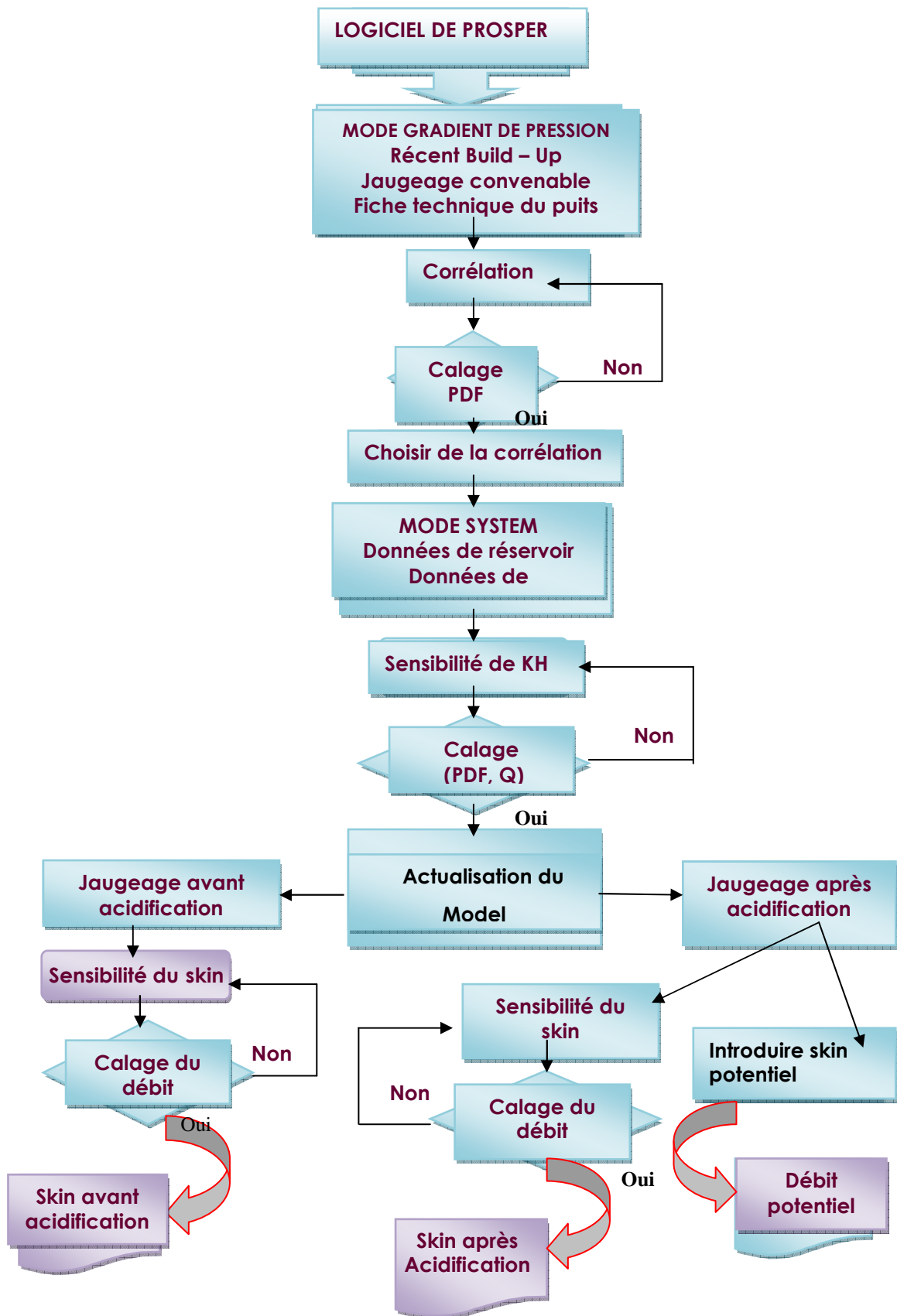
Pour chaque puits on a étudié:

- L'historique de production et les dernières opérations exécutées sur le puits.
- Les causes de chute de production et le traitement préconisé.
- L'exécution de l'opération.
- Procédure de traitement.
- L'analyse nodale pour :
 - Détermination des Skins d'endommagement avant et après acidification.
 - l'estimation du potentiel du puits.
- Le comportement du puits avant et après stimulation.
- Commentaires et conclusions.
 - ✓ N.B
 - ▶ Les gains de production sont calculés par la comparaison des débits de jaugeage avant et après acidification.
 - ▶ En cas d'absence de jaugeages proche, les débits calculés sont utilisés.
 - ▶ Le potentiel du puits est calculé par analyse nodale en utilisant les données de jaugeage d'après acidification.
 - ▶ Les taux de réussite des opérations d'acidification sont calculés par comparaison des gains de production estimés par analyse nodale avec celles réalisés.

Les calculs nécessaires pour l'acidification de OMK 842:

- ▶ Calcul du volume d'acide nécessaire pour le traitement de la matrice
- ▶ Calcul du débit d'injection de l'acide
- ▶ Calcul de la pression d'injection de l'acide.

1. Procédure de calcul



PUITS OMK 842 (Zone HZN)

Historique :

OMK842 est un puits verticale qui produise l'huile est foré le 23/05/2006 dans la zone HZN (Hassi Massoud Zone Nord), le puits est complète avec liner cimenté de 4.5", le 29/04/2012 le puits est fermé.

La fiche technique de ce puits (voir l'annexe).

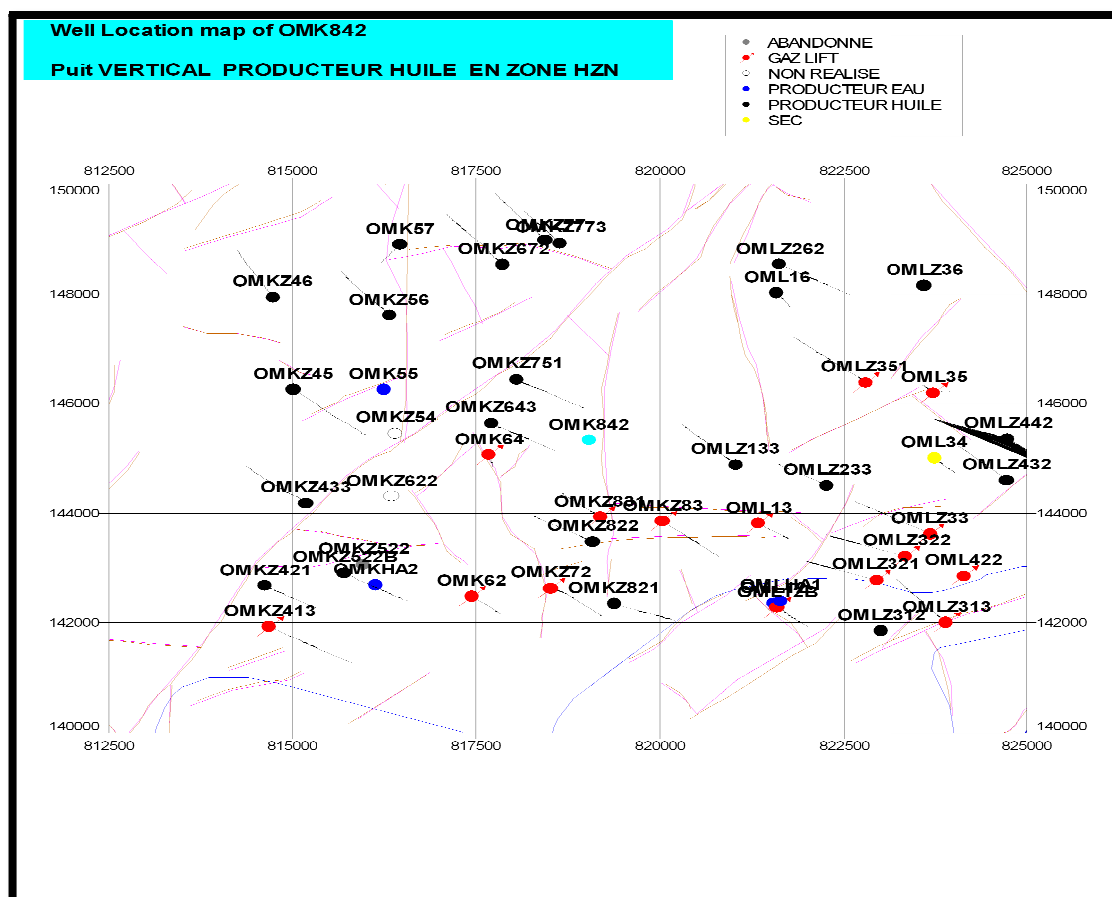


Figure 1: Localisation de puits MD 414.

Les dernières opérations :

Le puits a été sélectionné le 25/02/2007 pour l'acidification après la chute de son débit de production, avec bon résultat.

Fracturation hydraulique le 31/07/2007, avec résultat négative de 7.4 à 3.15 m³/h.

Acidification matricielle le 30/11/2009 avec bon résultat.

Nettoyage des perforations le 19/05/2012, avec résultat négative.

Type d'endommagement :

L'endommagement est peut être dû aux :

- Migrations de fines argileuses.

Traitement préconisé :

- Nettoyage des perforations au Tube Clean (HCl 7.5%) et eau traitée nitrifiées à 1000 scf/bbl avec outil jetting haute pression, suivi de l'évacuation des produits de lavage à l'azote sur torche.
- Traitement matriciel des abords de puits au Mud Acid (HCL 6% :HF1.5%) en 3 étages séparés par mousse de diversion précédé de bouchons désémulsifiants (type CleanSWEEP).

