



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Sciences de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

Bedda Aymen ; Benseghir Oussama ; Ounis Mokhtar ;

-THÈME-

Étude des origines et des mécanismes d'endommagement des réservoirs de pétrole suite à une opération de stimulation par acidification. Test de prévention.

Soutenu le : 23 / 06 / 2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	ALI AHMED ZERROUKI	Maitre de conférence	Univ. Ouargla
Rapporteur :	LEBTAHI HAMID	Maitre de conférence	Univ. Ouargla
Examineur :	REMITA A/RAOUF	Maitre assistant	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021

REMERCIEMENTS

*Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de travaux de recherche effectués au sein de la faculté des hydrocarbures de l'université Kasdi Merbah, sous la direction de M. **LEBTAHI HAMID** pour la confiance dont il a toujours fait preuve à notre égard et pour ses perpétuels encouragements.*

*Nous tenons à remercier M. **ALI AHMED ZERROUKI** pour l'honneur qu'il nous a accordé en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Nous présentons également notre profonde reconnaissance à M. **REMITA A/RAOUF** qui a accepté d'examiner notre travail.*

Notre sincère gratitude va aussi à l'ensemble du corps des enseignants du département Production des hydrocarbures pour tous les efforts fournis pour notre formation.

***Enfin**, dans ces dernières lignes nous tenons à remercier nos parents, pour les conseils et les encouragements qu'ils nous ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, nous ne serons pas là où nous sommes.*

Merci encore à tous...



Dédicaces

De Benseghir Oussama

Je dédie ce modeste travail

A l'être qui m'est le plus cher sur cette terre, celle qui a tant donné pour ses enfants:
ma Mère.

A mon Père qui a fait de moi l'homme que je suis

A mes très chers frères: Walid, Fouad, Houssin, Hamza .

À ma chère sœur: Salma.

A toute ma famille Benseghir

A tous les amis que j'ai eu la chance d'avoir: Ammar, Aymen, Salah, Achref,
Oussama, Hassan, Houssin, Bachir, Ahmed.

A tous mes camarades de la section Production des Hydrocarbures.

Benseghir Oussama



Dédicaces

De Bedda ayman

Je dédie ce modeste travail à:

A mes chers parents que dieu les garde,

Pour toute l'attention et le soutien qu'ils m'ont accordés.

A mes chers frères: Younes, Mahdi, Rahim, Yassin.

et mes chères sœurs: Fadia et Fiala.

A tous mes amis et mes camarades des groupes Master Production

Oussama, Raouf, Mokhtar.

BEDDA AYMEN



Dédicaces

De Ounis Mokhtar

Je dédie ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

Mes dédicaces s'adressent également à mon cher frère Abdelmalak et Abdelhak, à ma sœur Ilhame, à tous les membres de ma famille et à toute personne qui porte le nom Ounis. et benseghir.

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis surtout:

Aymen, Oussama, Salah Khaled, Amine, Kamal, Lahcen, Nouh, Hamich, Ahmed, Bachir, Hocine, Sofaine, Zadam, Wlida, Zohir Ouzna, Sawasen, Mariem et les autres ; sans oublier tous mes collègues du groupe 01 Production professionnel.

Ounis mokhtar



SOMMAIRE

Remerciements.....	I
Dédicaces.....	II
Liste des figures.....	III
Liste des tableaux.....	VI
Symboles –Notation- Abréviations.....	XI

Introduction générale.....1

Chapitre I: Généralité sur le gisement de HMD

I.1. Introduction	2
I.2. Historique du champ	2
I.3. Situation géographique.....	2
I.4. Géologie du la zone d'étude.....	4
I.5. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir cambrien	6
I.6. Les roche - réservoirs.....	7
I.6. 1. Les roches gréseuses	7
I.6.2. Les roches carbonatées.....	7
I.7. Caractéristiques des fluides de gisement.....	8
I.8. Conclusion	9

Chapitre II: Théorie et chimie d'acidification

II.1. Introduction	9
II.2. Notion de la stimulation	9
II.2.1. Les objectifs de la stimulation	9
II.2.2. Les méthodes de stimulation	9
II.2.3. La Sélection de la méthode de stimulation	10
II.2.4. Les Etapes d'élaboration d'un programme de traitement matricielle	10
II.3. Théorie de l'acidification	13
II.3.1. But de l'acidification	13
II.3.2. Justification d'un traitement par acidification	13
II.3.3. Principe et domaine d'application	14
II.3.4. Informations nécessaires à tout projet d'acidification	14
II.3.5. Préparation pour une acidification	15
II.3.6. Les différentes étapes d'un traitement à l'acide	16
II.4. Chimie de l'acidification	18

