

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de

Master

Option: Production

Présenté Par :

M^r DAHMANE AICHOUCHE OUSSAMA

M^r HELLAL AYOUB

M^r KADDOURI BOUFELDJA

-THEME-

Evaluation Et Interprétation Des Résultats D'acidification Sur Le Puits OML113 à HASSI MESSAOUD

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen .

Jury:

Président : M

Univ. Ouargla.

Examineur : Mm

Univ. Ouargla.

Rapporteur : Mm

BOUFADES DJAMILA

MAA

Univ. Ouargla.

Année universitaire : 2019/2020

Dédicace

Je dédie ce modeste travail, le fruit de très longues années de travail avant tout à la lumière de ma vie, la source de mon bonheur et le guide de mon chemin à mes très chers parents. Que je ne saurais jamais remercier assez pour leurs sacrifices et leurs présence durant mes études et toute ma vie. À la seule femme de ma vie qui a énormément souffert pour faire de moi ce que je suis et qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi, Ma très chère Maman.

À mon très cher père, en témoignage et en gratitude de leurs soutiens permanents durant toutes mes années d'études, Allah me le garde.

À mon très cher oncle Mohamed, qui m'a assisté dans les moments difficiles et m'a pris doucement par la main pour traverser ensemble des épreuves pénibles.... je te suis très reconnaissante, et je ne te remercierai jamais assez pour ton amabilité, ta générosité, ton aide précieuse.

À mon frère Adel et mes sœurs, toute la famille .

À mes professeurs Mme BOUFADES , Mr BAHRI Mohammed Nadjib et

Mr ATLILI ;

À mes amies, à tous qui me sont chers Ayoub, Boufeldja, Sofiane,, Si ali Zakaria, Mohammed .

OUSSAMA

Dédicace

*Je dédie ce modeste travail ,
A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur
tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études,
A mes chères sœurs pour leurs encouragements permanents, leurs
présence durant mes études et leur soutien moral,
A mes chers frères Mehdi et Zakaria et ma sœur, pour leur appui et leur
encouragement,
A toute ma famille .
pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,
A mes très chers amis Boufeldja , Hamid , Riad , Salah et Oussama ;
A mes professeurs Mme BOUFADES et Mr ATLILI ;
Merci d'être toujours là pour moi.*

AYOUB

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

A mes chers parents que je ne saurais jamais remercier assez pour leurs sacrifices et leurs présence durant mes études et toute ma vie.

A mes chers frères et sœurs, a toute la famille à qui je souhaite tout le bonheur.

A mes professeurs Mme BOUFADES et Mr ATLLI ;

A mes très chers amis AYOUB , KADER et OUSSAMA

A tous les amis que j'ai eu la chance d'avoir .

BOUFELDJA

Remerciements

En premier lieu, Nous remercions ALLAH

De nous avoir donné la santé et la volonté d'être

Arrivés au terme de notre projet.

Nous remercions nos familles et nos proches pour leurs soutiens,

Ainsi que tous nos amis.

Nous adressons nos vifs remerciements à notre encadreur

M^{me} BOUFADES

*Je remercie vivement les membres de jury qui m'honorent en jugeant ma mémoire de fin
d'étude.*

A Mr ATLLI pour son aide précieuse.

Ainsi pour tous les enseignants du département de production

Nous remercions aussi toute l'équipe du service (techniques nouvelles) de IRARA HMD

Résumé

La région de Hassi Messaoud qui subit à une chute de production dû à l'endommagement et/ou à la déplétion , donnant à réfléchir sur les modalités d'intervention, pour assurer une production optimale dans cette zone endommagée.

Dans le cadre de ce travail, il nous a été proposé d'évaluer et interpréter les résultats d'acidification à Hassi Messaoud et exactement au puit OML113, pour cela on a utilisé l'analyse nodale pour étudier la rentabilité de faire l'intervention par une acidification dans des puits a skin élevé par l'évaluation de la performance de ces puits à différentes valeurs possibles de skin.

Une analyse nodale par le logiciel PROSPER est établie afin de prévoir la production des puits et par conséquent proposer des solutions et des recommandations, pour une meilleure approche de cette partie du gisement dans le future.

Mots clés : endommagement , skin , acidification, analyse nodale .

المخلص

إن حوض حاسي مسعود يشهد انخفاضاً في الإنتاج بسبب الضرر و /أو النضوب مما يجعلنا نفكر في كيفية التدخل ، لضمان الإنتاج الأمثل في هذا النطاق المتضرر.

في هذا العمل ، طلب منا تقييم و تفسير نتائج عملية التحميض في حاسي مسعود و بالتحديد على مستوى البئر OML113 ، دراستنا تهدف الى استعمال طريقة التحليل العقدي من أجل دراسة مدى مردودية القيام بعملية التحميض على الآبار المتضررة بتقدير أداء البئر و انتاجيته عند قيم مختلفة لمعامل الضرر و من خلال ذلك نقرر مدى فعالية القيام بعملية التحميض في الآبار ذات معامل ضرر كبير . التحليل العقدي باستعمال برنامج PROSPER يسمح بالتنبؤ بإنتاجية الآبار عند قيم مختلفة لمعامل الضرر و من ثم اقتراح حلول و توصيات من أجل استغلال أمثل لهذا الحقل مستقبلاً .

الكلمات المفتاحية : معامل الضرر ، التحميض ، التحليل العقدي ، الضرر.

Abstract

The production of Hassi Messaoud region drop due to damage and /or depletion, that's what push us to think about the intervention methods, to ensure an optimal production in this damage zone.

In this work , we were asked to assess and interpret the acidification results at Hassi Messaoud reservoir exactly in the well OML113. the goal of our project is using of nodal analysis to study the profitability of acidification in damaged wells (high skin) by evaluating the performance of these wells at different possible values of skin . A nodal analysis by PROSPER software is established in order to forecast the production of wells and therefore to propose solutions and recommendations, for a better approach of this field in the future.

Keywords : skin, acidification, nodal analysis, damage .

SOMMAIRE

Dédicaces	i
Remerciement	ii
Liste des abréviations	iii
Liste des figures	iv
Liste des tableaux	v
Introduction générale	1
CHAPITRE I : Présentation du Champ HASSI MESSAOUD	
I.1. Situation géographique	2
I.2. Cadre Géologique	3
I.3. Description du réservoir (drains)	3
I.4. Caractéristiques du réservoir	4
I.5. Constituants pétrographique du réservoir	4
I.6. Caractéristiques de fluide	5
CHAPITRE II : Notion sur l'endommagement – Skin	
II.1. Notion sur l'endommagement	6
II.2. Localisation de l'endommagement	6
II.2.1. Au fond du puits	6
II.2.2. Aux abords des puits	6
II.3. L'origine de l'endommagement de la formation	7
II.3.1. Endommagement dû à la formation	7
II.3.2. Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, work-over et snubbing)	8
II.3.3. Endommagement dû aux perforations	9
II.3.4. Invasion du filtrat de ciment	9
II.3.5. Endommagement dû à la stimulation	9
II.3.6. Endommagement dû à l'injection d'eau	9
II.4. Notion de Skin	10
II.5. Endommagement global S	10
II.6. Effet de l'endommagement sur la productivité	11
CHAPITRE III : Théorie et Chimie d'acidification.	
III.1. Introduction	12
III.2. La Théorie d'acidification	12
III.2.1 Le But de l'acidification	12
III.2.2 Justification d'un traitement par acidification	13
III.2.3 Techniques de mise en place	13

III.3.La chimie de l'acidification	14
III.3.1. Les acides	14
III.3.2. Action des acides sur les réservoirs gréseux.....	14
III.3.3. Réactions secondaires	16
III.3.4. Les acides utilisés à Hassi Messaoud	17
III.3.5. Les additifs	19
III.3.6. Les Différentes étapes d'un Traitement à L'acide	20
III.4.Différents calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification	23
III.4.1.Calcul du volume d'acide nécessaire pour l'acidification	23
III.4.2.Calcul le débit d'injection	27
III.4.3.Calcul de la pression maximale d'injection	28

CHAPITRE IV : Partie Calcul

IV.1.Partie 01

IV.1.1. Etude du puits OML 113 (Zone 8)	29
IV.1.2. sélection du puits	29
IV.1.3. But du Traitement	30
IV.1.4. Caractéristiques techniques	30
IV.1.5. Caractéristiques géologiques	30
IV.1.6. Caractéristiques de Production	31
IV.1.7. Situation Avant L'opération	32
IV.1.8. Identification de type d'endommagement	32
IV.1.9. Calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification	32

IV.2.Partie 02

IV.2.1. Introduction	35
IV.2.2. Etude de sensibilité sur le facteur de skin (S) par logiciel prosper.....	35
IV.2.3. Application de Prosper dans le domaine d'acidification	35
IV.2.4 Analyse prévisionnelle des performances de puits OML113	37
IV.2.5 Le traitement préconisé	38
IV.2.6. Analyse nodale après acidification	39
IV.3. Evaluation économique	41
Conclusion générale.....	42
Recommandations	43

Bibliographie

Annexes

Liste des nomenclatures et des abréviations

Q : débit d'huile.	(m ³ /s)
Q_f : débit volumétrique mesuré dans les conditions de fond	(m ³ /s)
H : hauteur du réservoir	(m)
μ : viscosité de liquide	(kg/ (m.s))
P_g : pression de gisement	(Pa)
P_{ri} : pression de réservoir initiale	(Pa)
P_b : pression de bulle	(Pa)
P_{wf} : pression de fond dynamique	(Pa)
P_{ws} : la pression de fond statique	(Pa)
P_{sécurité} : la marge de sécurité	(psi)
IPR : inflow relations chip performance	
IP : indice de productivité	
CTU : Unité de coiled tubing (coiled tubing unit)	
ID : diamètre intérieur du tubing	(m)
GOR : gaz oil ratio .	(m ³ /m ³)
DST : dril stem test	
φ : La porosité	(%)
φ_u : La porosité utile du réservoir	(%)
R_e : rayon de drainage	(m)
R_s : rayon de la zone endommagée	(m)
R_w : rayon du puits	(m)
R_i : rayon d'investigation	
R_{perf} : rayon des perfos	
H_u : Hauteur utile de réservoir en	(m)
L_{perf} : longueur des perfos	
H_{perf} : la distance entre les perfos	
k : perméabilité du réservoir.	(md)
K_e : perméabilité de la zone endommagée.	(md)
K_i : perméabilité de la zone vierge ou non endommagée.	(md)
S : le skin ou le degré d'endommagement (sans dimension).	
Se : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice)	

Sp : la perte de charge due aux perforations .

Sc : l'étranglement de l'écoulement du a la pénétration partielle.

St : skin total .

A : section de carotte (cm²)

V_a_p: Volume de main acide qu'il faut l'injecter à l'échelle du puits (m³)

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

Bo_g : Facture de volume de fond (m³/m³) ou (bbl/STB)

VLP : Vertical Lift Performance .

Liste des tableaux

Tableau IV-1: Intervalles de perforation	30
Tableau IV-2: Caractéristiques petro physiques du réservoir	30
Tableau IV-3: Données de tests	31
Tableau IV-4: Données De Jaugeages	31
Tableau IV-5: volume d'acide pour le puits OML113	32
Tableau IV-6: analyse prévisionnelle de puits OML113	37
Tableau IV-7: le protocole de Tube Clean.....	38
Tableau IV-8: le cout d'opération et le gain en débit pour le puits OML113	41
Tableau IV-9: les résultats de PAYOUT pour différents prix du baril (\$/bbl).....	41

Liste des figures

Figure I-1 : La situation géographique du champ Hassi Messaoud	2
Figure II-1 : Localisation des endommagements.	6
Figure II-2 : l'effet de Skin sur la perméabilité	10
Figure II-3 : Influence du skin sur la productivité	11
Figure III-1: Acidification matriciel	12
Figure III-2: Traitement avant et après l'injection d'acide	13
Figure III-3 : Cylindre endommagée	23
Figure III-4: Position de la carotte en cours du test ARC	24
Figure III-5 : Test d'endommagement	25
Figure III-6: Test d'acidification	25
Figure IV-1: Situation de puits OML113.....	29
Figure IV-2: Evolution journalières des paramètres du puits (P_t , P_p , T)	32
Figure IV-3: Zones de production du puits OML113	33
Figure IV-4 : L'organigramme de fonctionnement de PROSPER	36
Figure IV-5: Analyses prévisionnelles des performances de puits OML113	37
Figure IV-6: Courbe de performance d'OML113 avant acidification ($IPR_{\text{skins}=7.61}/VLP$)	37
Figure IV-7: Courbe de performance d'OML113 après acidification ($IPR_{\text{skins}:7.61,4,0,-2}/VLP$)	40
Figure IV-8 : Courbe de performance de puits OML113 après acidification (IPR_{skin0}/VLP)...	40

Introduction générale

Pendant la vie d'exploitation d'un gisement pétrolier, la productivité des puits diminue après une certaine durée de production, ceci est dû à des problèmes d'exploitation qui sont souvent à l'origine d'un éventuel endommagement de la formation. Pour remédier ce problème, plusieurs type de stimulation sont utilisées, mais on se limite seulement à la stimulation par acidification. [1]

Le but d'un traitement par acidification est l'élimination d'endommagement aux abords du puits et restauration de la perméabilité initiale de la couche.

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 enlever que par des traitements très coûteux. [2]

Alors avant chaque acidification il y a lieu de procéder à une étude complète, afin d'identifier l'endommagement, sa position, et son type et son origine pour mieux sélectionner le type de traitement adéquat, la technique à utiliser et un calcul économique, pour évaluer la rentabilité du traitement. [3]

C'est dans ce contexte que nous venons présenter ce travail intitulé :

« Evaluation Et Interprétation Des Résultats D'acidification Sur Le Puits OML113 »

En effet, cette étude comporte une analyse détaillée des résultats d'acidifications effectué sur le Puits OML113 situé dans le champ de HASSI MESSAOUD et en tenant compte des points suivants :

- Présentation du champ HASSI MESSAOUD ;
- Notion sur l'endommagement et le skin ;
- Théorie et chimie de l'acidification matricielle ;
- Différents calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification matricielle (volume d'acide, débit d'injection, la pression de traitement, le skin d'endommagement) ;
- Evaluation et interprétation des résultats d'acidification sur le puits OML113 (HMD) ;
- Evaluation économique des traitements.

Notons que le logiciel **PROSPER** a été utilisé pour étudier la rentabilité de faire une intervention par acidification dans le puits endommagé, par l'évaluation de la performance de ce puits à différentes valeurs possibles de skin.