Caractéristiques de production :

Dernier Jaugeage : (13/01/2012) Duse = 12 mm ; Qh = 3.86 m³/h ;

GOR = 122 m³/m³; Pt = 16.4 kgf/cm²; T°= 44°C

Dernières mesures : (Build Up en 21/04/2010)

Pg = 274.48 kgf/cm² ; Pfd = 160.47kgf/cm² ; Q = 6.55 m³/h ; Pt = 60.5 kgf/cm² ;

Ip = 0.185 m³/h/kgf/cm² ; HK = 47 m.md ; Skin = +12 ; Duse = 9.5 mm.

Situation avant l'opération :

Le Puits est fermé; le 29/04/2012

Exécution de l'opération :

Le programme a été fait le 17/12/2012 dans le département engineering service technique nouvelles est exécuté le 23/12/2012 dans le cadre des opérations spécial.

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

Les produits :

- 43 m³ eau traité mélange avec 3%NH₄Cl et 0.3% Surfactant*
- 08 m³ nettoyage tubing 7.5% HCl
- 18 m³ Preflush/Overflush HCl 7.5%
- 18 m³ Mud Acid (HCL 6% : HF 1%)
- 12 m³ Nitrogène liquid
- 02 m³ Foam

Procédure de traitement:

Nettoyage Perforations, tubulaires et traitement matriciel :

Ch VI : Analyse & Interprétation

1^{er} jour :

Nettoyage de perforations et tubulaires:

- 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 :
- 03 m³ nitrogène/eau traité à 500 scf/bbl-
- 04 m³ de nettoyage tubing par le nitrogène à 500 scf/bbl -
- 03 m³ Nitrogène /eau traité à 500 scf/bbl-
- 04 m³ de nettoyage tubing/Nitrogène à 500 scf/bbl-
- 03 m³ Nitrogène/ eau traité à 500 scf/bbl
- Ouverture du puits et évacuation complète des produits sur torche à l'azote ;
- Remplissage du puits avec 16m³ d'eau traitée au NH₄Cl ;

2^{ème} jour :

Le traitement matriciel est divisé en 3 étapes:

- Fermeture du puits et pompage en squeeze des fluides du traitement matriciel comme suit :

1^{ère} étape : en 3374m

- 03 m³ eau traité avec 400scf/bbl-
- 03 m³perflush HCL (7.5%) avec400sfc/bbl-
- 06 m³ Mud Acide 6:1 avec 400scf/bbl
- 03 m³overflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl-
- 0.5 m³ eau traité
- 1 m³ foam diversion (2000scf/bbl)

2^{ème} étape : en 3360 m

- 03 m³perflush HCL (7.5%) avec 400sfc/bbl-
- 06 m³ Mud Acide 6:1 avec400scf/bbl
- 03 m³ overflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl-

Ch VI : Analyse & Interprétation

3^{ème} étape : (en 3352 m)

- 03 m³ perflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl-
- 06 m³ Mud Acide 6:1 avec 400scf/bbl
- 03 m³ overflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl-
- 04 m³ nitrogène (eau traité avec NH₄CL avec 400 scf/bbl)-

- Ouverture du puits et évacuation complète des produits sur torche à l'azote ;
- Remise du puits en service ;
- Evaluation du traitement après stabilisation.

Analyse nodale : (voir l'annexe).

Les résultats indiqués ci-dessous sont obtenus à partir de l'analyse nodale :

Etat du puits	Skin	Q huile (m ³ /h)	P tête (Kg/cm ²)	Gor (m ³ /m ³)	Duse (mm)
Build Up	+12	6.55	60.5	180	9.5
Avant stimul	/	0	/	/	12
Potentiel	+10	9.7	35	155	22.2
Après stimul	/	0	/	/	12

- L'analyse nodale, calée sur le DST DU 21/04/2010 a indiqué un potentiel de production de 9.7 m³/h avec un skin réduit à +10.

Commentaires et conclusions

- 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 fermé.

PUITS OMJ 771

Historique:

OMJ 771 est un puits nouvelle vertical qui produise l'huile foré le 26/12/2011 dans la zone HZN et complété avec liner cimenté et perforé de 4.5".

La fiche technique de ce puits (voire l'annexe).

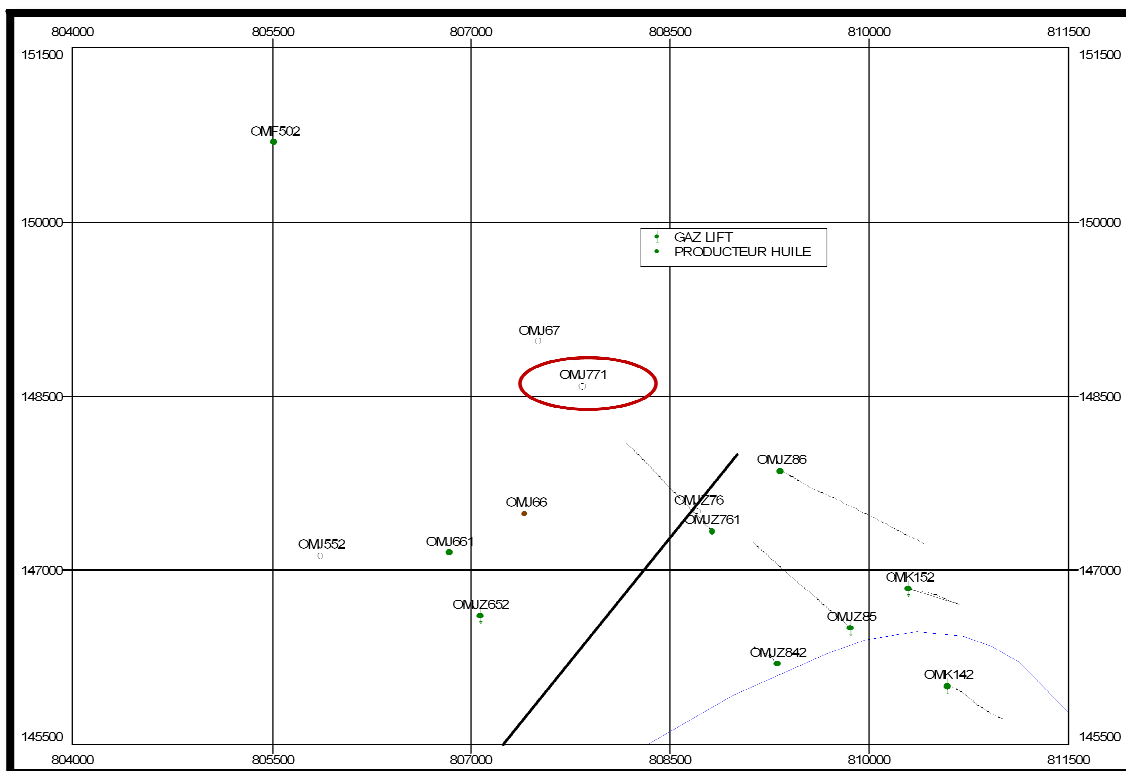


Figure 1: Localisation de puits OMJ 771.

Les dernières interventions :

Date	Operations	Commentaire
06/03/2012	Perforations	Perforation en D4, D3 & D2
28/05/2012	Kick off	Kick off avec 15 bars WHP.

Après la complètemet de LCP le débit chuté de 10 à 3.6 m³/h

Type d'endommagement :

- Le puits est endommagé par l'invasion de la boue de forage/complétion

Traitement préconisé :

- Nettoyage du tubing et des perforations avec circulation de Tube clean HCl (7.5%) et eau traitée au NH₄Cl nitrifié, bbl avec outil jetting haute pression, suivi de l'évacuation des produits de lavage à l'azote sur torche.

Ch VI : Analyse & Interprétation

- Traitement matriciel des abords de puits au Mud Acid (HCL 6%+HF 1.5%) avec diversion à la mousse en trois étages.

Caractéristiques de production :

Dernier Jaugeage : (18/03/2012)

Duse = 20 mm; Qh = 3.6 m³/h; GOR = 297 m³/m³; Pt = 18 kgf/cm²; T°= 37°C

Dernières mesures : (Build UP du 30/11/2011)

Pg = 198.64 kgf/cm² ; Pfd = 63.24 kgf/cm² ; Q = 4.38 m³/h ; Pt = 20.5 kgf/cm² ;
Ip = 0.032 m³/h/kgf/cm² ; HK = 115 m.md ; Skin = 12 ; Duse = 22 mm.

Situation avant l'opération :

Puits en production avec Q = 3.6 m³/h

Np (28/05/2012) = 2, 171,124.00 m³ ; Pg (estimée) = 195

Exécution de l'opération :

Le programme a été fait le 06/06/2012 dans le département engineering service technique nouvelles est exécuté le 12/06/2012 dans le cadre des opérations spécial.

Les equipments :

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

Les produits :

- 43 m³ eau traité mélange avec 3%*NH4Cl* et 0.3% *Surfactant**
- 06 m³ nettoyage tubing 7.5% HCl
- 18 m³ Preflush/Overflush HCl 7.5%
- 21 m³ Mud Acid (HCL 6%: HF 1.5%)
- 12 m³ Nitrogène liquid
- 02 m³ Foam

Procedure de traitement:

L'opération exécutée en deux journées par Coiled Tubing 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.

Ch VI : Analyse & Interprétation

- 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 :
- 03 m³ nitrogène/eau traité à 500 scf/bbl-
- 04 m³ de nettoyage tubing par le nitrogène à 500 scf/bbl -
- 03 m³ Nitrogène /eau traité à 500 scf/bbl-
- 04 m³ de nettoyage tubing/Nitrogène à 500 scf/bbl
- 03 m³ Nitrogène/ eau traité à 500 scf/bbl
- Ouverture du puits et évacuation complète des produits sur torche à l'azote.
- Remplissage du puits avec 16m³ d'eau traitée au NH₄Cl.
- Arête CT a 3000m et continue la pompe de nitrogène jusqu'à ce que les tous traitements de fluide sort a la torche.