II.4.1. Les acides	18
II.4.2. Les différents types d'acide utilisé pendant un traitement matriciel	19
II.5. Les additifs utilisés dans les fluides de traitement par acide	20
II.6. Choix de l'acide	22
II.6.1. Endommagement consécutif aux fluides	22
II.6.2. Endommagement par migration des fines.....	22
II.6.3. Formations fracturées	23
II.6.4. Remarques importantes.....	23
II.7. Schémas réactionnels	23
II. 7.1. Roches gréseuses	23
II.7.2. Les roches carbonatées	25
II.8. Calculs nécessaires pour l'acidification	27
II.8. Conclusion	29

Chapitre III: L'origine et mécanisme d'endommagement et notion de skin

III.1. Introduction	33
III.2. Origine d'endommagement	33
III.3. Caractéristiques d'endommagement	33
III.4. Localisation de l'endommagement	33
III.4.1. Au fond du puits	34
III.4.2. A la paroi du puits	34
III.4.3. Aux abords des puits	34
III.4. 4. Accumulations de particules	35
III.5. Mécanismes de l'endommagement	35
III.5.1. Endommagement du au forage	35
III.5.2. Les endommagements réels (Formation damage)	36
III.5.3. Les pseudo endommagements (Pseudo damage)	38
III.5.4. Endommagement due aux perforations	39
III.5.5. Invasion du filtrat de ciment	39
III.5.6. Endommagement du a la stimulation	39
III.5.7. Endommagement du a l'injection d'eau	39
III.6. Détection des endommagements	39
III.6.1. Echantillonnages et analyses de laboratoire	39
III.6.2. Essais de puits	39
III.6.3. Historique complet du puits	40

III.6.4. Diagraphies de production (PLT, ...)	40
III.6.5. Analyse du système de production	40
III.7. Notion de skin (coefficient d'endommagement)	40
Origine de skin :	41
III.8. Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits sur sa productivité	42
III.8.1. L'effet de skin sur la perméabilité	42
III.8.2. L'effet de l'endommagement sur la productivité	43
III.9. Conclusion	44

Chapitre IV: L'endommagement suite à l'opération d'acidification

IV.1. Introduction	45
IV.2. Les causes d'endommagement de la formation qui peuvent se produire lors de l'acidification	45
IV.3. Généralité sur les Sludges	45
IV.4. Comment détecter les Sludges	46
IV.5. Mécanismes d'endommagement à la formation par l'acide	46
IV.6. Les effets qui influent sur la formation des Sludges	47
IV.7. Test des Sludges	50
IV.8. Conclusion	51

Chapitre V: Etude dur le puits OMJ832

V.1. Historique de Puits OMJ832	52
La dernière opération effectuée dans OMJ832	55
V.2.Échantillonnage	57
V.3. Test d'émulsion	57
V.3.1. Conception des fluides	57
V.3.2. Teste Data 1	58
V.3.2. Teste Data 2	59
V.4. Conclusion	60

Conclusion générale	63
----------------------------	-----------

Recommandations	62
------------------------	-----------

ANNEXE	66
---------------	-----------

Résumés	67
----------------	-----------

LISTE DES FIGURE

Figure. I.1: Situation géographique de HMD	3
Figure. I.2: D'effluent drains du gisement.....	6
Figure. II.1: Acidification des matrices	13
Figure. III.1: Localisation des endommagements.....	34
Figure. III.2: Emulsion.....	37
Figure. III.3: Dépôts organiques (paraffines)	37
Figure. III.4: Le skin	41
Figure. III.5: Les perforations.....	41
Figure. III.6: L'effet de pénétration partielle.....	41
Figure. III.7: Influence du skin sur la perméabilité	43
Figure. III.8: Courbe de l'influence de skin sur la productivité.....	44
Figure. IV.1: Sludges asphaltiques induit par acide	46
Figure. IV.2: Effet de la présence d'asphaltènes sur la pénétration des Whormholes	47
Figure. IV.3: Effet de la porosité de la formation sur Wormhole en présence d'asphaltènes	48
Figure. IV.4: Effet de la concentration d'acide sur Wormhole en présence d'asphaltènes	49
Figure. IV.5: Effet de la concentration d'asphaltènes sur Wormhole	49
Figure. V.1: Tops des formations du puits OMJ832	52
Figure. V.2: Historique de la production du puits OMJ832.....	54
Figure. V.3: Graphe de l'historique de production OMJ832	54
Figure. V.4: Courbe de diagnostic OMJ832.....	55
Figure. V.5: Échantillon d'huile	57
Figure. V.6: Échantillon d'acide.....	57
Figure. V.7: Mélange d'acide de boue 6: 1,5 et échantillon d'huile (séparation totale après 5 min).....	58
Figure. V.8: Séparation de l'émulsion 1.....	59
Figure. V.9: Séparation de l'émulsion 2	60