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

Chapitre

I

Présentation du Champ HASSI

MESSAOUD

I.1 Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province triasique et aussi des champs pétroliers paléozoïques. Il se situe à 800 km Sud- Est d'Alger, à 350km de la frontière tunisienne, à 80Km à l'Est de Ouargla. Il a une superficie de 2000km² et une altitude moyenne de 142m. Il est limité : [4]

- Au NW par les gisements d'Ouargla, Guellaba, et Haoud-Berkaoui;
- Au SW par les gisements d'El-Gassi, Zotti et El-Agreb;
- Au SE par les gisements de Rourde-El-Baguel et Mesdar;
- A l'Est par le gisement de Berkine.

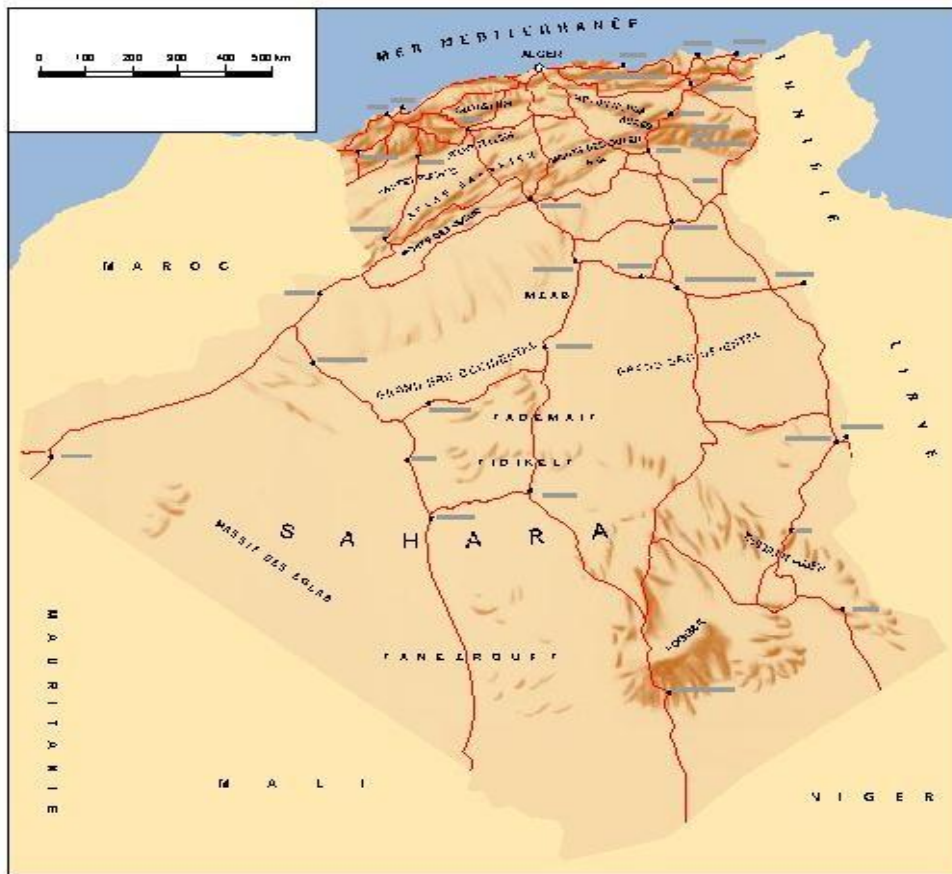


Figure I.1 : La situation géographique du champ Hassi Messaoud [4]

I.2 Cadre géologique :

Le gisement est localisé dans les 3 niveaux réservoirs du Cambrien (Ri, Ra, R2, R3). Les paramètres s'améliorent de bas en haut.

La description des niveaux dans le gisement est la suivante :

- Dans le **R3** la porosité varie entre 5 et 10% et la perméabilité plus petite (1md et quelque fois nulle).
- Dans le **R2** la porosité augmente de 10 à 13% et la perméabilité reste la même (faible).
- La zone **Ra** est le réservoir principal. Son épaisseur est 100m l'Est et 145m à l'Ouest. C'est un grès mal classé ou la taille de grains varie beaucoup et parfois reste même supérieur à 1mm. Les lits (bancs) grossiers intercalés par des bancs plus fins de quelques mm d'épaisseurs où la stratification est oblique.

La perméabilité à travers les niveaux poreux varie entre 60 et plus de 100md. La porosité est comprise entre 4 et 20%.

- Dans le **Ri** les grains ont la même taille, ne dépasse jamais de 1mm. Ce sont des quartzites fins à moyens et surtout mal classés. Leur porosité est faible en moyenne, quelque dizaines de md et la porosité ne dépasse pas 10 ou 15%.

L'épaisseur totale de la partie productive du réservoir cambrien atteint 100-120 mètres. La saturation en huile constitue 85%. Le débit moyen est égal à 300-350 m³/jour, par puits peut varier entre 100 et 1900 m³ /jour. [4]

I.3 Description du réservoir (drains) :

Du point de vue sédimentologique, le réservoir est subdivisé en trois zones suivant les critères granulométrique :

- Zone grossière inférieure (Ra inférieure)
- Zone fine médiane (Ra moyen)
- Zone grossière supérieure (Ra supérieure)

La base du **Ra** s'individualise comme une zone grossière inférieure dans laquelle se développent trois drains qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques.

Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes :

- **D1** : Grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques, avec absence de tigillites.

- **ID** : Niveaux plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage progressif entre le D1 et le D2.
- **D2** : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de
- niveaux de silts à fines bioturbations. Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs, il faut surtout remarquer l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ. [4]

I.4. Caractéristiques du réservoir :

A **Hassi Messaoud**, ce sont les sédiments cambriens qui sont saturés en huile. Ils sont protégés par une bonne couverture formée par d'épaisses couches salifères et argileuses.

Le plan d'eau se trouvait initialement à une profondeur d'environ 3380m, étant donné l'importante déplétion du champ, l'eau a quelque peu envahi une bonne partie du R2.

Essentiellement constituée de grès anisométrique, seul la zone Ra d'une centaine de mètres présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques. Elle est la plus productive du réservoir cambrien situé environ entre 3300m et 3500m de profondeur. [4]

I.5. Constituants pétrographique du réservoir :

Le réservoir gréseux de **Hassi Messaoud** est essentiellement constitué de Quartz, cet élément représente souvent plus de 2/3 de la roche, il est généralement accompagné d'autres minéraux parmi lesquels les plus courants sont les silicoaluminates qui se divisent en deux groupes :

- Les Phyllosilicates : Agriles et Micas.
- Les Tectosilicates : Feldspaths.

Dans le groupe des Phyllosilicates on rencontre différents minéraux dont les principaux sont : le Silicium, l'Aluminium, le Fer et le Magnésium.

En ce qui concerne l'acidification il est important de remarquer que les Argiles que l'on cherche à solubiliser sont soit des minéraux constitutifs de la roche, ou bien celles des fluides colmatants, généralement l'Argile dominante dans les réservoirs Argileux sont : l'Illite, la Chlorite et la Kaolinite.

Dans le groupe des Tectosilicates on remarque des substitutions des Silicium par l'Aluminium accompagné de Potassium, Sodium ou de Silicium.

Les Feldspaths, qui appartient à la famille des Tectosilicates, constituants un groupe particulièrement important par leur abondance dans l'écorce terrestre.

D'autres minéraux, présents généralement en plus faibles concentrations accompagnent le Quartz, les Feldspaths, citons : les Carbonates, Calcite, Dolomite, Sidérite.

Les minéraux qui constituent la roche Gréseuse sont susceptibles d'être en réaction avec l'acide Fluorhydrique en donnant lieu à un ensemble d'équilibre chimique. [4]

I.5.1 Le Ciment de la roche :

Les deux principaux ciments existants sont l'argile et la silice.

La Silice : elle se présente essentiellement sous forme de nourrissage (silice secondaire) et colmatant des fissures.

L'Argile : les principaux constituants sont la kaolinite et l'illite, la kaolinite est une fraction authogénique tandis que l'illite est détritique.

I.5.2 Autres ciments :

Les carbonates : Se sont des ciments authogéniques colmatants les fissures, elles sont représentées par la sidérite et à moins degré la calcite.

La pyrite : Elle est d'origine authogénique, se trouve dans les fissures épaisses. [4]

I.6 Caractéristiques de fluide :

- ✓ Huile légère
- ✓ Densité moyenne en surface : $d_o = 0.8$ (API = 45°)
- ✓ La pression de gisement variable : $P_g = 120$ à 400 Kgf/cm²
- ✓ Température de gisement est de : $T = 120^\circ\text{C}$
- ✓ Le **GOR** de dissolution est de l'ordre de 219(v/v), sauf pour les puits en percée de gaz où le **GOR** peut dépasser 1000 (v/v)
- ✓ La perméabilité varie de 0.1 md à 1000 md
- ✓ Point de Bulle : 140 à 200 kg/cm²
- ✓ L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m maximum .
- ✓ Cote de référence : 3200 m
- ✓ La saturation en huile est de 80 % à 90 % maximum.
- ✓ La perméabilité est très variable : $K = 0$ à 1 Darcy .
- ✓ La viscosité : $\mu_o = 0.2$ Cp Le facteur volumétrique de fond moyen : $B_o = 1.7$ m³/m³ . [5]

Chapitre

II

Notion sur l'endommagement – Skin

II.1 Notion sur l'endommagement :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits ; il représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production et l'installation de surface. L'endommagement est quantifié par « le facteur skin » [6]

La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une chute de débit du puits (une baisse de production). Il s'exprime par la diminution de l'indice de productivité et par le skin (appelé aussi coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif. [6]

II.2- Localisation de l'endommagement :

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

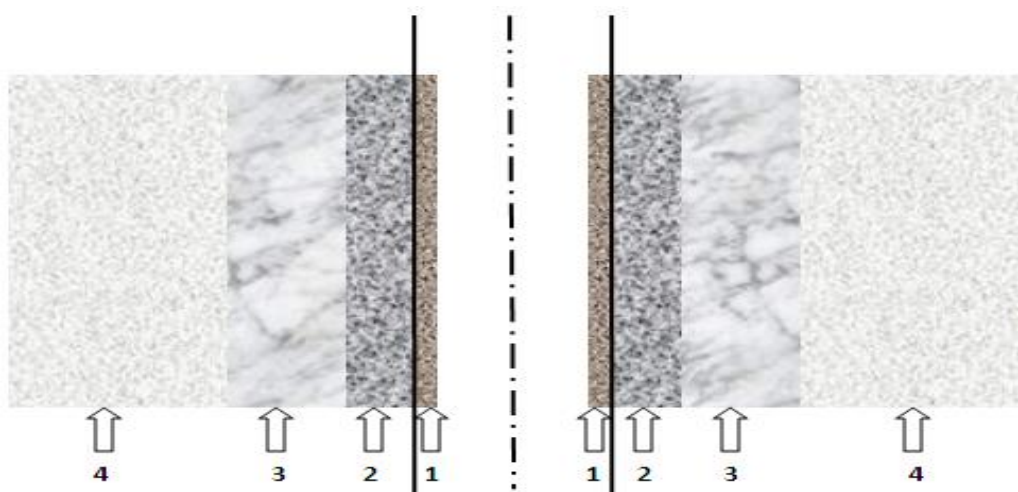


Figure II.1 : Localisation des endommagements. [6]

II.2.1. Au fond du puits :

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (Produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltènes).[6]

II.2.2. Aux abords des puits :

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

Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides. [6]

- **Le cake interne (zone 2) :** le cake interne est constitué par des fines particules solides provenant de la boue, du ciment, et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores rendant le milieu peu perméable.
- **La zone envahie (zone 3) :** au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :
 - ✓ Changement de mouillabilité.
 - ✓ Formation d'émulsion
 - ✓ Gonflement et / ou délitage des argiles.
 - ✓ Précipitation diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place (réduction de perméabilités). [6]

II.3 L'Origine de l'endommagement de la formation :

Le diagnostic de l'origine de l'endommagement est vital 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 caractérise par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation.

La maîtrise de ces derniers représente la clef de la réussite d'un traitement par acidification ; par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement.

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

1) Dépôts de sel :

Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés. Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perfos et du tubing de production.

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) .

2) Dépôts organiques

- **Dépôts 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.

Les asphaltènes peuvent se déposer partout (matrice, perforation, tubing) à cause du changement des conditions thermodynamiques (température ou/et pression) ,

- **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]

3) Migration des fines :

Les particules endommageant es qui viennent du réservoir, peuvent se migrer avec la production du fluide et boucher les abords du puits causant ainsi une réduction de la production.

4) Gonflement des argiles :

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement 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 bloquer par la suite le canal du pore. [3]

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

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

- Formation d'émulsion et sludges due à l'incompatibilité des fluides d'invasion et celle de formation. Les émulsions peuvent être dissociées, par contre les sludges, ils sont très difficiles à dissoudre, un moyen de prévention est plutôt utilisé :

- Changement de mouillabilité dû à l'adsorption en surface des roches par les fluides de forage, work-over et de snubbing.
- Gonflement des argiles qui est due à l'invasion du filtrat à base d'eau de forage, work-over et les fluides de complétion, qui se gonfle et réduit la perméabilité.

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.

II.3.5. Endommagement dû a 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. [3]

En conclusion, l'identification du type d'endommagement est l'une des clefs de la réussite d'un traitement par **acidification**. [3]

II.4 Notion de skin :

La notion de skin, est définie par un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits, Il représente le degré d'endommagement total d'un puits. Des auteurs (tels que **Hawkins**) ont défini le skin **S** appelé « effet de paroi » par la relation suivante : : [6]

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

- Où :
- S** : skin
- K** : perméabilité du réservoir.
- K_s** : perméabilité de la zone endommagée.
- r_s** : rayon de la zone endommagée
- r_w** : rayon du puits

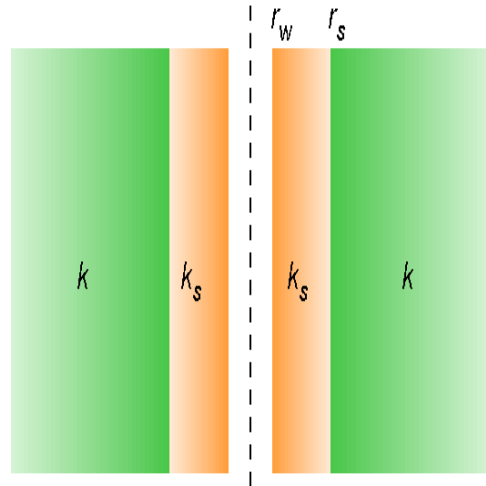


Figure II-2 : l'effet de Skin sur la perméabilité

On voit que si :

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

II.5 Endommagement global S :

Dans tous les cas, les pertes de charges additionnelles, localisées aux abords du puits (matrice), peuvent être traitées comme un skin. Donc le skin qui sera mesuré au cours d'un test, est une résultante de tous ces skins. **S= Se + Sp + Sc** **II.2 [3]**

- Où :
- Se** : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice)
- Sp** : la perte de charge due aux perforations
- Sc** : l'étranglement de l'écoulement du à la pénétration partielle.