2^{ème} jour :

Traitement matriciel

Le traitement matriciel: est divisé en 3 étapes

- Fermeture du puits et pompage en squeeze des fluides du traitement matriciel comme suit :

1^{ère} étape :(en 3433m)

- 03 m³ eau traité avec 400scf/bbl-
- 03 m³perflush HCL (7.5%) avec400sfc/bbl-
- 06 m³ mud acide 6:1 avec400scf/bbl pour ouvrir et nettoyer les pores-
- 03 m³overflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl-
- 0.5 m³ eau traité 1 m³ faom diversion (2000scf/bbl)

2^{ème} étape :(en 3403m)

- 03 m³perflush HCL (7.5%) avec 400sfc/bbl-
- 06 m³ mud acide 6:1 avec400scf/bbl
- 03 m³ overflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl

Ch VI : Analyse & Interprétation

3^{ème} étape : (en 3383m)

- 03 m³ perflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl-
- 06 m³ Mud acide 6:1 avec 400scf/bbl
- 03 m³ overflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl-
- 4 m³ nitrogène (eau traité avec NH₄CL avec 400 scf/bbl)
- Ouverture du puits et évacuation complète des produits sur torche à l'azote.
- Remplissage du puits avec 16m³ d'eau traitée au NH₄Cl.

Analyse nodale : (voir l'annexe)

Les résultats indiqués ci-dessous sont obtenus à partir de l'analyse nodale:

Etat du puits	Skin	Q huile (m ³ /h)	P tête (Kg/cm ²)	Gor (m ³ /m ³)	W.cut %	Duse (mm)
Build Up	+12	4.38	20.5	700	4.6	22
Avant stimul	+11	3.6	18	297	11.3	20
Potentiel	00	7.1	28	357	10.4	20
Après stimul	+4	4.94	28	357	10.4	20

L'analyse Nodale calée sur le Build Up du 30/11/2011 a montré un skin de +11(jaug24/05/2012) et un potentiel de production de 7.1 m³/h avec un skin réduit à 0. La production du puits a augmenté de 3.6 m³/h à 4.94 m³/h (jauge 06/07/2012) et le skin est réduit de +11 a +4.

Commentaires et conclusions :

- le puits est bien réagit au traitement.
- Le traitement a rapporté un gain de production de 1.34 m³/h, et compte tenu du potentiel du puits (7.1 m³/h) la réalisation de cette opération représente un taux de réussite de 38 %.

PUITS MD 414

Historique :

MD 414 est un Puits verticale qui produit l'huile foré le 8 mai 19987 dans la **zone 13**, le puits est complète avec liner cimenté perforé de 5"et1.66" de CCE pour le dessalage. La fiche technique de ce puits (voire l'annexe).

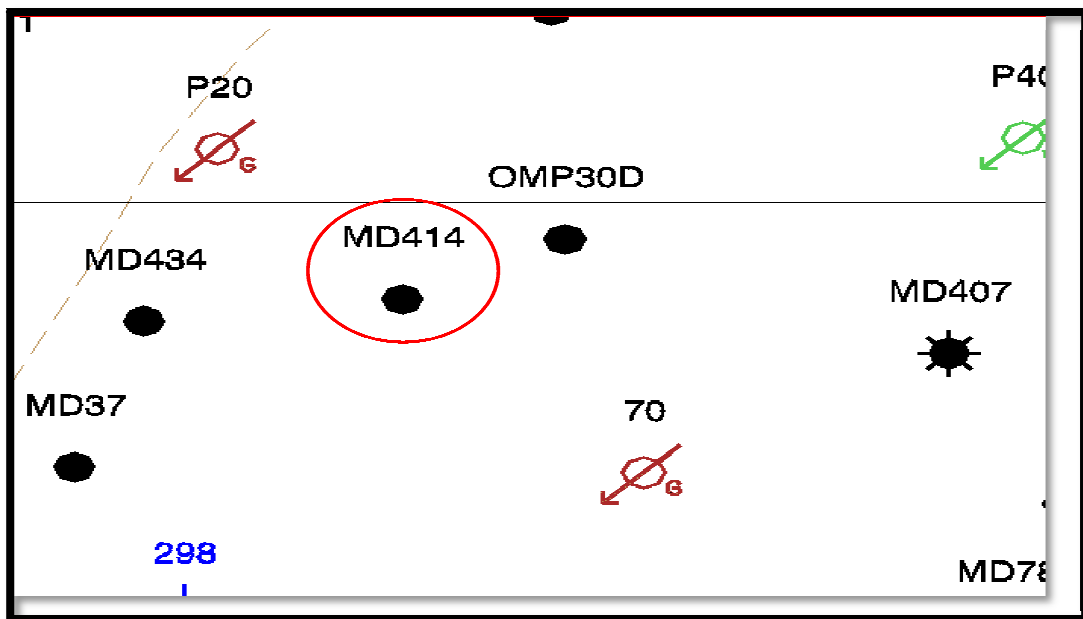


Figure 1: Localisation de puits MD 414.

Les dernières opérations:

- Fracturation hydraulique le 28/09/ 2010 pour atteindre un potentiel maximum de 8.32 m³/h.
- Acidifié pour production nulle le 23/06/2011 avec un bon résultat, pour atteindre 6.9 m³/h.
- Snubbing le 03 Mars 2012 pour nettoyage fond et installation d'un concentrique après lequel le débit chute à 3 m³/h.

Type d'endommagement :

Compte tenu de l'historique, l'endommagement peut être du type :

- Endommagement par les fluides de Snubbing.
- blocage par du sel

Traitement préconisé :

Ch VI : Analyse & Interprétation

Un programme de stimulation matricielle a été prévu pour :

- Un Nettoyage du tubulaire avec circulation de Tube clean / Perforation Wash au MSR/HCl 7.5% et eau traitée au NH₄Cl nitrifié, puis évacuation des produits de lavage à l'azote sur torche.
- Un traitement matriciel sélectif au Mud Acid (HCL 6% :HF1.5%) en 4 étages séparés par mousse de diversion, suivi d'un kick off à l'azote et remettre le puits en production.

Caractéristiques de production :

Dernier Jaugeage : (12/04/2010)

Duse = 10 mm; Qh = 2.1 m³/h; GOR = 185 m³/m³; Pt =19.5 kgf/cm²; T°= 25°C

Dernières mesures : (DST en 17/06/2010)

Pg = 260.7 kgf/cm² ; Pfd = 163.8 kgf/cm² ; Q = 3.88 m³/h ; Pt = 26.71 kgf/cm²

Ip = 0.04 m³/h/kgf/cm² ; HK = 118.0 m.md ; Skin = -4.78 ; duse = 12 mm.

Situation avant l'opération :

Puits en production avec un débit de 2.1 m³/h (mai 2012)

Np (31/05/2012) = 342 708 m³ ; Pg (estimée) = 215 kgf/cm² à 3200m.

Exécution de l'opération :

Le programme a été fait le 07/06/2012 dans le département engineering service technique nouvelles est exécuté le 14/06/2012 dans le cadre des opérations spécial (acidification).

Les équipements :

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

Les produits :

- 45 m³ eau traité mélange avec **3% NH₄Cl** et **0.3% Surfactant***
- 06 m³ nettoyage tubing 7.5% HCl
- 22 m³ Preflush/Overflush HCl 7.5%
- 20 m³ Mud Acid (HCL 6% : HF 1%)
- 25 m³ Nitrogène liquid
- 02 m³ Foam

La procédure de traitement:

L'opération exécutée en deux journées par Coiled Tubing 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 :
 - 04 m³ nitrogène/eau traité à 1000 scf/bbl-
 - 03m³ de nettoyage tubing par le nitrogène à 1000 scf/bbl -
 - 04m³ Nitrogène /eau traité à 1000 scf/bbl-
 - 03m³ de nettoyage tubing/Nitrogène à 1000 scf/bbl
 - 04 m³ Nitrogène/ eau traité à 1000 scf/bbl
- Ouverture du puits et évacuation complète des produits sur torche à l'azote.
- Remplissage du puits avec 16m³ d'eau traitée au NH₄Cl.
- Arrête CT a 3000m et continue la pompe de nitrogène jusqu'à ce que les tous traitements de fluide sort a la torche.

2^{ème} 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^{ère} étape : (en 3417 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 400scf/bbl-
- 0.5 m³ eau traité
- 0 1 m³ foam diversion (2000scf/bbl)

Ch VI : Analyse & Interprétation

- 03 m³ eau traité avec 400scf/bbl-

2^{ème} étape : (en 3405 m)

- 03 m³ perflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl-
- 06 m³ Mud acide 6:1 avec 400scf/bbl
- 03 m³ overflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl
- 0.5 m³ eau traité
- 01 m³ foam diversion (2000scf/bbl)
- 03 m³ eau traité avec 400scf/bbl

3^{ème} étape : (en 3394 m)

- 03 m³ perflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl-
- 06 m³ Mud Acide 6:1 avec 400scf/bbl
- 03 m³ overflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl-
- 0.5 m³ eau traité
- 01 m³ foam diversion (2000scf/bbl)
- 04 m³ nitrogène (eau traité avec NH₄CL avec 400 scf/bbl)
- 03 m³ eau traité

4^{ème} étape : (en 3390 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 400scf/bbl-
- Ouverture du puits et évacuation complète des produits sur torche à l'azote.
- Remplissage du puits avec 16m³ d'eau traitée au NH₄Cl.

