

N° Série: /2018

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

MEDDOUR Dihia

-THEME-

Traitement matriciel par acidification champ Rahlet-El-Aouda

Soutenue le : 25 / 06 / 2018 devant la commission d'examen

Jury:

Encadreur	: Mr.	ZEROUKI	Univ. Ouargla
Président	: Mm.	KORICHI	Univ. Ouargla
Examineur	: Mm.	BELMILOUDE	Univ. Ouargla

Année universitaire: 2017/2018

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

A mon très cher Père,

En témoignage et en gratitude de leurs dévouements, de leurs soutiens permanents durant toutes mes années d'études, Allah me le garde.

A toute ma famille à qui je souhaite tout le bonheur.

A tous qui me sont chers.

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH qui nous a donné la force et la Patience d'accomplir ce Modeste travail.

En second lieu, nous tenons à remercier Monsieur ALI ZERROUKI Ahmed de m'avoir encadré, s'est toujours montré à l'écoute,

très disponible tout au long de la réalisation de ce mémoire, ainsi pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'il a bien voulu me consacrer et sans lui ce mémoire n'aurait jamais vu le jour.

Nos vifs remerciements aussi à tout le personnel de SONATRACH de Direction Engineering & Production, en particulier le personnel de département technique nouvelle qui ont contribué à ma formation pratique.

Enfin, je tiens à remercier tous ceux qui, de près ou de loin, ont participé à la réalisation de ce travail.

MEDDOUR.DIHIA

[Http://maomao520.yeah.net](http://maomao520.yeah.net)

RESUME

Résumé :

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.

Le champ RAMA est un nouveau champ dans la périphérie du champ HMD, Une chute remarquable de production et de la pression de gisement ont été enregistré quelques mois plus tard et les tentatives de restauration habituels ont échoué (parfois la situation s'est aggravé : RAMA1), d'où il s'est avéré la nécessité d'analyser finement tous les paramètres et les caractéristiques des puits

Pour cela, nous nous sommes focalisé dans notre travail sur la performance des puits. Nous avons insisté sur les résultats de la minéralogie de la formation et les tests d'acidification pour proposer le plan d'intervention le plus adéquat.

Summary:

The goals of treatment are removal by acidification of clogging around the well and restore the initial permeability of the layer, but it would be wrong to conclude that the injection of an acid in a sedimentary formation always results in improved production. On the contrary, without injecting an acid previously studied in depth, can cause much more severe damage that can not be removed by very expensive treatments such as hydraulic fracturing.

The RAMA field is a new field in the periphery of the HMD field, a remarkable drop in production and reservoir pressure were recorded a few months later and the usual restoration attempts failed (sometimes the situation worsened: RAMA1), from which it became clear that all the parameters and characteristics of the wells must be finely analyzed.

For this, we focused on our work on well performance. We emphasized the results of mineralogy training and acidification tests to propose the most appropriate intervention plan.

Mots clés :

Traitement matricielle, Acidification, endommagement, skin

SOMMAIRE

SOMMAIRE

Dédicace	
Remerciement	
Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Introduction.....	A
CHAPITRE I : PRESENTATION DE CHAMP	
I.1.historique de champ	01
I.2.Situation géologique de champ RAA	02
I.3.Situation géographique.....	04
I.4.La série litho-stratigraphique du champ RAA.....	05
I.5.Cadre structural du champ RAA	07
I.6.Propriétés et qualité du réservoir	08
CHAPITRE II : NOTIN SUR L'ENDOMMAGEMENT –SKIN	
II.1. Signification et définition de l'endommagement.....	10
II.2.Localisation de l'endommagement	10
II.2.1.Au fond du puits	10
II.2.2.A la paroi du puits.....	10
II.2.3.Aux abords des puits.....	10
II.2.4.Accumulations des particules	10
II.3.L'origine et causes de l'endommagement de la formation.....	11
II.3.1.Endommagement dû à la formation.....	12
II.3.2. Endommagement dû aux opérations sur puits (le forage, work-over et snubbing).....	13
II.3.3.Endommagement dû aux perforations.....	14
II.3.4.Invasion du filtrat de ciment.....	14
II.3.5.Endommagement dû à la stimulation.....	15
II.3.6.Endommagement dû à l'injection d'eau.....	15
II.4 .Signification Physique de L'endommagement	15
II.4.1. Modification de la perméabilité	15
II.4.2.Chute de pression supplémentaire	16
II.5. Notion de skin (coefficient d'endommagement)	17
II.5.1. Définition.....	17
II.5.2.Effet de skin sur la perméabilité	17
II.5.3.Effet de skin sur la productivité	19
CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION	
III.1.notion de stimulation	20
III.2.Les principaux types de stimulation.....	20
III.2.1.La fracturation hydraulique	20
III.2.2.La fracturation à l'acide.....	20
III.2.3.L'acidification matricielle.....	20
III.3.Définition d'acidification.....	20
III.4.objectifs d'une acidification.....	21
III.5.Les types d'acidification.....	21
III.6.critères pour une acidification.....	22

SOMMAIRE

III.7.la chimie de l'acidification.....	23
III.7.1.Les acides	23
III.7.1.1.Acide chlorhydrique	23
III.7.1.2.Mud acid.....	23
III.7.1.3.Mud and silt remover.....	24
III.7.1.4.Acides organiques.....	24
III.7.1.5.Clay acid.....	24
III.7.2.Les additifs.....	25
III.7.2.1.Les tensioactifs.....	25
III.7.2.2.Les inhibiteurs de corrosion.....	25
III.7.2.3.Les dés émulsifiants et anti-sludges.....	25
III.7.2.4.Les agents de contrôle du fer	26
III.7.2.5.Les stabilisateurs d'argile.....	26
III.7.2.6.Les agents moussants.....	26
III.7.3.Réactions secondaires.....	26
III.7.3.1.Précipitations de CaF ₂ (fluorure de calcium)	27
III.7.3.2.Précipité de fluorosilicate.....	27
III.7.3.3.Précipités métalliques.....	28
III.7.4.Choix de l'acide.....	28
III.7.4.1.La minéralogie de la formation.....	28
III.7.4.2.La perméabilité.....	31
III.7.4.3.Les conditions physiques de puits	31
III.7.5.Guide de sélection du type d'acide.....	31
III.8.Les différentes étapes d'un traitement à l'acide.....	34
III.8.1.Le Tube clean.....	34
III.8.2.Le traitement matriciel.....	34
III.8.2.1.le préflash.....	34
III.8.2.2.Le traitement principal	35
III.8.2.3.L'overflush.....	35
III.8.3.Le dégorgement du puits.....	35
III.8.4.Placement des fluides de traitement.....	35
III.8.5.Diversion du traitement.....	36
III.8.5.1.Diversion mécanique	36
III.8.5.2.Diversion a la mousse (la plus utilisée).....	36
CHAPITRE IV : CALCULS NECESSAIRES POUR L'ACIDIFICATION	
IV.1. Introduction.....	37
IV.2. Calcul du volume d'acide nécessaire pour l'acidification.....	37
IV.2.1. méthode du calcul géométrique.....	37
IV.2.2. méthode du test ARC au laboratoire.....	38
IV.2.2.1. Procédure de test ARC	39
IV.2.2.2. La courbe ARC.....	41
IV.2.3. Utilisation des logiciels	44
IV.3.calcul du débit d'injection	44
IV.4.calcul de la pression maximale d'injection.....	45
IV.4.1. La pression de traitement au fond du puits	45
IV. 4.2.La pression hydrostatique.....	46
IV.4.3. Les pertes de charge dans le CCE	46

CHAPITRE V : ETUDE DES Puits RAA2.RAMA1

SOMMAIRE

V.1.Performance des puits (RAA2, RAMA1)	47
V.1.1. Le puits RAA2.....	47
V.1.2.Le puits RAMA1.....	49
V.2.Stimulations réalisées	51
V.2.1.Le but.....	51
V.2.2. Stimulations réalisées pour le puits RAA2 [Clean out et squeeze réformat Matrix acidizing par Mud acide (6%-1%)]......	52
V.2.2.1.La complétion de puits	52
V.2.2.2.Caractéristiques géologiques.....	52
V.2.2.3.les étapes de Traitement.....	52
V.2.2.3.1.Les équipements	52
V.2.2.3.2. les produits.....	52
V.2.2.3.3.La procédure de l'opération.....	52
V.2.3.Stimulation réalisée pour RAMA1 TubeClean + Reformat + Mud Acid (6-1.5)	54
V.2.3.1.Complétion.....	54
54-V.2.3.2.Caractéristiques géologiques.....	54
V.2.3.3.La procédure de traitement.....	54
V.3.Analyse des résultats des tests ARC.....	56
V.3.1.Etapes du Test de déplacement.....	57
V.3.2.Les résultats de test ARC pour le puits RAA2.....	59
V.3.3.Interprétation des résultats des tests de déplacement à l'acide sur les échantillons du puits RAA-2.....	61
V.3.4.Les résultats de test ARC pour le puits RAMA1.....	65
V.3.5.Interprétation des résultats des tests de déplacement à l'acide sur les échantillons du puits RAMA-1	66
Conclusion.....	71
Recommandations.....	72
Bibliographie	
Annexes	

LA LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : localisation du champ de Rahlet-el-Aouda (RAA-RAMA1) par rapport l'Algérie-

Figure I.2 : localisation du champ de Rahlet-el-Aouda (RAA-RAMA) par rapport HMD

Figure I.3 : position du champ de Rahlet-el-Aouda (RAA-RAMA)

Figure I.4 : carte en isobathe à discordance hercynienne du champ RAA.

Figure I.5 : modèle structurale 3D du champ RAA.

Figure I.6 : projection 2D de la série inferieure du trias en coordonnées Lambert réseau des failles.

Figure II.1 : localisation du colmatage

Figure II.2 : influence du skin sur la productivité.

Figure III.1 : acidification matriciel

Figure III.2 : traitement avant et après l'injection d'acide

Figure III.3: Guide de sélection de l'HCl

Figure III.4: Guide de sélection d'HF

Figure IV.1 : position de la carotte en cours du test ARC

Figure IV.2: test d'endommagement

Figure IV.3: test d'acidification

Figure IV.4: effet de l'acide sur la porosité de l'échantillon

Figure IV.5: courbe de réponse à l'acide (6% HCL – 1,5% HF) (puits OKM57)

Figure V.1 : historique de production de puits RAA2

Figure V.2 : Historique de production du puits RAMA1.

Figure V.3 : PLT de puits RAMA1

Figure V.4 : Minéralogie des carottes du puits RAA2

Figure V.5 : minéralogie sur les carottes du puits RAMA1

LA LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : Coordonnées du permis d'exploitation Rahlet el Aouda en UTM 32 – NorthSahara 1959

Tableau.I.2 : Paramètres pétro-physiques moyennes des puits du champ RAA.

Tableau IV.1 : Mesures et calculs au cours du test ARC (puits OKM57).

Tableau V.1 : Analyse des dépôts de puits RAA2.

Tableau V.2: Les interventions sur le puits.

Tableau V.3 : Analyse des dépôts de puit RAMA1.

Tableau V.4: Historique d'intervention sur le puits RAMA1.

Tableau V.5: Formulations des acides utilisés.

TableauV.6 : Résultats des tests ARC sur les puits RAA2.

TableauV.7: Résultats pétrographiques du puits RAA-2 (Avant acidification).

TableauV.8 : Résultats pétrographiques du puits RAA-2 (Après acidification).

TableauV.9 : Résultats pétrographiques du puits RAMA-1 (Avant acidification).

TableauV.10 : Résultats pétrographiques du puits RAMA-1 (Après acidification).

Liste des abréviations

q : débit d'huile conditions (m^3/s)

h : hauteur du réservoir (m)

μ : viscosité d'huile (kg/ (m.s))

Pr : pression de gisement (Pa)

Pg : pression de gisement (Pa)

Pri : pression de réservoir initiale (Pa)

Pb : pression de bulle (Pa)

Pwf : pression de fond dynamique (Pa)

Pws : la pression de fond statique (Pa)

re : rayon de drainage (m)

S: skin

IP: inflow relations chip performance

k: perméabilité du réservoir. (md)

ks : perméabilité de la zone endommagée. (md)

rs : rayon de la zone endommagée (m)

rw : rayon du puits (m)

CTU: unité de coiled tubing

ID : diamètre intérieur du tubing (m)

GOR : gaz oil ratio (m^3/m^3)

Ql : débit de liquide (m^3/s)

Wcut : la quantité d'eau produite

DST: drill stem test

IP: index de productivité

CaCO₃ : Les carbonates de calcium

BaSO₄ (H₂O), BaSO₄, SrSO₄: Les sulfates

NaCl : Le chlorure de sodium

FeS, Fe₂O₃, FeCO₃ : Les produits de corrosion du fer

INTRODUCTION

Introduction :

L'exploitation d'un gisement d'hydrocarbure conduit inévitablement à une diminution de la production des puits. Ce phénomène est provoqué soit par une déplétion naturelle ou par un endommagement de la couche productrice, particulièrement aux abords du puits.

L'endommagement peut avoir plusieurs origines et se manifeste par une réduction de la perméabilité relative de l'huile. Ce phénomène est le résultat du colmatage de la matrice par des dépôts de matières minérales et organiques ou d'une inversion de la mouillabilité de la roche réservoir.

Le but d'un traitement matriciel par acidification est l'élimination d'un colmatage aux abords du puits et la restauration de la perméabilité initiale de la couche, mais il serait faux d'en conclure qu'une telle opération entraîne toujours une amélioration de la production. Bien au contraire, injecter un acide sans une étude approfondie et des considérations préalables peut provoquer un endommagement beaucoup plus sévère (cas de RAA2 et RAMA1), car la minéralogie et les caractéristiques géologiques de la roche ainsi que la nature de l'acide et sa formule n'étaient pas bien étudiée, car avant toute acidification dans un champ inconnu une étude bien spécifique est nécessaire.

Il convient donc de prendre toute précaution savant d'entamer un programme d'acidification dans un champ inconnu et cela en prenant en compte les caractéristiques géologiques du réservoir en question, la nature de l'endommagement et des tests effectués au laboratoire, pour un choix adéquat de la formule de l'acide a utilisé et dans le but d'éviter toute incompatibilité et réaction secondaire avec les composants et les fluides présents dans la roche. Dans ce mémoire, avant de rentrer dans la partie pratique, nous avons axé sur les quatre chapitres :

Chapitre I : présentation générale sur le champ Rahlet-al-Aouda.

Chapitre II : notion sur l'endommagement de la formation et de skin.

Chapitre III et IV : la théorie ; chimie de l'acidification et calculs nécessaires pour l'acidification.

La dernière partie est consacrée à l'évaluation et l'interprétation des résultats des puits étudiés pour arriver à des conclusions et des recommandations.

CHAPITR I
PRESENTATION DE CHAMP

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP

I.1.historique du champ :

Le champ de Rahlet-El-Aouda a été découvert en 2010 et exploité en 2016 par Sonatrach en effort propre, n'a jamais atteint sa capacité nominale prévue de 25000 barils/jour, et une chute brusque de production rend son étude intéressante vue à son complexité géologique.

Le gisement d'huile de Rahlet Al-Aouda (RAA) est situé dans le périmètre de recherche et d'exploitation de Touggourt EST (blocs : 415a/ 424b) dans le bassin d'Amguid Messaoud. La série inférieure du réservoir triasique a été découverte par le premier forage d'exploration RAA1 en 2010 qui a donné un résultat encourageant (10.15m³/h). Quatre ans plus tard, deux puits de délinéation, RAA2 et RAMA1 ont été foré pour confirmer le potentiel de la structure et c'était le cas. Les deux puits ont donné respectivement 32.3 et 23.8 (m³/h). Nous avons décidé de développer le gisement d'une manière prudente (déplétion naturelle) par le forage de ERAA1 et NRAA1 en 2015 et les résultats étaient encore fois encourageantes.

En 2016, nous avons mis le champ en phase de production et les forages ont continué dans le sud et l'ouest de la région, mais malheureusement sans résultat dans WRAA1 et SRAA1. C'est ainsi par les informations tirées à partir des 7 puits que nous avons opté dans les prochains forages à aller vers l'Est et le Nord de la région avec le forage d'ERAMA1 en fin 2016, RAA3 en début 2017 et NRAA2 en fin 2017. Les puits encourus du forage, RAA4 et RAA5, ont été implanté de manière à couvrir la surface jugée imprégné d'huile.

Suite au démarrage de la production d'huile dans le champ en Juillet 2016, la majorité des puits ont subi une perte énorme en productivité (le puits RAA2 a perdu la moitié en 5 mois) avec un déclin rapide de la pression de gisement (une chute de 150 Bars dans 12 mois). D'où il était incontournable de réajuster le plan de développement, préciser les définitions des paramètres pétro-physiques et dynamiques et agir plutôt à l'échelle puits et à l'échelle global du champ à la fois.

Ce qui était remarquable est que la structuration en blocs de ce réservoir n'est pas purement stratigraphique, nous avons trouvé des variations importantes d'un bloc à celui à côté dans la minéralogie, la nature du fluide, la nature des sédiments récupérés et la tendance des pressions. D'où il était indispensable d'analyser finement chaque puits séparément et utiliser la corrélation entre les puits quand le fait le permet.[1]

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP

I.2.Situation géologique de champ RAA :

Le champ de Rahlet-el- Aouda ou Rhourd El-Ammar (RAMA) revient au même gisement situé au sud-est de l'Algérie(Figure I.1)et nord-est du champ HMD (Figure I.2), Il est situé dans le périmètre de Touggourt Est (blocs : 415a/ 424b) dans le bassin d'Amguid Hassi Messaoud, il se trouve à 65Km au Nord-Est de gisement de Rhourde Chegga(RDC), et à 10km et 35 km à l'Est des gisements de Bir Sbâa (BRS) et de Mouia Ouled Messaoud (MOM) respectivement(Figure I.3).



Figure I.1 :localisation du champ de Rahlet-el-Aouda (RAA-RAMA1) par rapport l'Algérie-



Figure I.2 : localisation du champ de Rahlet-el-Aouda (RAA-RAMA) par rapport HMD

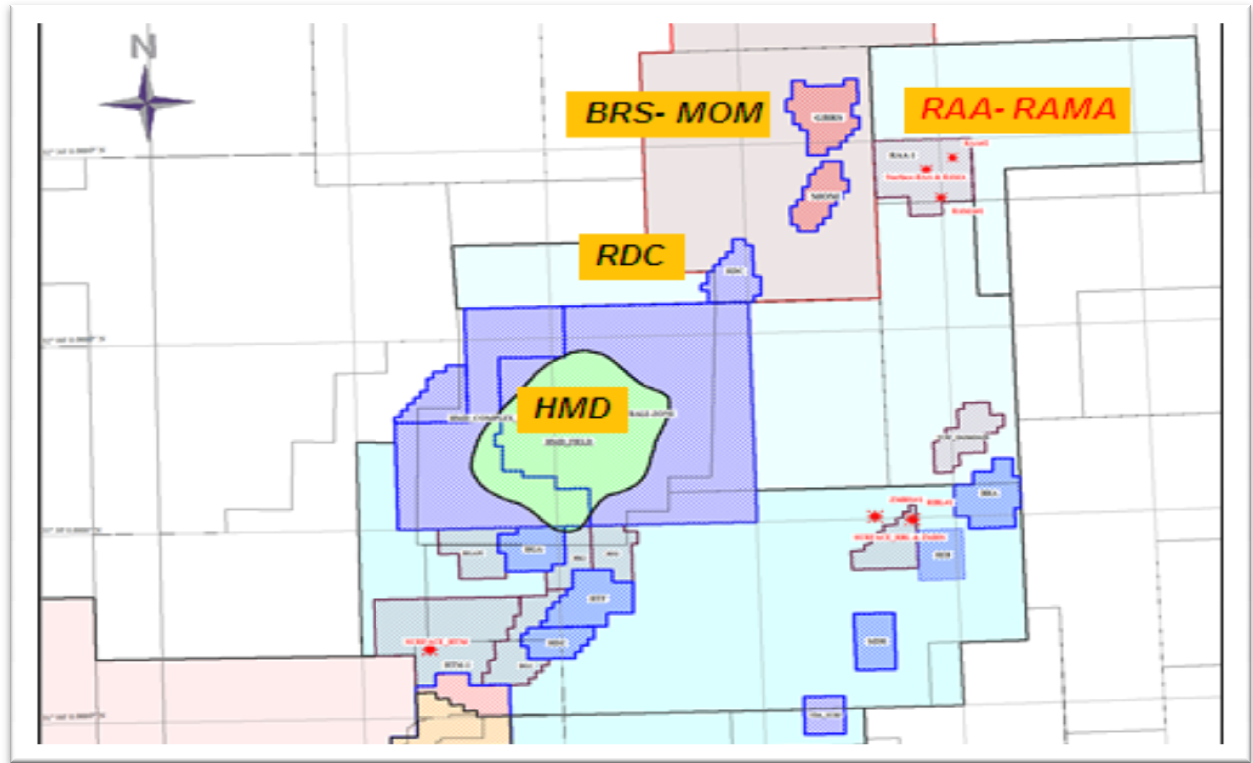


Figure I.3 : position du champ de Rahlet-el-Aouda(RAA-RAMA)

Le réservoir Triasique (Série Inférieure) représente l'objectif principal du champ, il a été découvert par le forage du premier puits d'exploration RAA1 en 2010. Les Grès de Ouargla représentent, néanmoins un objectif secondaire, suite aux bons résultats des puits ultérieurs (RAA2-2014 et NRAA1-2016).

La région d'étude se trouve dans un environnement pétrolier très favorable compte tenu de sa position contiguë au gisement de Hassi Messaoud, lui conférant ainsi un intérêt tout particulier, ajouter à cela les découvertes d'huile obtenues dans les gisements de HBHJ, MOM, BRS et récemment les résultats encourageants obtenus par les forages des puits dont les tests réalisés au droit du réservoir Trias « Série Inférieure » ont montré d'excellents résultats.

L'analyse de la carte en isobathes(Figure I.4)à la DH montre que la région est caractérisée par une structuration en blocs (horst et graben), morcelée par des failles normales NE-SW à N-S avec l'existence de failles décrochantes de direction Est-Ouest.[1]

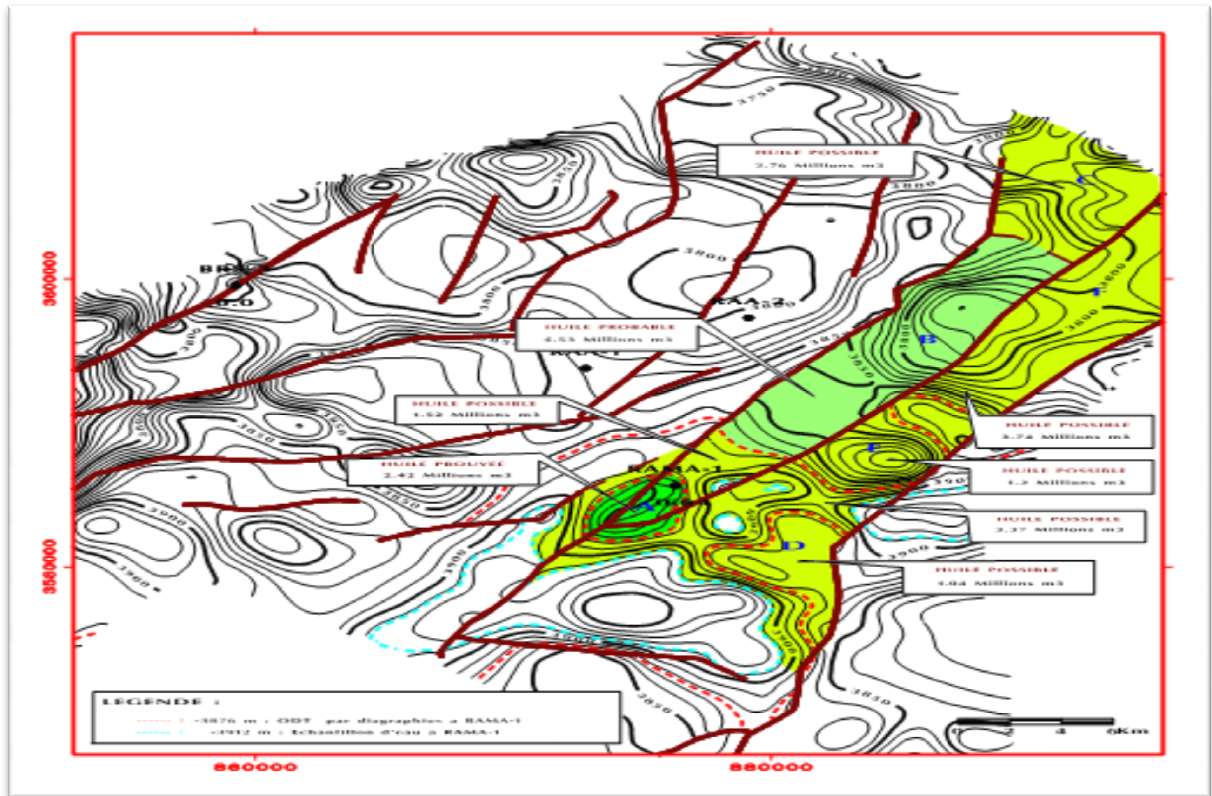


Figure I.4 : carte en isobathe a discordance hercynienne du champ RAA.