II.6. Effet de l'endommagement sur la productivité :

La connaissance de l'IPR et l'équation de Hawkins sont essentielles pour comprendre l'effet de l'endommagement de la formation sur la productivité du puits.[1]

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

$$Q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141.2B\mu \left(\ln \frac{R_e}{r_w} + S \right)} \dots\dots\dots \text{II.3 [1]}$$

Où :

Q : débit d'huile conditions de fond (bbl/j).

K : perméabilité (md).

h : hauteur du réservoir (ft).

μ : viscosité d'huile (cp).

PG : pression de gisement (psi)

P_{wf} : pression de fond dynamique (psi)

r_e : rayon de drainage (ft)

r_w : rayon du puits (ft)

S : skin total

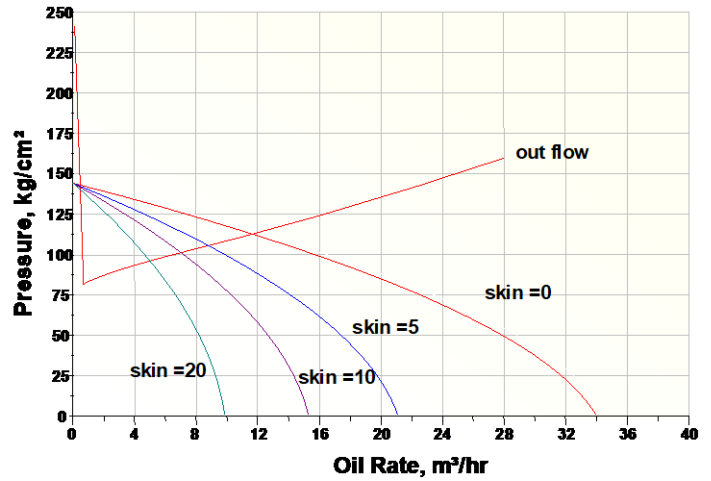


Figure II.3 : Influence du skin sur la productivité.[1]

Chapitre

III

Théorie et Chimie d'acidification

III.1. Introduction :

Parmi les traitements matriciels les plus appliquant 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 ont injectés dans la formation avec une pression inférieure à la pression de fracturation de la roche. La technique d'acidification matricielle est surtout efficace quand la perméabilité naturelle de la roche est bonne. [6]

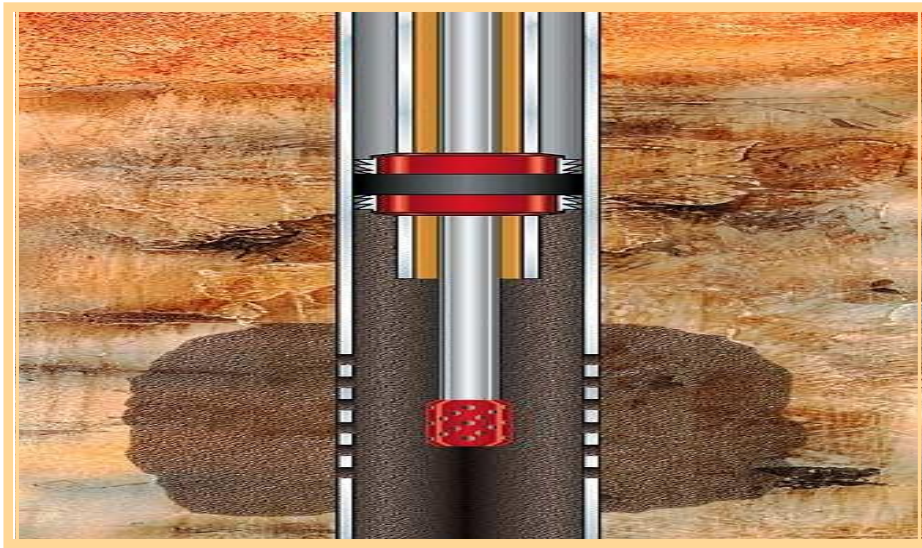


Figure III.1 : Acidification matriciel . [2]

III.2. La Théorie d'acidification :

III.2.1 Le But de l'acidification :

L'action des acides dans une opération de restauration est essentiellement pour but de dégager les voies initialement obturer.

Les acides auront :

- ✓ soit à dissoudre certaines particules obturant les pores de la roche magasin (par exemple, carbonate de calcium)
- ✓ soit à permettre de telles particule sont insolubles, leurs libération par une attaque de la matrice qu'elles obturent.
- ✓ Soit enfin à entrainer une modification de l'état physico-chimique de ces particules (cas d'un gonflement d'argile). [1]

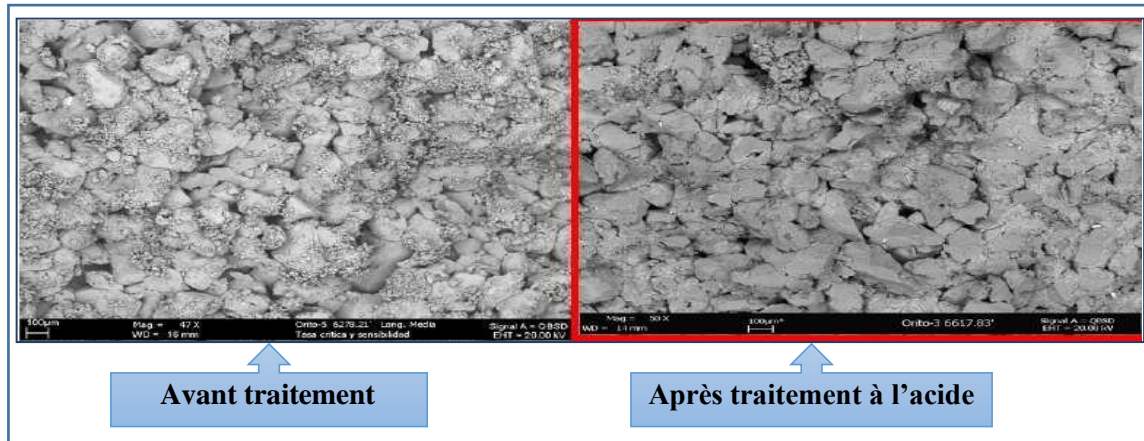


Figure III.2 : Traitement avant et après l'injection d'acide [2]

III.2.2 Justification d'un traitement par acidification :

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

- 1 Formations à perméabilité dégradée aux abords du puits
- 2 Formation à perméabilité naturellement faible
- 3 Formation non endommagées.

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

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

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

L'évolution de l'état d'un puits ainsi que l'estimation des chances de succès d'un traitement sont donc très importantes avant toute prise de décision. [7]

III.2.3 Techniques de mise en place :

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

◆ Choix de la technique d'acidification :

L'état du puits et son équipement peuvent influencer sur la technique à mettre en œuvre. Une acidification, en effet, peut être conduite de plusieurs façons :

- a) Par concentrique pour les puits en gaz lift ou en injection continue
- b) Par l'unité Coiled Tubing,
- c) Par Bullheading dans le cas de traitement des puits injecteurs.

III.3. La Chimie de l'acidification :

III.3.1. 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. [3]

Les acides doivent :

- Réagir sur la roche ou partie de la roche dans laquelle ils sont injectés, et donner des produits de réaction solubles
- Pouvoir être inhibés, pour protéger le matériel tubulaire
- Etre le moins dangereux possible à manipuler
- Facilement disponible et peu coûteux. [3]

III.3.2 Action des acides sur les réservoirs gréseux :

A. Acide chlorhydrique (HCl) :

L'acide chlorhydrique est utilisé généralement comme suit :

- Fracturation des carbonates (fractures et matrice)
- Acidification des grés (matrice seulement)
- Bouchons de tête et de queue pour les mélanges HCl-HF (preflush-overflush)
- Acidification des grés avec 15% à 20% de carbonate
- Lavage des perforations. (le tube clean). [1]

❖ Action de l'HCl sur la matrice :

Elle est pratiquement nulle sur le quartz et très faible sur les argiles. Seules les carbonates sont très solubles mais leur taux de solubilité n'est pas nécessairement représentatif de leur pourcentage exact comme on a parfois tendance à le croire. D'autres minéraux en effet les impuretés sont solubles du moins partiellement dans HCL et leur présence doit être détectée lors de l'étude pétrographique. [1]

❖ Action de HCl sur l'endommagement :

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

Sinon l'HCl peut avoir une certaine action mais seulement dans des cas particuliers bien précis

tels que : dissolution de carbonate utilisé comme colmatant ou alourdissant ou à l'état de dépôts dans le puits. [1]

B. Acide fluorhydrique (HF) :

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

- Toujours pompé comme un mélange HCL-HF (pour le traitement principal)
- Acidification matricielle des formations gréseuses
- Solubiliser les fines qui ne sont pas solubles dans HCL
- Ses concentrations varient de 1.5% à 6%
- 3,79 litre de (HCL 12% -HF 3%) peut dissoudre 0.10 kg de grés. [1]

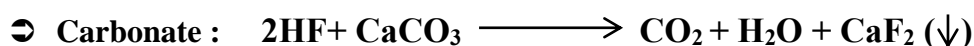
❖ Action d'HF sur la matrice :

Elle est certaine tant sur le quartz (modéré) que sur les argiles (importante) et les carbonates (très grandes). [1]

Les réactions sont suivantes :



➤ Argile :



❖ Action d'HF sur l'endommagement :

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

Formulations usuelles du mud acide sont :

- HCL 12% -HF 3% : regular mud acid
- HCL 10%-HF 2% : medium mud acid
- HCL 6% -HF 1.5% half strength mud acid. [1]

III.3.3 Réactions secondaires :

Les problèmes de colmatage partiel sont souvent dus à d'autres réactions secondaires.

Il existe principalement :

❖ Précipitation de CaF_2 Fluorure de calcium :

Le CaF_2 se produit après réaction de l'HF sur la matrice qui contient un pourcentage de calcite. Il est considéré comme le principale responsable du colmatage après acidification quand une quantité d'acide reste dans la formation. Mais la présence de l'HCL empêche une tel précipité de se former en maintenant un Ph acide. [5]

❖ Précipitation des fluosilicates :

La réaction primaire de l' HF sur la silice engendrant de l'acide fluorosilisque, qui peut s'ioniser en 2H^+ et SiF_6

L'ion H^+ contribue à la réaction globale de l'acide sur la roche. [5]

L'ion **hexafluorosilicate** réagit avec des cations présents dans le réservoir tels que :

◆ Hexafluorosilicate de calcium :

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

◆ Hexafluorosilicate d' ammonium :

Ce gel est aussi soluble dans l'eau et dans l'acide et est totalement éliminé au cours du dégorgeement, la présence de l'ion de NH_4 est avantageux car il accroît la solubilité globale des autres produits de réaction.

◆ Hexafluorosilicate de Sodium et Potassium :

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

Dans les formations contenant de l'eau fortement salée, on minimisera les risque de formation du précipité en utilisant un preflush d'eau douce ou d'acide chlorhydrique faible. [5]

❖ Précipités métalliques

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

- ✓ La dissolution de la rouille existant dans le tubing et dissoute par l'acide en cours de pompage
- ✓ De la roche réservoir qui contient un pourcentage de fer qui se précipite lorsque le ph de la solution augmente .
- ✓ La corrosion des équipements de fond [5]

III.3.4. Les acides utilisés à Hassi Messaoud :

Il existe plusieurs types d'acides de stimulation utilisés au champ de Hassi Messaoud :

Acides Chlorhydrique , Mud Acid , Acide Organique , Clay Acid. [5]

Mais deux seulement (HCL, HF) sont utilisés à HMD de façon régulière.

✚ Acide chlorhydrique (HCL) :

L'HCL est utilisé pour le tube clean, nettoyage de fond du puits et les perforation, les étapes de Prefush et Overflush avec une concentration de 7.5%. Il est caractérisé par une vitesse de réaction élevée avec les calcaires, et ne présente aucun effet secondaire néfaste après réaction (Produits de réaction ne précipitent pas). [5]

✚ Mud Acid ou (HCL, HF):

Le Mud Acid est obtenu par la dissolution du bi fluorure d'ammonium dans une solution de HCl.

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.

Ce type d'acide est utilisé pour les traitements des réservoirs gréseux, se compose de l'HCl et de HF, a différentes concentrations suivant la température de formation, la perméabilité et la composition de la roche.

Les formulations usuelles du Mud Acid sont :

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

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

6 % HF-12 % HCl : Super Mud Acid.

10 % HF-12 % HCl : Ultra Mud Acid. [5]

✚ Acide organique :

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. 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 acides organiques les plus utilisés sont: Acide acétique (CH_3COOH), Citric Acide et Acide formique (HCOOH) . [5]

✚ Clay Acide:(Acide fluoborique HBF_4):

Le Clay acide est utilisé dans le traitement des réservoirs argileux-gréseux 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. [5]

◆ Autre types d'acide :**M.S.R (Mud and silt remover) :**

Le MSR est une solution acide soit HCL soit Mud acid contenant un agent tensioactif (F78) et un agent complexe du fer (L41 ou L42). 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. [1]

B.D.A. (Break down acid) :

Est une solution d'acide chlorhydrique, généralement peu concentré de 5 à 7.5% contenant un agent tensioactif (F78). Des concentrations d'acide plus élevées peuvent être utilisées jusqu'à 15%.il est utilisé surtout pour le nettoyage, il a l'avantage de disperser et de suspendre les solides. [1]

D.A.D (down acid dispersion) :

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

Le DAD est utilisé pour le nettoyage des perforations, équipements de fond colmatés par des d'hydrocarbures et pour la stimulation des puits producteurs d'huile. [1]

Sandstone 2000 :

C'est une formulation d'acide élaborée par la compagnie de service **Halliburton** elle a été utilisée dans de nombreux réservoir gréseux et les résultats sont encourageants.