Analyse nodale :

Les résultats indiqués ci-dessous sont obtenus à partir de l'analyse nodale:

Etat du puits	Skin	Q huile (m ³ /h)	P tête (Kg/cm ²)	Gor (m ³ /m ³)	Duse (mm)
Build Up	-4.78	3.88	30.5	154	12
Avant stimul	+2	2.1	19.5	185	12
Potentiel	-4	5.57	20.7	304	12
Après stimul	-0.5	3.06	20.7	249	12

L'analyse Nodale calée sur le dernier DST du en 17/06/2010, montre un skin de -4.78 (jaug12/04/2010) et un potentiel de production de 8.3 m³/h avec un skin réduit à -4.

La production du puits a augmenté de 2.37 m³/h (jauge 10/04/06) à 3.06 m³/h (jauge 23/06/2012) et le skin est réduit de +2 à -0.5.

Commentaires et conclusions :

- ▶ Le puits est bien réagit au traitement.
- ▶ La comparaison des débits de jaugeage d'avant et d'après stimulation montre que le traitement a rapporté un gain de production de 3.06 m³/h, et compte tenu du potentiel du puits (5.57 m³/h) la réalisation de cette opération représente un taux de réussite de 54 %.

2. CALCUL DU VOLUME D'ACIDE NÉCESSAIRE POUR L'ACIDIFICATION :

Le volume d'acide injecté est déterminé par plusieurs méthodes qui ont évolué depuis les premières années d'application de la technique d'acidification jusqu'aujourd'hui. Ces méthodes sont :

1. Calcul géométrique (il donne un volume d'acide approché) ;
2. Test ARC au laboratoire (il donne un volume d'acide optimal) ;
3. La simulation et les logiciels (logiciel STIMCADE) : (donne interactivement des volumes en fonctions de différents paramètres et conditions)

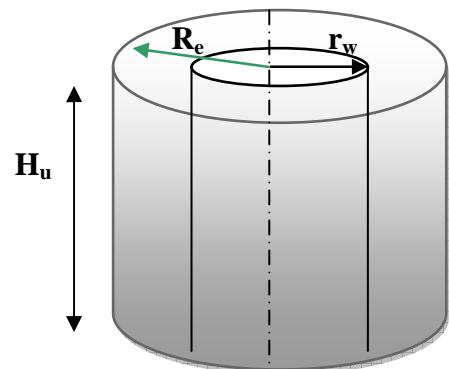
2.1 Calcul géométrique:

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:

$$V_{\text{acide}} = V_{\text{cylindre}} = \pi (R_e^2 - r_w^2) \cdot H_u \cdot \Phi_{\text{utile}} \quad (18)$$

Où :

- V_{acide} : volume d'acide utilisé pour le traitement principal en (m³)
- 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) ;
- Φ_{utile} : la porosité utile du réservoir (%).



• Remarque :

1. Le volume d'acide obtenu par cette méthode est un volume approché.
2. Les volumes de preflush (V_{pf}) et d'overflush (V_{of}) sont déduits à partir du volume calculé précédemment comme suit :

$$V_{\text{pf}} = V_{\text{of}} = (0,3 - 0,5) \quad (19)$$

2.2. 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.

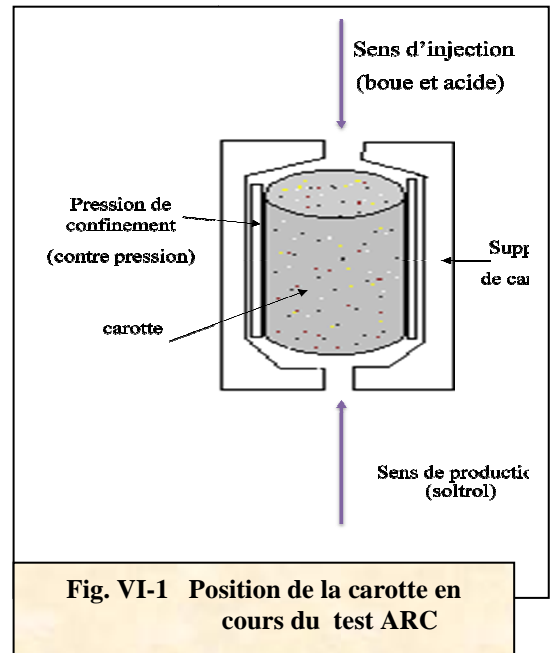
Un exemple d'application du test ARC est représenté ci-dessous :

Exemple de test ARC (puits OMK 842) :

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 (carotte) 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.



A.1 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 :

$$K_i = \frac{Q \mu L}{\Delta P A} 1000 \quad (20)$$

Où :

- K_i : perméabilité initiale en (md)
- Q : débit de liquide en (ml/sec)
- A : section de carotte en (cm^2)
- L : longueur de carotte en (cm)
- μ : viscosité de liquide en (cp)
- ΔP : pression en (atm)

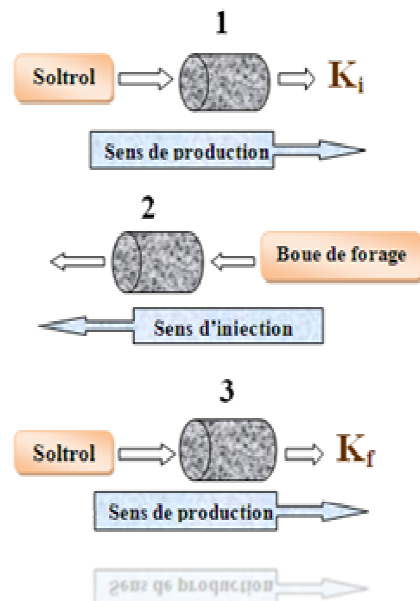


Fig. VI-3 Test d'Acidification

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

- Mise d'une contre pression de 10 Kgf/cm² 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 :

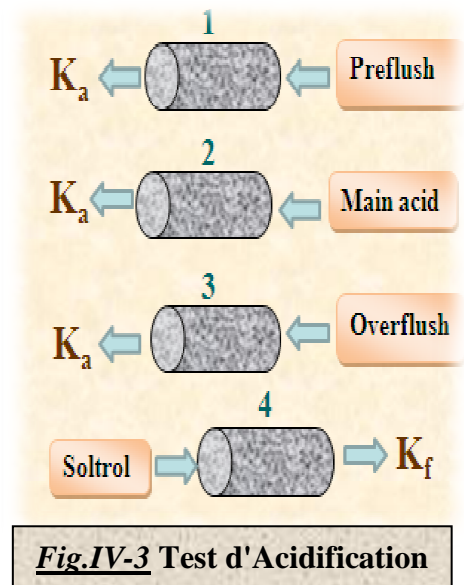
$$C(\%) = \frac{K_i - K_f}{K_i} \cdot 100 \quad (21)$$

A.2 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.

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

$$\text{Gain} = K_a / K_i \quad (21)$$

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

Ch VI : Analyse & Interprétation

- **Remarque :** Les mesures et les calculs effectués au cours du test sont donnés dans le tableau et le graphe ci-dessous .

Les données du test sont :

- La perméabilité initiale, **Ki=8 md**
- La section transversale de l'échantillon, **A=12,56 cm²**
- La longueur de l'échantillon, **L=3,9cm**
- La viscosité du mud-acid, **μ=0,8cp**

B. Résultats du test ARC :

Les résultats de ce test sont présentés ci-après :

q (ml/ sec)	Pression(atm)	Ka (md)	Ka/Ki	Volume (ml)
0,083	6	2.664	0,333	50
0,091	6	2.921	0,365	100
0,100	6	3.210	0,401	150
0,111	6	3.560	0,445	200
0,125	6	4.013	0,501	250
0,125	6	4.013	0,501	300
0,143	6	4.591	0,573	350
0,100	4	4.810	0,601	400
0,111	4	5.345	0,668	450
0,125	4	6.019	0,752	500
0,143	3	9.181	1,148	550
0,167	3	10.722	1,34	600
0,200	3	12.84	1,605	650
0,200	3	12.840	1,605	700
0,125	3	8..025	1,003	750
0,143	3	9.181	1,148	800
0,167	3	10.722	1,34	850
0,200	3	12.840	1,605	900
0,250	3	16.05	2,006	950
0,250	3	16.05	2,006	1000

Tableau IV-1 : Mesures et calculs au cours du test ARC (puits 0MK842)