I.3.Situation géographique :

Le tableau I.1 présente les coordonnées géographiques et UTM32 des points définissant ce périmètre. La zone du permis est délimitée par les méridiens géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport au méridien international d'origine, et par les parallèles géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport à l'équateur.

Les méridiens et parallèles géographiques sont définis par l'Ellipsoïde de Clarke 1880 (Afrique du Nord) et par le système de référence du Sahara du Nord. Les coordonnées en plan (quadrillage) décrivant le périmètre sont exprimées dans le système de projection Universal Transverse Mercator (UTM 32 -North Sahara 1959).[1]

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP

Sommet	Géographiques		UTM-32	
	Longitude	Latitude	X_UTM_32	Y_UTM_32
1	6°57'00"	32°30'00"	312 272.70	3 606 588.71
2	7°05'00"	32°30'00"	320 095.93	3 606 444.66
3	7°05'00"	32°24'00"	319 896.39	3 595 357.34
4	7°02'00"	32°24'00"	329 294.48	3 595 192.84
5	7°02'00"	32°19'00"	329 168.69	3 587 801.56
6	6°57'00'	32°19'00"	326 033.71	3 587 855.36
7	6°57'00'	32°23'00"	326 001.72	3 586 007.53
8	6°56'00'	32°23'00"	315 027.07	3 586 203.47
9	6°56'00'	32°24'00"	314 857.26	3 576 964.15
10	6°54'00"	32°24'00"	307 010.82	3 577 111.24
11	6°54'00"	32°27'00"	307 152.39	3 584 502.85
12	6°56'00"	32°27'00"	305 584.23	3 584 533.03
13	6°56'00"	32°29'00"	305 619.95	3 586 380.96
14	6°57'00"	32°29'00"	302 484.19	3 586 442.08
Superficie = 246.30 Km²				

Tableau I.1 : coordonnées du permis d'exploitation Rahlet el Aouda en UTM 32 –north sahara 1959

I.4.La série litho-stratigraphique du champ RAA :

La série litho-stratigraphique des réservoirs Triasique et Ordovicien du gisement de Rahlet El-Aouda sont constitués de bas en haut par :

Les Quartzites de Hamra: liées à un environnement marin proximal. Cette formation est souvent décrite comme massive et compacte, d'une épaisseur moyenne de 63 m et constituée de grès blanc à gris-blanc, fin à moyen, localement grossier, silico-quartzitique à quartzitique, compact, dur avec des passées d'argile noire, silteuse et feuilletée. Un maximum d'épaisseur est observé au niveau du puits RAA3 avec 82m, elle se réduit pour atteindre 22m au niveau du puits ERAA1 et sans aucune trace au nord, au niveau des puits NRAA1 et NRAA2.

Les Grès d'Ouargla: Grès gris blanc fin à très fin silico-argileux, friable avec passée d'argile et de banc quartzitique dur. Un maximum d'épaisseur est observé au niveau du puits SRAA1 avec 142.5m, il se réduit progressivement vers le Nord-Est de la région pour atteindre 13m au niveau du puits RAA3 et 0m dans les puits ERAA-1 et NRAA-1 et NRAA2.

Les argiles Micro-conglomératiques : Argile grise à gris foncé, silteuse, tendre à indurée avec inclusions de grains de quartz Subarrondi ; trace de grès gris-blanc fin à très fin, silico-argileux. Son épaisseur moyenne est 54m.

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP

Dalle de M'Kratta : formation silico-clastique d'environnement glaciaire, ce sont des grès blancs à gris-blanc, fin à moyen, siliceux, dur avec fines passées d'argile silteuse.

Dans cette formation les variations de faciès sont extrêmement importantes et rapides.

Elle a été rencontrée qu'au niveau des puits RAA1 et RAA3 avec 11m, 19m respectivement.

Le Trias (Série inférieure) : c'est une alternance d'argile brun rouge et vert, tendre à indurée, légèrement carbonatée, présence des roches éruptives, ainsi que de grès brun rouge, fin à moyen. L'épaisseur de ce réservoir est variable avec une moyenne qui vaut 60m. L'épaisseur maximale rencontrée est 120m, au niveau du puits RAA1. L'épaisseur minimale était 35m, retrouvée dans RAA3 et pourtant il est distant de RAA1 de 6km seulement.

Trias T2 +T1 : Argile brun – rouge à brune et grise à gris verdâtre, indurée, silteuse, dolomitique avec niveaux de dolomie blanche et beige, micro cristalline à cristalline, dure, par endroit argileuse moyennement dure et intercalations de grès brun - rouge, très fin à fin, micacé, argileux à argilo-dolomitique. Il est la plus grande couche dans cette stratigraphie, le maximum d'épaisseur est observé aux niveaux des puits ERAMA1 avec 231m et le minimal est 127m, enregistré au niveau du puits RAA1.

Le Silurien : Elle est le principal niveau roche mère connu sur toute la plate-forme saharienne grâce à un niveau basal d'argiles radioactives gris noir à noires très riche en matière organique. Quelques régions en sont dépourvues par suite de l'érosion hercynienne. Cette roche mère est à l'origine de la génération des hydrocarbures et du remplissage des réservoirs Cambro-ordoviciens et triasiques. La migration d'huile s'est effectuée sur une longue distance, à travers les réseaux de failles et de fractures. Ces accidents sont bien les voies de migration des hydrocarbures de la roche mère silurienne vers les différents réservoirs.

Cette roche mère est à l'origine de la génération des hydrocarbures et du remplissage des réservoirs Cambro-ordoviciens et triasiques. La migration d'huile s'est effectuée sur une longue distance, à travers les réseaux de failles et de fractures. Ces accidents sont bien les voies de migration des hydrocarbures de la roche mère silurienne vers les différents réservoirs.

La couverture sédimentaire est constituée par les formations allant des séries Paléozoïques au Cénozoïque. Elle est souvent tronquée par la Discordance Hercynienne, dont l'épaisseur moyenne est d'environ 4000m. tous les puits forés actuellement au niveau du champ RAA. [1]

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP

I.5.Cadre structural du champ RAA :

Le champ RAMA-RAA a été couvert par un programme sismique 2D TGT de qualité satisfaisante avec une superficie de 720 km². Un programme 3D RAA (sismique acquise en 2011 et traitée en 2013) d'une superficie de 1097 km² recouvre l'ensemble des structures de RAA. Des profils sismiques 2D des campagnes 95 et 96-TGT et 98 ZB ont été intégrés pour un meilleur contrôle des structures puisque d'autres forages ont été réalisés à l'extérieur du périmètre Touggourt Est.

A la base du cube sismique du champ RAA et la conversion temps-profondeurs, un modèle structurale 3D de la série inférieure du trias a été établis par le logiciel PETREL pour identifier la géométrie de ce réservoir et le type de ce piège à hydrocarbures.

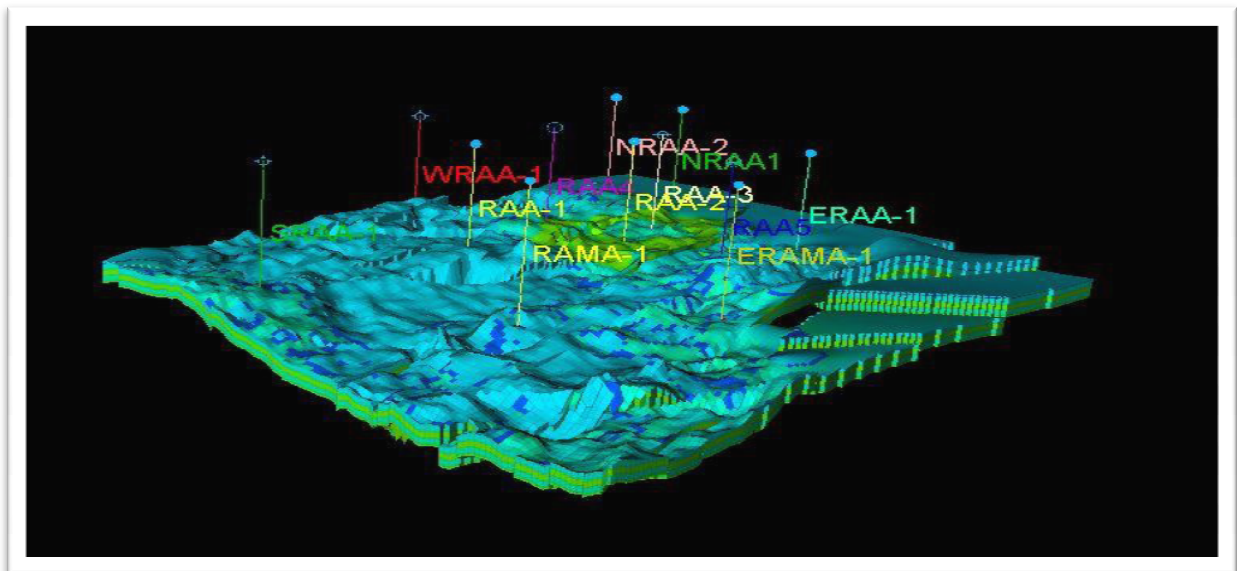


Figure I.5 :modèle structurale 3D du champ RAA.

Nous ne constatons que la SI du champ RAA à une forme monoclinale dont l'extension en dehors du périmètre d'exploitation reste ouverte à plusieurs suppositions du fait que la région est très accidentée.

Cette région est caractérisée par un réseau de faille intense, de type direct, indirect et décrochant.

D'où la compartimentation du réservoir en blocs. Nous représentons les failles majeures entre les puits de la région dans cette figure 2D. [1]

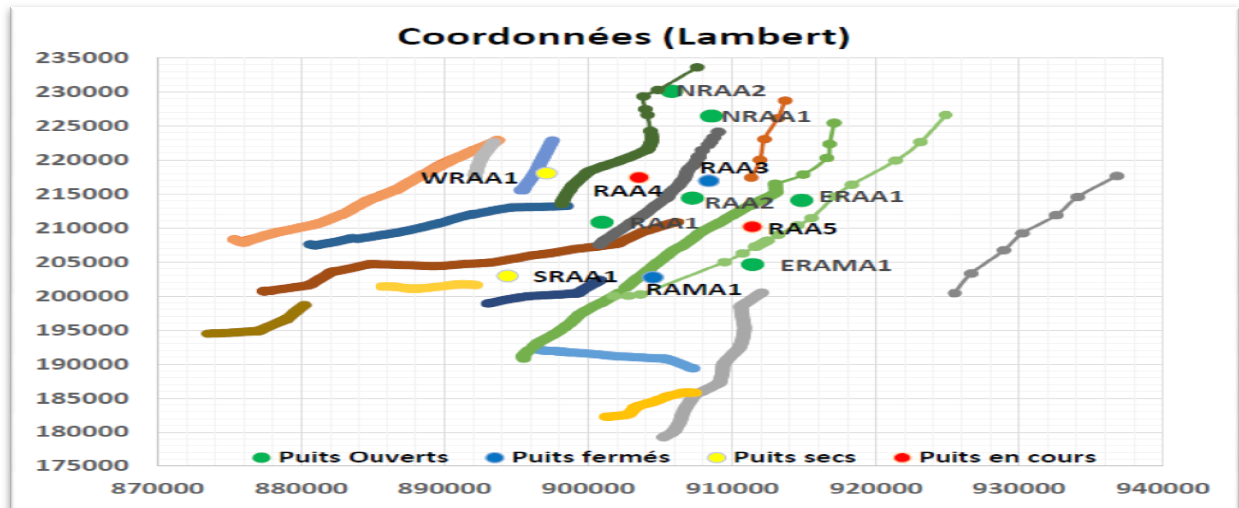


Figure I.6 : projection 2D de la série inférieure du trias en coordonnées Lambert réseau des failles.

I.6. Propriétés et qualité du réservoir :

Le principal réservoir est la série inférieure d'âge triasique, Il constitue l'essentiel du potentiel réservoir du périmètre d'exploitation RAA. Les réservoirs secondaires sont les Grès d'Ouargla et Quartzites de Hamra d'âge Ordovicien. Leur épaisseur dépend du degré d'érosion causé par la Discordance Hercynienne.

La SI du champ RAMA est caractérisé par des bonnes propriétés pétro-physiques, mieux même que celles du champ HMD mais elle est caractérisée par de faibles épaisseurs de réservoir. On peut les considérer des patates d'huile qui apparaissent et disparaissent rapidement. La majorité des mesures indiquent des porosités supérieures à 5%, avec une valeur moyenne de 10%. Les mesures de perméabilités à partir des carottes montrent des perméabilités variant entre 0.1 jusqu'à 1000 md avec une variation de 22-66 md issue de l'interprétation des tests de puits. La teneur en argile et la saturation initiale en eau sont dans l'habituel.

L'évaluation pétro-physique des puits du périmètre de RAA a été réalisée en utilisant le module ELAN PLUS (voir l'élan des puits RAA1, RAA2, RAMA1 au niveau de la SI dans l'annexe). [1]

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP

Les hypothèses suivantes ont été considérées :

- Le volume d'argile est calculé en utilisant la combinaison GR-RHOB-NPHI,
- La porosité effective a été déterminée à partir de la combinaison neutron – sonique,
- La porosité effective a été corrigée de l'effet d'argile,
- La résistivité de la zone vierge est prise comme étant la résistivité profonde mesurée par l'induction profonde, La résistivité de l'eau de formation est déduite à partir de la salinité régionale qui est de l'ordre de 300 à 320g/l,
- L'évaluation de la saturation a été faite en se basant sur les valeurs de l'exposant de saturation ($n=2$), le facteur de tortuosité ($a=1$) et coefficient de cimentation peut varier selon la compaction de la formation.

Les cut-off pris en considération dans cette interprétation sont définis comme suit :

- Une porosité effective de 5%,
- Une saturation en eau (S_w) de 50%,
- Un volume d'argile de 45%.

Le tableau suivant représente les valeurs moyennes des paramètres pétro-physiques des puits évalués en face de la série inférieure. Le puits RAA3 s'est retrouvé dans une zone d'aquifère.

Puits	Réservoirs	Net Pay(m)	Porosité(%)	Sw (%)
RAA-1	Trias SI	05	10	19
	Grès d'Ouargla	04	05	42
	Quartzite de Hamra	28	07	35
RAA-2	Trias SI	08	10	19
	Grès d'Ouargla	07	09	20
RAMA-1	Trias SI	06	7.5	10
ERAA1	Trias SI	09	06	-
NRAA1	Trias SI	21	08	30

Tableau.I.2 : Paramètres pétro-physiques moyennes des puits du champRAA

Le champ RAA revient à une bonne porosité et perméabilité du milieu sauf qu'il est limité par les faibles épaisseurs que nous trouvons difficile de comprendre leurs distributions.

Il apparait un volume de 30 millions de m³ de l'huile en place contenu dans ce volume rocheux.[1]

CHAPITRE II
NOTIN SUR L'ENDOMMAGEMENT –
SKIN

CHAPITRE II : NOTIN SUR L'ENDOMMAGEMENT – SKIN

II.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 voir même le tubing de production.

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

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

II.2.1. Au fond du puits :

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

II.2.2. A la paroi du puits :

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

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

II.2.3. Aux abords des puits :

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

- La zone envahie :

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

CHAPITRE II : NOTIN SUR L'ENDOMMAGEMENT – SKIN

- ✓ 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.

II.2.4. Accumulations des particules :

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

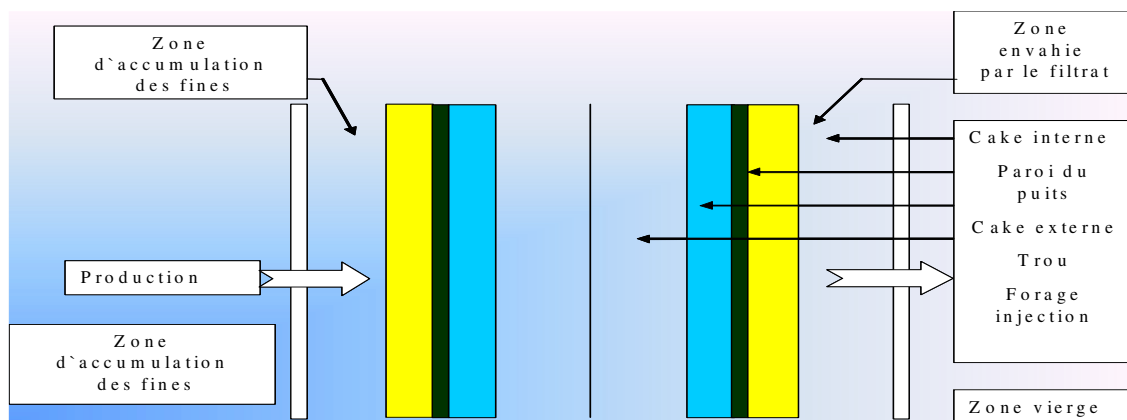


Figure II.1 : localisation du colmatage

II.3. L'origine et causes de l'endommagement de la formation :

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. [3]

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 sont les suivantes :

II.3.1. 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. Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever, parmi lesquels nous citerons :

➤ 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 perforations voir même du tubing de production.

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

➤ Dépôts organiques (asphaltènes)

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

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

- Les asphaltènes peuvent se déposer partout (matrice, perforation, 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.

➤ 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.[3]

➤ **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'ajoute d'un anti dépôt (AD 32) ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim.

➤ **Migration des fines**

Les particules endommagantes 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.

➤ **Gonflement et dispersion des argiles**

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion,

Ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité. D'autres types d'argiles comme la Kaolinite, L'illite et la Chlorite peuvent être dispersées et bloquent par la suite le canal du pore.

II.3.2. Endommagement dû aux opérations sur puits (le forage, work-over et snubbing):

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

➤ **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

CHAPITRE II : NOTIN SUR L'ENDOMMAGEMENT – SKIN

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 que 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 quand :

- * 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 formation vers le fond de puits à cause de la viscosité de l'émulsion).

II.3.3.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.

II.3.4.Invasion du filtrat de ciment :

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement.[3]

II.3.5. 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).

II.3.6. 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.

II.4 .Signification Physique de L'endommagement :

II.4.1. Modification de la perméabilité :

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

La loi de DARCY (Equation II.1) 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 :

$$P_G - P_{wf} = \frac{\mu Q_f}{4\pi K_i h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} \right) \dots\dots\dots (II.1)$$

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 ;

CHAPITRE II : NOTIN SUR L'ENDOMMAGEMENT – SKIN

P_G : pression de la limite de drainage du puits ;

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

II.4.2.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.

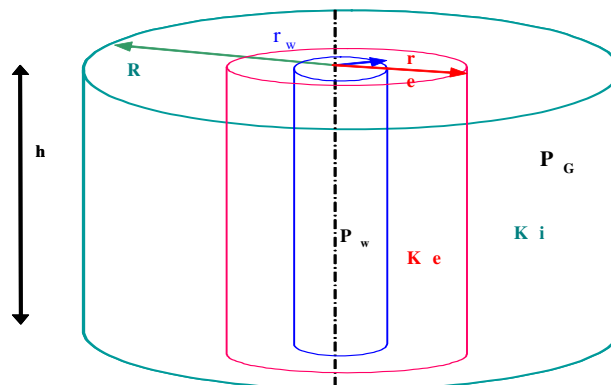
Dans le cas d'un colmatage du réservoir, on aura deux couronnes cylindriques de limites a , r et R et deux perméabilités respectives K_e et K_i .

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 radiale.[4]

CHAPITRE II : NOTIN SUR L'ENDOMMAGEMENT – SKIN

Alors d'après l'équation (II.1) on obtient la chute de la pression due au colmatage de la formation par la formule suivante (Equation II.2):

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

II.5. Notion de skin (coefficient d'endommagement) :

II.5.1. Définition :

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

Le skin représente une perte de charge supplémentaire (ΔP skin) localisée aux abords du puits

II.5.2.Effet de skin sur la perméabilité :

La perméabilité est le paramètre clé pour le producteur. Elle 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 :

La loi de Darcy suppose que :

$$Q = A \cdot \frac{K}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx}$$

- Il y a qu'un seul fluide présent (écoulement monophasique).

CHAPITRE II : NOTIN SUR L'ENDOMMAGEMENT – SKIN

- Le régime d'écoulement soit laminaire.
- L'écoulement est permanent.
- Le milieu soit homogène et isotrope.
- Le fluide est incompressible.

Le rayon **re** et la perméabilité **Ke** de la zone endommagée sont reliés au Skin par l'expression de Hawkins (II.4) :

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots(II.4)$$

S : skin ;

K : perméabilité du réservoir (zone non endommagée) ;

Ks: perméabilité de la zone endommagée ;

rs: rayon de la zone endommagée ;

rw: rayon du puits.

On voit que si :

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

CHAPITRE II : NOTIN SUR L'ENDOMMAGEMENT – SKIN

II.5.3.Effet de skin sur la productivité :

L'indice de productivité (IP) (II.5) d'un puits est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement, c'est un potentiel du puits et s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent par :

$$IP = \frac{Q}{P_G - P_f}$$

.....(II.5)

La connaissance de l'**IPR** (Inflow Performance Relationship) et l'équation de **Hawkins** sont essentielles pour comprendre l'effet d'endommagement (SKIN) de la formation sur la productivité du puits.[4]

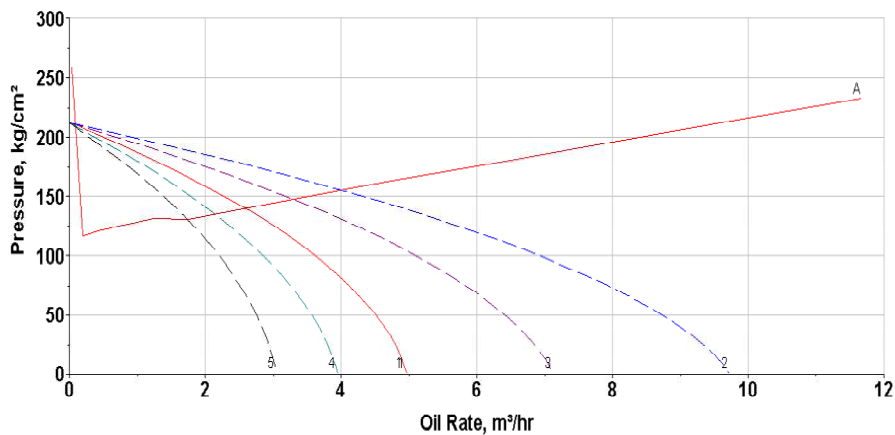


Figure II.2 : influence du skin sur la productivité.

CHAPITRE III
THEORIE D'ACIDIFICATION

CHAPITRE III : THEORIE D'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, en d'autres termes la stimulation est toute opération qui vise à restaurer la perméabilité aux abords du puits.[2]

III.2.Les principaux types de stimulation :

III.2.1.La fracturation hydraulique :

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

III.2.2.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.

III.2.3.L'acidification matricielle :

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.

III.3.Définition d'acidification :

Parmi les traitements matriciels les plus appliqués pour améliorer la productivité des puits, on trouve la stimulation par acidification.