La formulation d'acide est de 9% **HCL** et 1% **HF**

Le Sandstone acid est utilisé pour restaurer la perméabilité initiale de la formation par dissolution des matériaux d'endommagement et d'augmenter la perméabilité par dissolution partielle des argiles, silicates et quartz. [3]

BJ sandstone acide :

C'est une formulation d'acide utilisée par la société de service BJSP. Cet acide est destiné au traitement des roches gréseuses.

Ses propriétés sont :

- Limite les réactions avec les argiles et augmente la solubilité de quartz ;
- Réaction retardée par formation d'un film autour des argiles (enlevé par l'over flush).
- Faible potentiel de précipitation et grande pouvoir de pénétration
- Réaction retardée d'HF.
- Moins de corrosion en fonction des additifs.

- Laisse la formation mouillable à l'eau.
- Peut être utilisé à des températures élevées. [3]

III.3.5. Les additifs :

Ces additifs sont indispensables pour le traitement matriciel, son utilisation a pour objectif de :

- ✓ Améliorer l'efficacité de stimulation et éviter les effets secondaires néfastes .
- ✓ Protéger les équipements de fond et de surface de puits et de pompage.

D'une manière générale, les solutions acides ne sont pas utilisées sans additifs, ne serait-ce qu'en raison de leur agressivité vis-à-vis des équipements du puits. [3]

Le choix des additifs résulte d'essais de laboratoire et de la considération d'éléments propre à l'opération : température de la formation, nature du puits (à huile/gaz), type de complétion.

On distinguera :

III.3.5.1. Les tensioactifs :

Les tensioactifs ont la propriété de diminuer la tension superficielle d'un liquide en contact avec un gaz en s'absorbant à l'interface entre le liquide et le gaz. Ils peuvent aussi réduire la tension interfaciale entre deux liquides non miscibles, ou entre un liquide et un solide. Ils ont aussi pour objet d'améliorer le contact acide roche et la pénétration de l'acide en diminuant les phénomènes capillaires, changer la mouillabilité de la roche briser les émulsions et disperser les fines de la formation déjà libérées par l'acides. [3]

III.3.5.2. Les réducteurs de frictions :

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

III.3.5.3. Les inhibiteurs de corrosion :

Ils sont destinés à assurer la protection des équipements de fond et de surface.

Leur efficacité, limitée dans le temps, est fonction de température, de la nature et de la concentration de l'acide, du type d'acier ; ils agissent généralement par adsorption à la surface du métal dans le but de former un film protecteur entre le métal et l'acide. [3]

III.3.5.4. Les agents de contrôle du fer :

L'origine de fer est double : il provient soit des dépôts de corrosion formés sur les tubings, vannes etc...soit des minéraux de la formation (pyrite FeS_2 , sidérite FeCO_3 , hématite Fe_2O_3) solubilisés au cours de l'injection.

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

Le choix du produit et de sa concentration est fonction de la température de formation, du

temps de réaction de l'acide, de la nature des dépôts et de la teneur en fer des minéraux de la formation. [3]

III.3.5.5. Les agents désémulsifiants :

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

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

On peut trouver deux types d'émulsions : eau dans l'huile ou l'huile dans l'eau. Généralement, nous trouverons une émulsion eau dans l'huile, formée avec les huiles aux conditions de fond. [3]

III.3.5.6. Agents antisludges :

Le sludge est constitué d'un mélange d'asphaltènes, de résines, de cires paraffiniques et d'hydrocarbures à haut poids moléculaire qui, originellement présents dans le brut, sont flocculés par les acides et précipités aux interfaces eau-huile. Ces précipités peuvent endommager les formations de façon irréversible.

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

- des mélanges de tensioactifs anioniques et non anioniques
- des solvants du type aromatique. [3]

III.3.5.7. Les stabilisateurs d'argile :

Ces agents stabilisateurs sont destinés à éviter l'endommagement ou colmatage des formations résultant de la libération de particules d'argiles à la suite d'un contact de la roche avec une eau fraîche introduite dans les pores, ou tout simplement dans les formations dites sensible à l'eau. [3]

III.3.6. Les Différentes étapes d'un Traitement à L'acide :

Différentes techniques d'acidification ont été utilisées à Hassi Messaoud, avec comme objectif principal ; l'élimination de l'endommagement de la formation et la restauration de la productivité des puits.

Le type d'acide utilisé dépend principalement du type et de l'emplacement de l'endommagement, qui une fois identifiés, le type d'acide est facilement sélectionné et les volumes sont calculés en fonction des paramètres du réservoir et des résultats du laboratoire. Les principales étapes de la majorité des stimulations matricielles exécutées sur les puits de Hassi Messaoud sont : [8]

III.3.6.1. Le Tube clean et Nettoyage des Perforations :

Avant chaque opération de traitement matriciel, un Tube clean est exigé pour le nettoyage du tubing de production. Le Tube Clean est pompé à travers le Coiled Tubing ou le concentrique.

Cette opération a pour but d'enlever tous les débris solubles dans l'HCL (les sédiments, la rouille) et toute sorte de produits indésirables à pénétrer dans la formation, et qui seraient collés sur les parois du Tubing et du Liner, lors du squeeze du traitement principal. Le principal fluide utilisé comme Tube clean est le HCL (7.5 %, 10 %, 15 %), MSR100, Reformât et Gel.

Il est conseillé d'utiliser un solvant comme le Réformât pour les puits qui souffrent de dépôts fréquents d'asphaltes, il doit être circulé dans un premier temps avant l'acide dilué à cause de l'incompatibilité des asphaltes avec l'acide. [8]

III.3.6.2. Le Traitement matriciel :

❖ Le preflush :

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

Le preflush a les rôles suivants :

- a. Il dissout les minéraux carbonatés dans la formation pour prévenir leur réaction avec le HF et minimiser la consommation d'HF et 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 et l'eau riche en K^+ , Na^+ et Ca^{+2} pour prévenir les endommagements dus aux fluosilicates de sodium ou de potassium. [8]

❖ Le traitement principal :

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

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

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.

La plus part des fluides de traitement sont calculés à la base de (1 ou 1.5) mètre de rayon de pénétration. [8]

❖ L'Overflush :

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

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

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

- 1 Faciliter le dégorgement de l'acide usé et les produits de réaction.
- 2 Restaurer la mouillabilité de la roche a l'eau de la formation.
- 3 Eviter la formation des émulsions stables. [8]

III.3.6.3. Le dégorgement du puits :

Le dégorgement du puits devra être effectué impérativement le plus vite possible après le traitement. Les produits des réactions chimiques, en solution, ne sont pas stables. Selon la concentration de l'acide (PH), se transforment en d'autres produits qui se précipiteraient et boucheraient les pores de la matrice s'ils ne sont pas immédiatement dégorgés. [8]

III.3.6.4. Placement des fluides de traitement :

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

L'utilisation de packer gonflables est prise en considération dans le cas de communication des annulaires pour injection dans la formation. [8]

III.3.6.5. Diversion du traitement :

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

Pour éviter ce problème, on utilise des agents de diversion, qui ont pour but de colmater temporairement les pores ou perforations les plus ouvertes ou perméables et forcer le fluide de traitement vers les zones moins perméables ou plus colmatées. [8]

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

a. Diversion mécanique :

Le principe consiste en la pose d'un packer pour isoler la zone d'intérêt des zones à risque et d'acheminer le fluide de traitement vers la zone ciblée ; c'est un traitement sélectif.

Ce type de diversion pour les puits muni d'un concentrique ou en Open hole n'est pas possible.

b. Diversion à la mousse :

Sous forme de bouchons en plusieurs étages en fonction de la hauteur du réservoir, elle

assure la sélectivité du traitement en limitant temporairement le débit des fluides injectés dans les zones les plus perméables (moins endommagées), afin d'homogénéiser la distribution de l'acide le long de la couche réservoir. [8]

III.4 Différents calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification :

Avant toutes opérations d'acidification matérielle un calcul nécessaire doit s'établir

Dans ce chapitre, on présentera la méthode appliquée 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 la pression d'injection de l'acide [2]

III.4.1 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 (il donne un volume d'acide approché)
- Tes ARC au laboratoire (il donne un volume d'acide optimal)
- La simulation et les logiciels (STIMCAD) qui donne interactivement volume en fonction de différents paramètres et conditions. [2]

III.4.1.1. Calcul géométrique :

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

$$V_{acide} = V_{cylindre} = \pi(R_e^2 - r_w^2)H_u\phi_u \quad \text{III.1 [2]}$$

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 généralement entre 1 et 1.5 m

H_u : Hauteur utile de réservoir en (m)

ϕ_u : La porosité utile du réservoir (%)

r_w : Rayon de puits en (m)

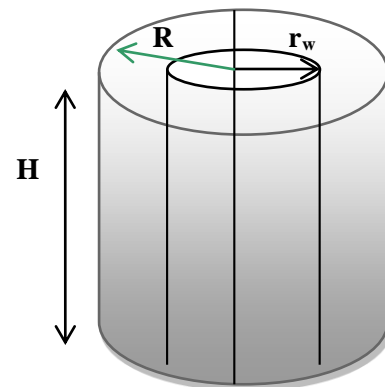


Figure III.3: Le cylindre endommagé [2]

Remarques :

- Le volume d'acide obtenu par cette méthode est un volume approché .
- Les volumes de preflush V_{pf} et d'overflus V_{of} sont déduits à partir du volume calculé précédemment comme suit : $V_{pf} = V_{of} = (0.3@0.5)V_{acide}$ III.2 [2]

III.4.1.2. Test de réponse à l'acide (courbe ARC) :

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

Ce test se déroule au laboratoire en simulant les conditions de fond (température et pression) il consiste à faire passer des solutions d'acides de différentes natures et concentrations à travers les échantillons (carottes) étudier et suivre l'évolution de la perméabilité (Ka) en fonction du volume d'acide injecté. [2]

A. Procédure de test :

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

1. test d'endommagement :

Effectuer en 3 étapes :

Etape 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 : $K_i = \frac{Q \mu L}{\Delta P A} \times 1000$ III.3 [2]

Où :

K_i : perméabilité initiale en (md)

Q : débit de liquide en (ml /sec)

A : section de carotte (cm²)

L : longueur de carotte en (cm)

μ : viscosité de liquide en cp

P : pression en (atm)

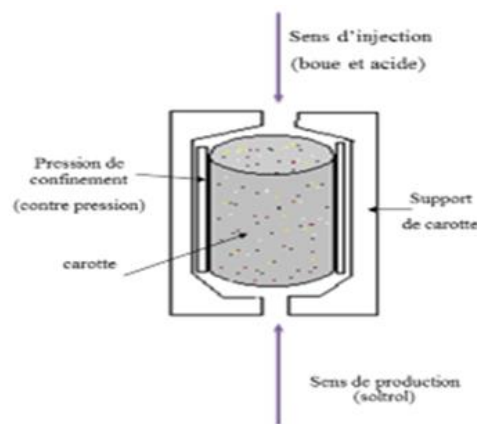


Figure III.4 : position de la carotte en cours du test ARC. [2]

Etape 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 la boue de forage dans l'échantillon au sens d'injection a une pression constante de P=30 kgf/cm² pendant 3heurs (jusqu'à ce que la boue de filtration saisisse.

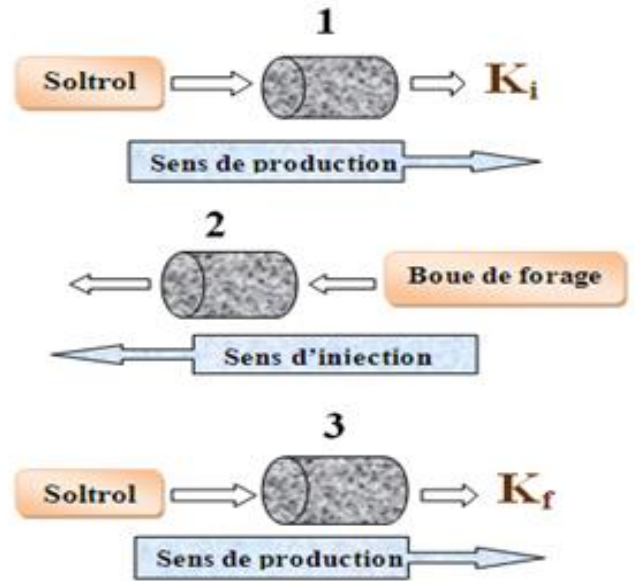


Figure III.5 :Test d'endommagement . [2]

Etape 3 : mesure de la perméabilité finale :

- ➔ Après 3h de filtration, l'échantillon de base est nettoyé en utilisant slotrol (dans le sens de production)
- ➔ Mesure de la perméabilité finale au soltrol (k_f) a un débit constant pour en déduire le taux de colmatage C(%) qui est donné par :

$$C(\%) = \frac{K_i - K_f}{K_i} \cdot 100 \quad \text{III.4 [2]}$$

2. Test d'acidification :

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

Ce test se déroule en trois étapes :

- **Preflush** : injecté 350ml de HCl 7,5%
- **Traitement de la matrice** :

injection de 350 ml de main-acide (Mud acide) (6% HCl – 1,5% HF)

- **Overflush** : injection de 350 ml de HCl 7.5%

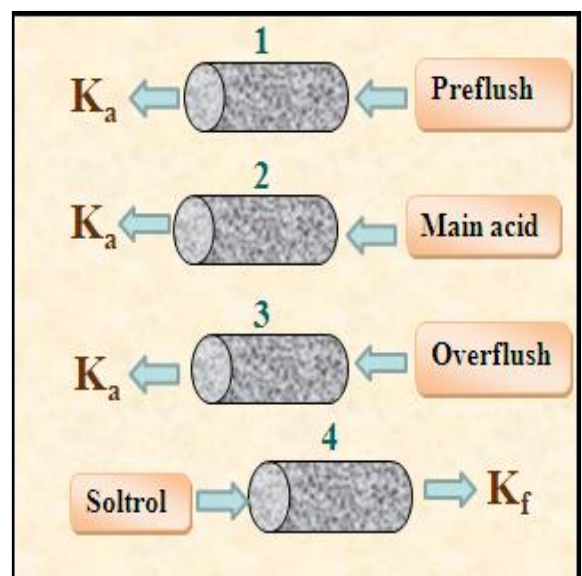


Figure III.6:Test d'acidification [2]

NB : durant ces étapes le fluide est introduit dans le sens d'injection.