Ch VI : Analyse & Interprétation

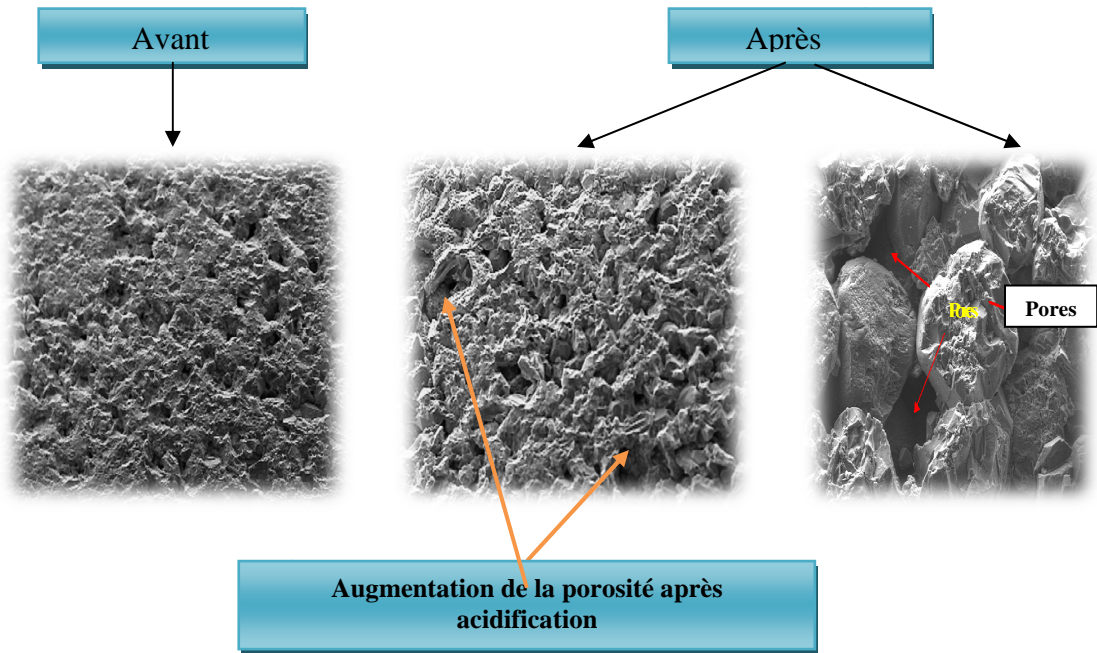


Fig. IV-4 : Effet de l'acide sur la porosité de l'échantillon

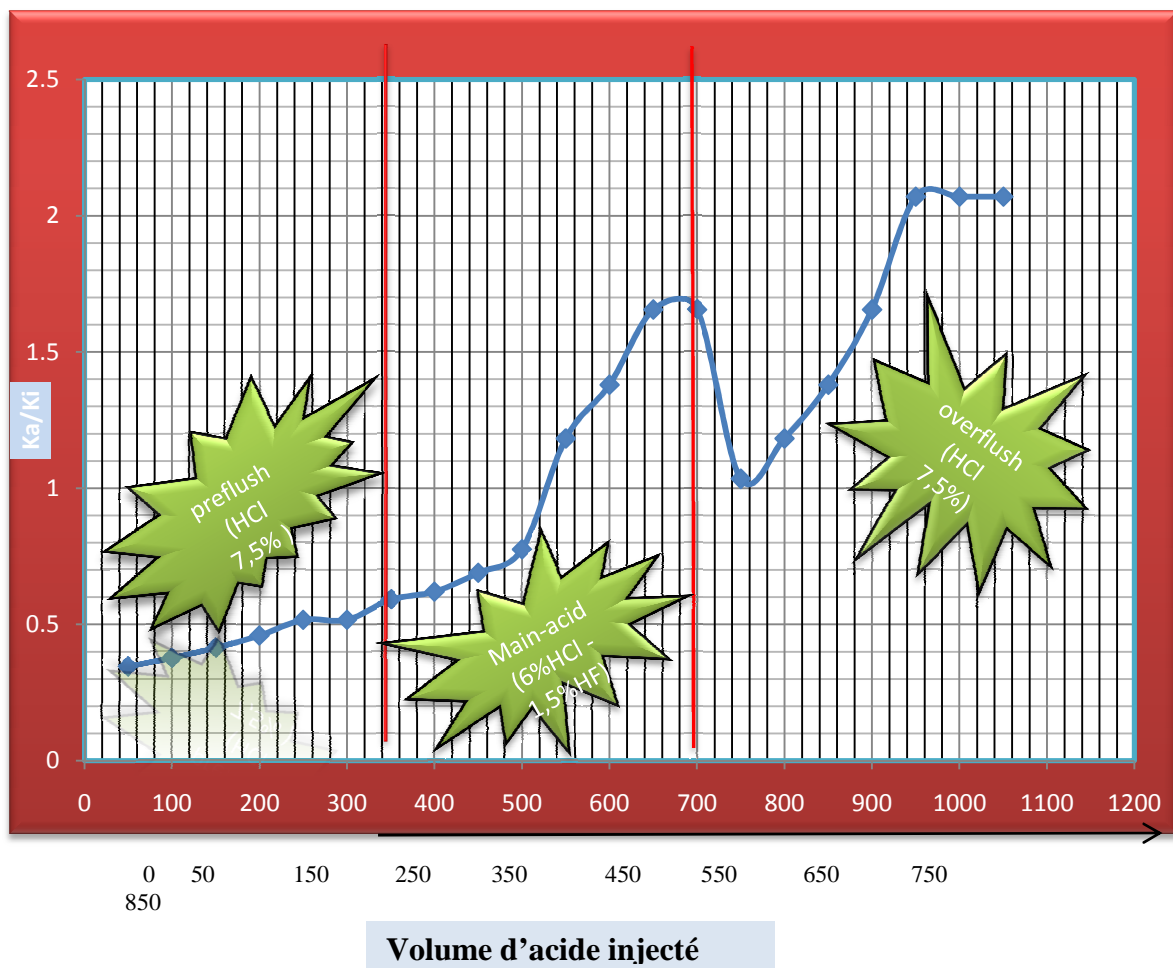


Fig. IV-5 Courbe de réponse à l'acide (6% HCl - 1,5% HF)(puits OM 842)

Interprétation :

- Pendant la première phase de traitement à l'acide HCl 7,5 % (50-350 ml),
On assiste à une augmentation de la perméabilité à l'acide qui s'explique par l'attaque du ciment carbonaté de la roche par l'acide HCl.
- Ce premier lavage a permis l'agrandissement des pores et des canaux et a permis au mélange (6% HCl -1,5% HF) de pénétrer mieux à travers le milieu poreux et attaquer les minéraux de la roche ce qui fait l'accroissement considérable de la perméabilité.
- Dans la deuxième phase (350-700 ml), on observe une augmentation importante du rapport de perméabilité (K_a/K_i) ce qui signifie que le Mud-Acid (6% HCl - 1,5% HF) a bien réagit avec les minéraux de la roche.
- La phase de l'overflush peut être subdivisée en deux étapes :
 - *1^{ère} étape (700-750 ml)* : une diminution rapide de la perméabilité à l'acide causée par la déposition des précipités dus aux réactions secondaires du mud-acid.
 - *2^{ème} étape (750-1050 ml)* : le rapport de perméabilité s'est amélioré considérablement jusqu'à stabilisation suite à la chasse de tous les précipités et dépôts par l'acide de l'overflush (HCl 7,5 %).

C. Calcul des volumes par l'utilisation du test ARC : (Méthode de l'IFP) (*)

Le volume d'acide principal (main-Acid) injecté est calculé selon nos besoins :

C.1 Pour la restauration de la perméabilité :

- À l'échelle de l'échantillon (Vae):

Le volume d'acide injecté est déterminé graphiquement (courbe ARC), c'est la valeur sur l'axe des abscisses correspondante au rapport $\frac{K_a}{K_i} = 1$ sur l'axe des ordonnées.

Pour notre cas : $\frac{K_a}{K_i} = 1$ correspond à un volume d'acide : **Vae= 173 ml**

D'où le volume à l'échelle de l'échantillon :

$$\mathbf{Vae = 1,73 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3} \quad (22)$$

À l'échelle du puits (Vap) :

Le volume du main-acid qu'il faut injecter à l'échelle du puits est calculé comme

suit : $\frac{V_{ap}}{S_p} = \frac{V_{ae}}{S_e}$

D'où le volume de l'acide nécessaire pour le traitement principal :

$$\mathbf{V_{ap} = \frac{V_{ae}}{S_e} \times S_p} \quad (23)$$

- Vap** : Volume de main-acid qu'il faut l'injecter à l'échelle du puits (m^3) ;
- Vae** : Volume de main-acid injecté à l'échelle de l'échantillon (m^3);
- Sp** : La surface à traiter par l'acide dans le puits (m^2) ;
- Se** : La section transversale de l'échantillon (m^2).

♦ Application numérique:

- Calcul de "Sp" : la surface à traiter par l'acide dans le puits "Sp" est calculée comme suit :

$$Sp = 2\pi \cdot R_e \cdot H \quad (24)$$

$$\begin{aligned} Sp &= 2\pi \cdot R_e \cdot H \\ &= 2 \times 3,14 \times 1 \times 18,3 = 114,924 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Donc:

$$Sp = 114,924 \text{ m}^2$$

Où : **Re** : le rayon d'endommagement du puits (estimé généralement **1m**).

H : la hauteur utile du réservoir en (m).

- Calcul de "Vap"

$$\text{On a : } Se = 12,56 \text{ cm}^2 = 12,56 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2$$

$$Vae = 173 \text{ ml} = 1,73 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3$$

$$\text{D'où : } Vap = \frac{Vae}{Se} \times Sp = \frac{1,73 \cdot 10^{-4}}{12,56 \cdot 10^{-4}} \times 114,924 = 15,82 \text{ m}^3$$

Donc le volume de main-acid qu'il faut l'injecter à l'échelle du puits est :

$$Vap = 15,82 \text{ m}^3$$

▪ Remarque :

- Le volume d'acide calculé ci-dessus (Vap) est celui du traitement principal ;
- Le volume de preflush et d'overflush est estimé généralement à **(30-50) %** de ce volume.

C.2 Pour l'amélioration de la perméabilité :

On procède de la même manière mais cette fois-ci il s'agit d'un rapport de perméabilité égale à **1,5** (par exemple) c'est-à-dire une amélioration de **150%**.

Ch VI : Analyse & Interprétation

Donc : $\frac{K_a}{K_i} = 1,5$ ce qui correspond à un volume de main-acid égale à **270 ml** à l'échelle de l'échantillon (voir Fig. IV-5).

$$\text{D'où : } \text{Vap} = \frac{\text{Vae}}{\text{Se}} \times \text{Sp} = \frac{2,7 \cdot 10^{-4}}{12,56 \cdot 10^{-4}} \times 114,924 = \mathbf{24,7 \text{ m}^3}$$

Donc :

$$\mathbf{\text{Vap} = 24,7 \text{ m}^3}$$

Conséquence :

Pour obtenir un gain de perméabilité 150% ($K_a/K_i=1,5$) après l'acidification, il faut injecter dans le puits un volume de main-acid (acide de traitement principal) égale à **24m³**.