L'acidification est une technique qui consiste à injecter des solutions d'acides mélangées avec des additifs, selon qu'elle vise à restaurer les caractéristiques initiales de la roche ou à les améliorer, L'acide est le produit essentiel dans une opération de stimulation matricielle par acidification, ils sont injectés dans la formation avec une pression inférieure à la pression de

CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

fracturation de la roche. La technique d'acidification matricielle est surtout efficace quand la perméabilité naturelle de la roche est bonne.[4]

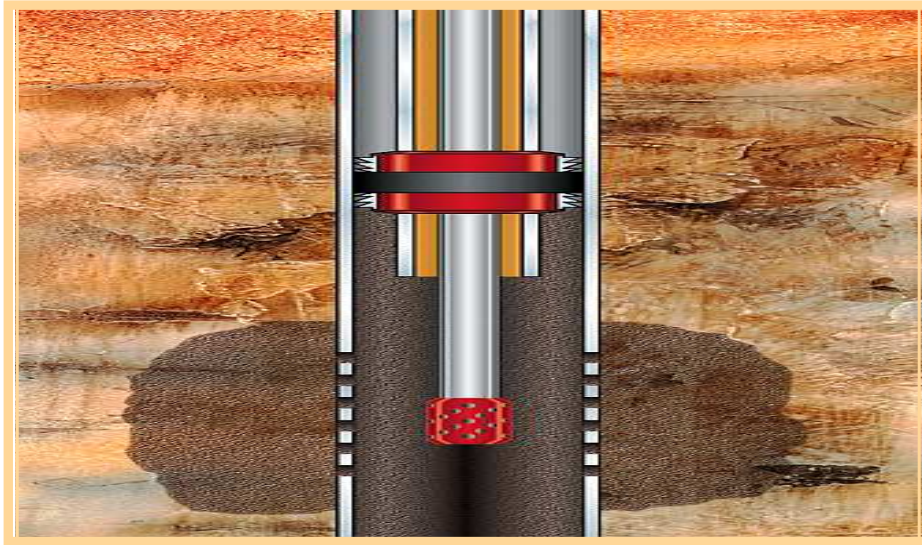


Figure III.1 : acidification matriciel

III.4.objectifs d'une acidification :

Un traitement à l'acide a pour objectif principale de dissoudre soit la roche ou les matériaux de la formation, naturelle ou provoqué, dans l'espace poreux de la roche c'est à dire l'élimination du colmatage aux abords du puits et la restauration de la perméabilité initiale de la couche.

A l'origine, l'acidification a été appliquée aux formations carbonatées pour dissoudre la roche elle-même. Sur une période de temps, des formulations d'acide spéciales ont été développés pour une utilisation dans les formations gréseuses, afin d'éliminer les matières nuisibles induites par les fluides de forage ou de complétion ou par des pratiques de production.

III.5.Les types d'acidification :

On peut distinguer deux types de traitements d'acidification :

- Les méthodes de fracturation acide pour des matrices initialement de faible porosité :
La solution acide est injectée dans le réservoir à une pression suffisamment importante pour fracturer la matrice poreuse. Tandis que l'acide s'écoule le long de la fracture, il réagit avec la roche et érode les parois de la fracture. De cette manière, lorsque la pression hydraulique est stoppée et l'extraction mise en place, des fissures subsistent qui vont favoriser l'écoulement dans le réservoir.

CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

- Les méthodes d'acidification de matrice lorsque le puits est endommagé : Ces endommagements sont généralement liés à des dépôts de particules organiques, d'émulsions qui obstruent partiellement ou totalement la zone autour du puits. L'acide est utilisé ici pour éliminer ces dépôts. Une solution d'acide chlorhydrique relativement concentrée (typiquement 15%) est le réactif le plus couramment utilisé dans le traitement des carbonates.

III.6.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.[4]

CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

III.7.la chimie de l'acidification :

III.7.1.Les acides :

Les solutions acides conçues pour la stimulation chimique des réservoirs ont des compositions très diverses car elles doivent être adaptées au type d'endommagement à traiter, aux propriétés pétro-physiques et minéralogiques du terrain aux conditions de température et de pression régnant en fond de puits. Une étude détaillée des paramètres de l'opération, ainsi qu'une analyse complète du problème, permettant de déterminer le type d'acide ainsi que les additifs à utiliser. Les acides doivent:[5]

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

On distingue ainsi :

III.7.1.1.Acide chlorhydrique :

L'HCL, en ce qui concerne le traitement des roches réservoir ne réagit qu'avec les carbonates ou les dolomites. Dans le cas de ces réservoirs, il est utilisé généralement à des concentrations de 15% pour des traitements matriciels.

Propriétés deL'HCL :

- 1* Très bonne vitesse de réaction avec le calcaire.
- 2* Produits de réaction ne précipitent pas.

III.7.1.2.Mud acid :

Le Mud Acid est obtenu par la dissolution du bi fluorure d'ammonium dans une solution de HCl. Différentes proportions sont utilisées suivant la solubilité des minéraux présents dans la formation. Il est utilisé principalement dans l'acidification des formations gréseuses surtout pour éliminer l'endommagement dû aux argiles.

L'intérêt dans les traitements de matrices à l'HF par rapport à l'HCl est que l'HF est un acide plus fort que l'HCL et réagit avec : La silice, les silicates, les argiles.

CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

III.7.1.3. Mud and silt remover:

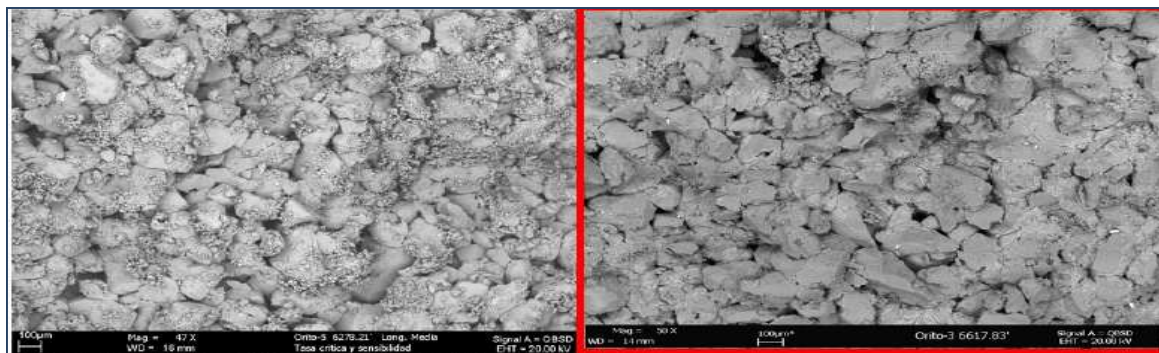
Le MSR est une solution acide, soit HCL, soit Mud Acid, et un agent tensioactif, cette combinaison donne à la solution une propriété de dispersion et de suspension des fines libérées par l'action de l'acide. Le MSR est surtout utilisé pour les formations colmatées par des particules solides (ciment, boue...).

III.7.1.4. Acides organiques:

Ces acides sont utilisés parce qu'ils ont un taux de corrosion minimum et sont plus facile à inhiber à de grandes températures par rapport à l'acide chlorhydrique. Bien que les mélanges des acides organiques peuvent être considérés corrosifs pour la majorité des métaux, le taux de corrosion est beaucoup plus faible que celui des acide inorganiques (HCl, HF) c'est pour cela que les acides organiques sont utilisés en cas de temps de contact acide-pipe important. Les quatre acides organiques les plus utilisés sont: Acetic acid, Acetic Anhybride, Citric Acide et le Formic Acid

III.7.1.5. Clay acid:

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.



Avant traitement

après traitement à l'acide

Figure III.2 : traitement avant et après l'injection d'acide

CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

III.7.2.Les additifs:

Les additifs sont choisies après des tests au laboratoire, et de la considération d'élément propre à l'opération : La température de la formation, nature du puits (à huile ou à gaz), nature de la complétion. Pour but Améliorer l'efficacité de la stimulation et de diminuer les effets secondaires. On distingue comme additifs :

III.7.2.1.Les tensioactifs :

Les agents tensioactifs ont la propriété de diminuer la tension superficielle d'un liquide en contact avec un gaz et de réduire la tension inter faciale entre deux liquides non miscibles ou entre un liquide et un solide.

Les tensioactifs peuvent être donc utilisés pour :

- ▶ Réduire la tension inter faciale ce qui facilite l'injection de l'acide et le dégorgement de l'acide usée.
- ▶ Contrôler ou changer la mouillabilité de la roche. Dans la plupart des cas la mouillabilité à l'eau de la roche est souhaitée.
- ▶ Prévenir ou briser les blocs d'eau.
- ▶ Prévenir ou briser les émulsions.

III.7.2.2.Les inhibiteurs de corrosion :

Ils sont destinés à assurer la protection des équipements de fond et de surface par la réduction de la vitesse de réaction des acides sur le métal.

Plusieurs facteurs influent l'efficacité des inhibiteurs comme la température, le type et la concentration de l'acide et la vitesse d'écoulement.

III.7.2.3.Les désémulsifiants et anti-sludges :

Le brut contient des agents émulsifiants qui peuvent générer des émulsions stables causantes un endommagement à la formation et pour remédier à ce problème, des agents désémulsifiants sont ajoutés aux fluides de traitement.

Lorsque l'acide entre en contact avec certaines huiles, il peut former avec les composants les plus lourds d'asphaltes, de résines et paraffines, certaines boues extrêmement visqueuses appelées sludges qui sont très difficile à dissoudre. Les agents anti-sludges évitent la formation de ces sludges. [5]

CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

III.7.2.4. Les agents de contrôle du fer :

L'origine du fer est double : il provient soit des dépôts de corrosion formés sur les tubings soit des minéraux de la formation solubilisés au cours de l'injection, Lorsque l'acide est usé, le pH peut augmenter et provoquer la précipitation du fer. Les ions ferriques (Fe^{+++}) précipitent en une masse gélatineuse si le pH remonte au-delà de 2,2 et les ions ferreux (Fe^{++}) précipitent si le pH remonte au-delà de 7 ce qui est rarement le cas au cours du traitement.

On peut prévenir la précipitation de l'hydroxyde ferrique ($Fe(OH)_3$) en utilisant un acide organique dont le rôle est de maintenir le pH en dessous de 2,2.

III.7.2.5. Les stabilisateurs d'argile :

Les argiles se trouvent dans les formations gréseuses sous forme de plaquettes chargées négativement et relier les uns aux autres à l'aide des particules cationiques et quand une eau est introduite dans la formation, les cations peuvent être attirés par des anions présentes dans l'eau, causant ainsi la dispersion et la migration des argiles et pour remédier à ce problème, on utilise des additifs cationiques pour maintenir les particules d'argile liées les uns aux autres évitant leur dispersion.

III.7.2.6. Les agents moussants :

Les agents moussants sont utilisés pour former des mousses qu'on utilise comme diversion pour la sélectivité du traitement matriciel soit comme un moyen de transport et de suspension des sédiments à partir du fond vers la surface surtout pour les puits à faible pression.

III.7.3. Réactions secondaires:

La stimulation par acidification des gisements peut accroître considérablement le débit de production d'hydrocarbures, et de ce fait, améliorer la rentabilité économique de l'exploitation. Cette technique de stimulation demeure cependant risquée en raison des réactions secondaires entre la roche et les produits formés lors de la principale réaction de dissolution. Les précipités ainsi formés peuvent annuler les effets bénéfiques de la réaction principale de dissolution. Il existe principalement :

CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

III.7.3.1. Précipitations de CaF₂ (fluorure de calcium) :

Le CaF₂ se produit après réaction de l'HF sur la matrice qui contient un pourcentage de calcite. La réaction entre la calcite et l'HF est donnée comme suite :



Il est considéré comme le principal responsable du colmatage après acidification quand une quantité d'acide reste dans la formation mais la présence de HCl empêche un tel précipité de se former en maintenant un PH acide.

III.7.3.2. Précipité de fluorosilicate :

Le SiF₆²⁻ réagit avec des cations qui sont présents dans le réservoir Ca, K, Na, ammonium.

1. Hexafluorosilicate de calcium :

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

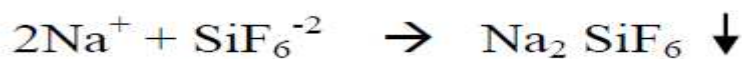
2. Hexafluorosilicate d'ammonium :

C'est un gel qui est soluble dans l'eau et dans l'acide, il peut être éliminé lors de dégorgement.

La présence de l'ion de NH₄ est avantageuse car il accroît la solubilité globale des autres produits de réaction.

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 si l'acide est laissé en place dans la formation, en condition statique et le PH augmente.



CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

III.7.3.3. Précipités métalliques :

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

- La dissolution de la rouille présente dans le matériel tubulaire et dissous par l'acide au cours du pompage.
- La corrosion des équipements de fond sous l'action de bactérie ou des fluides en place
- La roche elle-même dans la composition peut comporter un certain pourcentage en fer, ce dernier se présente sous 2 formes Fe^{2+} et Fe^{3+} .

III.7.4. Choix de l'acide :

Le type d'acide utilisé dépend de la nature de la roche, le fluide de formation et le type d'endommagement.

III.7.4.1. La minéralogie de la formation :

Le succès d'un traitement par acide dépend essentiellement de la favorable réponse de la formation envers le fluide utilisé. Cette réponse est liée à la sensibilité de la roche réservoir envers le fluide de traitement.

❖ Cas des roches carbonatées :

On considère généralement comme roche carbonatée les roches qui contiennent plus de 20% d'élément solubles dans l'acide chlorhydrique 15%, ce sont des roches qui contiennent un pourcentage élevé de composants $CaCO_3$, $MgCO_3$.

On utilise alors le plus souvent de l'acide chlorhydrique 15% ~ 28%, la concentration est ajusté sur chantier en fonction de la concentration de l'acide commercial (soit environ 35%) en ajoutant l'acide dans l'eau et non l'inverse.

Des mélanges de différents acides faibles (HCl à 5%, CH_3COOH , $HCOOH$) en émulsion ou en gel sont aussi utilisés en particulier dans les formations chaudes pour diminuer la vitesse de la réaction et donc accroître en conséquence la profondeur de traitement.

Ces acides attaquent directement et rapidement la formation carbonatée, par contre ils ne réagissent pas avec les agents colmatant qui sont contournés pour rétablir une bonne communication puits-formation.

CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

Notons au passage que l'acide fluorhydrique qui provoque la formation de fluorure de calcium insoluble ne doit pas être utilisé dans les formations carbonatées.

Il n'existe pas des règles bien précises pour déterminer la quantité d'acide à injecter.

Généralement, on utilise 0,5 ~2 m³ d'acide en solution par un mètre de hauteur de la couche à traiter. Un mètre cube d'acide chlorhydrique 15% permet de dissoudre environ de 200 kg de la roche carbonatée.

❖ Réaction d'acide avec la roche carbonatée :

L'action de l'acide chlorhydrique à différentes concentrations sur la roche carbonatée est la solubilisation de la calcite et la dolomie sous forme de sel de calcium et de magnésium, le système d'attaque est simple et se fait en deux réactions :



❖ Cas des roches gréseuses :

On considère généralement comme roche gréseuse les roches constituées essentiellement de quartz, d'argile et de feldspaths et dont la solubilité à l'acide chlorhydrique 15% et inférieur à 20%.

On utilise alors le plus souvent des acides à base d'acide fluorhydrique est sur chantier par dissolution de bi-fluore d'ammonium dans une solution aqueuse de chlorhydrique. L'acide fluorhydrique dissout principalement les argiles et les feldspaths

(Un mètre cube d'acide fluorhydrique à 4% permet de dissoudre environ 30~60 kg d'argile) la vitesse de solubilisation de la silice étant trop faible au température de gisement, (les ciments les plus fréquents des roches gréseuses). L'acide fluorhydrique réagit très rapidement pour donner un précipité de fluorure de calcium. Pour éviter cela on fait précéder le traitement à base d'acide fluorhydrique d'un pré-lavage à l'acide chlorhydrique (préflash).

D'autres précipités peuvent aussi se former tels que les fluosilicates de potassium et de sodium quand la concentration en acide fluorhydrique est élevée ; les précipités de silice colloïdale (en présence d'aluminium quand la concentration en acide fluorhydrique diminue) ou encore les précipités d'hydroxyde (quand le pH devient moins acide).

CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

De plus l'attaque du ciment inter granulaire aussi bien lors du pré-lavage à l'acide chlorhydrique que lors de traitement principal à base d'acide fluorhydrique peut provoquer une libération de fines et une perte de propriété mécanique (venues de sable) conduisant à une réduction importante de perméabilité. [5]

Aussi une acidification de formation gréseuse ne doit être décidée qu'après une étude attentive et des tests au laboratoire, en particulier on s'intéresse moins au taux de solubilité qu'aux courbes de réponse à l'acide (ARC : acide repense cuve), étude dynamique qui permet de déterminer l'influence d'un drainage à l'acide sur la perméabilité et la consolidation d'un grès.

❖ Réaction d'acide avec la roche gréseuse :

Ainsi qu'il a été dit, les réservoirs gréseux sont constitués pour l'essentiel de quartz, d'argile et de feldspaths. Ces minéraux sont susceptibles d'entrer en réaction avec l'acide fluorhydrique. Pour le traitement de ces formations, le mélange d'HCL et HF est utilisés à différentes concentrations, l'acide HCL est utilisé pour garder un PH faible pour éviter la précipitation de certains minéraux.

1- Le cas le plus simple est celui de l'attaque de la silice :



Elle peut se compliquer d'une réaction secondaire :



Ce produit de réaction peut s'ioniser en 2H^+ , SiF_6^{-2}

L'ion SiF_6^{-2} réagit avec les cations présents dans le réservoir tel que le calcium, sodium, potassium et donne des précipités.

2- Réaction avec les feldspaths :

La dissolution des silicates est beaucoup plus complexe, elles s'effectuent par l'extraction d'ions fluores de deux types, les ions aluminium fluores et les ions de silicium fluores. Exemple de l'albite ($\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$):



CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

Des réactions indésirables telles que CaF_2 se produisent dans le cas où on maintient le puits fermé très longtemps avant le dégorgeant.

III.7.4.2. La perméabilité :

Elle influe sur la sélection de fluide à utiliser pour un traitement en deux côtés :

Côté 1 : La nature et le degré d'endommagement est lié à la perméabilité qui peut être pénétrée par des particules solides et des fluides et l'endommagement peut être très large ; par contre une faible perméabilité, des grès sont généralement envahies par des fluides parce que les petits pores souvent contiennent une grande quantité d'argile qui a une sensibilité envers les fluides.

Côté 2 : La perméabilité aussi influe sur la gravité de l'endommagement à cause des précipitations, les roches réservoir de faible perméabilité sont gravement endommagées par les précipitations des composés chimiques, la même interprétation est valable pour le Water block.

III.7.4.3. Les conditions physiques de puits :

La température de la formation est un facteur important puisqu'elle influe sur l'efficacité des inhibiteurs de corrosion et le débit de la réaction. La pression de réservoir influe sur le dégorgeant de fluide épuisé pour que le fluide soit supérieur à la pression capillaire, les agents de surface sont utilisés pour diminuer la tension superficielle.

III.7.5. Guide de sélection du type d'acide :

Le guide de DOWELL donne la concentration, le volume en gallons par foot et la solubilité pour différentes perméabilités et différents pourcentages de minéralogie de la roche réservoir pour la température $T < 200 \text{ F}$ et $T > 200 \text{ F}$.

CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

CLASSE	MINERALOGIE (TFS > 200°F)	>100 MD	20 à 100 MD	<20MD
1	Beaucoup de Quartz (>80%) Peu d'argile (<10%)	15%	15%	10%
2	Beaucoup d'argile (>10%) Peu de silt (>10%)	10%	7.5%	5%
3	Beaucoup d'argile (>10%) Beaucoup de silt (>10%)	10%	7.5%	5%
4	Peu d'argile (<10%) Beaucoup de silt (>10%)	15%	10%	7.5%

CLASSE	MINERALOGIE (TFS < 200°F)	>100 MD	20 à 100 MD	<20MD
1	Beaucoup de Quartz (>80%) Peu d'argile (<10%)	15%	10%	7.5%
2	Beaucoup d'argile (>10%) Peu de silt (>10%)	7.5%	5%	5%
3	Beaucoup d'argile (>10%) Beaucoup de silt (>10%)	7.5%	5%	5%
4	Peu d'argile (<10%) Beaucoup de silt (>10%)	10%	5%	5%

Figure III.3: Guide de sélection de l'HCl

CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

CLASSE	MINERALOGIE (TFS < 200°F)	>100 MD	20 à 100 MD	<20MD
1	Beaucoup de Quartz (>80%) Peu d'argile (<10%)	12%HCl 3%HF	10%HCl 2%HF	6%HCl 1.5%HF
2	Beaucoup d'argile (>10%) Peu de silt (>10%)	7.5%HCl 3%HF	6%HCl 1%HF	4%HCl 0.5%HF
3	Beaucoup d'argile (>10%) Beaucoup de silt (>10%)	10%HCl 1.5%HF	8%HCl 1%HF	6%HCl 0.5%HF
4	Peu d'argile (<10%) Beaucoup de silt (>10%)	12%HCl 1.5%HF	10%HCl 1%HF	8%HCl 0.5%HF

CLASSE	MINERALOGIE (TFS > 200°F)	>100 MD	20 à 100 MD	<20MD
1	Beaucoup de Quartz (>80%) Peu d'argile (<10%)	10%HCl 2%HF	6%HCl 1.5%HF	6%HCl 1%HF
2	Beaucoup d'argile (>10%) Peu de silt (>10%)	6%HCl 1%HF	4%HCl 0.5%HF	4%HCl 0.5%HF
3	Beaucoup d'argile (>10%) Beaucoup de silt (>10%)	8%HCl 1%HF	6%HCl 0.5%HF	6%HCl 0.5%HF
4	Peu d'argile (<10%) Beaucoup de silt (>10%)	10%HCl 1%HF	8%HCl 0.5%HF	8%HCl 0.5%HF

Figure III.4: Guide de sélection d'HF

CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

III.8. Les différentes étapes d'un traitement à l'acide :

Différentes techniques d'acidification ont été utilisées, avec un objectif principal; éliminer l'endommagement de la formation et restaurer la productivité des puits.

Le type d'acide utilisé dépend principalement du type et 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.

III.8.1. Le Tube clean :

Avant chaque opération de traitement matriciel, un Tube clean est exigé pour le nettoyage du tubing de production. Cette opération a pour but primordial d'enlever les dépôts, 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.

Le principal fluide utilisé comme Tube clean est le HCL.

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

La nitrification des fluides permet la circulation continue et maintient le puits éruptif; ce qui assure le balayage et l'évacuation des dépôts.

III.8.2. Le traitement matriciel :

Le traitement se compose de :

III.8.2.1. le préflash :

Le fluide principal utilisé comme préflash dans l'acidification des formations gréseuses par Mud Acid est l'HCl, il est pompé dans la formation pour la préparer au traitement principal.

Le préflash a les rôles suivants :

- a. Il dissout les minéraux carbonates dans la formation pour prévenir contre leur réaction avec le HF et minimiser la précipitation du CaF_2 .
- b. Il isole et déplace l'eau de formation loin des abords du puits pour éviter le contact entre le HF acide et l'eau riche en K^+ , Na^+ et Ca^{+2} pour prévenir les endommagements dus aux fluosilicates de sodium ou de potassium.

CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

III.8.2.2.Le traitement principal :

Le Mud Acid est utilisé comme traitement principal. La composition générale est de 6.5% - 1.5% mélange d'acides chlorhydrique et fluorhydrique plus les inhibiteurs ou tout autre additif spécial requis pour traiter la formation.

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

L'acide chlorhydrique 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.

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

III.8.2.3.L'overflush :

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

Il est utilisé pour but principal de déplacer les potentiels endommageant, loin des abords du puits. Un rayon de pénétration de 4 ft est d'habitude suffisant.

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

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

III.8.3.Le dégorgement du puits :

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

III.8.4.Placement des fluides de traitement :

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

CHAPITRE III : THEORIE D'ACIDIFICATION

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

III.8.5.Diversión du traitement :

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

III.8.5.1.Diversión mécanique :

Le principe consiste en la pose d'un packer a une zone bien choisie afin de permettre d'acheminer le fluide de traitement dans la sélectionné. Ce type de diversion pour les puits menus d'un concentrique ou en Open hole n'est pas possible.

III.8.5.2.Diversión a la mousse (la plus utilisée) :

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

CHAPITRE IV
CALCULS NECESSAIRES POUR
L'ACIDIFICATION

CHAPITRE IV : CALCULS NECESSAIRES POUR L'ACIDIFICATION

IV.1. Introduction :

Dans ce chapitre, on présente les méthodes appliquées pour faire les différents calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification matricielle, Ces calculs sont principalement :

- ↳ 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 ;

IV.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 :

- ✓ Calcul géométrique.
- ✓ Test ARC au laboratoire.
- ✓ La simulation et les logiciels (logiciel STIMCADE) .