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

$$\text{Gain} = K_a / K_i \quad \text{III.5 [2]}$$

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

C. Calcul des volumes par l'utilisation du test ARC :

Le volume d'acide principale injecté est calculé selon nos besoins :

*pour la restauration de la perméabilité :

1. A l'échelle de l'échantillon $V_{acide\ echantillon}$:

Le volume d'acide injecté est déterminé graphiquement (courbe ARC) c'est la valeur sur l'axe des abscisses correspondante au rapport $K_a/K_i = 1$ sur l'axe des coordonnées

Pour notre cas : $K_a/K_i = 1$ correspond a un volume d'acide $V_{a\ echantillon} = 250\ \text{ml}$

D'où le volume à l'échelle de l'échantillon : $V_{a\ echantillon} = 2.5 \cdot 10^{-4}\ \text{m}^3$

2. A l'échelle puits $V_{acide\ puits}$:

Le volume principal de l'acide qu'il faut injecter à l'échelle du puits est calculé comme suit :

$$\frac{V_{a_p}}{S_p} = \frac{V_{a_e}}{S_e} \quad \text{III.6 [2]}$$

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

$$V_{a_p} = \frac{V_{a_e}}{S_e} \times S_p \quad \text{III.7 [2]}$$

V_{a_p} : Volume de main acide qu'il faut l'injecter à l'échelle du puits m^3 .

V_{a_e} : Volume de main acide injecté à l'échelle de l'échantillon m^3 .

S_p : La surface a traité par l'acide dans le puits m^2 .

S_e : La section transversale de l'injection.

Remarque :

- Le volume d'acide calculé ci-dessus $V_{acide\ puits}$ est celui du traitement principal.
- Le volume de preflush et d'overflush est estimé généralement à (30-50)% de ce volume. [2]

III.4.1.3. Utilisation des logiciels :

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

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

- Le diamètre et 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
- Le gradient de fracturation en (psi/ft)
- La porosité moyenne en (%)
- Le skin et le rayon d'endommagement en (pouce)
- La densité de perforation en « Shat par ft » (spf). [2]

III.4.2. Calcul le débit d'injection :

Le débit d'acide injecté sera contrôlé de façon à :

- Ne pas fracturer la formation.
- Ne pas endommager les équipements de surface.

Il est recommandé d'avoir la plus grande vitesse d'injection possible car le temps de neutralisation de l'acide, donc sa pénétration dans la matrice est fonction de la pression, de la température et de la vitesse d'écoulement.

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

$$q_{i\max} = \frac{4,917 \times 10^{-6} KH [(G_f \times H_{mi\text{perfos}}) - \Delta P_{\text{sécurité}} - P_g]}{\mu\beta \left(\ln \frac{R_d}{r_w} + S \right)} \quad \text{III. 8 [2]}$$

Où :

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

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

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

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) .

III.4.3. Calcul de la pression maximale d'injection :

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

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

- La pression de fracturation (pour ne pas fracturer la formation)
- La pression limitée des équipements

La pression de traitement en surface est calculée comme suit :

$$P_{T\ surface} = (P_{T\ fond} - P_{hyd}) + \Delta P_{tbg} \quad \text{III.9 [2]}$$

Où :

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

P_{hyd} : La pression hydrostatique (psi)

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

a. La pression de traitement au fond du puits

Elle est calculée par la formule :

$$P_{T\ fond} = P_{frac} - \Delta P_{sécurité} \quad \text{III.10 [2]}$$

Avec :

$$P_{frac} = G_f \times H_{mi\ perfos} \quad \text{III.11 [2]}$$

Où :

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

G_f : Le gradient de fracturation en psi/ft ($G_f = 0,7$ psi/ft)

b. La pression hydrostatique

Pour permettre un squeeze dans la formation il faut que la pression de squeeze doit être supérieure à la pression de réservoir et inférieure à la pression de frac . [2]

La pression hydrostatique est donnée :

$$P_{hyd} = \frac{H_{mi\ perfos} \times d}{10} \quad \text{III.12 [2]}$$

Chapitre

IV

PARTIE CALCUL

IV. Partie 01 :

IV.1.1 Etude du puits OML 113 : (Zone 8)

Le puits OML 113 est un puits producteur d'huile PPH éruptif, foré en 27 juillet 2017, mis en production le 25 septembre 2017 .ce puits situé dans la zone 8 du champ HMD (voir la **Figure IV.1**). Il y a 3 injecteurs de gaz dans la zone (OMO88, OML202, OML301), leurs performances sont présentées plus loin dans la proposition.

Ce puits naturellement produisant un taux d'huile de 2,17 m³ / h, 210 m³ / sm³ GOR et 0% W.C basé sur le dernier test de production du 21 septembre 2019.

Afin d'essayer d'augmenter la production du puits, il est recommandé de faire une stimulation TubeClean et mud-acide avec CTU et Jet Blaster . [9]

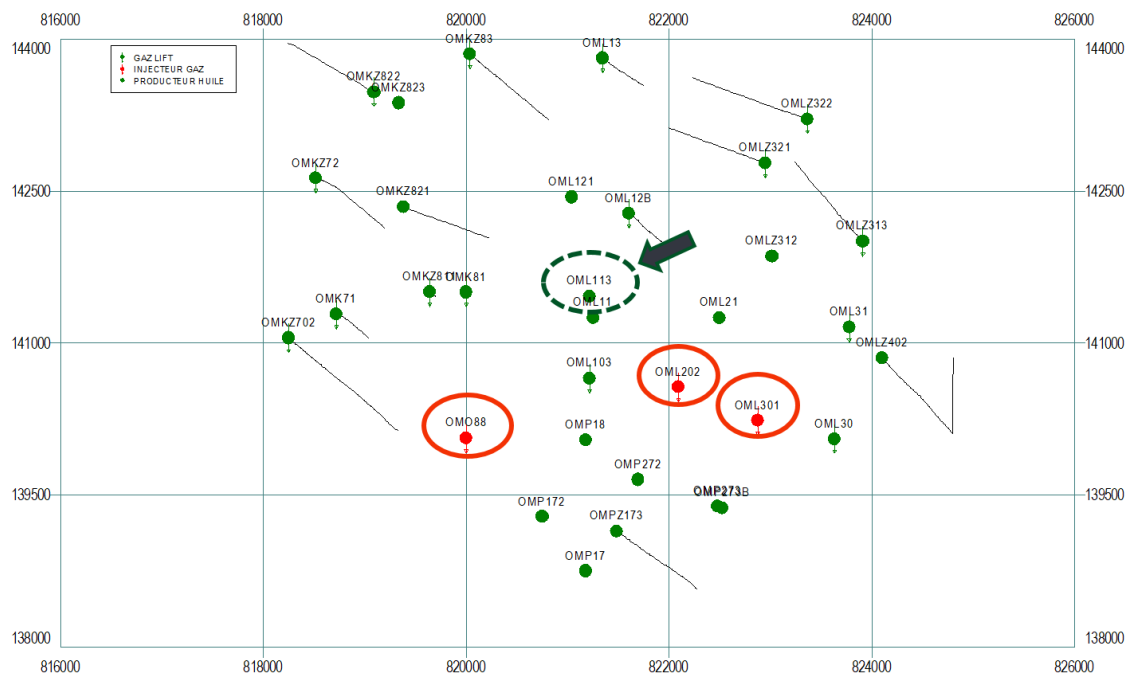


Figure IV.1 Situation de puits OML113 [9]

IV.1.2. Sélection du puits :

- Revu de l'historique du puits.
- Analyse du déclin (suivi des jaugeages)
- Analyse nodale.
- Optimisation des performances du puits.
- Identification de l'endommagement et choix du type de placement.
- Proposition du programme. [1]

IV.1.3. But du Traitement :

Restaurer la perméabilité du puits et récupérer un manque à produire d'environ $2m^3/h$.

IV.1.4. Caractéristiques techniques :

* **Complétion :** Complétion 41/2'' NEW VAM ancré . réservoir équipé d'un liner 4 1/2 ''

Top liner cimenté 41/2''	@ 3249 m
Bas liner cimenté 41/2''	@ 3366 m
Sabot casing 7''	@ 3305 m (TR)
Fond initial	@ 3372 m (TR)
OTIS L.Nipple "RN"	@ 3247 m
OTIS L.Nipple "R"	@ 3233 m

* **Perforations:** Date 22/09/2017 [9]

Tableau IV.1 : Intervalles de perforation . [9]

Date	Société	But de L'opération	Densité de Tir	Condition Puits	Intervalles de Perforation
22/09/2017	HESP	--	6	--	3327.5 3333.5
		--		--	3335 3339
		--		--	3340 3351
		--		--	3352 3355.5
		--		--	3356.5 3360

IV.1.5. Caractéristiques géologiques :

Tableau IV.2 : Caractéristiques petro physiques du réservoir . [9]

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTE							INTERPRETATION - ELAN				
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	EPAIS.EFF	PERMEA.	PHIE.	So	Sw	SILT.	EPAIS.EFF	PERMEA	PHIE	Sw	VCL
	(METRES)		(M)	(M)	(MD)	(%)	(%)	(%)	(M)	(M)	(MD)	(%)	(%)	(%)
D1	3314.5_3319		4.5							3.995		0.078	0.141	0.04
Z-psg	3319_3326		7							7		0.105	0.098	0.054
R2ab	3326_3368.192	42.192								32.439		0.103	0.141	0.125

* Les valeurs de porosités sont moyennes notamment pour la Z-PSG et le R2ab, les saturations en eau et les volumes de shale sont faibles .

* La fissuration subverticale est très développée au D1 et au R2ab, Ces fissures sont fermées,.

* Nombreuses fissures subhorizontales dans tous les drains, généralement vides (ou parfois colmatées d'argile).

* Le plan d'eau est théoriquement situé à la cote 3406 m.

IV.1.6. Caractéristiques de Production :

IV.1.6.1. Données de tests :

Tableau IV.3 :Données de tests . [9]

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit		IP	Skin	Duse	Remarque
					Huile	(m/h)				
DST	08/07/2017	182.05	164.55	32.3	Huile	6.62	.491	-1.31	12.7	Test réalisé dans le D1, R2ab et R2c. PFD @ -3050m
PFD	14/11/2017	null	131.53	23.79	Huile	4.4	--	-	12.7	-
BUILD UP	12/10/2019	180.8	135.9	15.5	Huile	2.17	.055	7.61	11	PFD @ -3106.9m

IV.1.6.2. Données De Jaugeages :

Tableau IV.4 : Données De Jaugeages. [9]

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Densité		Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz			Récupérée	Injectée
07/07/2017	9.53	-	3.77	637.81	169	31.6	null	4.22	.78		32	0	0	0
08/07/2017	12.7	-	6.51	1152.26	177	32.3	10	4.92	.78		33	0.4818	0	0
30/09/2017	9	1440	3.03	526.59	174	24.3	10.4	10.4	.79		32	0.4186	0	0
04/11/2017	12.7	-	4.36	1398.54	321	22.3	8.2	--	.801		21	0.4968	0	0
20/02/2018	12.7	-	2.96	1123.61	380	22.6	9.4	--	.804		15	0.7407	0	0
17/05/2018	12.7	-	3.48	1333.62	383	25.3	10.2	--	.804		20	0.7046	0	0
23/06/2018	12.7	Vx29	2.24	389.27	174	17.5	12.4	--	.8		31	0.7576	0	0
09/09/2018	12.7	FastQ	3.07	1158.87	377	19.4	13.1	--	-		--	0.6131	0	0
30/11/2018	12.7	-	2.15	1054.11	490	21.6	11.2	--	.805		10	0.9746	0	0
02/06/2019	9	-	1.78	237.10	133	15.2	9.5	--	.793		31.1	0.446	0	0
08/07/2019	11	-	2.95	396.15	134	18.2	8.5	3.37	.801		34	0.4626	0	0
21/09/2019	11	600	2.17	474.41	219	15.5	5.8	2.92	.802		31	0.5368	0	0
05/11/2019	13	1440	4.24	745.26	176	20.6	11.9	11.98	.793		30	0.4914	0	0
13/11/2019	13	-	3.96	876.98	222	23	11.5	4.59	.806		26	0.5878	0	0
28/12/2019	13	-	2.12	505.94	239	14	11.5	4.28	.797		23	0.6178	0	0
25/01/2020	13	-	3.47	414.10	119	17.8	10.1	9.81	.8		16	0.5195	0	0
25/02/2020	13	-	4.26	1234.65	290	26.2	9.5	--	.802	-	26	0.6229	0	0

Donnes du puits OML 113:

PG = 180.8bars =2621.6psi

H = 3366 m=11043.31feet

H_{utile} = 26m = 85.30 feet

S = 7.6

μ = 1 cpo (pour les fluide incompressible)

r_e = 500 m

gf = 0.8 psi/feet (dans le champ de HMD)

Φ = 10%

B_o = 1.8 m³/Sm³

d = 0.8655

r_w = 5cm = 0.05 m.

K_{moy} = 7 md ; ρ = 0.836

IV.1.7. Situation Avant L'opération :



Figure IV.2 :Evolution journalières des paramètres du puits (Pt ,Pp ,T) . [9]

NB: Le puits produit avec un débit faible voir même fermé plusieurs fois suite à un débit nul .

IV.1.8. Identification de type d'endommagement

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

- Invasion de la formation par la boue de forage
- Migration des fines (solides ; sel....) et leur accumulation progressive aux abords du puits.
- Blocage des perforations par dépôts de sel.
- Obturation partielle des perforations par les particules fines. [1]

IV.1.9. Calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification :

IV.1.9.1. Volume d'acide nécessaire pour l'acidification dans le puits OML 113 :

- On calcule par **méthode géométrique** :

Tableau IV.5: Volume d'acide pour le puits OML113

puits	Rayon d'endommagement (m)	rw (m)	H.utile (m)	Porosité (%)	volume d'acide (m3)
OML113	1 @ 1,5	0,0762	26	10	20.82

a. Calcul du volume de remplissage :

***volume tubing :** $V_{\text{puits}} = V_{\text{tbg}}$

V_{tbg} : volume de tubing.

Volume linéaire 4''1/2 = 7.8 l/m.