LISTE DES TABLEAUX

Tableau. I.1: Caractéristiques pétrophysiques du réservoir.....	6
Tableau. II.1: Principaux remèdes contre l'endommagement.	12
Tableau. II.2: Additifs divers.	22
Tableau. II.3: Les quantités de calcite dissous avec différents type d'acide (organique ou minéral).....	26
Tableau. III.1: Représentation des mécanismes de l'endommagement.	35
Tableau. IV.1: Test des Sludges pour différentes concentrations de HCl.....	50
Tableau. IV.2: Test de Sludges pour 15% en poids de HCl et d'inhibiteur de corrosion avec différentes concentrations de fer.....	50
Tableau. IV.3: Test de Sludges pour 15% de HCl et inhibiteur de corrosion avec différents dispersants.....	51
Tableau. IV.4: Test de Sludges pour 20% de GLDA et inhibiteur de corrosion avec différents dispersants.....	51
Tableau. V.1: Les caractéristiques pétro physiques de réservoir.	52
Tableau. V.2: Complétion de puits.....	53
Tableau. V.3: Les résultats des essais du puits (OMJ832).....	53
Tableau. V.4: Historique de production du puits(OMJ832).....	53
Tableau. V.5: Opérations effectuées sur OMJ832.	55
Tableau. V.6: L a dernière opération effectuée dans OMJ832	56
Tableau. V.7: Conception des fluides.	57
Tableau. V.8: Evolution de volume acide et volume d'huile au cours de test.	58
Tableau. V.9: Les additifs ajoutés dans l'acide.	59
Tableau. V.10: Evolution de volume acide et volume d'huile au cours de test.	59

Liste des abréviations

AD 32	Inhibiteur	
PLT	Production logging tool	
K_s	Perméabilité de la zone endommagée	md
S	Skin	
P_{wf}	Pression dynamique de fond de puits	bar ou psi
IP	Indice de productivité	m³ /h/ bar
IPR	Inflow performance relation ship	
VLP	Vertical Lift Performance	
ΔP_s	Chute de pression supplémentaire due au Skin	bar ou psi
Sp	La perte de charge due aux perforations	
Sc	L'étranglement de l'écoulement du à la pénétration partielle	
Se	L'endommagement réel aux abords du puits	
K	Perméabilité du réservoir	md
KH	Perméabilité horizontale	md
r_s	Rayon de la zone endommagée	ft
r_w	Rayon du puits.	ft
P_{i,G}	Pression de gisement	bar ou psi
P_{wf}	Pression dynamique de fond de puits	bar ou psi
μ	Viscosité	Cp
Φ	Porosité fraction	%
P_{T.fond}	La pression de traitement au fond du puits	psi
P_{hyd}	la pression hydrostatique	psi
P_{fond}	La pression de traitement au fond du puits	psi
P_{inj surface}	La pression d'injection maximale en surface	psi
WOR	Water Oil ration	
GOR	Gas Oil ration	

HF	Acide Fluorhydrique.	
HCl	Acide Chlorhydrique	
PH	Acidité	
h	Hauteur utile de la couche productrice	m ou ft
Hu	Hauteur utile	m ou ft
gf	Le gradient de fracturation	psi. ft
Bo	Facteur volumétrique FVF	m³/ m³
D	Densité	
V_{acide}	Volume d'acide utilisé pour le traitement principal	m³
TC	Tube clean	
TW	Treated water	
RIH	Run in hole	
DFCV	Double flapper cheak valve	
LPM	Litre par minutes	
BPM	Baril par minutes	
CP	Circulating pressure	
TD	Total depth	
WHP	Well head pressure	
POOH	Pull out of the hole	
DEAD	Dead oil	
PG	Pression de gisement	bar ou psi
PF	La pression de fond du puits	bar ou psi

Introduction générale

La stimulation des réservoirs fait référence à une gamme d'activités utilisées pour améliorer la production de pétrole en augmentant la perméabilité de la roche matricielle. La stimulation fait également référence à l'utilisation de techniques pour ouvrir des chemins d'écoulement perméables entre la roche du réservoir non perturbé et le puits ou augmenter la perméabilité du réservoir.[1]

L'acidification consiste à restaurer la perméabilité réduite du réservoir en raison de dépôts de sels ou de minéraux et de l'invasion de la boue de forage et d'autres types de dommages.

L'acidification de la matrice est une technique de stimulation de puits dans laquelle une solution acide est injectée dans la formation afin de dissoudre certains des minéraux présents et, par conséquent, de récupérer ou d'augmenter la perméabilité. Le plus couramment utilisé est (HCl) principalement pour dissoudre les minéraux carbonatés et le mélange de (HF et HCl) pour attaquer les minéraux silicatés tels que les argiles et les feldspaths.[2]

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits. Il est causé par tout contact entre la formation et un fluide de l'extérieur (Fluide de forage, de complétion, de stimulation...etc.). Les Sludges se forment généralement à cause de l'incompatibilité entre une huile lourde et un acide HCl au cours d'une opération de traitement matricielle. Il est très difficile de dissoudre les Sludges une fois formés. Pour cela une recherche a été réalisée pour la prévention et remédiation de ce phénomène.