IV.2.1. méthode du calcul géométrique :

C'est la méthode la plus ancienne. Elle est basée sur le calcul du volume du cylindre (figure.4.1) endommagé autour du puits, ce dernier est estimé par l'équation.IV.1 :

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

Où :

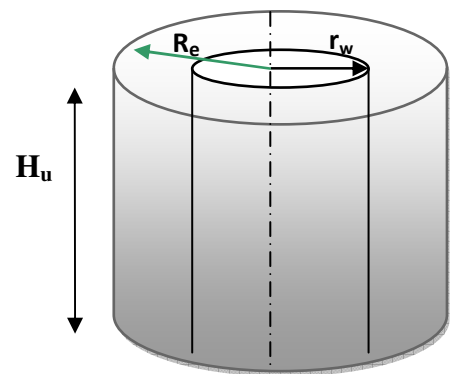
V_{acide} : volume d'acide utilisé pour le traitement principal en (m^3)

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} : porosité utile du réservoir (%).



Cylindre endommagement

CHAPITRE IV : CALCULS NECESSAIRES POUR L'ACIDIFICATION

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

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

IV.2.2. méthode du test ARC au laboratoire

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 étudiés et suivre l'évolution de la perméabilité à l'acide (K_a) en fonction du volume d'acide injecté, a pour but d'optimisation le 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. la carotte étudiée en cours du test ARC est positionnée comme suite (**Figure IV.1**)

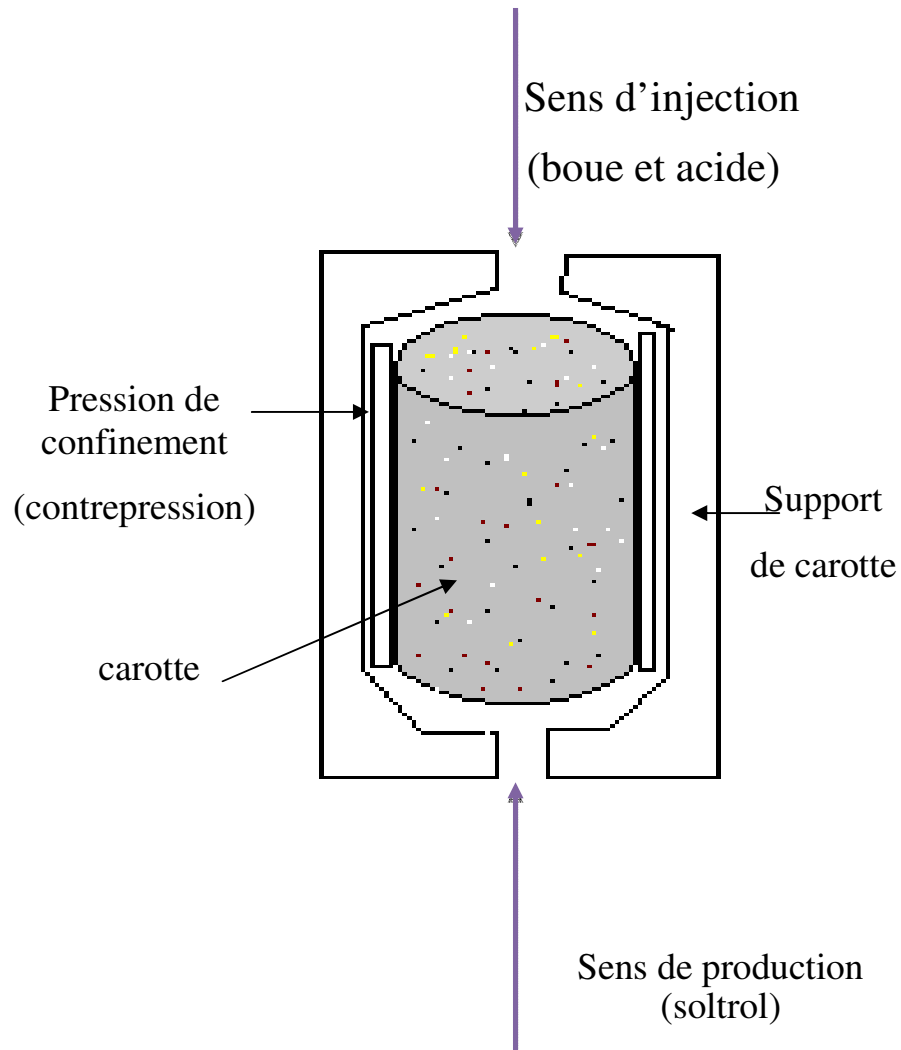


Figure IV.1 : position de la carotte en cours du test ARC

CHAPITRE IV : CALCULS NECESSAIRES POUR L'ACIDIFICATION

IV.2.2.1. Procédure de test ARC :

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

A. Test d'endommagement : Ce test est effectué en trois étapes (**Figure IV.2**) :

A.1. 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 (**Equation IV.3**) :

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

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)

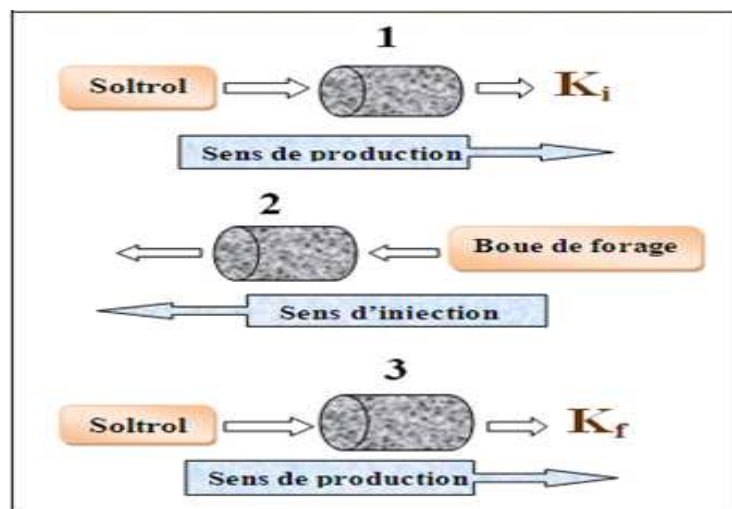


Figure IV.2 : test d'endommagement

CHAPITRE IV : CALCULS NECESSAIRES POUR L'ACIDIFICATION

A.2. 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).

A.3. 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 l'équation(IV.4):

$$C(\%) = \frac{K_i - K_f}{K_i} \cdot 100 \dots\dots\dots(IV.4)$$

B. Test d'acidification

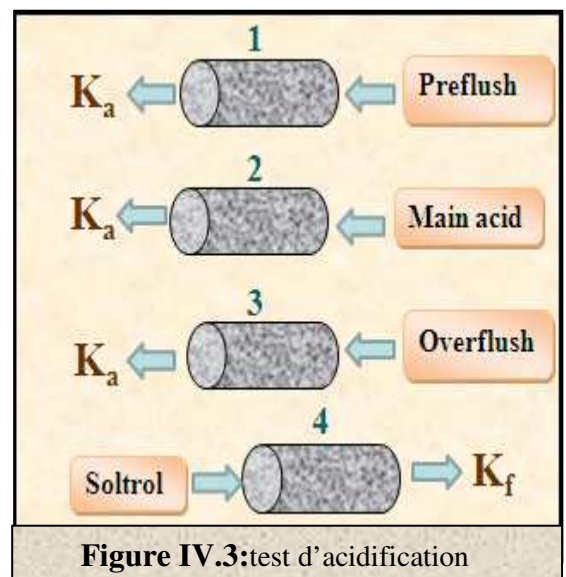
La procédure consiste à injecter 350 ml de solution d'acide pour être testés à chaque étape du traitement, Ce test se déroule en trois étapes (Figure IV.4) :

B.1.Preflush : injection de 350 ml de HCl 7,5 %.

B.2.Traitement de la matrice: Injection de 350 ml de Main-acide(Mud-acide)(6%HCl-1,5%HF)

B.3.Overflush : injection de 350 ml de HCl 7,5 %.
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_f)



CHAPITRE IV : CALCULS NECESSAIRES POUR L'ACIDIFICATION

IV.2.2.2. La courbe ARC :

Le volume d'acide optimal injecté dans l'échantillon (V_{ae}) est déterminé graphiquement (courbe ARC) ; c'est la valeur sur l'axe des abscisses correspondante au rapport gain (**Equation IV.5**) égale à 1 sur l'axe des ordonnées

$$\text{Gain} = K_a/K_i \dots\dots\dots(IV.5)$$

le volume de main-acide qu'il faut injecter à l'échelle de puits est calculé comme suit (équation IV.6) et (équation IV.8)

$$V_{ap}/S_p = V_{ae}/S_e \dots\dots\dots(IV.6)$$

V_{ap} : volume de main-acide qu'il faut l'injecter à l'échelle du puits (m^3)

V_{ae} : volume de main-acide qu'il faut l'injecter à l'échelle de l'échantillon (m^3)

S_p : la surface à traiter par l'acide dans le puits (m^2) (Equation IV.7)

$$S_p = 2 \pi r_s H_u \dots\dots\dots(IV.7)$$

r_s : rayon de la partie endommagé

S_e : la section de l'échantillon

$$V_{ap} = \frac{V_{ae}}{S_e} \times S_p \dots\dots\dots(IV.8)$$

Exemple : Résultats du test ARC du puits OKM57

Les mesures et les calculs effectués au cours du test sont donnés dans le tableau et le graphe ci-dessous(**Tableau.IV.1**), (**Figure.IV.4**) :

Les données du test sont :

La perméabilité initiale, **Ki= 10,5md**

La section transversale de l'échantillon, **A=12,56 cm²**

La logueur de l'échantillon, **L=3,9cm**

La viscosité du mud-acid, **μ=0,8cp**

CHAPITRE IV : CALCULS NECESSAIRES POUR L'ACIDIFICATION

q (ml/ sec)	Pression(atm)	Kf(md)	Kf/Ki	Volume (ml)
0,083	6	3,450	0,345	50
0,091	6	3,764	0,376	100
0,100	6	4,140	0,414	150
0,111	6	4,600	0,460	200
0,125	6	5,175	0,517	250
0,125	6	5,175	0,517	300
0,143	6	5,914	0,591	350
0,100	4	6,210	0,621	400
0,111	4	6,900	0,690	450
0,125	4	7,763	0,776	500
0,143	3	11,829	1,183	550
0,167	3	13,800	1,380	600
0,200	3	16,561	1,656	650
0,200	3	16,561	1,656	700
0,125	3	10,350	1,035	750
0,143	3	11,829	1,183	800
0,167	3	13,800	1,380	850
0,200	3	16,561	1,656	900

Tableau IV.1 : Mesures et calculs au cours du test ARC (puits OKM57)

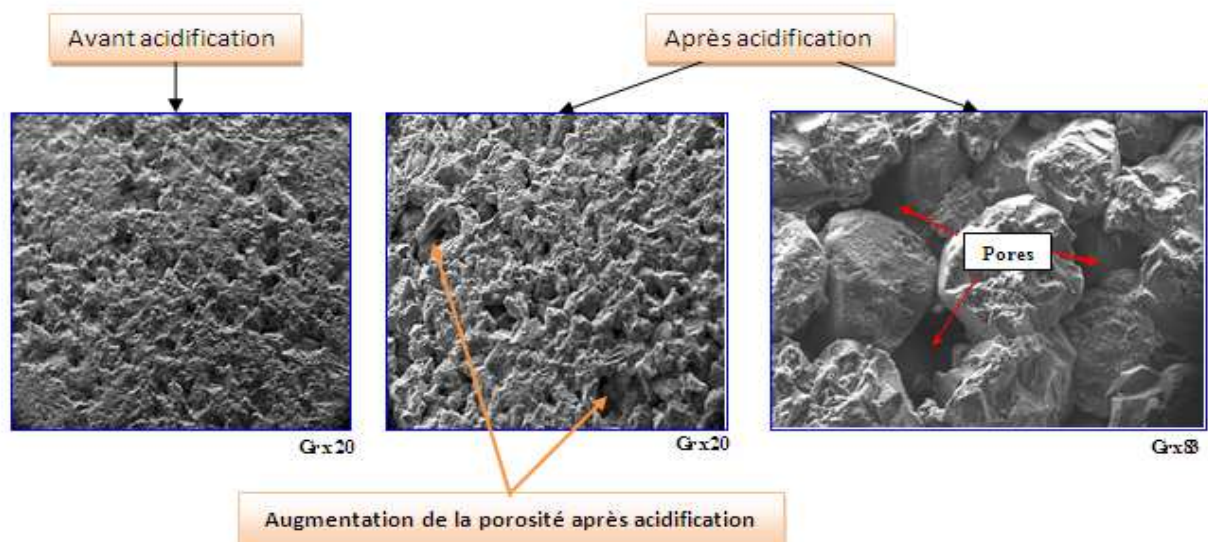


Figure IV.4: effet de l'acide sur la porosité de l'échantillon

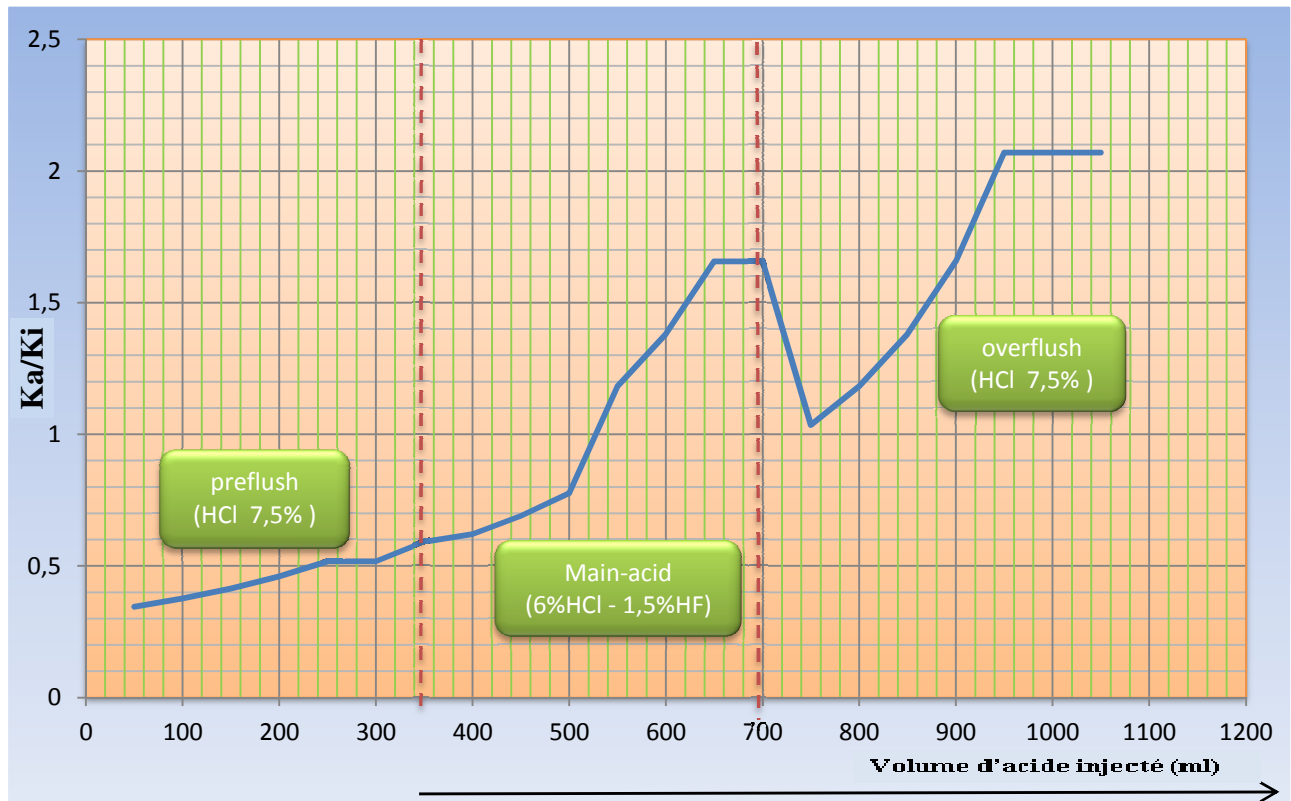


Figure IV.5: courbe de réponse à l'acide (6% HCL – 1,5% HF) (puits OKM57)

Interprétation de courbe ARC du puits OKM57 (Figure IV.5)

- 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 (Ka/Ki) ce qui signifie que le mud-acide (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-acide.

CHAPITRE IV : CALCULS NECESSAIRES POUR L'ACIDIFICATION

- **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 %).
- Volume à l'échelle de l'échantillon (V_{ae}) dans notre cas : $\frac{K_a}{K_i} = 1$ correspond à un volume d'acide : $V_{ae} = 173 \text{ ml}$ D'où le volume à l'échelle de l'échantillon est $V_{ae} = 1,73 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3$

IV.2.3. 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).

IV.3. Calcul du débit d'injection :

Le débit d'acide injecté est calculé par la formule suivante déduite de la loi de DARCY(Equation IV.9) :

$$q_{i,max} = \frac{4,917 \times 10^{-6} KH [(G_f \times H_{mi.perfos}) - \Delta P_{sécurité} - P_g]}{\mu\beta (\ln \frac{R_d}{r_{...}} + S)} \quad (IV.9)$$

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

G_f : Le gradient de fracturation (psi/ft).

CHAPITRE IV : CALCULS NECESSAIRES POUR L'ACIDIFICATION

$H_{mi.perfos}$: 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).

IV.4.calcul de la pression maximale d'injection :

Il s'agit de la pression d'injection que nous devons appliquer en surface pour que l'acide puisse arriver jusqu'à l'endroit de l'endommagement et traiter la matrice. La pression limite (maximale) de traitement doit être la plus faible des deux pressions suivantes :

☞ La pression de fracturation

☞ La pression limitée des équipements

La pression de traitement en surface est calculée comme suite (**Equation IV.10**) :

$$P_{Tsurface} = (P_{T.fond} - P_{hyd}) + \Delta P_{tbg} \dots (IV.10)$$

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

Où : P_{hyd} : la pression hydrostatique (psi).

ΔP_{tbg} :les pertes de charge dans le tubing (psi).

IV.4.1. La pression de traitement au fond du puits :

Elle est calculée comme suit (**Equation IV.11**) :

$$P_{Tfond} = P_{frac} - \Delta P_{sécurité} \dots\dots(IV.11)$$

Avec :

$$P_{frac} = g_f \times H_{mi.perfos}$$

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

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

CHAPITRE IV : CALCULS NECESSAIRES POUR L'ACIDIFICATION

IV. 4.2.La pression hydrostatique :

Elle est donnée par la formule suivante(Equation.IV.13) :

$$P_{\text{hyd}} = H_{\text{mi.perfos}} \times d/10 \quad \dots(\text{IV.13})$$

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

IV.4.3. Les pertes de charge dans le CCE (Equation IV.14):

$$\Delta P_{\text{CCE}} = \frac{518 \rho_{MA}^{0.79} q_{I,\text{max}}^{1.79} \mu_{MA}^{0.207}}{D_{\text{CCE}}^{4.79}} \quad \dots\dots (\text{IV.14})$$

Où : D_{CCE} : le diamètre de coiled tubing (inch).

μ_{MA} : la viscosité de main-acid (cp).

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

CHAPITRE V
ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

CHAPITRE V : ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

V.1. Performance des puits (RAA2, RAMA1) :

Pour analyser rigoureusement l'état d'un puits, nous devons faire appel à son historique de production (jaugeages), de pression (de la tête ou du fond), à l'ensemble des interventions (lié à la production) qu'il lui a été entretenue depuis sa mise en production, et à l'analyse d'échantillons des dépôts récupérés au fond du puits (tache laboratoire). C'est ainsi qu'une analyse chronologique pourra être faite pour déceler exactement le problème confronté dans chaque puits.

Du fait que la pression du gisement est très grande, le fluide va migrer dans les pores de la formation avec une grande vitesse, arrachant avec lui les petites molécules (les fines) qui vont finir par se retenir dans les petits étranglements et se déposer les uns sur les autres et ainsi de suite, jusqu'à l'obturation des pores. C'est ainsi qu'une grande chute de pression se remarque rapidement et donne lieu en cascade à d'autres dépositions minéralogiques ou organiques inévitables et lié à la pression. Ce problème doit être enregistré dans tous les puits.

V.1.1. Le puits RAA2

Ce puits faisait 8 à 11 m³/h au début de sa mise en exploitation sur la duse 9 mm, (**Figure V.1**) l'augmentation de la duse à 12.7 a eu effet inverse sur la production en faisant chuter le débit à 5m³/h, le draw down excessif a causé la migration des fines, dépôts de sels et asphaltènes.

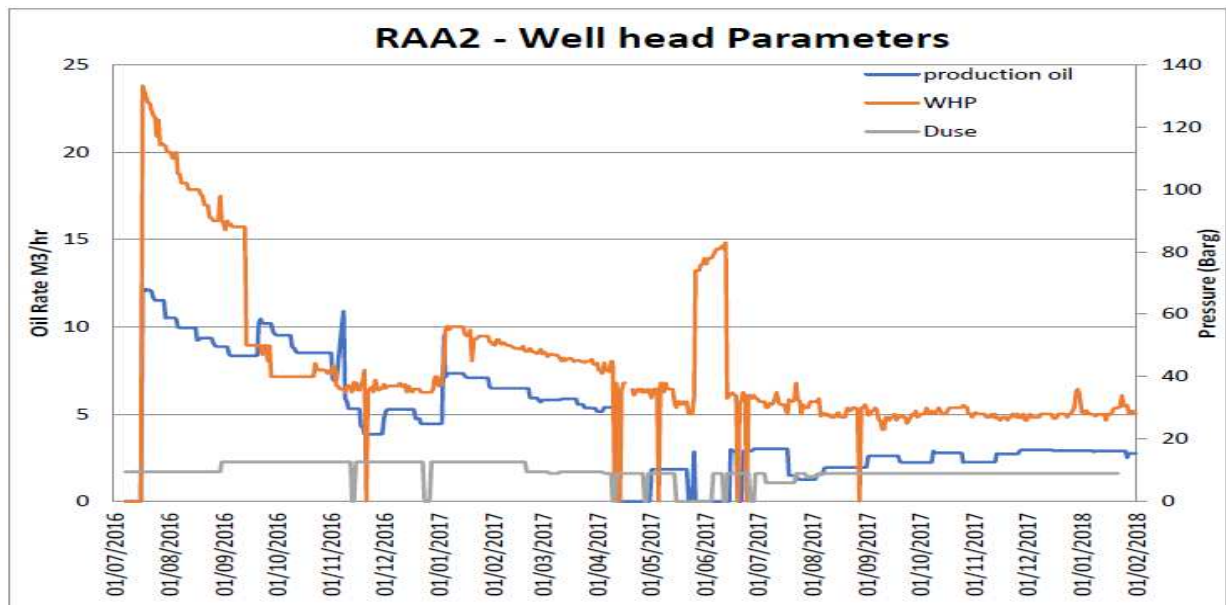


Figure V.1 : historique de production de puits RAA2

CHAPITRE V : ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

Les échantillons (**Tableau V.1**) montrent plutôt un dépôt répétitifs d'asphaltènes au fond du puits dans un hauteur de sédiment plus faible que celle du puits RAA1. le mud acide (HCL-HF) qui a été utilisé pour restaurer la productivité du puits a fait plutôt endommager la formation à deux reprises. Ceci est un signe d'un acide non adapté à la formation ou un signe de présence d'un dépôt d'asphaltènes, malgré que les paramètres de tête sont stables depuis un bon moment, cela nous n'empêche pas d'analyser le dépôt d'asphaltènes du fluide présent et de confirmer selon la minéralogie de la formation le traitement matriciel adéquat.

Échantillonnage	RESULTATS
12/12/2016	Asphaltènes
07/03/2017	45% Asphaltène+37% Paraffines+ 1,5%Sels (NaCl)
07/05/2017	Coupeaux de ferrailles.

TableauV.1 : Analyse des dépôts de puits RAA2

date	opération	observation
08/03/2016	Mise en production	q=11,9m3/h
09/03/2016	Clean out	No effect
08/11/2016	Clean out avec réformat	Slight effect
03+04/01/2017	Tube clean avec jet blaster ,Acid squeeze Squeeze 10 m ³ of HCl 5%	increased rate from 4.45 to 7.34 m ³ /hr then declined
12+15/04/2017	Clean out et squeeze réformat Matrix acidizing by Mud acid (6%-1%)	Negative impact (from 5.39 to 1.81 m ³ /h)
04+5/07/2017	Matrix acidizing by Mud acid (10%-2%)	Négative impact (from 2.88to1.27)
09/10/2017	Clean out au TC	No effect
14/04/2018	Clean out	

Tableau V.2: Les interventions sur le puits

V.1.2. Le puits RAMA1

Le puits a commencé avec une bonne production $17.5\text{m}^3/\text{h}$ sur 12.7 mm avec un GOR environ de $150\text{m}^3/\text{m}^3$ (**Figure V.2**).