Pour une longueur de 3366m on a: $V_{\text{tbg}} = 7.8 * 3366 = 26254 = 26.25 \text{ m}^3$

***volume du coiled tubing :**

Le volume linéaire de CTU 2" → VL = 3.09bbl/1000ft

La longueur de CTU est égale à 13120ft

3.09 bbl → 1000 ft

$V_{\text{CTU}} \rightarrow 11043 \text{ ft}$

$V_{\text{CTU}} = 34.122\text{bbl} = 5.43\text{m}^3$

Donc le volume nécessaire pour remplir le puits est : $V_{\text{Remplissage}} = V_{\text{TU}} - V_{\text{CTU}} \dots\dots \text{IV.1}$

A.N : $V_{\text{Remplissage}} = 26.25 - 5.43 = 20.82\text{m}^3$

b. Calcul du volume du fluide de traitement:

Le volume du traitement est égal au volume poreux de la matrice plus le volume puits en contact avec la matrice.

◆ Pour une profondeur d'endommagement de 3 ft (1m) on a : $V_F = \pi r^2 h \Phi \dots\dots \text{IV.2}$

NB : le rayon de pénétration dans la formation = 1 m

c. Calcul du volume de chaque drain :

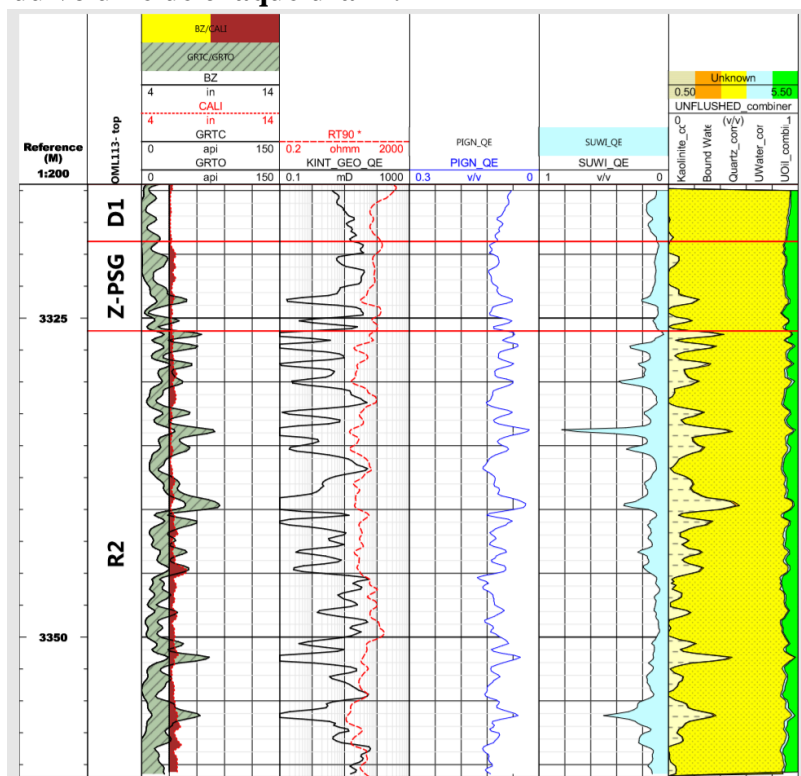


Figure IV.3 : Zones de production du puits OML113. [9]

*Vu que les perforations sont seulement en face du drain R2, on va calculer le volume qui sera injecter dans le R2.

$$V_{R2} = \pi (r_s^2 - r_w^2) \phi h \quad \dots \text{IV.3 [2]}$$

donc : $V_{R2} = 3.14 (1^2 - 0.05^2) * 0.1 * 26 = 8 \text{ m}^3$

*Ce volume represente le volume du mud acid ,donc les volumes de preflush et de l'overflush sont comme suit : $V_{\text{preflush}} = V_{\text{overflush}} = 0.5 V_{\text{mud acid}} = 0.5 * 8 = 4 \text{ m}^3$

IV.1.9.2. Calcul le débit d'injection:

Le débit d'acide injecté sera contrôlé de façon à :

- ⌚ Ne pas fracturer la formation.
- ⌚ Ne pas endommager les équipements de surface.

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

$$q_{i \max} = \frac{4,917 \times 10^{-6} KH [(G_f \times H_{mi \text{ perfos}}) - \Delta P_{\text{sécurité}} - P_g]}{\mu \beta \left(\ln \frac{R_d}{r_w} + S \right)} \quad \dots \text{IV.4 [1]}$$

Application numérique :

$$q_{i \max} = \frac{4,917 \times 10^{-6} \times 90.22 \times 7 [(0.7 \times 10849) - 500 - 2622]}{0.22 \times 1.8 \left(\ln \frac{1}{0.05} + 7.61 \right)}$$

$q_{i, \max} = 1.2 \text{ bbl/min}$

IV.1.9.3. Calcul de la pression maximale d'injection :

La pression de traitement en surface est calculée comme suit :

$P_{T \text{ surface}} = (P_{T \text{ fond}} - P_{\text{hyd}}) + \Delta P_{\text{tbg}} \quad \text{IV.5 [2]}$

La pression de traitement au fond du puits :

Elle est calculée par la formule :

$P_{T \text{ fond}} = P_{\text{frac}} - \Delta P_{\text{sécurité}} \quad \text{IV.6 [2]}$

Avec :

$P_{\text{frac}} = G_f \times H_{mi \text{ perfos}} \quad \text{IV.7 [2]}$

A.N : $P_{\text{frac}} = 0.8 * 3366 = 2692.8 \text{ psi} = 185.7 \text{ bars}$

$P_{T \text{ fond}} = 2692.8 - 500 = 2192.8 \text{ psi} = 151.22 \text{ bars}$

Partie 02 :**IV.2.1. Introduction :**

Dans cette partie, on étudiera les résultats d'acidifications faites sur un puits producteur OML113 d'huile à la région de HASSI MESSAOUD.

Il est à noter que :

- ❖ L'étude de puits est basée sur les données disponibles, vu que certaines données sont difficiles à obtenir du fait qu'elles sont strictement confidentielles
- ❖ Les gains de production sont calculés par la comparaison des débits de jaugeage avant et après acidification.
- ❖ En cas d'absence de jaugeage proche, les débits estimés sont utilisés.

IV.2.2. Etude de sensibilité sur le facteur de skin (S) par logiciel prosper :

Après détermination des caractéristiques de réservoir par les essais de puits, on introduit ces données dans le logiciel PROSPER pour optimiser la production du puits en variant l'un des paramètres de production

Le PROSPER (PROduction and Systems PERformance) est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production. Il peut aider les producteurs pour maximiser leurs gains de production en fournissant les moyens de faire une analyse de la performance pour chaque composant du système. Le but d'utilisation logiciel dans cette étude est l'estimation de débit d'huile à différente valeur de skin. [10]

Pour cela on choisit la variation du skin pour voir son influence sur la productivité du puits.

IV.2.3 Application de Prosper dans le domaine d'acidification :

L'utilisation de Prosper dans le domaine d'acidification passe par les étapes suivantes :

- Simulation du puits en prenant comme donnée de base les résultats de dernier build up, avec les données de jaugeage et le rapport de complétion correspondants.
- Trouver les points de fonctionnement du puits en variant les données susceptible à être changé
- Le graphe obtenu est considéré comme cas de base .
- Représenter sur le même graphe l'état actuel du puits à cet effet on fait matcher les données de dernier jaugeage, varier le skin (seul paramètre susceptible d'être changé) afin d'avoir le point de fonctionnement actuel (débit approximatif).
- Optimiser l'état du puits, en modifiant les paramètres qu'on peut les varier réellement (surtout le skin) [10]

IV.2.3.1. Les données pour logiciel PROSPER:

Pour crée un modèle, **PROSPER** exige certain nombre des données tel que :

A. Les données du puits :

La déviation du sondage ; Les équipements du fond du puits et le gradient géothermique [10]

B. Les données réservoir :

Pression de gisement et l'indice de productivité [10]

C. Les données PVT :

Pression de bulle et la température du gisement

Densité d'huile et de gaz

La viscosité du fluide

Le pourcentage d'eau , R_s , GOR..... [10]

IV.2.3.2 L'organigramme de fonctionnement de PROSPER :

*Voir la (Figure IV.4)

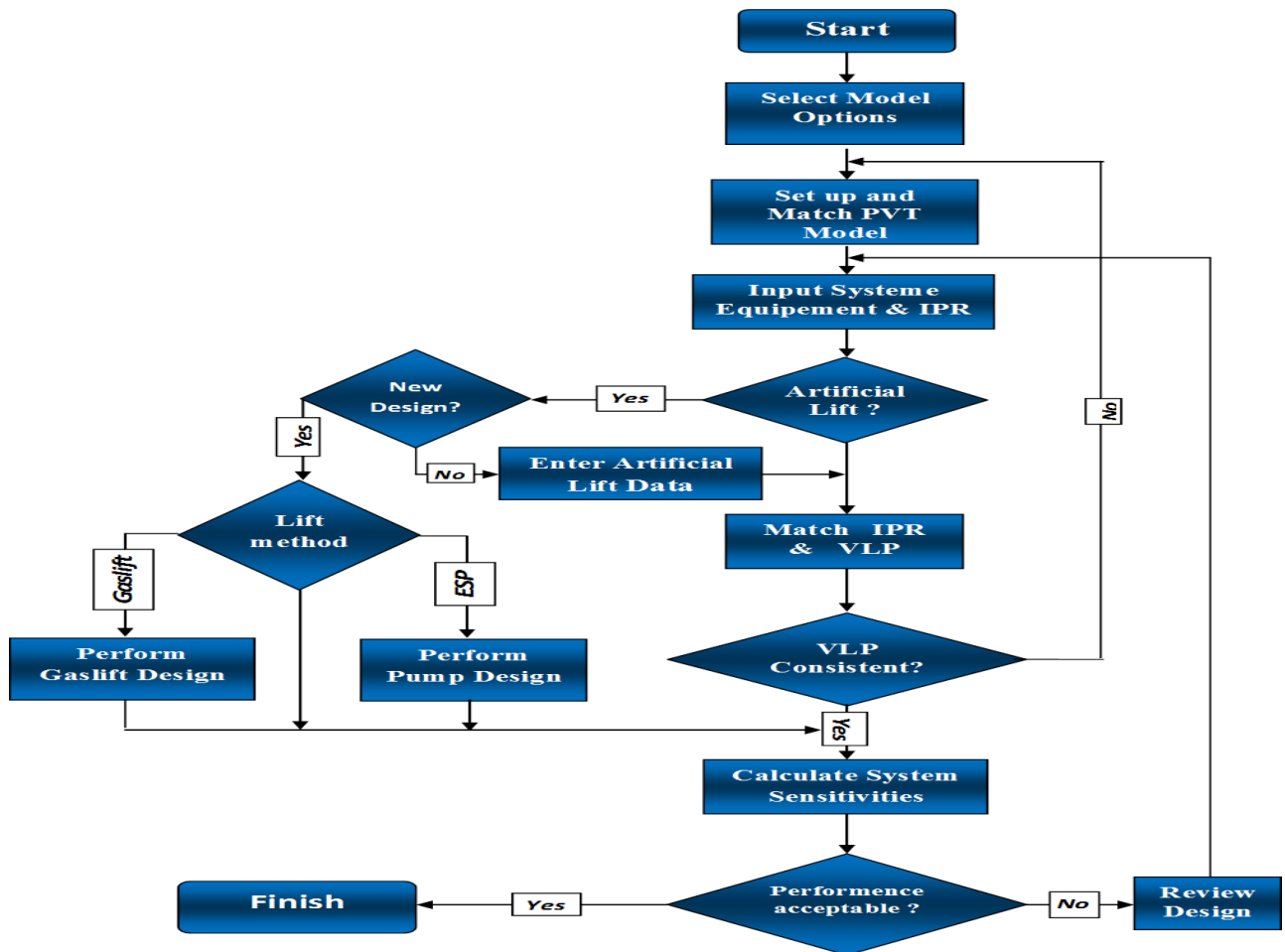


Figure IV.4 :L'organigramme de fonctionnement de PROSPER.[10]

IV.2.4 Analyse prévisionnelle des performances de puits OML113 :

En changeant la valeur de skin et IPR correspondants est représenté comme suit :