1.3 Utilisation des logiciels

C'est la méthode la plus récente utilisée pour le calcul des volumes d'acide utilisés pour le traitement matriciel. Généralement on utilise le logiciel " **STIMCADE** ".

Cette moderne méthode nous donne des résultats efficaces, car le logiciel tient compte de plusieurs paramètres comme :

- Le diamètre des perforations en (pouce)
- La longueur des perforations en (pouce)
- La pression de réservoir en (psi)
- La perméabilité moyenne de la zone endommagée en (md)
- Le rapport des perméabilités verticale et horizontale : K_v/K_h
- La porosité moyenne en (%)
- Le gradient de fracturation en (psi/ ft)
- Le skin
- Le rayon d'endommagement en (pouce)
- La densité de perforation en " Shat par ft " (spf).

2. CALCUL DU DÉBIT D'INJECTION :

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

$$q_{i,max} = \frac{4,917 \times 10^{-6} KH \left[(G_f \times H_{mi.perfos}) - \Delta P_{sécurité} - P_g \right]}{\mu \beta \left(\ln \frac{R_d}{r_w} + S \right)} \quad (25)$$

{	KH : la capacité d'écoulement (md.ft).
	G_f : Le gradient de fracturation (psi/ft).
	$H_{mi.perfos}$: La hauteur du puits, elle est prise au milieu des perforations (ft).
	$\Delta P_{sécurité}$: la marge de sécurité (psi).
	P_g : la pression de gisement (psi).
	μ : la viscosité de l'acide (cp).
	β : le facteur volumétrique de fond (bbl/STB).
	S : le skin ou le degré d'endommagement (sans dimension).
	R_d : le rayon de drainage (ft).
r_w : le rayon du puits (ft).	

3. CALCUL DE LA PRESSION MAXIMAL 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 :

$$P_{T \text{ surface}} = (P_{T.fond} - P_{hyd}) + \Delta P_{tbg} \quad (26)$$

Où : $P_{T.fond}$: la pression de traitement au fond du puits (psi).
 P_{hyd} : la pression hydrostatique (psi).
 ΔP_{tbg} : les pertes de charge dans le tubing (psi).

3.1 La pression de traitement au fond du puits :

Elle est calculée comme suit : $P_{Tfond} = P_{frac} - \Delta P_{sécurité} \quad (27)$

Avec : $P_{frac} = g_f \times H_{mi.perfos} \quad (28)$

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

3.2 La pression hydrostatique :

Elle est donnée par la formule suivante :

$$P_{\text{hyd}} = H_{\text{mi.perfos}} \times d/10 \quad 9)$$

Avec : d : est la densité du Mud-Acid.

3.3 Exemple d'application : (puits OMK842)

- **Données de puits:**

$$\left\{ \begin{array}{l} K = 40 \text{ md} \\ H_{\text{utile}} = 18.3 \text{ m} = 60 \text{ ft} \\ G_f = 0.7 \text{ psi/ft} \\ H_{\text{puits}} = H_{\text{mi.perfo}} = 3480 \text{ m} = 11417 \text{ ft} \\ \Delta P_{\text{sécurité}} = 500 \text{ psi} \\ P_g = 274.48 \text{ kg/cm}^2 = 3904.0 \text{ psi} \\ \mu = 0,264 \text{ cp} \end{array} \right. \quad \left\{ \begin{array}{l} B = 1.64 \text{ bbl/STB} \\ R_d = 250 \text{ m} = 820.21 \text{ ft} \\ r_w = 0,146 \text{ ft} \\ d = 1.03 \end{array} \right.$$

3.3.1 Estimation du débit d'injection :

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

$$q_{i,\text{max}} = \frac{4,917 \times 10^{-6} \times 40 \times 60 [(0,7 \times 11417) - 500 - 3904]}{0,264 \times 1,64 \times \left(\ln \frac{820,21}{0,146} + 28 \right)} = 2.66 \text{ bbl/min}$$

D'où :

$$Q_{i,\text{max}} = 2.66$$

3.4.2 Calcul de la pression maximale d'injection :

a. Pression de fracturation :

$$P_{\text{frac}} = g_f \times H_{\text{puits}} = 0,7 \times 11417 = 7991.9 \text{ psi}$$

$$P_{\text{frac}} 7991.9 \text{ psi}$$

N.B : g_f : gradient de fracturation en psi/ft ($g_f = 0,7$ dans le champ de HBK).

b. Pression de traitement au fond du puits :

$$P_{\text{Tfond}} = P_{\text{frac}} - \Delta P_{\text{sécurité}}$$

A.N : $P_{\text{Tfond}} = 7991.9 - 500$

D'où :

$$P_{\text{Tfond}} = 7491.9 \text{ psi}$$

c. La pression hydrostatique :

$$P_{\text{hyd}} = H_{\text{mi.perfos}} \times d/10$$

$$P_{\text{hyd}} = (3480 \times 1,03/10) \times 14,7$$

$$P_{\text{frac}} = 5269.068 \text{ psi}$$

CONCLUSION

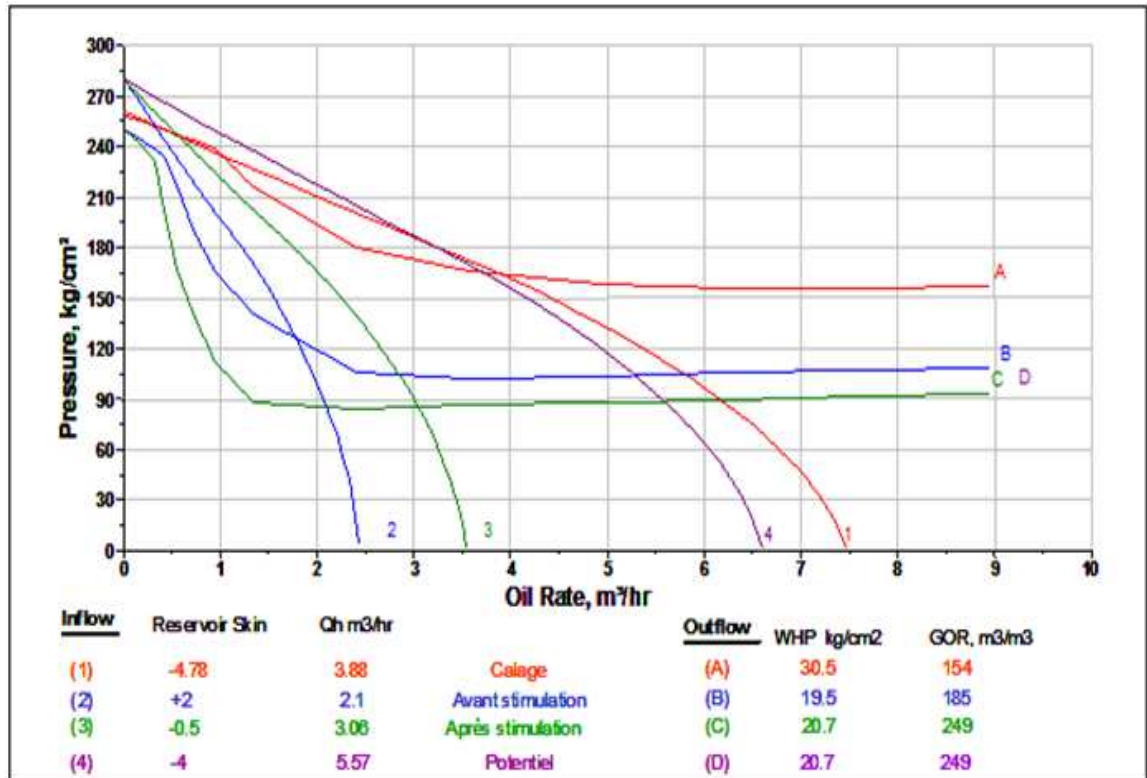
Une meilleure préparation et interprétation d'une acidification nécessite le maximum de données pour faire une analyse approfondie qui vise essentiellement, à identifier les causes de succès ou d'échec, afin d'éviter les problèmes éventuels, et d'améliorer les procédés des traitements par l'amélioration de la sélection des puits candidats.

L'analyse effectuée sur la totalité des puits nous a permis de tirer les suivants:

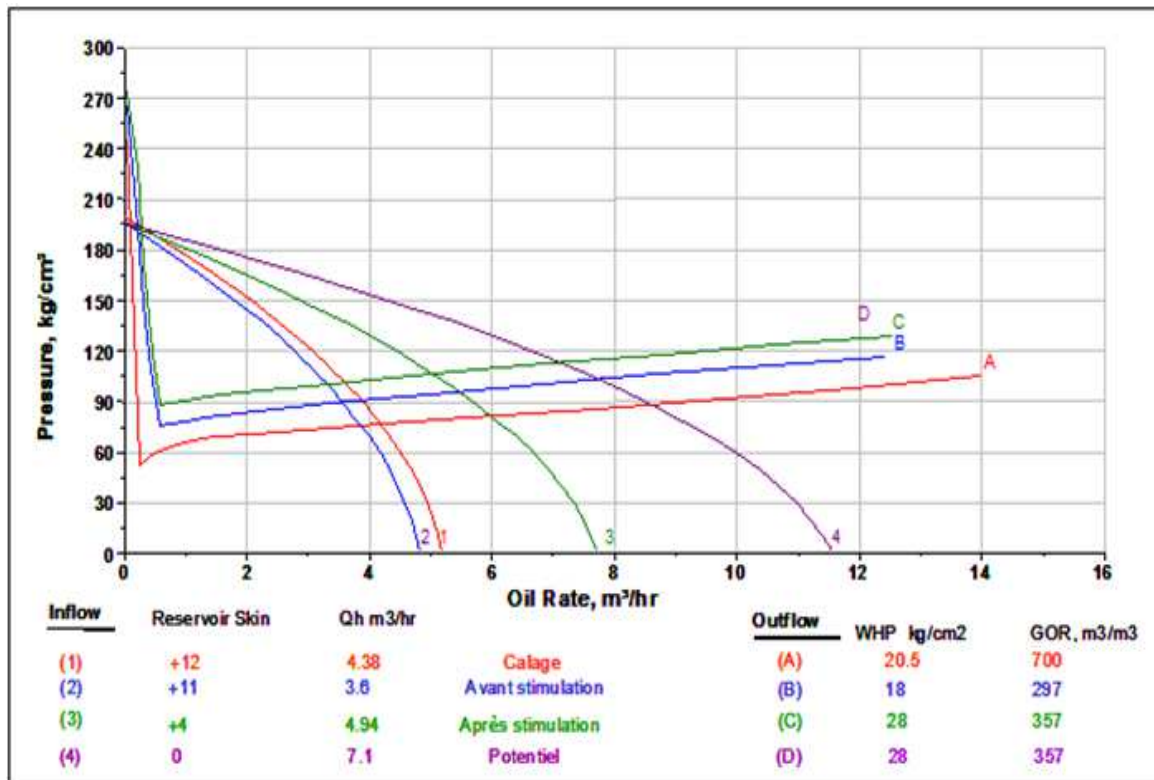
- La détermination du type d'endommagement est essentielle pour la sélection du traitement adéquat.
- L'acidification des puits endommagés par les interventions (Snubbing ou Work over), rapporte plus de gain par rapport aux puits endommagés naturellement (migration de fines) .
- Plus les skins d'endommagement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