Le puits RAMA1 a un intérêt tout particulier du fait qu'il est le seul puits qu'avait un potentiel promoteur ($23.8\text{ m}^3/\text{h}$ au DST et $19.32\text{ m}^3/\text{h}$ dans le premier jaugeage), il s'est retrouvé au bout d'un an seulement entraîne de donner ($1.02\text{ m}^3/\text{h}$) et actuellement, il est fermé par cause de la production d'eau (suite à une opération de stim-tube qui a engendré une communication par fractures entre l'aquifère (4012 m) et le bottom des perfos ($4009,5\text{m}$)) et la nécessité d'une investigation profonde à fin de lui trouver la traitement matriciel adéquat.

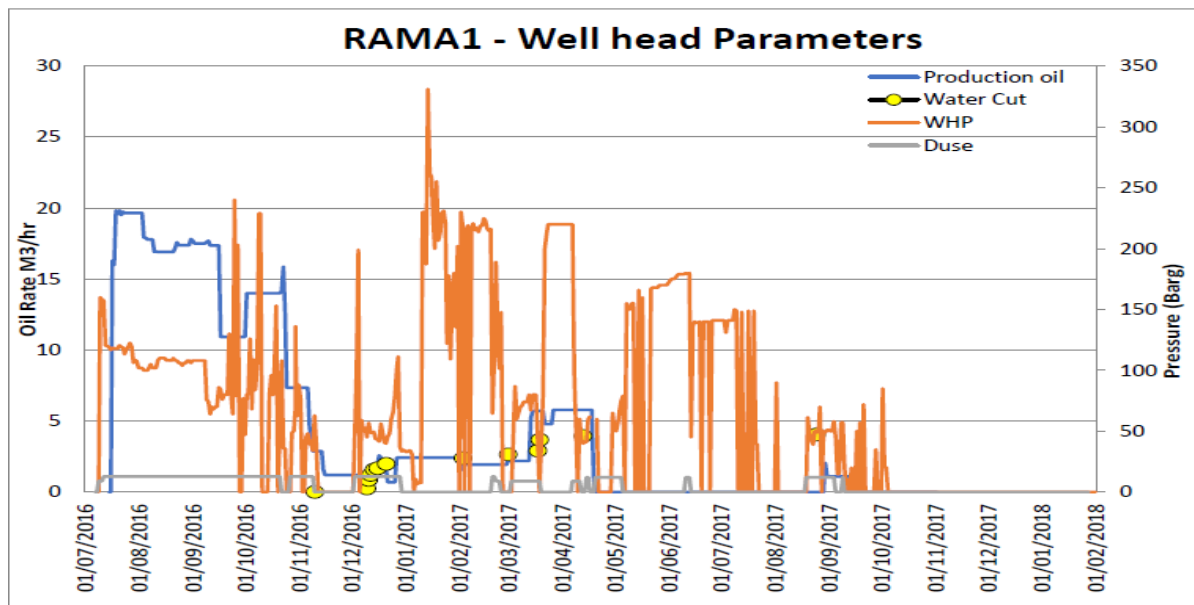


Figure V.2 : Historique de production du puits RAMA1.

Le puits RAMA1 est caractérisé par une grande pression de gisement (580 kgf/cm^2) et une faible épaisseur perforée (4m initialement, divisé sur deux intervalles). De ce fait, la turbulence va provoquer une grande chute de pression aux abords du puits, ce qui favorise la précipitation des dépôts organiques et minéraux dans la formation (selon des conditions de précipitations qui sont liées souvent à la pression) et provoque aussi avec l'écoulement ; L'entraînement de certains sédiments friables (les fines) qui vont obturer d'avantage les canaux tortueux d'écoulement de l'huile aux abords du trou. C'est ainsi que nous pourrions expliquer la chute de l'indice de productivité de $0,146$ à $0,010$ du puits RAMA1 au bout de 6 mois de production.[5]

CHAPITRE V : ETUDE DES PUITES RAA2.RAMA1

Échantillonnage	RESULTATS
16/07/2016	2% Sels (NaCl), Reste : Asphaltènes
14/07/2016	Boue à base d'huile composé de : 24 % CaCO ₃ 11.6 % MgCO ₃ ,5 % Sels (NaCl) ,2.8 % FeCO ₃
25/07/2016	1.5% Sels reste asphaltènes+faible % grés fins de formation
17/09/2016	40% Sels, 32% Asphaltènes, Reste grés fins de formation
11/10/2016	87.44% sels. Reste: Grés fins de formation Paraffines

Tableau V.3 : Analyse des dépôts de puit RAMA1

Les dépôts du puits RAMA1 sont majoritairement des sels de chlorure de sodium avec présence des dépôts organiques, néanmoins les lavages périodiques par l'eau (14/10/2016) et le squeeze de l'eau traité (06/01/2017) n'ont pas donné des résultats significatifs, également le reformât n'a rien donné. Nous avons testé aussi l'acidification par l'HCL, le Mud acide mais nous ne trouvons toujours pas la formulation adéquate à cette formation. La possibilité qu'il y a eu des dépôts irréversibles dans le réservoir reste présente.

Date	Interventions	Impact
26/07/2016	Cleanout with reformat to TD	No effect
28/09 - 01/10/2016	Cleanout + squeeze with reformat to TD	No effect
14-15/10/2016	Cleanout with TW/Reformat to TD (choke plugged with salt)	Slight effect
/	gauging of 18/10-19/10 et 03/11/2016	12.25 m ³ /h-7.25 m ³ /h-2.88 m ³ /h
05-07/11/2016	Cleanout with reformat.	Little effect. No squeeze possible
01/12/2016	Stimtube (4009.5-4007.5m & 4001-3999m)	Well started making water first time
04-05/12/2016	Squeeze reformat	Injectivity 0.3 bpm, CP went up.Job aborted!
08/12/2016	Squeeze HCl (Management decision)	Production re-established with about 2-2.5 m ³ /hr.
06-07/01/2017	Squeeze TW+Cleanout with reformat to TD	Injectivity improved to 0.8 bpm
12/01/2017	Re-perforation : 4001- 3999m & 4009.5-4007.5m	No impact
05/03/2017	Adding Perforations : 3997.5-3999	Production improved from 2.18 to 5.75 m ³ /hr
09-10/04/2017	Matrix acidizing by Mud-acid 6%-1%	Put back on FL but with 1 m ³ /hr
12/04/2017	PLT	Only upper perfs 3997.5-3999m contributing oil/water

Tableau V.4: Historique d'intervention sur le puits RAMA1.

CHAPITRE V : ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

Le PLT réalisé tout récemment après les interventions a montré que l'intervalle du bas est complètement bouché et que l'intervalle supérieur produit de l'huile et de l'eau .on ignore toujours si l'eau a pour origine ; le stim tube qui a probablement fragilisé la cimentation ou plutôt un effet de coning du a la forte dépression aux abords du puits à cause du skin

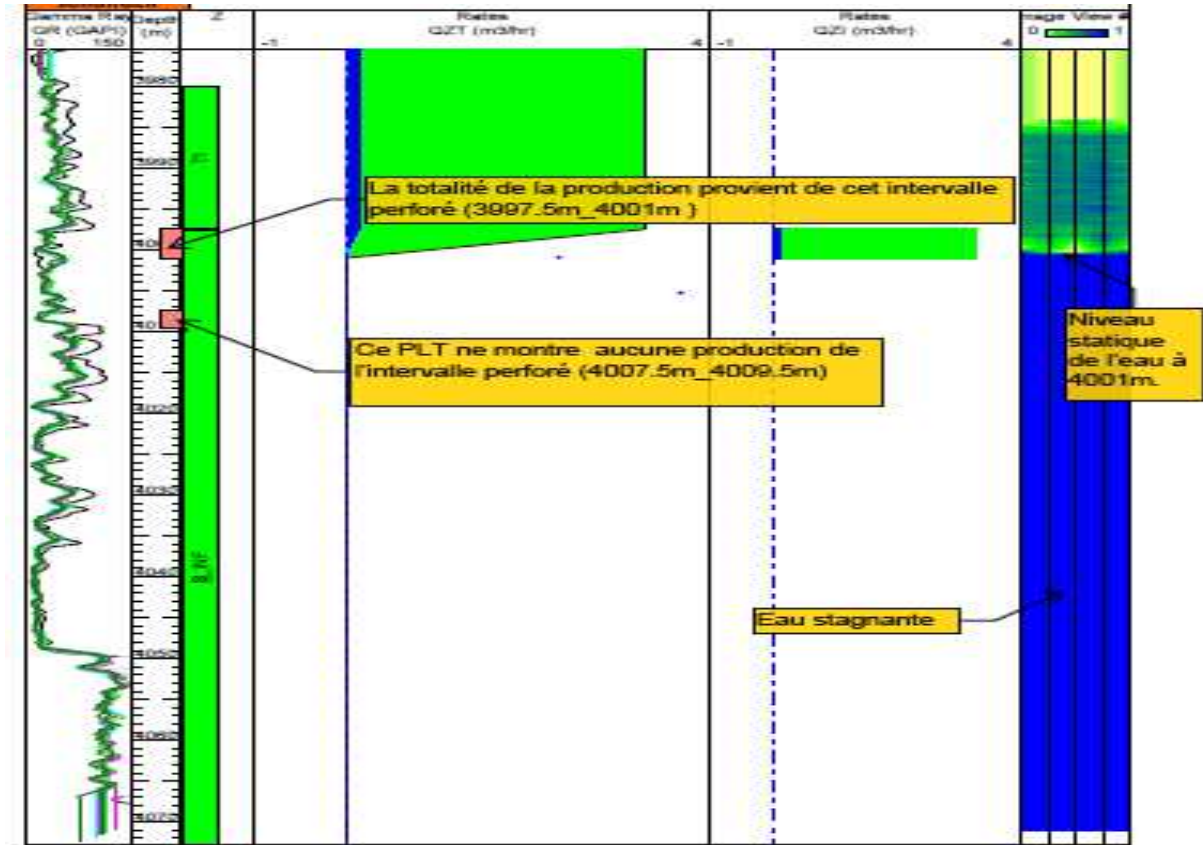


Figure V.3 : PLT de puits RAMA1

L'interprétation quantitative de ce PLT montre que la majorité de la production (eau + huile) provient du premier intervalle perforé (3997.5m -4001m). Le deuxième intervalle perforé (4007.5m – 4009.5m) est totalement inondé par l'eau (le niveau statique de l'eau est à 4001m), et il ne contribue pas à la production.[5]

V.2.Stimulations réalisées :

V.2.1. Le but :

- Le nettoyage de puits avec tube clean et squeeze réformat
- Traitement le puits en utilisant de la mud-acide **6% HCl-1% HF**

CHAPITRE V : ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

V.2.2. Stimulations réalisées pour le puits RAA2 [Clean out et squeeze réformat Matrix acidizing par Mud acide (6%-1%)]

V.2.2.1. La complétion de puits :

4 ½ "New VAM ancré @ 3880m - Réservoir recouvert d'un liner 7". (Voir annexe)

Le réservoir exploité est le Trias SI, l'intervalle perforé est [3930-3938] m.

V.2.2.2. Caractéristiques géologiques

Le réservoir exploité est le SI Trias, le réservoir grés d'Ouargla est testé, mais il est fermé par un bouchon de ciment par rapport aux mauvaises caractéristiques petro-physique et une présence d'eau.

V.2.2.3. les étapes de Traitement

V.2.2.3.1. Les équipements

- (01) 1"3/4 CTU with a jetting nozzle.
- (01) High pressure pumping unit.
- (01) High pressure nitrogen convertor,
- Tanks for mixing products

V.2.2.3.2. les produits

55 m³ eau traitée avec NH₄ Cl

06 m³ Tube Clean HCl 7.5%,

12 m³ Préflash / Overflush HCl 7.5%.

12 m³ Mud Acid 6:1

15 m³ Nitrogène

V.2.2.3.3. La procédure de l'opération

- **Premier jour : nettoyage par réformat et squeeze**

- 1- Vérifiez bien les connexions en tête et en surface de puits.
2. Placer les Unité de coiled tubing.

CHAPITRE V : ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

3. connecter tous les équipements et remplissez le coiled tubing plus toutes les lignes avec de l'eau pour faire le test de pression.

4. Pression sur l'annulaire comme suit:

9 "5/8 x 7" à 35 kgf / cm² et 7 "x 4" 1/2 à 100 kgf / cm²

5. Ouvrez le puits sur la ligne de torche et descendre « RIH » le coiled tubing avec jetting nozzle comme un outil de lavage pour nettoyer le tubing ainsi que le fond du trou.

6. Vérifier la profondeur de coiled tubing et commencer l'injection des liquides de lavage nutritifs tout en effectuant un mouvement de va-et-vient plusieurs fois le long de la section perforée (3930-3938 mt):

- 04 m³ d'eau traitée à 800 scf / bbl
- 03 m³ Réformé @ 800 scf / bbl. (0,26 m³ LN / m³ Fluid)
- 03 m³ TubeClean à 500 scf / bbl
- 04 m³ d'eau traitée à 800 scf / bbl
- 03 m³ Réformé @ 800 scf / bbl
- 03 m³ TubeClean à 500 scf / bbl

7. Circulez tous les fluides de traitement avec l'azote

8. Avec coil à 3990 m , remplissez le puits avec reformate.

9. Avec le puits fermé, commencez à presser tous les reformats dans le réservoir.

10. POOH et laisser le puits fermé pour que le réformé trempe pendant la nuit.

- **Deuxième jour : traitement de la matrice à l'aide de mud-acide 6% HCl-1% HF**

1- Vérifiez bien les connexions en tête et en surface de puits.

2. Placer les Unité de coiled tubing.

3. connecter tous les équipements et remplissez le coiled tubing plus toutes les lignes avec de l'eau pour faire le test de pression.

4. Ouvrez le puits sur la ligne de torche et démarrez RIH, le coiled tubing avec jetting nozzle tout en faisant circuler l'eau traitée au débit minimum.

5. CTU à TD, remplissez le puits avec de l'eau traitée jusqu'à ce que les retours soient visibles à la torche.

6. fermer le puits

7. Avec le CT @ 3930 mt, commencer à pomper au débit de la matrice les fluides suivants:

1er intervalle :

- ♣ 5 m³ d'eau traitée avec NH₄Cl
- ♣ 3 m³ de préflash HCl (7,5%) @ 800 scf / bbl

CHAPITRE V : ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

- ♣ 6 m3 de Mudacid 6% HCl: 1% de HF @ 800 scf / bbl.
- ♣ 3 m3 de HCl Overflush (7,5%) @ 800 scf / bbl
- ♣ 0,5 m3 d'eau traitée avec NH₄Cl.
- ♣ 1 m3 mousse à 2000 scf / bbl
- ♣ 4 m3 d'eau traitée avec NH₄Cl

2ème intervalle :

- ♣ 3 m3 de préflash HCl (7,5%) @ 800 scf / bbl
 - ♣ 6 m3 de Mud-acide 6: 1,5 @ 800 scf / bbl.
 - ♣ 3 m3 de HCl Overflush (7,5%) @ 800 scf / bbl
 - ♣ Déplacer tous les fluides avec de l'eau traitée @ 800 scf / bbl
8. Déplacer tous les fluides avec 5m3 d'eau traitée @ 800 scf / bbl
 9. Ouvrez le puits et commencez avec Azote.
 10. POOH avec le CT puis rig le matériel de stimulation

Le puits a répondu négativement à la stimulation par mud-acide 6%-1% ce qui a été confirmé par BU montant un skin de +14.

V.2.3. Stimulation réalisée pour RAMA1 TubeClean + Reformate + Mud Acid (6-1.5) :

V.2.3.1.Complétion:

4 ½” New VAM ancré @ 3972 m– Réservoir couvert par casing 7”(Voir annexe).

L'intervalle perforé est de 04 m dans le Trias SI.

V.2.3.2.Caractéristiques géologiques :

L'objectif atteint est la série inférieure SI Trias.

V.2.3.3. La procédure de traitement :

- **Premier jour : squeeze réformat:**

- 1- Vérifiez bien les connexions en tête et en surface de puits.
2. placer l'Unité de coild tubing, unité de pompage haute pression, unité d'azote et réservoirs de liquide.

CHAPITRE V : ETUDE DES PUITES RAA2.RAMA1

3. Rattachez tous les équipements et remplissez le coiled tubing plus toutes les lignes de traitement avec de l'eau. Testez de pression toutes les lignes y compris la vanne maîtresse à 5000 psi pendant 15 min.

4. Pression sur l'annulaire comme suit:

9 "5/8 x 7" à 35 kgf / cm² et 7 "x 4" 1/2 à 100 kgf / cm²

5. Ouvrez le puits sur la ligne de torche et descendre « RIH » le coiled tubing avec jetting nozzle comme un outil de lavage pour nettoyer le tubing ainsi que le fond du trou.

6. Vérifier la profondeur de coiled tubing et commencer l'injection des liquides de lavage nutritifs tout en effectuant un mouvement de va-et-vient plusieurs fois le long de la section perforée (3999-4009,5 m):

- 04 m3 d'eau traitée 800 scf / bbl
- 03 m3 Réformé @ 800 scf / bbl.
- 03 m3 TubeClean 500 scf / bbl
- 04 m3 d'eau traitée 800 scf / bbl
- 03 m3 Réformé @ 800 scf / bbl
- 03 m3 TubeClean 500 scf / bbl

7. Circulez tous les fluides de traitement avec l'azote

8. Avec coil à 3990m, remplissez le puits avec reformate.

9. Avec le puits fermé, commencez à presser tous les reformats dans le réservoir.

10. POOH et laisser le puits fermé pour que le réformé trempe pendant la nuit.

- **Deuxième jour Traitement de la matrice à l'aide de mud-acide 6% HCl-1% HF**

1- Vérifiez bien les connexions en tête et en surface de puits.

2. placer l'Unité de coiled tubing, unité de pompage haute pression, unité d'azote et réservoirs de liquide.

3. Rattachez tous les équipements et remplissez le coiled tubing plus toutes les lignes de traitement avec de l'eau. Test de pression toutes les lignes y compris la vanne maîtresse à 5000 psi pendant 15 min.

4. Ouvrez le puits jusqu'à la ligne d'évasement et démarrez RIH CT avec une buse à jet tout en faisant circuler l'eau traitée au débit minimum.

5. CTU à TD Remplissez le puits avec de l'eau traitée jusqu'à ce que les retours soient visibles à la torche.[5]

6. fermer le puits

CHAPITRE V : ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

7. Avec le CT @ 3990 m, commencer à pomper au débit de la matrice les fluides suivants:

1er intervalle

- ♣ 5 m3 d'eau traitée avec NH₄Cl
- ♣ 3 m3 de préflash HCl (7,5%) nitrifié @ 800 scf / bbl
- ♣ 6 m3 de Mud-acide 6% HCl: 1% de HF nitrifié @ 800 scf / bbl.
- ♣ 3 m3 de HCl Overflush (7,5%) nitrifié @ 800 scf / bbl
- ♣ 0,5 m3 d'eau traitée avec NH₄Cl comme entretoise
- ♣ 1 m3 de détournement de mousse à 2000 scf / bbl
- ♣ 4 m3 d'eau traitée avec NH₄Cl (déplacement et entretoise)

2ème intervalle

- ♣ 3 m3 de préflash HCl (7,5%) nitrifié @ 800 scf / bbl
 - ♣ 6 m3 de Mud-acide 6: 1,5 nitrifié @ 800 scf / bbl.
 - ♣ 4 m3 de HCl Overflush (7,5%) nitrifié @ 800 scf / bbl
 - ♣ Déplacer tous les fluides avec de l'eau traitée nitrifiée @ 800 scf / bbl
8. Déplacer tous les fluides avec 5m3 d'eau traitée nitrifiée @ 800 scf / bbl
9. Ouvrez le puits et commencez avec Azote.
10. POOH avec le CT puis rig le matériel de stimulation

V.3.Analyse des résultats des tests ARC :

Au vue que la série inférieure du Trias est sujette à un dépôt organique, notamment dans les puits RAA2 et RAMA1 .seuls les systèmes à acide retardé (carboxylique) avec pénétration profonde ont été présélectionnés dans les essais ARC sur carottes des puits RAA. Nous notons que le rapport final des essais n'est pas encore disponible et donc cette analyse est susceptible d'être complimé. Les acides qui ont été choisi sont :

- La formulation de BJSP (A et B),
- Formulation de Schlumberger,
- Formulation Haliburton.

CHAPITRE V : ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

Puits :	Nombre de plugs :	Nombre de formulation	Formulation par ordre		
RAA-1	6	2	BJSP (B) (03 Plugs)	BJSP (A) (03 Plugs)	/
RAA-2	9	3	BJSP (B) (03 Plugs)	Schlumberge (03 Plugs)	Haliburton (03 Plugs)
RAMA-1	5	2	Schlumberge (03 Plugs)	Haliburton (02 Plugs)	/

Tableau V.5: Formulations des acides utilisés

Nous allons présenter respectivement pour chaque puits, les résultats de son composition minéralogique et les résultats des tests d'acidification.

V.3.1. Etapes du Test de déplacement :

- Déplacement à l'huile inerte (soltrol) dans le sens directe de la production et détermination de la perméabilité de référence à l'huile,
- Déplacement par les formulations d'acides sur trois étapes : préflash, traitement matriciel et over flush dans le sens d'injection jusqu'à la stabilisation de la pression,
- Déplacement final par l'huile de référence (soltrol) dans le sens de la production et détermination de la perméabilité après acidification,
- Détermination du gain de la perméabilité induit par l'injection de la formulation d'acide.

CHAPITRE V : ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

1-Reconstitution de l'eau utilisée pour la préparation des acides selon la composition ci-dessous utilisée par BJSP :

ANALYSES CHIMIQUES			
Eléments		Echantillon	
		Puits 01 base de travail (235C3/13)	
		Concentrations	
		mg/l	még
Calcium (Ca ⁺⁺)		223.65	11.16
Magnésium (Mg ⁺⁺)		67.49	5.55
Fer (Fe ⁺⁺)		0.18	0.01
Chlorures (Cl ⁻)		247.49	6.98
Sulfates (SO ₄ ⁻)		725.00	15.10
Hydroxydes (OH ⁻)		0.00	0.00
Carbonates (CO ₃ ⁻)		0.00	0.00
Bicarbonates (HCO ₃ ⁻)		169.21	2.77
pH			7.77
Conductivité	en ms/cm		2.23
Salinité	en g/l		1.00
Turbidité	en NTU		4.92
Dureté totale	en ppm de CaCO ₃		835.50
Dureté totale	en degrés français		83.55
Titre alcalimétrique complet (TAC)	en ppm CaCO ₃		138.70
Titre alcalimétrique complet (TAC)	en degrés français		13.87
ANALYSES BACTERIOLOGIQUES			
Coliformes	germes/100 ml	00	00
Coliformes fécaux	germes/100 ml	00	00
Streptocoques fécaux	germes/100 ml	00	00

2-Reconstitution de l'eau utilisée pour la préparation des acides selon la composition ci-dessous utilisée par Haliburton :

Elements	Tap Water
Al (ppm)	0.84
B (ppm)	1.37
Ba (ppm)	0.04
Ca (ppm)	298
K (ppm)	20.0
Mg (ppm)	97.9
Na (ppm)	594
Sr (ppm)	7.31
Co (ppm)	BDL
Cr (ppm)	0.03
Cu (ppm)	0.02
Mn (ppm)	BDL
Ni (ppm)	BDL
Ti (ppm)	0.05
V (ppm)	BDL
Zn (ppm)	0.55

CHAPITRE V : ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

3-Reconstitution de l'eau utilisée pour la préparation des acides selon la composition ci-dessous utilisée par Schlumberger :

Cations	mg/l	Property	Value	Units
Sodium	222.62	pH @ 19.1 °C	7.32	-
Calcium	292.00	Density @ 19.1°C	1.00	g/cm ³
Magnesium	46.17	Total Dissolved Solids (TDS)	1795.82	mg/L
Iron	0.03	Turbidity	-	FTU
Barium	0.00	Conclusion: This water can be classified as medium salinity This water meet the requirement for YF100 gel < 1000.00 (Less Salinity -Fresh water) <input checked="" type="checkbox"/> 1000.00 - 10000.00 Medium Salinity <input type="checkbox"/> > 10000.00 High Salinity - Brine <input type="checkbox"/> Note: Sodium was calculated as the stoichiometric difference between the sum of cations and the sum of anions.		
Boron	0.00			
Total Cations	560.82			
Anions	mg/l			
Chloride	400.00			
Sulfates	700.00			
Bicarbonates	135.00			
Carbonates	0.00			
Hydroxide	0.00			
Total Anions	1235.00			

V.3.2.Les résultats de test ARC pour le puits RAA2:

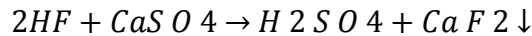
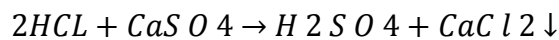
Puits	Cotes (m)	Kair (mD)	Ki (mD)	Formulations d'acides	Kf (mD)	Gain en K(%)
RAA2	3936,79	494,82	120	Formulation BJSP (B)	152	1,27
	3939,09	337,36	70		80	1,14
	3935,58	38,86	10,7		24	2,24
	3938,65	479,30	33	Formulation Schlumberger (Pre)	64	1,94
	3937,89	66,68	24,5		12,7	endommagement
	3935,75	49,18	14		9	endommagement
	3936,44	588,83	27	Formulation Haliburton	35	1,3
	3938,39	300,95	53		46	endommagement
	3937,37	40,61	6,5		17	2,62

Tableau V.6 : Résultats des tests ARC sur les puits RAA2.