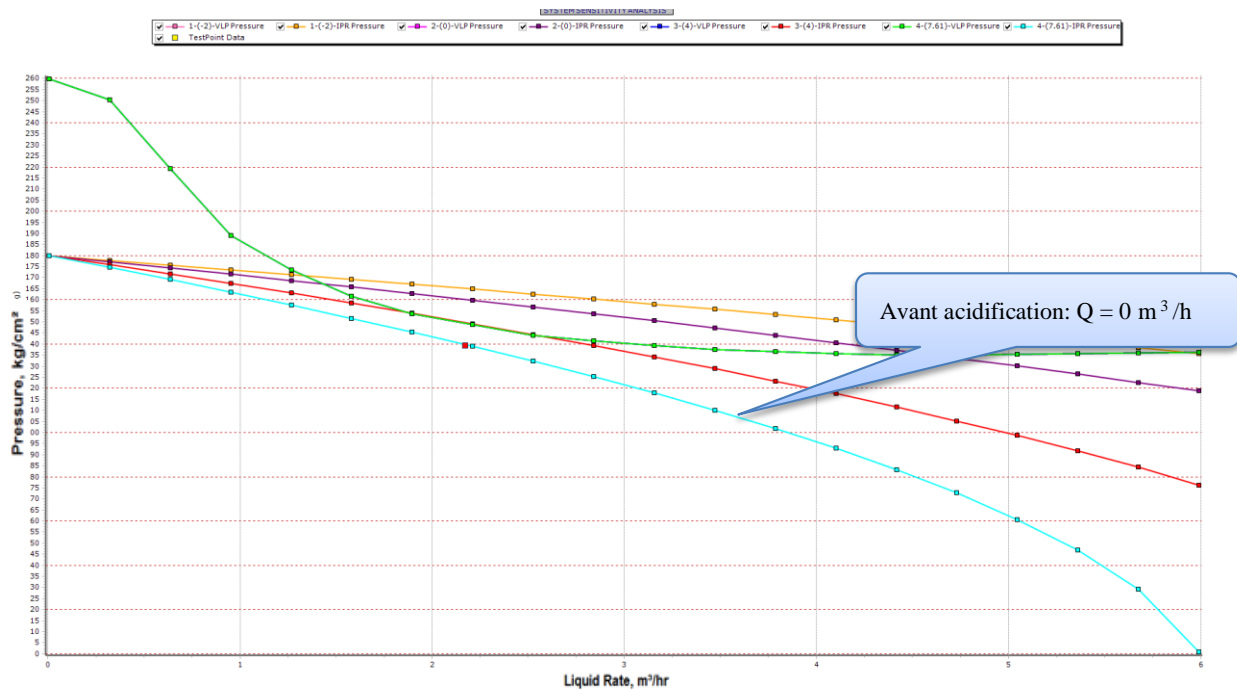


Figure IV.5 : analyses prévisionnelles des performances de puits OML113

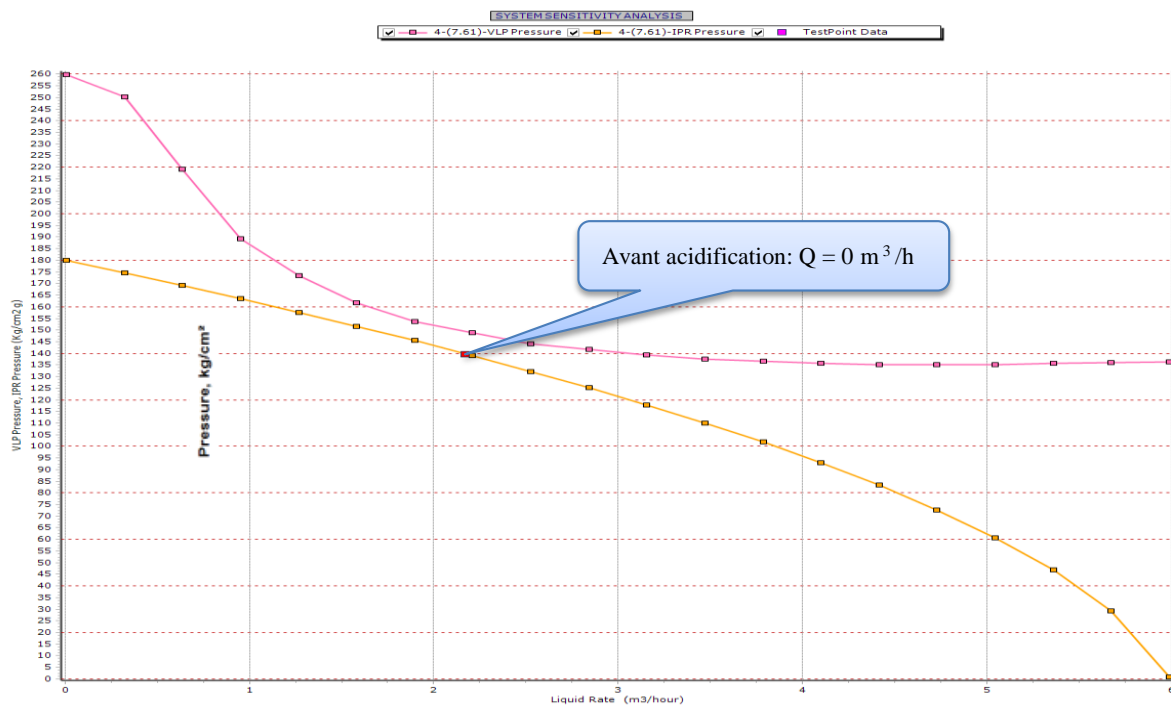


Figure IV.6 : Courbe de performance de puits OML113 avant acidification (IPR «skins =7.61» /VLP)

Tableau IV.6: analyse prévisionnelle de puits OML113.

Inflow	1	2	3	4
Skin	7.6	4	0	-2
Q _{huile} (m³/h)	0	2.28	4.59	5.95

D'après le **tableau IV.6** et les courbes d'IPR pour différente valeur de skin montre que la diminution du skin favorise une augmentation de débit d'huile, donc une stimulation par acidification va permettre l'élimination ou la diminution de l'effet de skin et par suit l'augmentation de la productivité (augmentation de débits).

IV.2.5 Le traitement préconisé :

IV.2.5.1 Exécution d'opération :

Avant de commencer l'opération, il faut s'assurer que les lignes de pompages sont toutes sécurisées et la tête de puits est testé à une pression de 5000psi.

Ainsi remplir les annulaires du puits pour arriver a une pression de 30bars dans l'annulaire 7'' / 9''5/8 et 50bars dans l'annulaire entre 4''1/2 / 7''. [9]

Day 1 (Tube Clean) :

Avant de commencer l'opération, il faut s'assurer que :

- les lignes de pompages sont toutes sécurisées et la tête de puits est testé a une pression de 5000psi. et puis :
1. Ouvrir le puits sur torche et commencer a descendre avec le coiled tubing, tout en circulant de l'eau a 0.5barils/min et l'azote a 20l/min.
 2. CT @ 2000m, s'assurer d'avoir su retour sur torche. si on a pas de retour, arrêter le coiled tubing et augmenter le débit de l'azote pour un meilleur liftage .
 3. Une fois le CT est à 3200m TR, augmenter le débit de pompage a (1.5bpm + 500scfm), continuer de descendre jusqu'au TD @ 3372m TR.
 4. Une fois dans le TD commencer le tube clean dans l'intervalle suivant (3362 – 3325) m TR en suivant le protocole suivant : [9]

Tableau IV.7 : le protocole de Tube Clean. [9]

No	Fluid	Vol	Cum Vol	Pump Rate	CT Speed	CT From	CT To
		(m3)	(m3)	(bpm + scfm)	(m/min)	(m)	(m)
1	Nitrified TC HCL 7.5%	3	3	(1.5 + 500)	2.9	3362	3325
2	Nitrified Treated Water	3	6	(1.5 + 500)	2.9	3325	3362
3	Nitrified TC HCL 7.5%	3	9	(1.5 + 500)	2.9	3362	3325
4	Nitrified Treated Water	3	12	(1.5 + 500)	2.9	3325	3362

5. Déplacer le volume du coiled tubing avec 1m3 d'azote a haut débit. Continuer avec le pompage de l'azote a 20l/min jusqu'à la cote 2500m TR dans le but de lifter l'acide avec lequel on a nettoyé les perforations car il peut causer la corrosion du tubing .
6. Une fois que le retour est clair, remonter le CT jusqu'en surface.
7. CT on surface. Désinstaller les équipements et préparer le puits pour le lendemain. [9]

Day 2 (Mud Acid Treatment) :

- S'assurer que les lignes de pompes sont toutes sécurisées et la tête de puits est testé a une pression de 5000psi.
 - remplir les annulaires du puits pour arriver a une pression de 30 bars dans l'annulaire 7'' / 9''5/8 et 50bars dans l'annulaire entre 4''1/2 / 7''.
1. Ouvrir le puits et commencer a descendre avec le coiled tubing avec l'outil standard nozzle .
 2. Descendre jusqu'à la cote @ 3372m TR, commencer le pompage de 21m³ de Diesel dans le but de remplir le puits avec un fluide de petite densité car la pression de gisement est de l'ordre 180.8 kg/cm².
 3. Laisser le CT dans la profondeur désirée et commencer le pompage des séquences suivantes :
 - 4.0m³ eau traité avec NH₄CL
 - 4.0 m³ Preflush HCl (7.5%)
 - 8.0 m³ Mud Acid 6: 1.5 CT@3343m/TR
 - 4.0 m³ Overflush HCl (7.5%)
 4. Chasser le volume du CT avec 1m³ d'azote a grand débit et laisser le puits ouvert sur torche.
 5. Réduise le débit d'azote et laisser le CT a une cote de 2500m et commencer à observer le retour des fluides de traitements sur torche.
 6. Quand le retour devient stable (production d'huile pure), on commence a remonter avec un débit d'azote minimum.
 7. Une fois le CT est en surface, désinstaller les équipements.
 8. Préparer le puits pour un jaugeage. [9]

IV.2.5.2 Les Equipements :

- Unité de Coiled Tubing .
- Unité de pompage
- Unité d'azote (convertir l'azote liquide en gaz).
- citernes pour transporter les produits a utiliser (l'eau, diesel ,acide).
- l'outil haute pression du coiled tubing (pulsonix,jet blaster ,power wive).
- Un outil standard . [9]

IV.2.6. Analyse nodale après acidification :

-Après acidification, les résultats

du dernier jaugeage montre un gain de production d'environ 4m³/h.

-Notre simulation par le logiciel Prosper confirme les résultats obtenus comme suit :

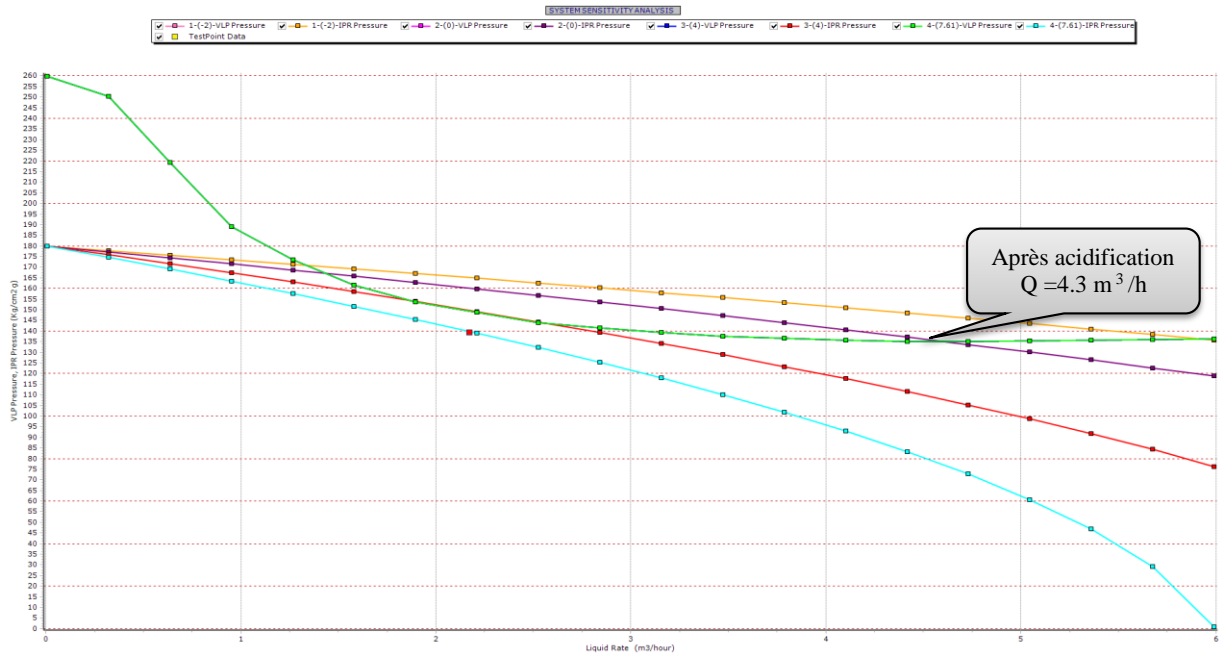


Figure IV.7: Courbe de performance d’OML113 après acidification (IPR « skins :7.61,4,0,-2» /VLP)

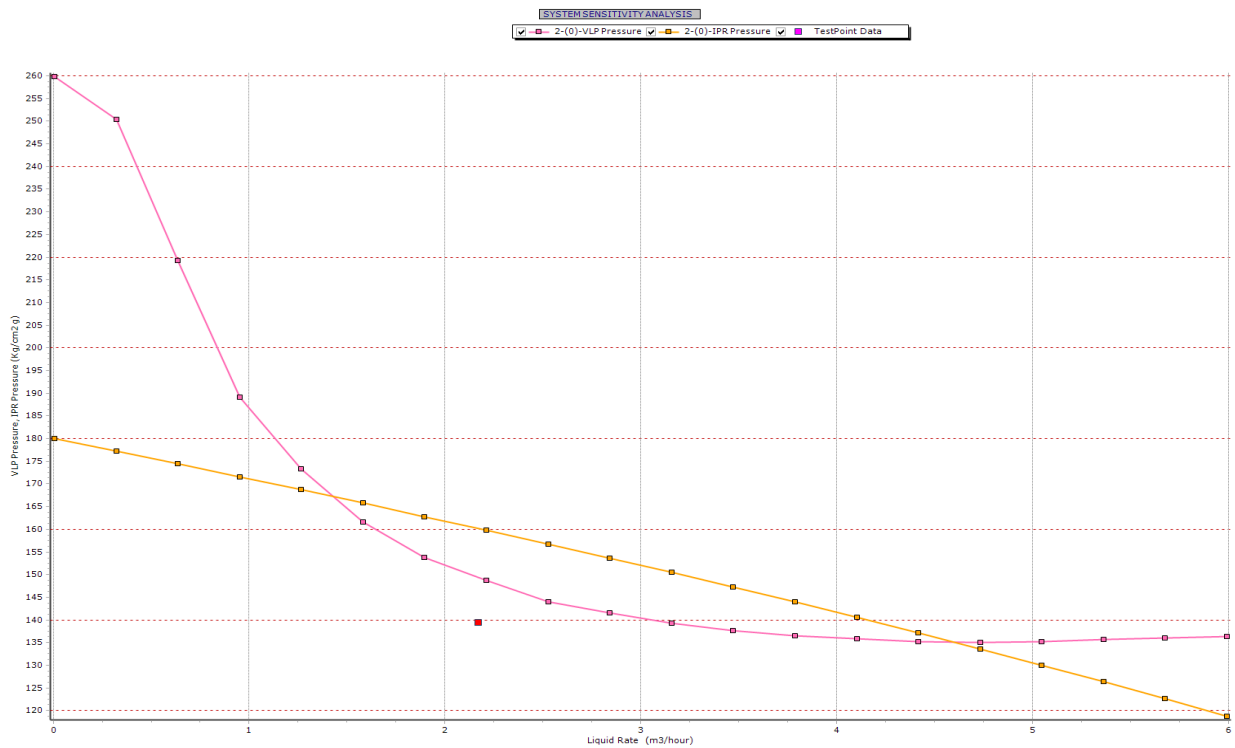


Figure IV.8 : Courbe de performance de puits OML113 après acidification (IPR « skin0 » /VLP)

Discussion des résultats :

- ✓ La formation a très bien réagit avec l’acide et le traitement a rapporté un gain d’environ 4m³ /h.
- ✓ Après l’acidification le skin a diminué de [+7.61 à 0], l’endommagement est donc enlevé.

IV.3. Evaluation économique

L'évaluation économique des opérations d'acidification est indispensable pour justifier leur application sur les puits. Cela consiste d'une part ; à calculer le cout total de l'opération et d'une autre part à connaître la production du puits (exprimée en monnaie) avant et après la stimulation, pour pouvoir calculer le gain en débit et l'amortissement (le nombre de jours nécessaire pour récupérer la valeur de l'investissement) de cette façon et avec de simple calculs, on pourrait juger la rentabilité des opérations et le gain d'acidification du puits OML113 (d'ordre de 4 m³/h).