BIBLIOGRAPHIE

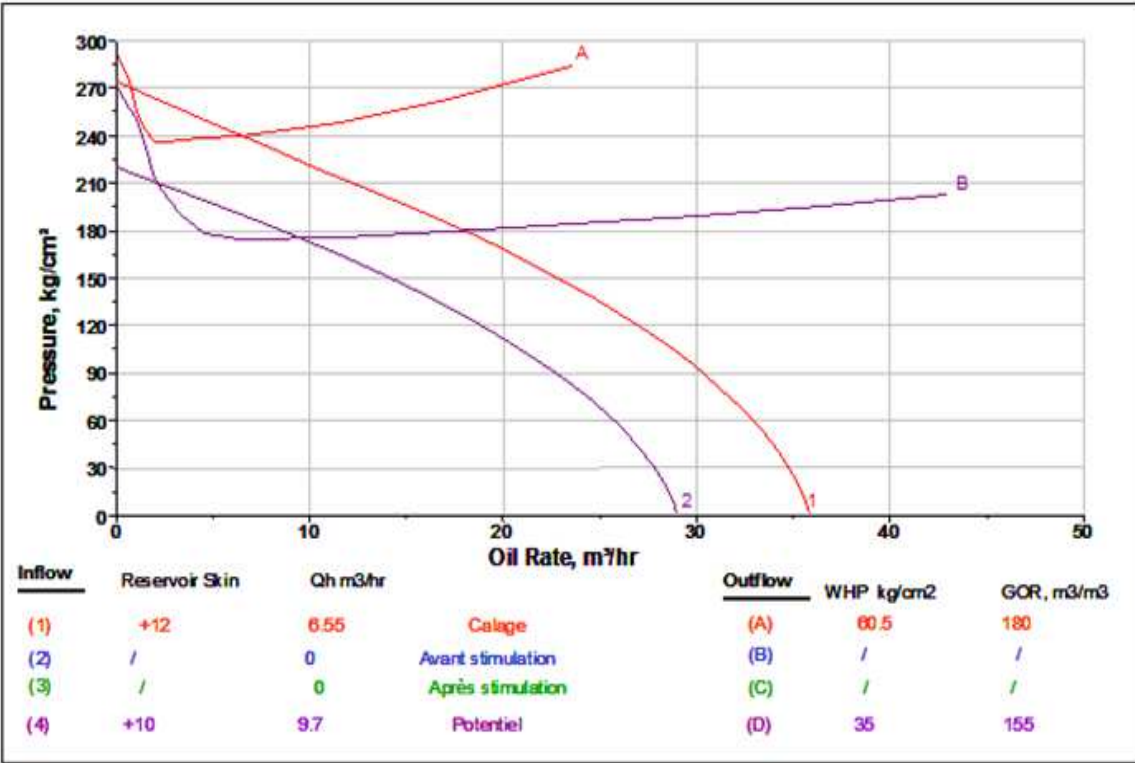
- I. "Formulaire du producteur". Editions Technip, 1970, IFP.
- II. "Le gisement, Techniques d'exploitation pétrolière", par R.Cossé, Paris 1988.
- III. "Les essais de puits; méthodes d'interprétation" par G.Bourdarot. Editions Technip, 1996, IFP.
- IV. "Cours de production Tome1, Caractéristiques des Roches Réservoirs (ANALYSE DES CAROTTES)" par R.MONICARD, Editions Technip 1980.
- V. Programmes d'acidification des puits et Rapports journaliers des opérations (DP/EP/Service techniques puits), HMD.
- VI. FARUK CIVAN, Reservoir formation damage, Fundamentals, Modeling, Assessment and Mitigation. US: University of Oklahoma, Gulf publishing company, Huston, Texas 2000.
- VII. "Manuel d'acidification des réservoirs". Editions Technip, paris 1983.



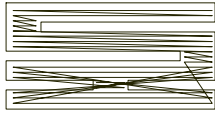
NODAL ANALYSIS MD 414



NODAL ANALYSIS OMJ 771



NODAL ANALYSIS OMK 842



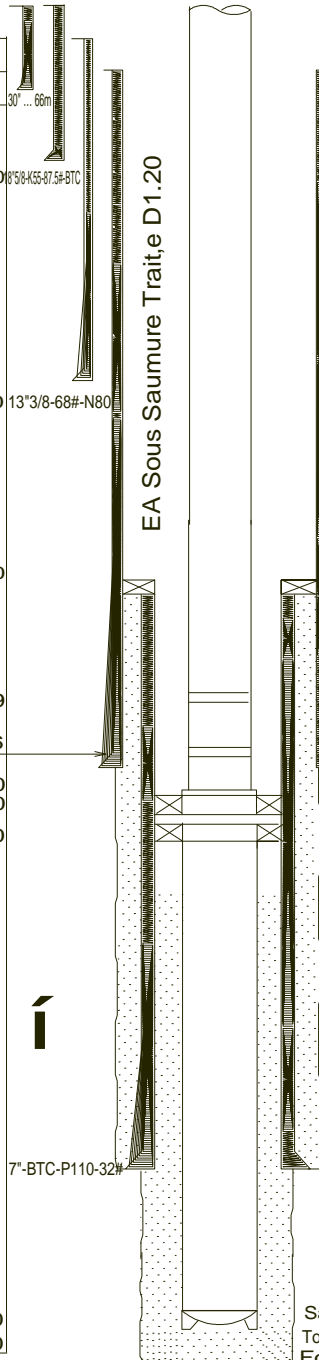
**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2NV ANCREE | OMK842

X : 819 040.38
Y : 145 328.01

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/VM	SOND/TR
			517.00
114.30	99.57		2332.00
122.00	96.39		2542.58
		3249.37	3255.79
126.20	93.67	3259.94	3266.36
126.20	87.78	3270.68	3277.10
3264.00	95/8-BTC-P110-32#	3271.58	3278.00
139.60	103.20	3272.58	3279.00
144.10	101.60		
		3389.35	3396.00
127.00	100.00	3473.58	3480.00

Composition du liner Baker 4"1/2NV
 1 Sabot Guide 4"1/2NV L:0.54m
 1 Tbg 4"1/2NV N80 13.5# L:9.43m
 1 Float Collar 4"1/2NV L:0.85m
 1 Tbg 4"1/2NV N80 13.5# L:9.46m
 1 Landing collar 4"1/2NV L:0.82m
 9 Tbg 4"1/2NV N80 L:84.94m
 Liner Hanger Baker L:8.97m
Slick Stin L:1.68m
 Long Totale du liner 4"1/2NV L:116.69m



Olive CIW 11" Taraudée 4"1/2NV B x 4"3/4 Acme H
 Ajust. avec 319 Jis + 3PJ(2+1.5+1.3) 4"1/2NV
 Csg 9"5/8 Coup, ... 16Cm
 Tbg Head CIW 13'5/8 x 11" 5000
 Adapteur CIW 11" x 4"1/16 5000
 1.re VM (CIW) + 2.me VM (FMC) 4"1/16 5000
 Croix 4"1/16 x 3"1/8 5000
 Bride pleine 3"1/8 + 2Vannes latérales 3"1/8 5000 (FMC)
 Porte Duse r,glabre (FMC) 3"1/8 5000

Z SOL : 163.73
Z TABLE : 171.40
Z 1VM : 164.98
 H.T : 7.67m
 Zone : HZN

Tbg 4"1/2New Vam N80 13.5# R3
 Pds Train :60T(Boue D1.46)-CS:4920#-Test:7000psi

Top Liner 7"BTC-P110-32#

OTIS L.Nipple "R" 4"1/2NV L:0.4m

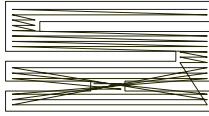
OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2NV L:0.45m

Baker A. seal 81 FA 47 4"1/2NV L:0.9m
 Baker Packer 83 FAB 47 7" 32-38#
 Ensemble Suspension Baker 4"1/2NV
 Liner Packer-Liner hanger-Swivel Baker