CHAPITRE V : ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

Nous pensons que le fait d'avoir utilisé l'HCL et l'HF aux abords du puits RAA2 (et bien avant la chute de la pression au-dessous de la pression AOP) a fait précipiter ces dépôts solides et a provoqué cette chute énorme de productivité de 32.3 m³/h lors du DST à 2.75 dans le dernier jaugeage. La formulation de BJSP s'avère la plus intéressante à utiliser pour stimuler cette formation.

Sur la profondeur perforée du puits RAA2 (3930m-3938m), la quantité d'argile est inférieure à 5%, elle ne peut pas causer de problème. Nous trouvons que les anhydrites (CaSo4) sont présentes avec le Quartz (SiO2) dans cette formation avec un pourcentage qui ne peut pas être négligé, arrivant même à 16%. Le CaSo4 réagit mal avec l'HCL et HF, selon les équilibres chimiques suivants :[5]



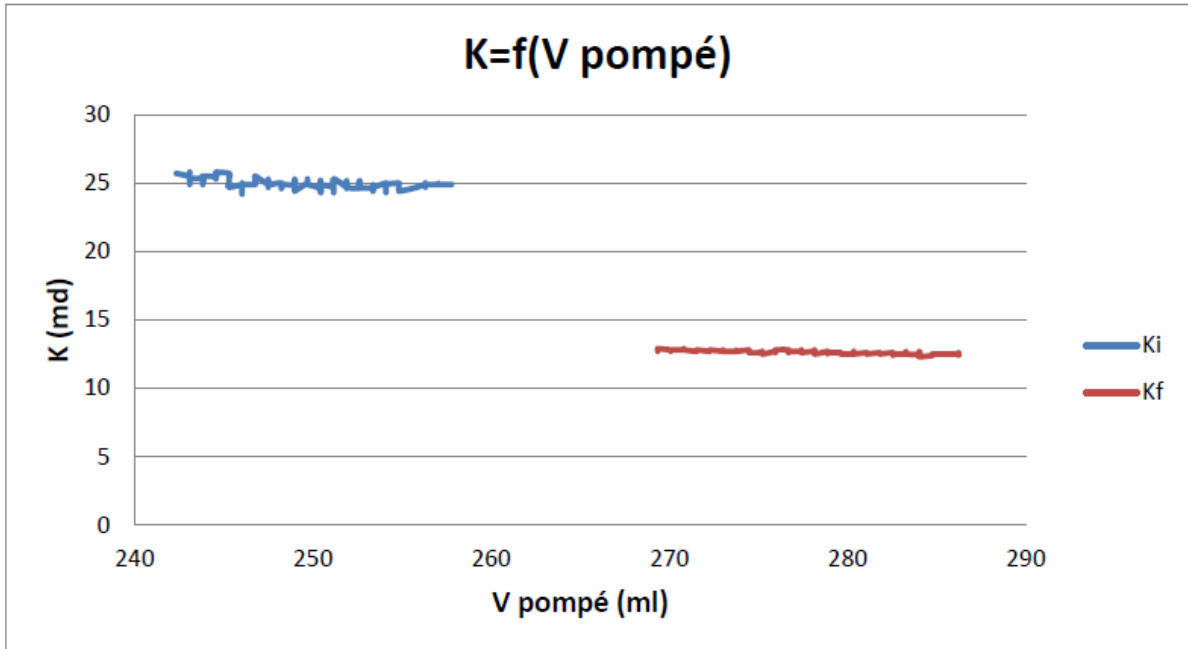
Le CaF₂ surtout est une précipitation très solide et irréversible.

N°	Cotes	Kaolinite	Illite	Chlorite	Interstrat. Irreguliers IM	Somme des argiles	Somme argiles indosés	Quartz	Calcite	Dolomite	Siderite	Anhydrite	Gypse	Barite	Halite	Pyrite	Hematite
1	3930,32			tr		0	2	89		6	2				1		
2	3931,82	100				100	4	92		2		1			1		
3	3932,29			tr		0	2	93		6					tr		
4	3932,78					0	1	98			tr	tr			1		
5	3933,21		tr	tr		0	2	96							2		
6	3933,84		tr	tr		0	2	96							2	tr	
7	3934,08	tr	tr	tr	5 tr	0	3	95							2		
8	3934,77	90	5		5	100	6	75	tr			12			3	4	
9	3935,14	tr	tr			0	3	92				1		2	2	tr	
10	3935,72	tr	tr			0	2	94				3			1	tr	
11	3936,16	tr	tr			0	3	82				14			1	tr	
12	3936,76					0	1	95				3			1	tr	
13	3937,36	50		50		100	4	79				16			1	tr	
14	3937,89	tr		tr		0	2	86				12				tr	
15	3938,23			tr		0	2	93				3		1	1	tr	
16	3938,60			tr		0	2	92				4	1	1	tr	tr	
17	3939,17	tr		tr		0	3	91				6			tr	tr	
18	3939,79	tr		tr		0	2	80	14			2		tr	2		
19	3940,27	tr	tr	tr		0	3	89	6						2	tr	
20	3940,80					0	1	97							2		
21	3941,25	tr		tr		0	3	91				6			tr		
22	3941,75			tr		0	2	97				1					
23	3942,24	tr		tr		0	2	94				4					
24	3943,33			tr		0	2	75				22			1		
25	3943,85			tr		0	2	85				13					
26	3944,16			tr		0	2	89				9			tr		
27	3944,64			tr		0	2	87				10			1		
28	3945,71					0	1	45				51			3		
29	3947,58					0	1	48	26			22					3

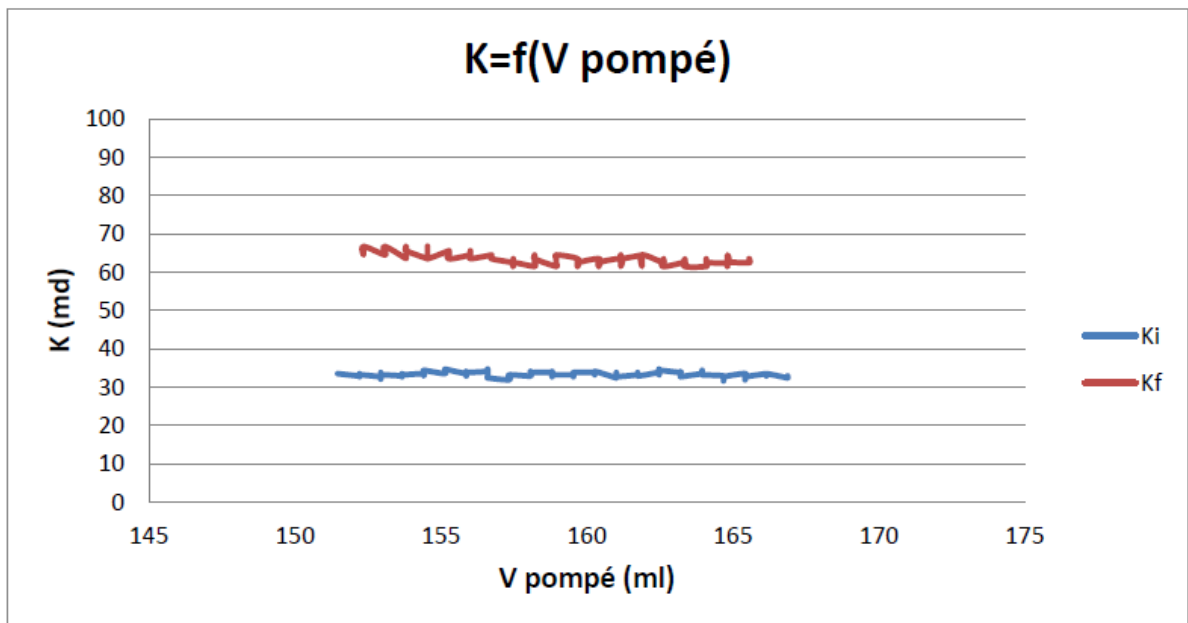
Figure V.4 : Minéralogie des carottes du puits RAA2

V.3.3. Interprétation des résultats des tests de déplacement à l'acide sur les échantillons du puits RAA-2

- Formulation d'acide de Schlumberger
 - RAA-2 : échantillon N°9 (Schlumberger)

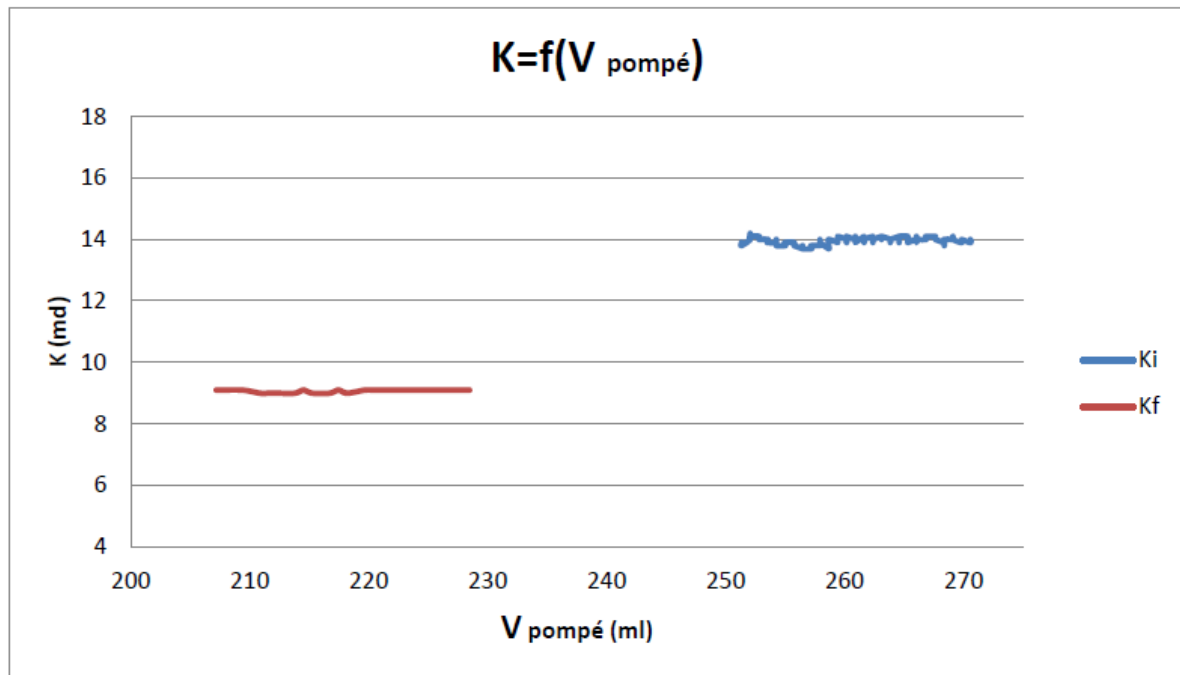


- RAA-2 : échantillon N°11 (Schlumberger)



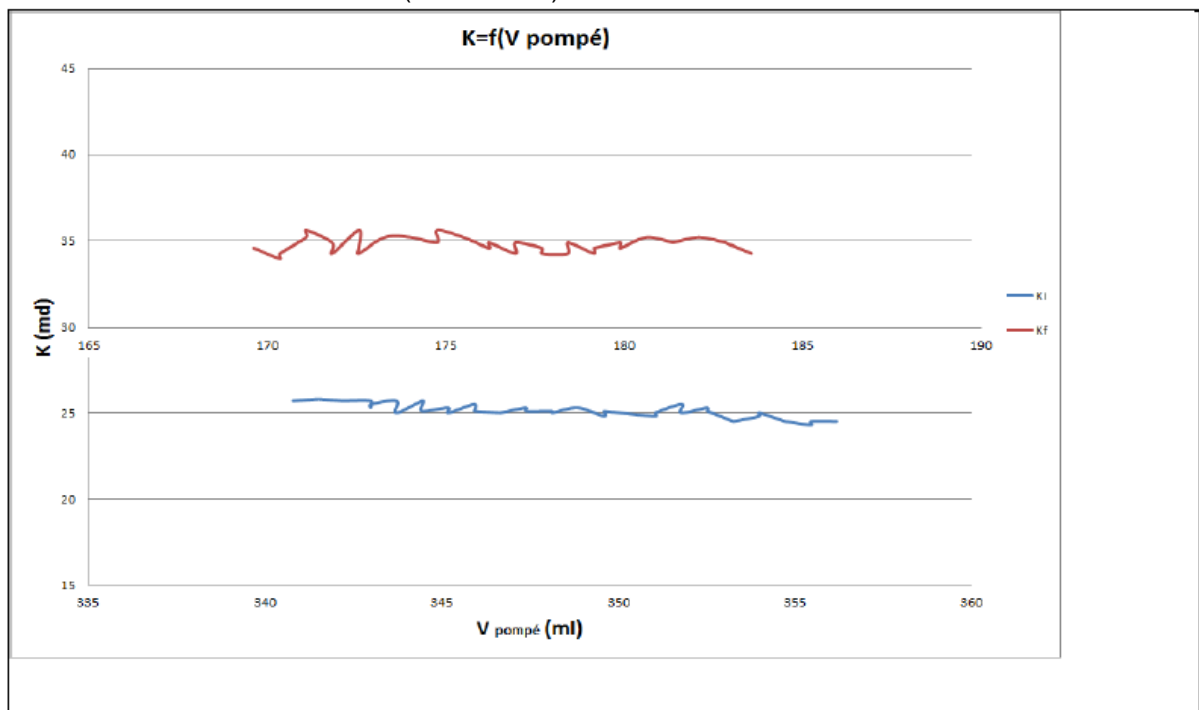
CHAPITRE V : ETUDE DES PUITES RAA2.RAMA1

- RAA-2 : échantillon N°05 (Schlumberger)



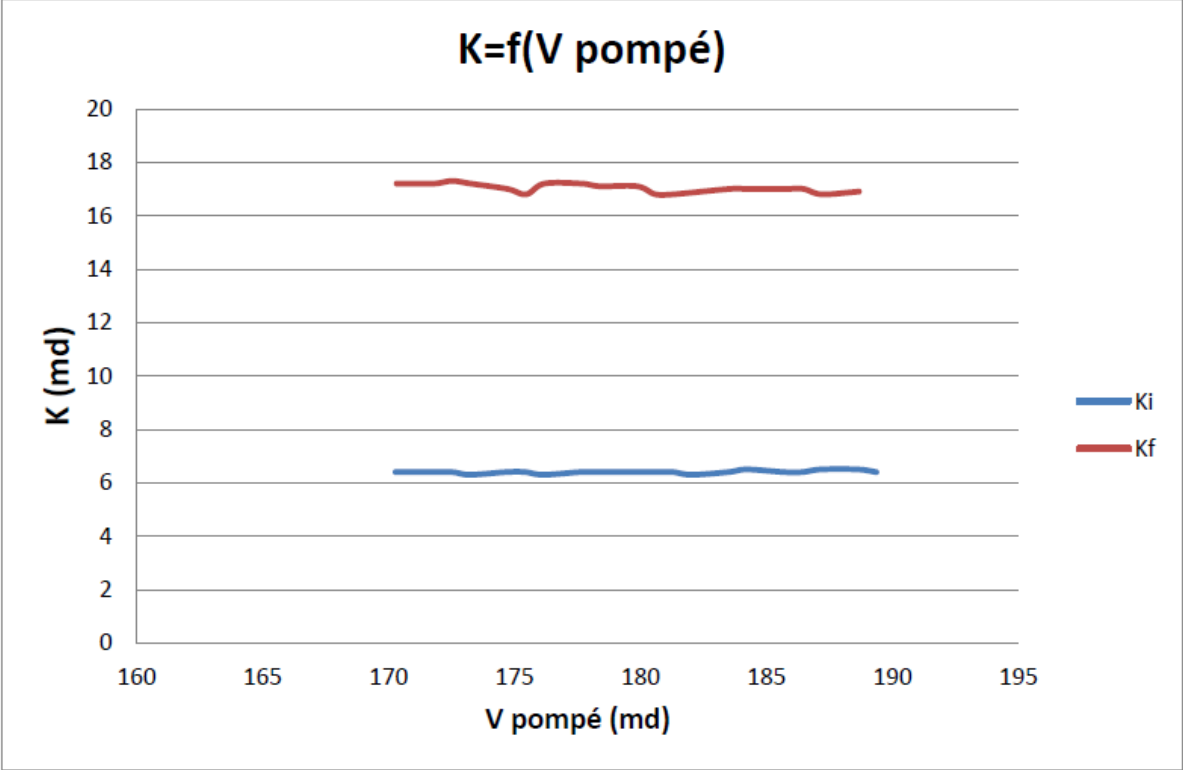
➤ Formulation d'acide de Haliburton

- RAA-2 : échantillon N°06 (Haliburton)

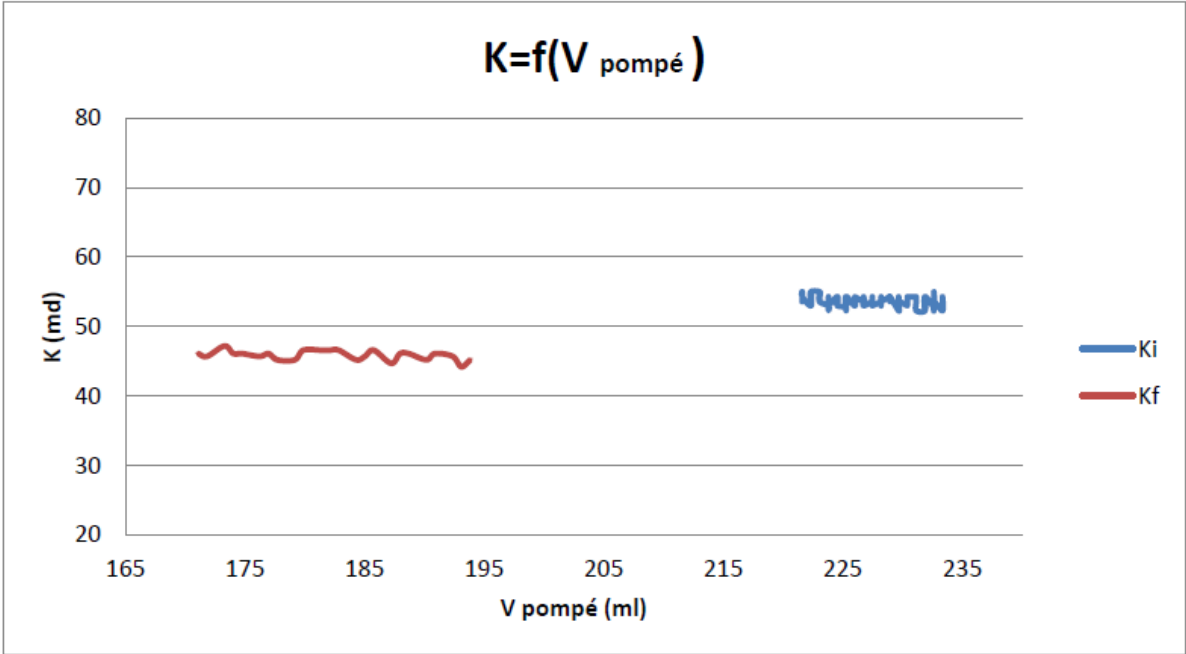


CHAPITRE V : ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

- RAA-2 : échantillon N°08 (Haliburton)



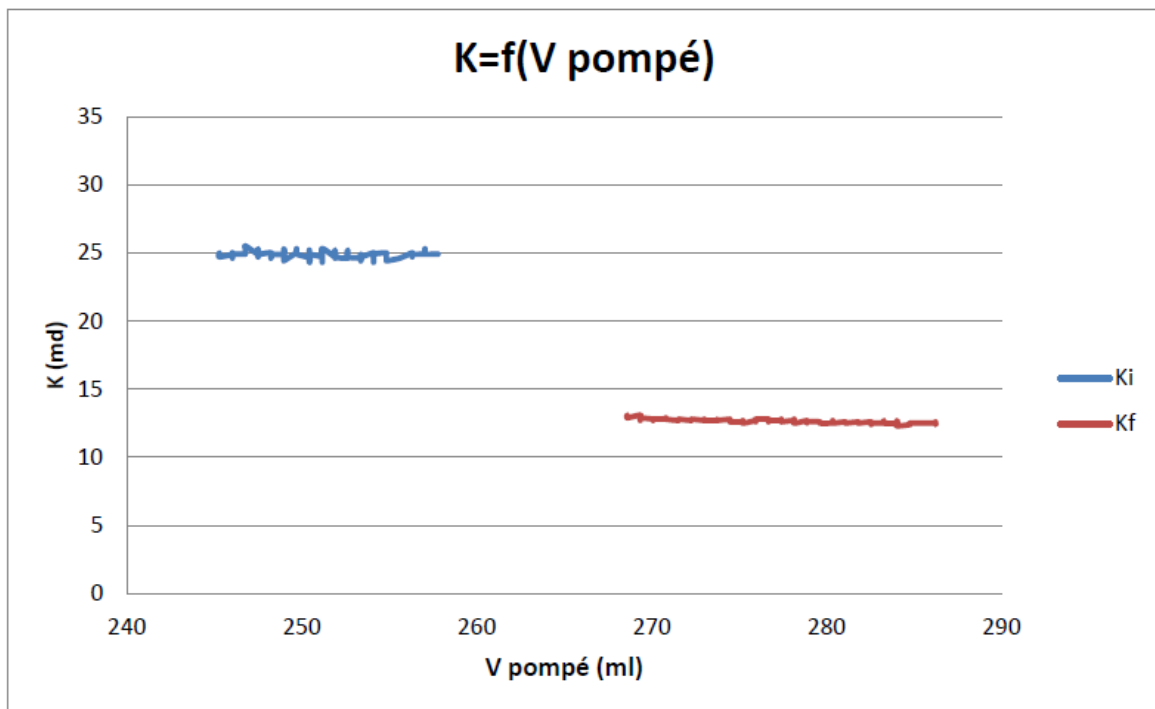
- RAA-2 : échantillon N°10 (Haliburton)