Tableau IV.8 : le cout d'opération et le gain en débit pour le puits OML113.

Puits	Date d'acidification	Coût d'opération en (\$)	Gain /perte en (m ³ /h)
OML113	12/01/2020	53000	4

Calcul du PAYOUT :

Le **PAYOUT** d'une opération est égale au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement, pour couvrir le cout de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement. [1]

$$Payout(jours) = \frac{\text{cout en volume équivalent } m^3}{\text{gain net en production } (\frac{m^3}{jour})} \quad \text{IV. 8[1]}$$

Les résultats du calcul des PAYOUT pour un prix de pétrole sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.9 : les résultats de PAYOUT pour différents prix du baril (\$/bbl).

Prix du baril (\$)	20	40	60	80	100
PAYOUT (jours)	4,38906	2,19453	1,46302	1,09726	0,87718

Conclusion :

Suivant le cour actuel du baril du pétrole brut, on peut calculer la durée d'amortissement du cout de l'opération d'acidification qui était de l'ordre de 53000\$.

**CONCLUSION
ET RECOMMANDATIONS**

Conclusion générale

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

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

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

Vu le cout élevée des opérations du traitement par acidification et la limitation de nombre des unités de coiled tubing (plus utilisable), et vu que les traitements par acidification ne sont pas tous rentable, il est obligatoire de faire une étude préalable pour prévoir les résultats et le gain estimé afin de sélectionner les puits candidats au traitement et leur classement par priorité (si on a beaucoup puits endommagés).

L'utilisation de l'analyse nodale par logiciel PROSPER pour étudier la rentabilité de faire une intervention par acidification dans le puits a skin élevé (endommagé) par l'évaluation de la performance de ce puits à différentes valeurs possibles de skin.

L'analyse des résultats des acidifications effectuées sur le puits OML113 nous a permet aussi de tirer que :

- ✓ Une meilleure préparation et interprétation d'une acidification nécessite le maximum des données pour faire une analyse approfondie qui vise essentiellement : à prévoir la performance de puits à différentes valeurs de skin , à identifier les causes de l'endommagement et les causes de succès ou d'échec.
- ✓ Le puits OML113 a bien réagit avec l'acidification a rapporté un gain de 4.3 m³/h et compte tenu du potentiel du puits (avant 0 m³/h et après 4.3 m³/h) .
- ✓ La rentabilité d'une opération d'acidification est plus bénéfique si le gain est très important et l'amortissement du coût de l'opération se fait à des petites périodes de temps.
- ✓ La corrélation de Duns and Rose (modified) donne les meilleurs résultats de calcul dans le tubing.
- ✓ L'analyse nodale est importante dans l'aspect économique.

Recommandations

Pour rendre le traitement plus efficace et plus rentable, nous pouvons suggérer les recommandations suivantes :

- ❖ Etudier l'historique du puits (rapport de forage, de Work Over, de complétion, et de snubbing) afin d'identifier le type d'endommagement existant et d'établir un diagnostic adéquat au problème. L'identification de l'endommagement est très importante pour sélectionner le bon traitement.
- ❖ Insister avec le kick off jusqu'à l'évacuation complète de l'acide de traitement.
- ❖ Des essais et tests de puits (Build-up, jaugeage, PLT,...) doivent être effectués juste avant et après la stimulation pour bien évaluer le taux de l'endommagement, déterminer sa localisation et évaluer les résultats après traitement (débit, IP, skin) afin de pouvoir juger la réussite de l'opération.
- ❖ Etablir un guide pour la sélection des acides et les volumes à utiliser en fonction du type d'endommagement et la minéralogie de la formation.
- ❖ Analyser au laboratoire pour s'assurer de la comptabilité des fluides à injecter avec la roche et les fluides en place ;
- ❖ Faire une étude économique pour vérifier la rentabilité d'une opération d'acidification.

Bibliographie

- [1] MZI Farouk et TENOUBEL Mohamed Reda , Evaluation Et Interprétation Des Résultats D'acidification à HAUD BERKAOUI , Projet professionnel de fin de formation pour l'obtention du , diplôme d'ingénieur spécialisé en Forage-Production en **2016** , Ecole de Boumerdès IAP .
- [2] MEDDOUR Dihia , Traitement matriciel par acidification champ Rahlet-El-Aouda , mémoire de master **2018** (spécialité :production) , université de KASDI MERBAH Ouargla.
- [3] Editions Technip, Manuel d'acidification des réservoirs, paris **1983**.
- [4] CHIHI ELHADI et HACINI M. DHYA EDDINE , L'utilisation des essais de puits et l'analyse nodale pour le choix des puits candidats à la stimulation ,mémoire de master **2016** (spécialité :production) , université de KASDI MERBAH Ouargla .
- [5] Data Bank; Division Production; SONATRACH ; (EP/département techniques puits , techniques nouvelles),IRARA / HMD.
- [6] R.Cossé , "Le gisement, Techniques d'exploitation pétrolière", par, Paris **1988**.
- [7] "Reservoir stimulation" par Michel. J. Economides, Kenneth. G. Nolte. Schlumberger educational services, **1989**, Houston.
- [8] Thomas And O. Allen and Alan P. Roberts, Production operations (well completions, Work Over and Stimulation).
- [9] Programme d'acidification des puits et Rapports journaliers des opérations (Hassi Messaoud, division EP).
- [10] F. Daviau, Cours des essais de puits, ENSPM Formation Industrie .

Annexes

Annexe 1 : Les informations nécessaires a tout projet d'acidification :

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

- 1 Le rapport géologique
- 2 Le rapport de production du champ
- 3 Le rapport de complétion du puits
- 4 L'historique de production du puits
- 5 Le rapport de test.

1. Rapport géologique:

Les analyses sédimentologique et pétrophysiques nous renseignent sur :

- 1 La nature de la roche
- 2 La Teneur en argile
- 3 Le type d'argile
- 4 La présence de fracture ou de fissure.

2. Rapport de production du champ :

Ce rapport concerne :

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

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

- a - Position stratigraphique.
- b- Historique de forage .
- c- Diagraphie .
- d- Analyse des carottes .

4. Rapport de test :

Les données fournies par ce rapport sont :

- 1 Débit : Q
- 2 La pression de fond P_F et pression de tête P_T
- 3 WOR ; GOR
- 4 L'analyse des fluides
- 5 L'interprétation des essais de remontée de pression. [8]

Annexe 2 : 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 de réservoir pour la Température $T < 200\text{ F}$ et $T > 200\text{ F}$. [3]

Annexe 3 : Guide de sélection de la concentration de l'HCl :

Tableau III.1 : Guide de sélection de la concentration de l'HCl pour **TFS < 200 °F** [3]

CLASSE	MINERALOGIE	>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%

Tableau III.2 : Guide de sélection de la concentration de l'HCl pour **TFS >200 °F**

CLASSE	MINERALOGIE	>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%

TFS : Température de Fond Statique . [3]

Annexe 4 : Guide de sélection du Mud Acid :

Tableau III.3: Guide de sélection du Mud Acid pour **TFS < 200 °F** [3]

CLASSE	MINERALOGIE	>100 MD	20 à 100 MD	<20MD
1	Beaucoup de Quartz(>80%) Peu d'argile(<10%)	12% HCl 3% HF	10% HC 1 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

Tableau III.4: Guide de sélection du Mud Acid pour TFS >200 °F [3]

CLASSE	MINERALOGIE	>100 MD	20à100 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

Annexe 5 : Historique Des Opérations :

- Le 27 juin 2017 le puits a été foré et complété avec 4 ½’’ LCP.
- Le 03 Juillet 2017: Kick off DST.
- Le 25 Sep 2017: nettoyage et mise en production .
- Le 26 Oct 2017: prise d'échantillon par un bailer 64mm piston at 3368m .
- Le 14 juin 2018: Tag fond @3366m, nettoyage avec de l'eau traitée .
- Le 23 Nov 2018: Tag fond@ 3366m, remonté du CT @ 3300m faire des passes avec le gel mousse le long des perforations (3464m-3300m).
- Le 08 Jan 2019: Tag fond@ 3366m nettoyages des perforation avec de l'eau traitée (3295 – 3366m)
- Le 01 mai 2019: Kick off
- Le 06 juin 2019: Wireline. Descendre un drift de 86mm et tag Top sediment @ 3365m (hauteur sediments = 4m)
- Le 26 aout 2019: nettoyage avec le coiltubbing. Tag fond TD @ 3366 m, nettoyage des perforations dont l'intervall est :(3300m – 3366m) ,retour sur la torche :huile et gaz .
- Le 02 -12 Octobre 2019: Wireline. Mesure de pression build up.
- Le 15 Octobre 2019: nettoyage avec coiled tubing jusqu'au fond 3366 m
- Le 15 Dec 2019: nettoyage du puits au coiled tubing avec de l'eau traitée jusqu'a TD 3366m. [9]

Annexe 6 : Le traitement préconisé :

Le traitement s'effectuera en deux étapes comme suit :

1. Nettoyage des perforations en effectuant des passes avec le tube clean, le long des perforations par l'eau traitée nitrifiée et le tube clean HCL 7,5% nitrifié
2. Injectant dans la formation du mud acid. [9]

Jour 1 (TubeClean) :

- 27 m³ l'eau traitée 3% NH₄CL (2% KCL)
- 06 m³ HCl 7.5%
- 12 m³ nitrogen liquide . [9]

Jour 2 (Mud Acid) :

- 21 m³ Treated water mixed with 3%NH₄Cl
- 27 m³ Diesel
- 8 m³ Preflush/Overflush HCl 7.5%
- 8 m³ Mud Acid 6:1.5
- 16 m³ Nitrogen liquide . [9]

NB : la pression de squeeze ne doit pas dépassé la pression de fracturation de formation pour éviter la fracturation de formation .

Annexe 7 :

1 Cotes des tubages :

Tableau : représente cotes tubages . [9]

* TUBAGES REALISES :					
PHASE	TUBAGE	COTE SABOTS (m)		Etage Formation Assise	OBSERVATIONS
		CS	CE		
26"	18"5/8	524	525	SENONIEN ANHYDR.	
16"	13"3/8	2287	2273	DOGGER LAGUNAIRE	
12"1/4	9"5/8	3232	3231.5	TRIAS ARGILEUX	
8"3/8	7"	3305	3307	AU TOIT DU Ra	TOP LNR. 7" A 2422 m CE 2414 m CS
6"	4"1/2	3373			TOP LNR.4"1/2 3254 m CS ; CE

2. La fiche technique de puits -OML113 :

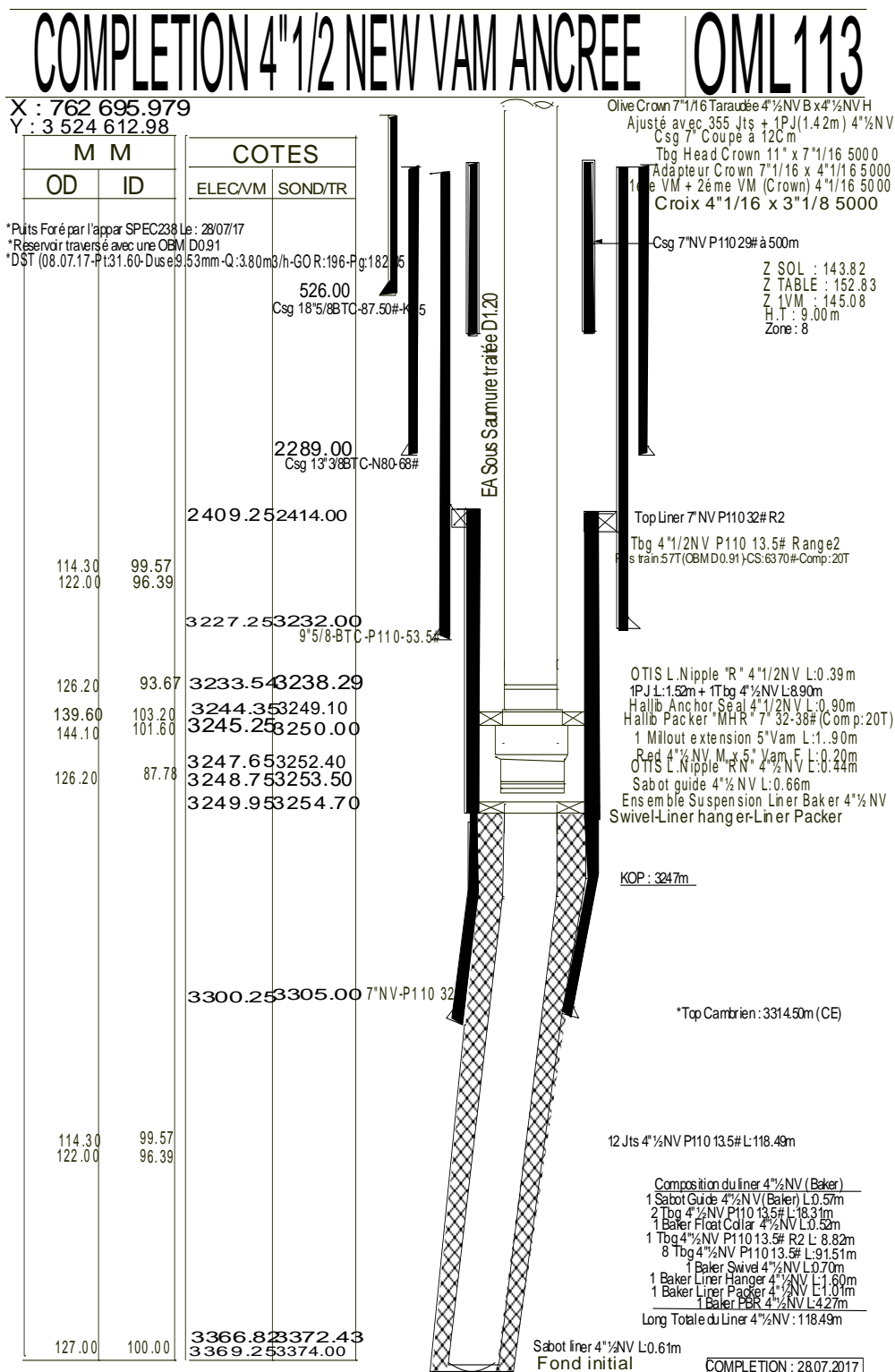


Figure : La fiche technique de puits -OML113. [9]