11 Tbg 4"1/2NV N80 L:116.69m
 Enregistr, CBL -Bonne Cimentation-

Sabot guide 4"1/2NV L:0.5m
 Top Bouchon de ciment
 Fond Initial

COMPLETION: 23.05.06

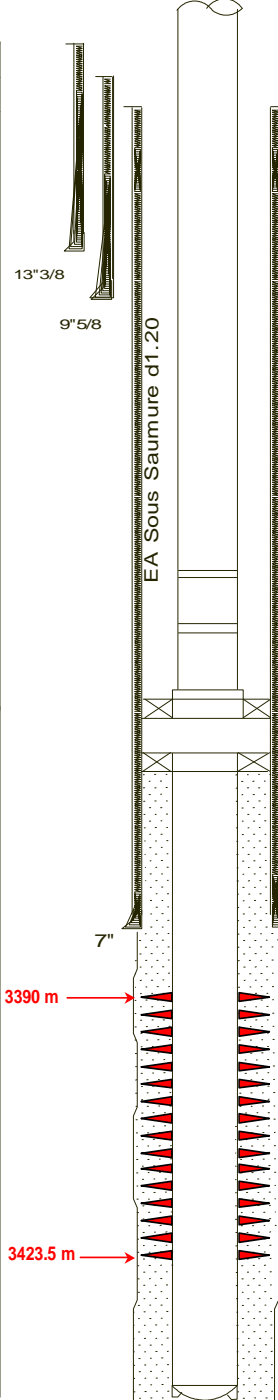


**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCRE MD414

X : 822 899,69-6Deg06'20"53
Y : 129 550,72-31Deg42'51"14

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/VM	SOND/TR
			320.00.
			2339.50
114.30	99.57		
122.00	96.39		
126.20	93.67	3278.76	3285.63
126.20	87.78	3290.54	3297.41
139.96	103.20	3302.03	3308.90
144.10	101.60	3302.93	3309.80
		3303.93	3310.80
			3369.50
114.30	99.57		
122.00	96.39		
127.00	100.00	3432.63	3439.50
		3434.93	3441.80



Olive 7"1/16 FMC Taraude 4"1/2 NV B x 434 Acme H
Ajust. avec 303 Js 4"1/2 NV P110 "Reg" 13.5#
Casing 7" Coup. ... 15 Cm
Tbg Head FMC 11" x 7"1/16 5000
Adaptateur FMC 7"1/16 x 4"1/16 5000
1 re VM + 2 me VM (C/W) 4"1/16 5000
Croix 4"1/16 x 3"1/8 5000

Z SOL : 150.44
Z TABLE : 158.04
Z 1 VM : 151.27
H.T : 7.60m
Zone : 13

Tbg 4"1/2 NV P110 13.5# "Reg"
CS:7500#-Test:7000psi-Pds Train:56T (D1.05)

OTIS L.Nipple "R" 4"1/2 NV L:0.39m
1 Tbg 4"1/2 NV P110 "Reg" 13.5# L:11.39m
OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2 NV L:0.39m
1 Tbg 4"1/2 NV P110 "Reg" 13.5# L:11.09m
Hallib Ratch Latch 4"1/2 New Vam
Hallib Packer "TWR" 7" 32-38#
(Compression-20T)

Ensemble Liner Weateford Type Nodeco
PBR 5" NV P110 15# L:4.98m
TSP 5" NV Long:0.91m
Liner Hanger PHR 5" NV L:1.06m
Hold Down Sub 5" NV 29-32# L:1.12m
Red 4"1/2 NV x 5" NV L:0.7m

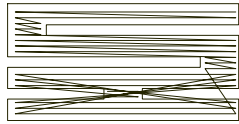
*CBL Liner (Bonne cimentation)
Cr,pin, Frais,e de 3342.69m ... 3441.80m

Perforations	
3390-3394	3411-3415
3401-3404	3417.5-3423.5
3405-3411	

11 Jts 4"1/2 NV P110 13.5# L:129.7m
Ciment, avec 2.5m³ D:1.90

Composition Liner Weateford
Sabot Liner 4"1/2 NV L:0.72m
1 Tbg 4"1/2 NV P110 L:8.64m
Float Collar 4"1/2 NV L:0.52m
1 Tbg 4"1/2 NV L:11.84m
1 Landing Collar 4"1/2 NV L:0.32m
9 Tbg 4"1/2 NV P110 L:99.34m
Red 4"1/2 NV X 5" NV L:0.7m
Hold Down Sub 5" NV L:1.12m
Liner Hanger PBR 5" NV L:1.06m
T S P 5" NV L:0.91m
P B R 5" NV L:4.98m

Sabot Guide 4"1/2 NV L:0.72m (Weatherford)
Fond initial
WORK OVER: 7.07.04

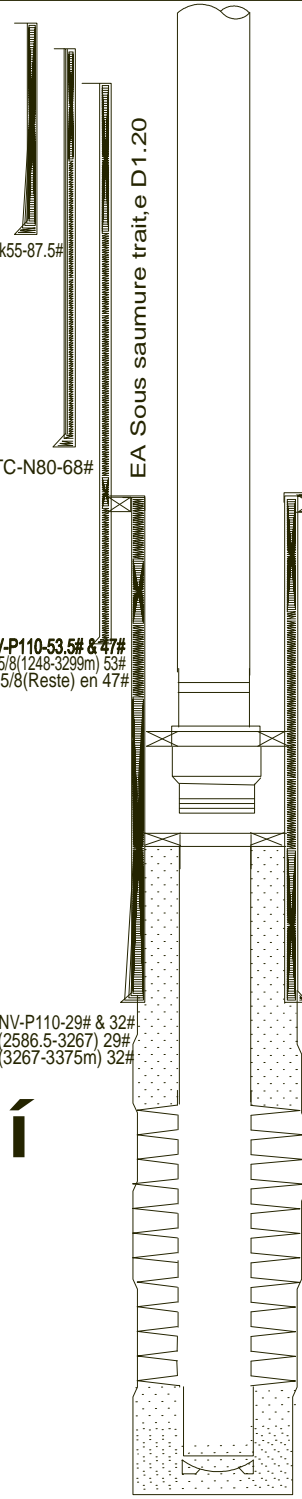


**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREE OMJ771

X : 807 842.00 -N31Deg53'24.2887"
Y : 148 580.00 -E 05Deg57'11.4601"

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/MM	SOND/TR
			526.00 18"5/8-BTC-k55-87.5#
114.30 122.00	99.57 96.39		2385.00 13"3/8-BTC-N80-68#
		2583.87	2589.00
			3300.00 9"5/8-NV-P110-53.5# & 47# 9"5/8(1248-3299m) 53# 9"5/8(Reste) en 47#
126.20	93.67	3302.50	3307.72
139.60	103.20	3313.97	3319.19
144.10	101.60	3314.28	3319.50
126.20	87.78	3317.40 3318.37 3318.87	3322.53 3323.50 3324.00
		3370.87	3376.00 7"NV-P110-29# & 32# 7"(2586.5-3267) 29# 7"(3267-3375m) 32#
114.30 122.00	99.57 96.39		
127.00	100.00	3509.87	3515.00



Olive Crown 7"1/16 Taraud.e 4"1/2NV x 4"3/4 Acme H
Ajust, avec 332 Jts 4"1/2NV N80 MP110
Csg 9"5/8 Coup, ... 16.5Cm
Tbg head Crown 13"5/8 x 11" 5000
Adaptateur Crown 11" x 4"1/16 5000
1.re VM + 2.me VM (Crown) 4"1/16 5000
Croix 4"1/16 x 3"1/8 5000

Z SOL : 170.63
Z TABLE : 179.96
Z1VM : 171.83
H.T : 9.33m
Zone : 4-HZN-Centrale

Tbg 4"1/2NV N80 MP110 13.5#
Pds train:56T(Saum D1.10)-CS:4920#-Comp:20T

Liner 7"NV-P110-32#

OTIS L.Nipple "R" 4"1/2NV L:0.41m
1 Pup Joint 4"1/2NV L:1.45m+1Jt 4"1/2NV L:9.61m
Baker Anchor seal 4"1/2NV L:0.32m
Baker Packer SABL3 7" 32-38# (comp:20T)
Red 4"1/2NV x 5" Vam L:0.20m+1Millout exten 5"Vam L:1.60m
OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2NV L:0.37m
Sabot Guide 4"1/2NV L:0.60m
Ensemble suspension Liner Weather 4"1/2NV
Liner packer-Liner Hanger-Swive

Top Cambrien : 3373m (CE)

18 Jts 4"1/2NV N80 L:192.38m
Ciment, avec 5m3 de laitier D1.90-CBL (bonne ... moyenne)

Composition du liner 4"1/2NV
Sabot Guide 4"1/2New Vam L:0.14m
1Jt 4"1/2New Vam N80 MP110 L:10.18m
1Float collar 4"1/2NV L:0.54m
1Jt 4"1/2New Vam N80 MP110 L:10.34m
1Landing Collar 4"1/2NV L:0.61m
16 Jts 4"1/2NV N80 MP110 L:163.57m
Suspension liner Weatherford 4"1/2NV L:6.50m
Long Totale du liner (Weath) L:192.38m

Sabot Guide 4"1/2NV L:0.49m
Fond initial

COMPLETION : 26.12.11

RESUME

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

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

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

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

Les traitements de matrice sont donc utilisés pour:

1. RESTAURER LA PERMEABILITE INITIALE.
 2. ACCOMPLIR UNE STIMULATION LEGERE.
 3. MAINTENIR LES BARRIERES INTER-ZONES INTACTES.
-

Summary

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

Acidification is a technique for improving the productivity or injectivity of oil and gas wells.

In a matrix stimulation, acid is injected into the formation to remove damage near the well that reduce well productivity.

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

Treatments matrix are used to :

1. RESTORE INITIAL PERMEABILITY.
2. ACHIEVING LIGHT STIMULATION.
3. KEEP THE BARRIERS INTER-AREA INTACT.