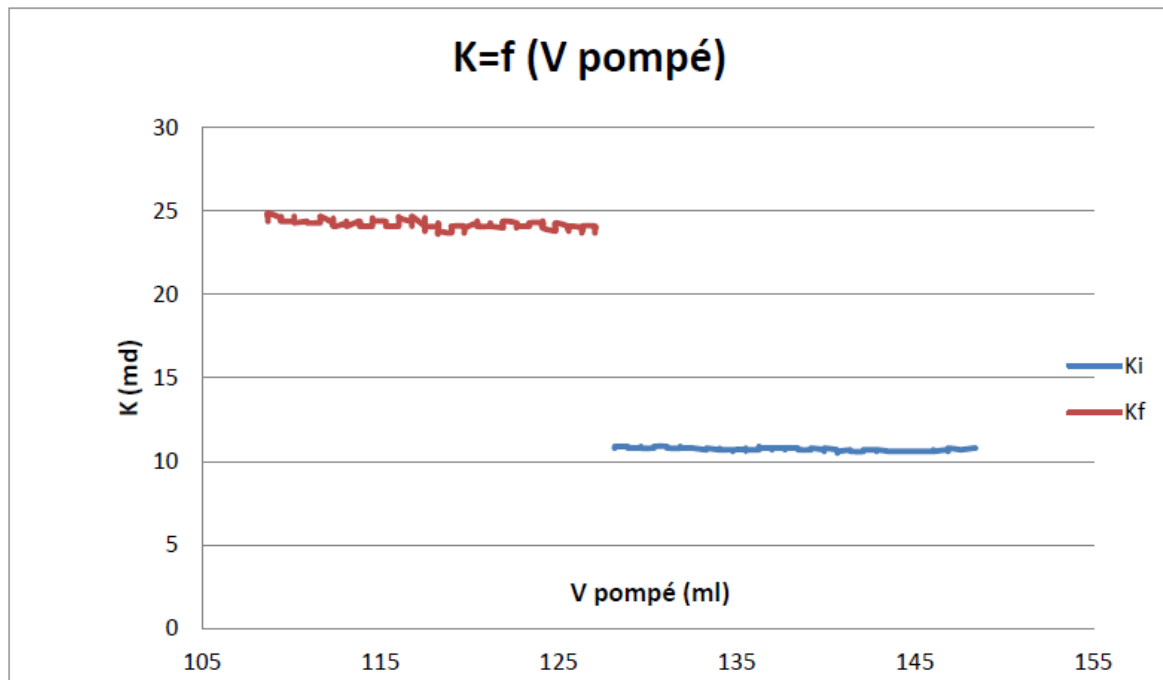
CHAPITRE V : ETUDE DES PUITES RAA2.RAMA1

➤ Formulations d'acides de BJSP

- RAA-2 : échantillon N°12 (BJSP (B))



- RAA-2 : échantillon N°04 (BJSP (B))



CHAPITRE V : ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

V.3.4. Les résultats de test ARC pour le puits RAMA1 :

Puits	Cotes (m)	Kair (mD)	Ki (mD)	Formulations d'acides	Kf (mD)	Gain en K (%)
RAMA1	3997,75	84,61	4	Formulation Schlumberger	11	2,8
	3998,19	531,61	34		35	1,0
	4006,13	25,63	4,5		14	3,1
	4005,83	33,71	2,6	Formulation Haliburton	26	10,0
	3998,38	956,53	70		40	0,6

La minéralogie du puits RAMA1 est presque un mélange des Quartzs et des Dolomites (carbonates) avec un teneur non négligeable des argiles chlorites qui jouera le rôle d'un ciment et des traces des anhydrites et de l'halite (NaCl). Également le mud acid n'est jamais conseillé pour une formation de haut teneur en carbonate. L'HF réagit avec le CaCO₃ avec l'équation suivante : $2HF + CaCO_3 \rightarrow CO_2 + H_2O + CaF_2 \downarrow$

N°	Cotes	Illite	Chlorite	Interstrat. Irréguliers I-M	Somme des argiles	Somme argile-indosés	Quartz	Calcite	Dolomite	Siderite	Orthoclases	Plagioclases	Anhydrite	Halite	Herratite	Somme minér. non argileux
1	3995,87		100		100	4	61	tr		tr			35			96
2	3996,41	tr	100		100	7	91							2		93
3	3997,46	5	95		100	7	88				tr		3	2		93
4	3997,84		tr		0	2	94						3	1		98
5	3998,86		100		100	8	81			11						92
6	3999,32		100		100	22	60		4	14						78
7	4000,05	10	80	10	100	5	12		77			1	2	1	2	95
8	4001,02	tr	100		100	6	32		60			1		1		94
9	4002,28	tr	100		100	5	35		56		1	1			2	95
10	4002,83	tr	100		100	5	40		50			1		1	3	95
11	4003,05	5	95		100	6	64		25		1		2	2		94
12	4004,06	tr	100		100	7	69		21			1			2	93
13	4005,87		100		100	6	82		11					1		94
14	4006,12		100		100	3	76		15			tr	4	2		97
15	4006,43		100		100	3	90		1				6	tr		97

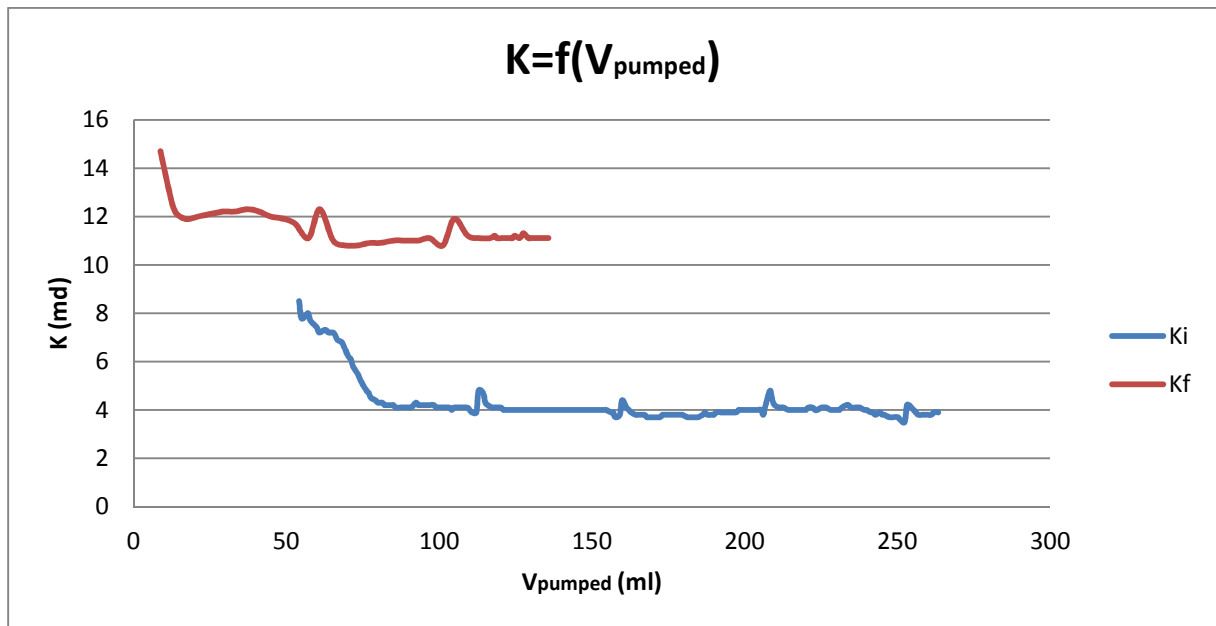
Figure V.5 : minéralogie sur les carottes du puits RAMA1

CHAPITRE V : ETUDE DES PUITES RAA2.RAMA1

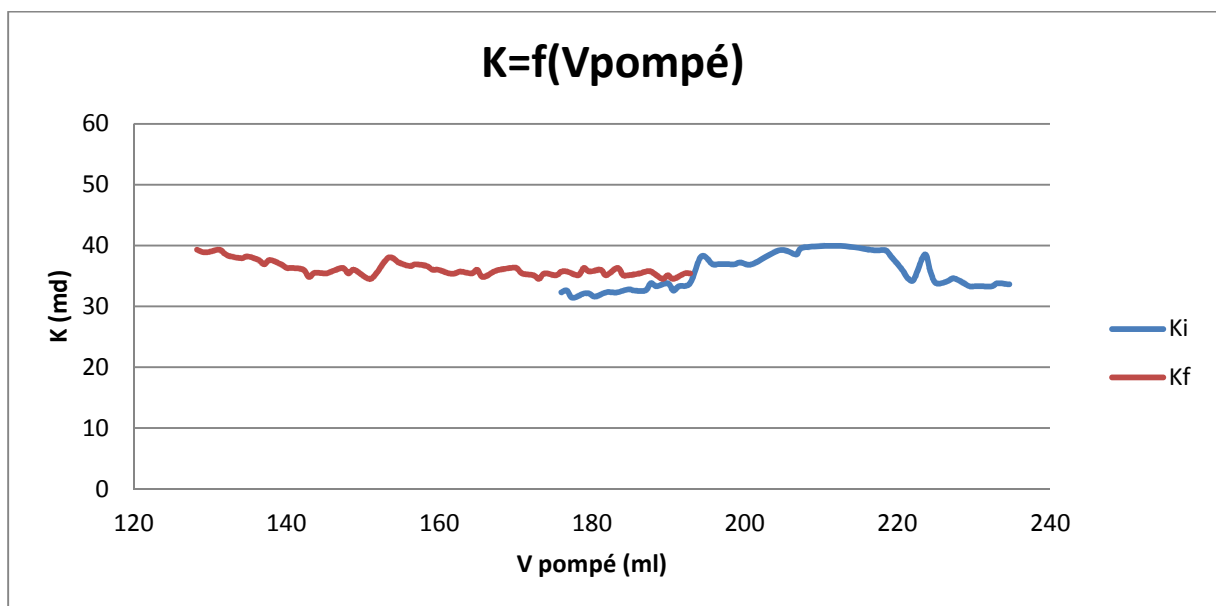
Nous avons la preuve d'un dépôt solide aux abords du puits RAMA1 mais nous ne pouvons pas affirmer qu'il est le seul dépôt. Il y a la possibilité d'existence d'autres dépôts, tels que le sel et l'asphaltènes et voilà la raison d'une autre chute de production remarquable, voir irréversible. La formulation de Schlumberger semble la plus adapté pour restaurer la productivité de ce puits.

V.3.5. Interprétation des résultats des tests de déplacement à l'acide sur les échantillons du puits RAMA1 :

- RAMA-1: N°5

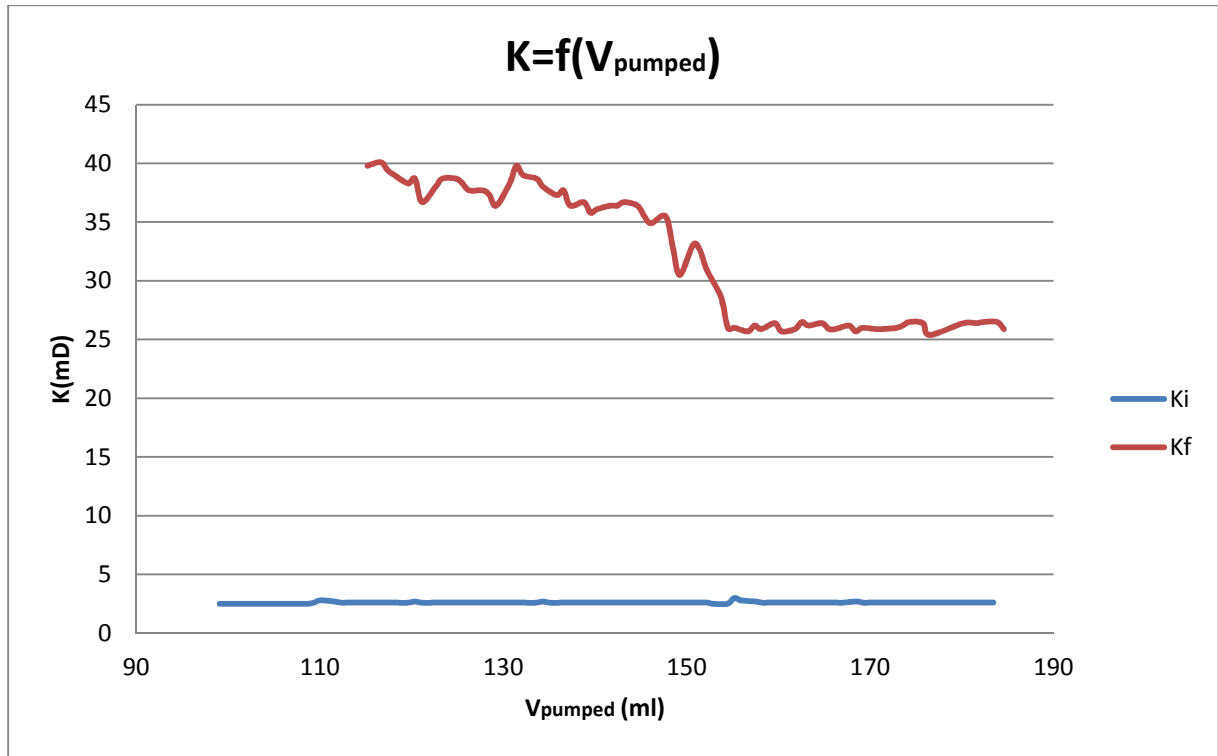


- RAMA-1 : N°6

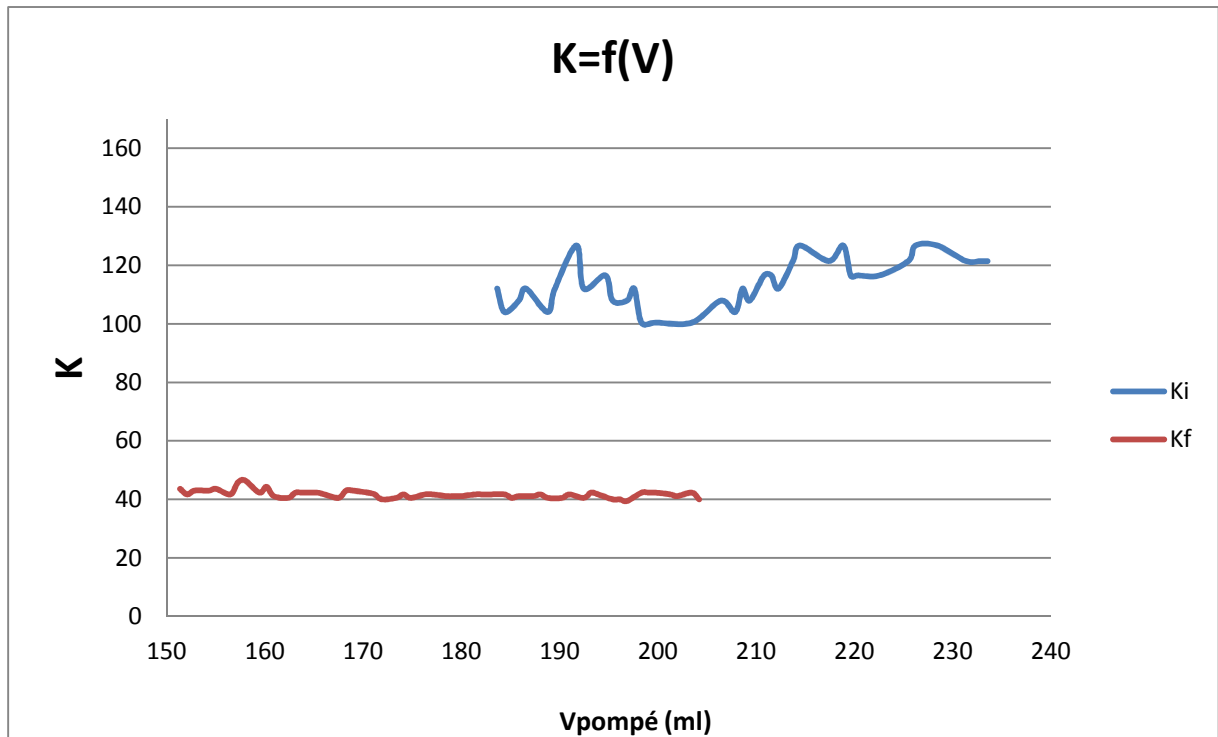


CHAPITRE V : ETUDE DES PUITES RAA2.RAMA1

- RAMA-1 : N°8



- RAMA-1 : N°10



CHAPITRE V : ETUDE DES PUITIS RAA2.RAMA1

Puits	Côtes (m)	Pétrographie (%)												
		Débris de roche	Quartz détritique	Quartz secondaire	Feldspaths	Minéraux lourds	Argiles	Barytine	Oxydes	Anhydrite	Pyrite	Carbonates	Matière organique	Porosité estimée
RAA-2	3935,14		92	TR	TR	TR	7		TR		TR			1
	3935,72		90	2	TR		4			2	TR			2
	3936,16		84	2	TR		3	1		8				2
	3936,76		82	4	TR		4							10
	3937,36		78	4	TR		TR	1	TR	15				2
	3937,89	2	81	2	TR		3	2	TR	8	TR		TR	2
	3938,23		90	TR	TR		4		TR	1				5
	3938,60		85	2	TR		5	TR	TR	7				1
	3939,17		82	4	TR		2		TR	2	TR		TR	10
3939,79		86	TR	TR		2	TR	TR	TR		10		2	

Tableau V.7: Résultats pétrographiques du puits RAA-2 (Avant acidification)

puits	Côtes (m)	Pétrographie (%)								
		Quartz détritique	Quartz secondaire	Argiles	Anhydrite	Barytine	Pyrite	Carbonates	Matière organique	Porosité estimée
RAA-2	3935,58	76	4	4	1					15
	3935,75	80	5	5	2		TR			8
	3936,44	70	4	3	2		1			20
	3936,79	68	4	4	6		TR			18
	3937,37	71	5	7	8		1			8
	3937,89	70	4	3	8	2			5	8
	3938,39	68	4	5					5	18
	3938,65	64	4	4	5	TR			8	15
	3939,09	61	5	4	18	TR			4	8

Tableau V.8 : Résultats pétrographiques du puits RAA-2 (Après acidification)

Puits	Côtes (m)	Pétrographie (%)											
		Débris de roche	Quartz détritique	Quartz secondaire	Feldspaths	Minéraux lourds	Argiles	Barytine	Oxydes	Anhydrite	Carbonates	Matière organique	Porosité estimée
RAMA-1	3997,46		61	4	TR		30			TR			5
	3997,84	2	79	5	TR		4			TR		4	6
	3998,86		61	3	TR		8		TR	3	18	2	5
	4005,87		56	4	TR		12	1	TR	2	15	3	7
	4006,12		75	2	TR		10		TR	5	2		6

Tableau V.9 : Résultats pétrographiques du puits RAMA-1 (Avant acidification)

CHAPITRE V : ETUDE DES PUIITS RAA2.RAMA1

puits	Côtes (m)	Pétrographie (%)										
		Débris de roche	Quartz détritique	Quartz secondaire	Argiles	Oxydes de fer	Anhydrite	Barytine	Pyrite	Carbonates	Matière organique	Porosité estimée
RAMA-1	3997,75	TR	66	5	7		TR		TR		10	12
	3998,19		63	5	3		4	1	1		8	15
	3998,38	TR	66	4	5		6				4	15
	4005,83		57	5	5		2			6	10	15
	4006,13		64	4	5	TR	4			10	5	8

Tableau V.10 : Résultats pétrographiques du puits RAMA-1 (Après acidification)

Discussion des résultats (RAA-2/RAMA-1) avant acidification

Il est à noter que la nature des microfaciès des échantillons étudiés est détritique, à l'exception de quelques niveaux des puits RAMA-1 qui se sont révélés carbonatés.

Les échantillons des puits RAMA-1 et RAA-2 sont représentés, généralement par des grès moyens à grossiers avec un ciment essentiellement argileux à carbonaté. L'argile est omniprésente dans tous les puits et leur pourcentage atteint 30%. Elle est constituée essentiellement du chlorite, d'illite et de la kaolinite. Le ciment carbonaté est fréquent dans les trois sondages mais à un degré moindre que les argiles, celle-ci atteint parfois 18% et représenté généralement par la dolomite, la calcite et parfois la sidérite.

Les sulfates sont aussi fréquents avec des teneurs plus ou moins fortes atteignent parfois 15%. La porosité estimée enfin est faible à moyenne son pourcentage varie entre 2% et 10%.

Discussion des résultats (RAA-2/RAMA-1) après acidification

L'analyse pétrographique des échantillons des puits RAMA-1, RAA-2 et ERAA-1 a révélé que le ciment carbonaté est abondant (jusqu'à 18 % du volume total de la roche) et que ces carbonates ont été détruits par les acides, ce qui a permis d'améliorer considérablement la porosité secondaire, clairement observée dans les puits RAA-2 e, néanmoins on remarque que les échantillons du puits RAMA-1 aux côtes 4005.83m et 4006.13m n'ont pas donné les résultats escomptés; les pores restant toujours colmatés par les carbonates. En revanche ; la cimentation argileuse a été affectée par les acides ce qui a permis d'améliorer la porosité mais à un degré moindre que les carbonates. Enfin, on note dans certains endroits une dissolution partielle des grains de quartz.

CHAPITRE V : ETUDE DES PUITES RAA2.RAMA1

L'analyse pétrographique des échantillons traités par les acides a révélé une amélioration considérable de la porosité, engendrant une amélioration des paramètres pétrophysiques. Cela a été démontré par la dissolution des différents ciments, surtout, les carbonates et à un moindre degré les argiles inter granulaires améliorant nettement la porosité secondaire.

A la lumière de ce qui précède, nous recommandons les acides suivants pour stimuler les puits du champ RAA.

- Pour le puits RAA1 : Mud acid (6.1)
- Pour le puits RAA2 : Formulation BJSP
- Pour le puits RAMA1 : Formulation Shlumberger

CONCLUSION ET RECOMMANDATION

Conclusion

Les sources d'endommagement d'un puits sont diverses, l'invasion de la formation par la boue de forage et workover provoquent une altération de la perméabilité aux abords du puits et les causes d'origine interne se caractérisent par la migration des particules fines de la formation ainsi que les dépôts organiques et minéraux résultant de la variation des conditions thermodynamiques telles que la pression et la température.

La technique d'acidification est toujours efficace et donne des résultats acceptables, qui consistent à l'élimination de l'endommagement aux abords du puits, dans le but de restaurer la perméabilité initiale de la couche et augmenter l'indice de productivité.

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.

Pour cela, on injecte un volume de mélange d'acide approprié dans la formation qui doit être compatible avec la nature du réservoir, en tenant compte du type de fluide présent, de la pression d'injection, de la nature d'endommagement et sa localisation.

Dans cette présente étude, nous avons élaboré et exécuté un programme d'acidification des puits candidats à savoir les puits RAA2 et RAMA1 au champ de Rahlet al Aouda.

L'analyse effectuée sur les Puits RAA2 et RAMA1 nous a permis de tirer les points suivants

- L'identification précise du type d'endommagement est essentielle pour la sélection du traitement et le choix de type et la concentration d'acide à utiliser ;
- Un traitement d'acidification ne doit pas être décidé à la légère. Il doit être étudié et réalisé avec soin car l'opération est très coûteuse;

Recommandations

- ✓ Pour tout projet d'acidification une remontée des pressions (un Build Up) suivi d'un jaugeage est recommandé afin de quantifier l'endommagement et estimer le gain à l'aide d'analyse nodale ;
- ✓ Analyse de laboratoire pour s'assurer de la comptabilité des fluides à injecter avec la roche et les fluides en place ;
- ✓ Une analyse approfondie de la formulation de l'acide de traitement en fonction de la réponse de la roche est recommandée ;
- ✓ Confirmer l'efficacité des produits avancés par la société de service avant son utilisation ;
- ✓ Pour les puits déplétés, un remplissage à la mousse est toujours souhaitable pour avoir une pression positive dans l'annulaire et par conséquent contrôler le déroulement du traitement en cours d'exécution ;
- ✓ Dans le cas où l'endommagement est associé à une percée d'eau ou de gaz, un PLT est toujours souhaitable pour déterminer la hauteur effective à traiter et choisir le mode de placement (packer gonflables ou une diversion pour isoler d'où l'eau vient).
- ✓ RAA2:
 - 1- Utiliser l'acide de BJSP pour stimuler la formation.
 - 2- Ajouter des perforations complémentaires dans l'intervalle [3900m-3903m].
 - 3- Programmer des nettoyages périodiques par réformât.
- ✓ RAMA1:
 - 1- Utiliser l'acide de Schlumberger pour stimuler la formation.
 - 2- Voir la possibilité sidetrack/short radius en direction NE-SW avec un geosteering

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

[1] plan de développement du champ d'huile de rahlet al aouda(raa) contrat r&e touggourt Est juin 2016 Sonatrach.

[2] La production fond ; Denis Perrin ; édition Technip..

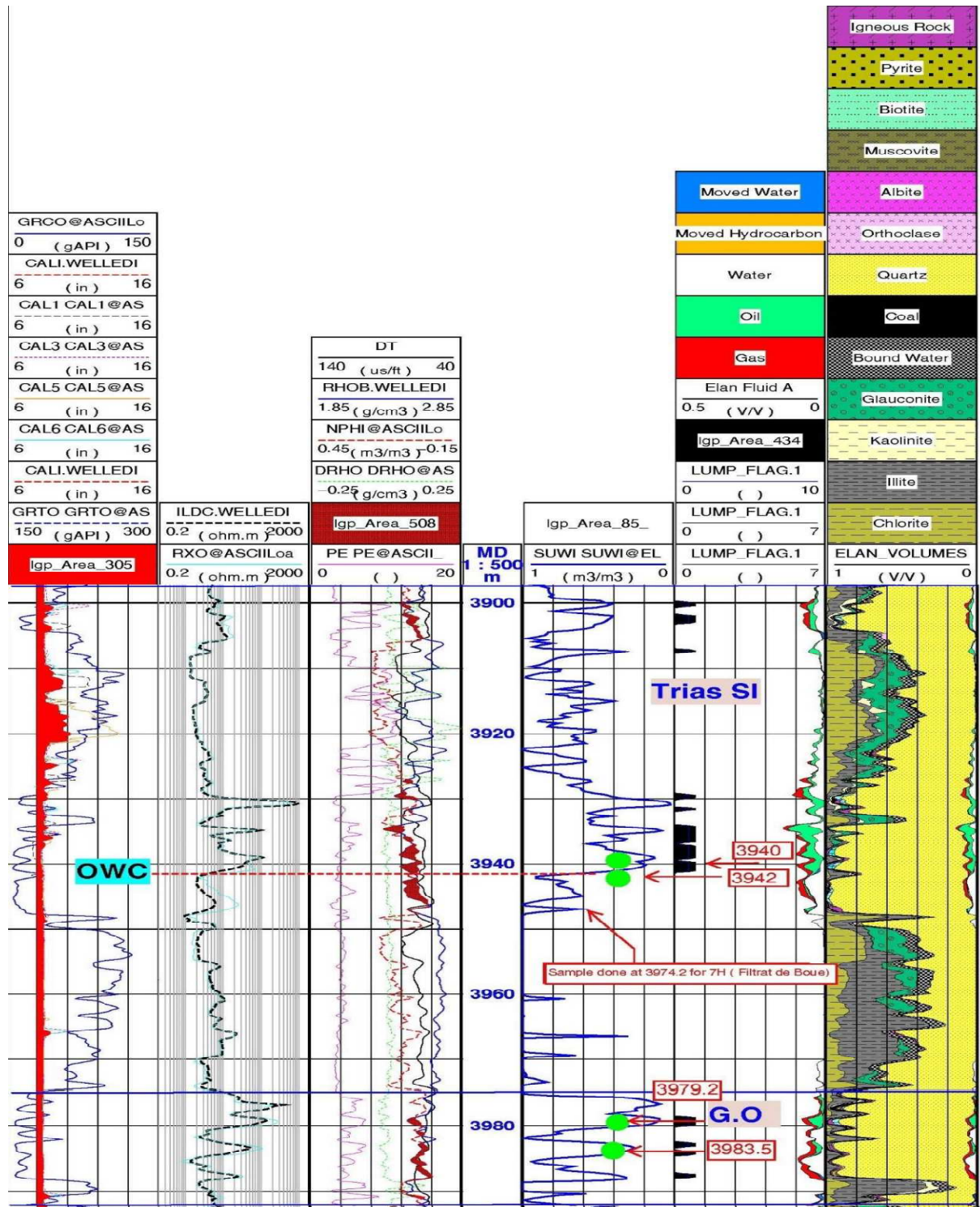
[3] Manuel d'acidification des réservoirs 1983 Edition Technip ;

[4] Le gisement ; R.cossé ; édition Technip.

[5] Data Bank; Division Production; SONATRACH

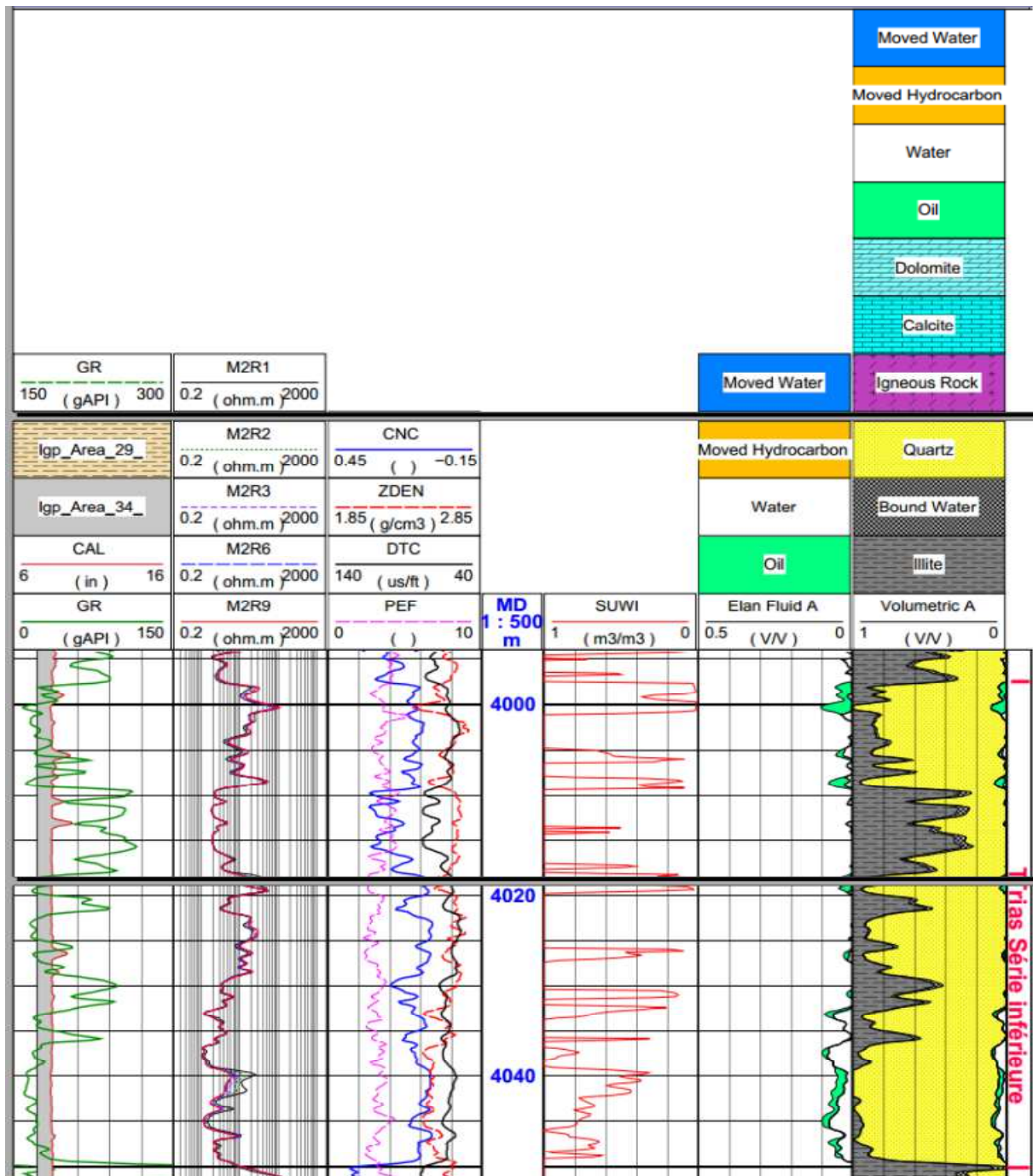
ANNEXES

Annexe



Elan du puits RAA2

ANNEXE



Elan de puits RAMA1

ANNEXE

PUITS : RAA2

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupéré	Injecté	
23/07/2016	9.53	1440	11.98	669.45	56	133.42	40.88	41.5	35	.6441	0	0	-----
24/07/2016	9.53	1440	11.78	647.01	55	125.35	40.15	40.72	34	.6155	0	0	-----
01/08/2016	9.53	1440	10.3	623.74	61	117.09	40.56	40.79	35	.6576	0	0	-----
02/08/2016	9.53	1440	10.36	570.37	55	116	40.56	40.79	34	.648	0	0	-----
03/08/2016	9.53	1440	10.35	567.08	55	115.1	40.5	40.79	31	.6435	0	0	-----
07/08/2016	9.53	1440	10.29	612.04	59	114.51	40.94	40.79	30	.6441	0	0	-----
08/08/2016	9.53	1440	9.85	605.14	61	111.16	39.75	39.77	29	.653	0	0	-----
09/08/2016	9.53	1440	9.8	592.14	60	109.08	38	38.24	30	.6438	0	0	-----
19/08/2016	9.53	1440	9.09	916.07	101	102.5	40.9	40.79	31	.6521	0	0	-----
20/08/2016	9.53	1440	9.13	1093.58	120	101	38.8	38.65	30	.6402	0	0	-----
21/08/2016	9.53	1440	9.23	1090.36	118	100	38.7	38.55	30	.6267	0	0	-----
01/09/2016	9.53	1440	9	475.79	53	94.9	38.2	38.71	28	.61	0	0	-----
02/09/2016	9.53	1440	8.75	463.46	53	93.55	37.12	37.52	29	.6188	0	0	-----
06/09/2016	9.53	1440	8.31	447.60	54	89.76	37.12	37.67	31	.6248	0	0	-----
09/09/2016	9.53	1440	8.26	426.81	52	89.17	36.36	36.89	25	.6249	0	0	-----
23/09/2016	12.7	1440	10.08	690.27	68	48.8	38.1	--	30	.4566	0	0	-----
24/09/2016	12.7	1440	10.34	716.62	69	48	37.1	--	26	.4411	0	0	-----
04/10/2016	12.7	1440	9.41	525.79	56	45.22	34.94	34.67	26	.4567	0	0	-----
14/10/2016	12.7	1440	8.53	576.64	68	44.9	37.8	--	23	.4549	0	0	-----
04/11/2016	12.7	1440	6.9	369.45	54	43.83	38.99	39.56	27	.4844	0	0	-----
05/11/2016	12.7	1440	6.87	350.55	51	42.18	37.3	37.75	21	.4767	0	0	-----
11/11/2016	12.7	1440	5.86	336.97	57	35.33	31.3	31.71	20	.4654	0	0	-----
12/11/2016	12.7	1440	5.69	296.20	52	34.95	31.32	31.69	13	.4579	0	0	-----
20/11/2016	12.7	1440	5.33	549.61	103	36.7	34	34.57	10	.4464	0	0	-----
22/12/2016	12.7	1440	4.74	268.22	57	37.55	35.22	35.67	12	.4775	0	0	-----
23/12/2016	12.7	1440	4.77	233.88	49	39.65	37.58	38.13	12	.4641	0	0	-----
24/12/2016	12.7	1440	4.45	233.66	53	39.9	38.1	38.69	17	.4696	0	0	-----

ANNEXE

13/01/2017	12.7	1440	7.34	353.73	48	56.9 3	39.39	39.88	8	.7526	0	0	-----
24/01/2017	12.7	1440	7.08	691.70	98	53.9	33.9	33.65	9	.7381	0	0	-----
03/02/2017	12.7	-	6.54	883.26	135	52.2	35.1	34.67	20	.7746	0	0	-----
05/02/2017	12.7	-	6.51	798.95	123	51.7	34.15	34.16	10	.77	0	0	-----
01/03/2017	12.7	-	5.77	305.11	53	48.6	36.28	36.71	14	.8173	0	0	-----
08/03/2017	12.7	-	5.82	340.29	59	48.0 6	33.65	34.24	14	.8018	0	0	-----
19/03/2017	12.7	-	5.87	681.92	116	46.2	32.5	32.63	16	.7638	0	0	-----
28/03/2017	9.53	-	5.53	606.34	110	45.7	34.2	34.67	20	.4783	0	0	-----
31/03/2017	9.53	-	5.33	608.04	114	45.8	35.1	34.67	17	.4897	0	0	-----
03/04/2017	9.53	-	5.13	591.16	115	44.8	35	35.66	18	.4913	0	0	-----
08/04/2017	9.53	-	5.39	293.21	54	45.1 4	34.32	35.07	13	.4798	0	0	-----
04/05/2017	9	-	1.81	242.59	134	33.9 6	32	30.59	27	.5888	0	0	-----
29/05/2017	9	-	2.86	369.33	129	34.1 1	29.05	28.55	17	.5435	0	0	-----
18/06/2017	9	-	2.97	180.49	61	35.2 3	29.53	30.3	16	.5554	0	0	-----
19/06/2017	9	-	2.88	160.98	56	34.8 3	29.37	30.59	19	.5608	0	0	-----
26/07/2017	6	-	1.27	87.62	69	32.4 6	26.2	27.47	24	.6073	0	0	-----
27/07/2017	6	-	1.47	87.04	59	33.2 2	27.31	27.74	29	.5261	0	0	-----
06/08/2017	9	-	1.54	103.38	67	32.3	25.6	25.8	26	1.052 8	0	0	-----
10/08/2017	8	-	1.87	121.16	65	28.7	26.8	26.72	26	.4141	0	0	-----
11/08/2017	8	-	1.93	115.59	60	28.2	25.96	26.31	21	.4249	0	0	-----
05/09/2017	9	-	2.6	176.95	68	28.2 3	24.32	24.69	18	.4833	0	0	-----
22/09/2017	9	-	2.28	135.23	59	27.5	25	25.29	17	.4599	0	0	-----
24/09/2017	9	-	2.23	136.27	61	27.8	25.4	25.49	13	.4643	0	0	-----
11/10/2017	9	-	2.89	170.52	59	28	24.42	25.02	16	.419	0	0	-----
12/10/2017	9	-	2.77	167.11	60	29	25.5	25.49	18	.4437	0	0	-----
29/10/2017	9	-	2.23	113.36	51	30.5 2	28.49	28.95	12	.4567	0	0	-----
30/10/2017	9	-	2.25	238.82	106	29.2	26.2	26	16	.5173	0	0	-----
16/11/2017	9	-	2.74	164.90	60	27.7 5	22.76	23.54	8	.4895	0	0	-----
18/11/2017	9	-	2.72	363.79	134	27.2	23.3	23.56	8	.4501	0	0	-----
29/11/2017	9	-	2.91	403.93	139	27.0 4	22.32	22.97	10	.4448	0	0	-----
30/11/2017	9	-	2.96	398.68	135	27.4	22.57	23.2	16	.4481	0	0	-----

ANNEXE

7						8							
18/12/2017	9	-	2.91	361.92	125	26	21.8	21.41	9	.4186	0	0	-----
20/12/2017	9	-	2.9	395.13	136	26.9	20.9	20.39	8	.4724	0	0	-----
10/01/2018	9	-	2.84	159.95	56	27.31	23.53	23.78	11	.428	0	0	-----
12/01/2018	9	-	2.89	180.57	62	27.97	22.92	23.32	7	.4673	0	0	-----
30/01/2018	9	-	2.49	296.42	119	30.03	27.57	29	5	.4402	0	0	-----
31/01/2018	9	-	2.76	336.48	122	27.92	24.11	24.44	4	.4488	0	0	-----
26/02/2018	9	-	3.09	455.18	147	25.9	19.9	19.37	11	.4307	0	0	-----
06/03/2018	9	-	2.84	185.66	65	28.25	23.29	23.7	16	.4767	0	0	-----
24/03/2018	9	-	2.22	210.34	95	31.22	28.22	29.07	6	.5483	0	0	-----
26/03/2018	9	-	2.48	268.42	108	29.64	25.79	26.24	7	.5206	0	0	-----

Historique de production (jaugeages) RAA2

PUITS : RAMA1													
Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Sépar.			Récupéré	Injecté	
18/07/2016	12.7	1440	19.32	2958.77	153	119.55	39.86	41.3	36	.6003	0	0	-----
29/07/2016	12.7	1440	17.55	2788.60	159	108.43	42.41	43.01	37	.5995	0	0	-----
30/07/2016	12.7	1440	17.56	2779.72	158	108.6	41.9	41.71	36	.6001	0	0	-----
04/08/2016	12.7	1440	16.59	2588.35	156	103.56	41.5	41.81	36	.6056	0	0	-----
05/08/2016	12.7	1440	16.61	2591.94	156	103.6	41.5	41.81	36	.6049	0	0	-----
06/08/2016	12.7	1440	16.57	2590.09	156	103.3	41.51	41.81	37	.605	0	0	-----
16/08/2016	12.7	1440	16.87	2891.91	171	111	40.9	41.4	35	.6383	0	0	-----
17/08/2016	12.7	1440	17.18	2867.11	167	111	40.5	40.99	39	.6269	0	0	-----
18/08/2016	12.7	1440	17.03	2869.75	169	110.4	40.5	40.99	38	.6289	0	0	-----
25/08/2016	12.7	1440	17.49	2719.73	155	107	40.5	40.58	34	.5934	0	0	-----
26/08/2016	12.7	1440	17.4	2667.61	153	106	40.5	40.38	34	.591	0	0	-----
01/09/2016	12.7	1440	17.18	2707.13	158	108.33	41.12	41.71	35	.6116	0	0	-----
03/09/2016	12.7	1440	17.24	2822.25	164	110.71	40.24	40.85	37	.623	0	0	-----

ANNEXE

04/09/2016	12.7	1440	17.37	2810.48	162	110.52	39.72	40.23	35	.6172	0	0	-----
05/09/2016	12.7	1440	17.02	2799.30	164	109.73	40	40.59	37	.6255	0	0	-----
11/09/2016	12.7	1440	10.7	1586.27	148	59.04	38.95	39.5	37	.5351	0	0	-----
26/09/2016	12.7	1440	13.78	2440.06	177	85	42.5	--	33	.5985	0	0	-----
16/10/2016	12.7	1440	13.95	1823.11	131	99.07	40.73	41.34	30	.6892	0	0	-----
17/10/2016	12.7	1440	15.62	2185.24	140	79.8	41.53	42.18	32	.4957	0	0	-----
18/10/2016	12.7	1440	12.35	1746.46	141	89.99	40.41	41.02	31	.7067	0	0	-----
19/10/2016	12.7	1440	7.25	1311.72	181	143.98	41.75	42.35	30	1.9269	0	0	-----
01/11/2016	12.7	1440	4.56	554.23	122	68.36	43.07	43.61	18	1.4549	0	0	-----
02/11/2016	12.7	1440	3.97	498.43	125	65.79	42.9	43.53	15	1.6067	0	0	-----
03/11/2016	12.7	1440	2.88	503.18	175	116.57	42.66	43.25	16	3.9317	0	0	-----
09/11/2016	12.7	1440	1.63	214.66	132	39.65	38.52	39.06	10	1.0303	0	0	-----
10/11/2016	12.7	1440	1.2	179.69	149	41.39	38.08	38.61	4	2.3074	0	0	-----
10/12/2016	12.7	1440	1.91	482.72	253	41.5	40.7	40.58	18	.765	254	0	-----
11/12/2016	12.7	1440	2.58	414.45	160	49.5	38.8	39.26	12	1.8011	600	0	-----
12/12/2016	12.7	1440	2.41	475.84	197	46.5	37.7	38.34	11	1.7541	350	0	-----
14/12/2016	12.7	1440	1.7	311.22	183	57.99	41.29	41.9	7	3.3094	375	0	-----
16/12/2016	12.7	1440	.69	156.08	226	47.4	45.01	45.67	12	3.7786	100	0	-----
21/12/2016	12.7	1440	2.43	313.74	129	48.07	44.97	45.57	11	1.2145	300	0	-----
03/02/2017	12.7	-	1.93	294.05	152	110.3	39.1	38.75	8	5.535	400	0	-----
23/02/2017	9	-	2.19	197.42	90	112	41.3	42.01	18	2.671	267	0	-----
01/03/2017	9	-	2.18	237.63	109	112	41.41	42.14	20	2.6761	267	0	-----
18/03/2017	9	-	5.73	646.32	113	68.66	42.75	43.52	13	.6258	267	0	-----
19/03/2017	9	-	4.78	775.48	162	58.24	42.3	42.83	17	.6356	760	0	-----
13/04/2017	9	-	1	109.11	109	57.78	39.64	40.44	10	3.0199	275	0	-----
25/08/2017	12	-	1.1	141.45	129	36.24	34.48	35.04	15	1.6146	100	0	-----

Historique de production (jaugeages) RAMA1

ANNEXE

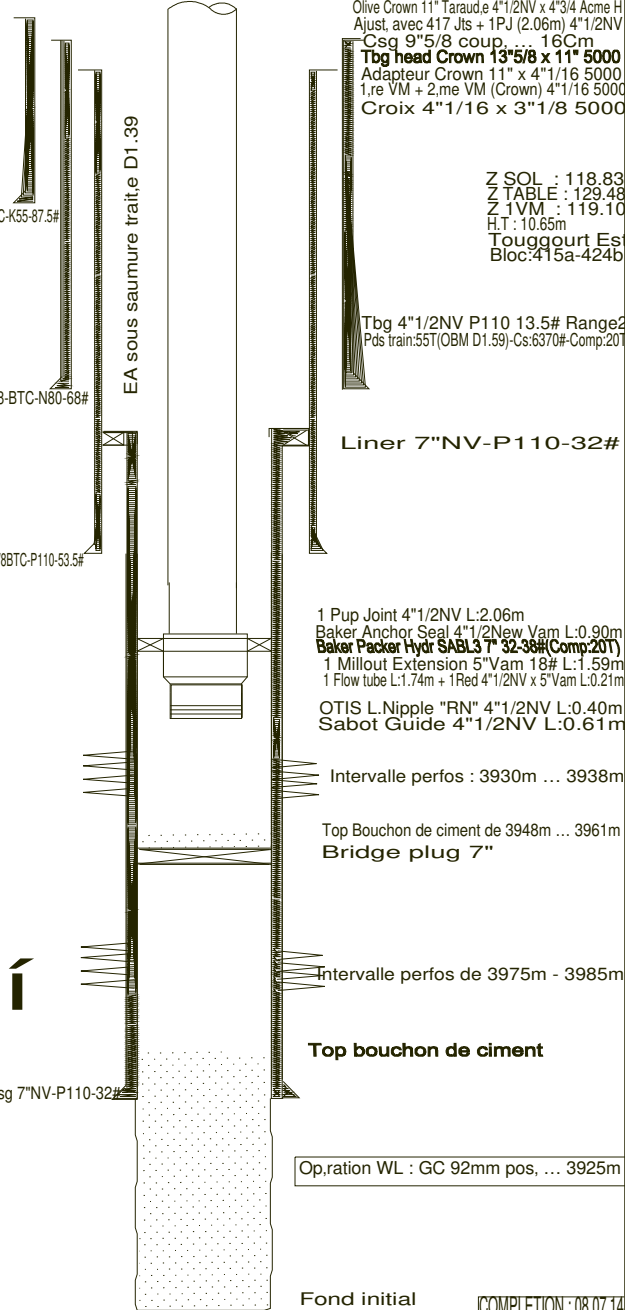
**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREE RAA2

X : 315 016.00
Y : 359 183.46

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/VM	SOND/TR
			435.00
			18"5/8-BTC-K55-87.5#
114.30	99.57		2403.00
122.00	96.39		13"3/8-BTC-N80-68#
		3546.50	3556.00
		3694.50	3704.00
			Csg 9"5/8BTC-P110-53.5#
139.60	103.20	3879.84	3889.34
144.10	101.60	3880.39	3889.89
		3893.40	3902.90
126.20	87.78	3894.00	3903.50
		3938.50	3948.00
		3951.50	3961.00
		4002.50	4012.00
		4039.50	4049.00
			Csg 7"NV-P110-32#
		4215.50	4225.00

*Puits for. par l'app TP169 Le :08.07.14
*Reservoir avec OBM D1.59



Olive Crown 11" Taraud.e 4"1/2NV x 4"3/4 Acme H
Ajust. avec 417 Jts + 1PJ (2.06m) 4"1/2NV
Csg 9"5/8 coup. ... 16Cm
Tbg head Crown 13"5/8 x 11" 5000
Adapteur 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 : 118.83
Z TABLE : 129.48
Z 1VM : 119.10
H.T : 10.65m
Touggourt Est
Bloc:415a-424b

Tbg 4"1/2NV P110 13.5# Range2
Pds train:55T(OBM D1.59)-Cs:6370#-Comp:20T

Liner 7"NV-P110-32#

1 Pup Joint 4"1/2NV L:2.06m
Baker Anchor Seal 4"1/2New Vam L:0.90m
Baker Packer Hydr SABL 3 7" 32-36#(Comp:20T)
1 Millout Extension 5"Vam 18# L:1.59m
1 Flow tube L:1.74m + 1Red 4"1/2NV x 5"Vam L:0.21m
OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2NV L:0.40m
Sabot Guide 4"1/2NV L:0.61m

Intervalle perfos : 3930m ... 3938m

Top Bouchon de ciment de 3948m ... 3961m
Bridge plug 7"

Intervalle perfos de 3975m - 3985m

Top bouchon de ciment

Op.ration WL : GC 92mm pos. ... 3925m

Fond initial

COMPLETION : 08.07.14

ANNEXE