L'objectif de ce travail consiste à :

- ✓ identifier les endommagements après l'acidification.
- ✓ Prévenir les réactions secondaires par test d'émulsion .

Le premier chapitre contient des informations sur le champ de Hassi Messaoud, l'histoire, sa géologie et sa situation géographique. La subdivision de champ et l'aspect structurel, la minéralogie des roches-réservoirs et les caractéristiques pétro physique sont présentées.

Le deuxième chapitre aborde la théorie et la chimie de l'acidification. La notion et l'objectif de la stimulation, la méthode de traitement et les fluides utilisés sont proposés. Ensuite l'opération d'acidification est décrite. Les réactions secondaires des acides avec les roches carbonatées ou gréseuses et les réactions avec les fluides de formation sont déterminées. Finalement les calculs nécessaires pour cette opération sont réalisés.

Le troisième chapitre traite l'origine et les mécanismes des différents types d'endommagements avec leurs causes et les localisations et finalement la notion de skin.

Le dernier chapitre décrit les effets secondaires suite à une opération de stimulation par acidification et propose la méthode de prévention pour éviter ce phénomène. Ce chapitre inclut les effets qui influencent la création de Sludges et comment les détecter.

Chapitre I :

Généralité sur le gisement de Hassi Messaoud

I.1. Introduction :

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres pétro physique. [3]

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole. [3]

I.2. Historique du champ :

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

Le 15 juin de cette même année, ce forage permis de découvrir le gisement à 3338 mètres de profondeur, contenant de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- ✓ Au Nord par la Compagnie Française de Pétrole d'Algérie (C.F.P.A).
- ✓ Au sud par la Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie (SN.REPAL).[1]

I.3. Situation géographique :

Le champ de Hassi-Messaoud, se situe à 800 km Sud/ Sud-Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est :

$$X = [790.000 - 840.000] \quad \text{Est}, \quad Y = [110.000 - 150.000] \quad \text{Nord}$$

En coordonnées géographiques :

- ✓ Au nord par latitude 32 15° - A l'ouest par la longitude 5 40°
- ✓ Au Sud par latitude 31 30° - A l'Est par la longitude 6 35°. [3]



Figure. I.1: Situation géographique de HMD . [3]

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

Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui]
- Au sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au sud-est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar.

A plus grande échelle, il est limité géologiquement

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Berkine. [4]

a. Aspect structural :

La structure du champ de **HMD** se présente comme un vaste anticlinal aplati de direction régionale NE/SW, dont le réservoir est affecté par deux types d'accidents : Failles de direction sub-méridienne NNE/SSW, ainsi que d'autres qui leurs sont perpendiculaires de direction sub-latitudinale WNW/ESE. Ceci fait ressortir le caractère structural en Horst et en Graben. [4]

b. Subdivision du champ de HMD :

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie.

L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines.

Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être subdivisée en sous zones. [4]

I.4. Géologie du la zone d'étude :**I.4.1. Le cambrien :**

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

De bas en haut, le réservoir cambrien est divisé en quatre niveaux lithologiques R3, R2, Ra pour les grès de Hassi Messaoud et le Ri pour les grès de Hassi Messaoud et les grès d'El-Gassi . [3]

I.4.1.1. Niveau R3: Il se caractérise par :

- ✓ une épaisseur maximale non érodée de 270 m
- ✓ Du sable et du gravier et autres minéraux tel que le Feldspath, le mica et la sidérite.
- ✓ De 30 % d'argile (illite et kaolinite) en moyenne.
- ✓ Il est très peu perméable.
- ✓ Sa saturation en eau est prise en considération toujours, dans 70 à 80% des zones du champ HMD. [3]

I.4.1.2. Niveau R2 : Il se divise en deux sous niveaux :

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

- ✓ une épaisseur moyenne non érodée de 80 m.
- ✓ Des grains d'une sphéricité améliorée.

- ✓ Une perméabilité améliorée dans le **R2AB**.
- ✓ Sa saturation en eau est prise en considération toujours. [3]

I.4.1.3. Niveau Ra : Il se caractérise par :

- ✓ Une épaisseur moyenne de 120 m.
- ✓ Une unité de sédimentation décimétrique à stratification oblique, organisée en structure sédimentaire d'épaisseur métrique en forme de gouttière.
- ✓ Les grains sont plutôt sphériques, mal classés.
- ✓ Les couches sont constituées d'une succession de dépôts de sable grossier et bien classé à faible teneur en argile et de dépôts de sable plus ou moins fin et classé avec des intercalations d'argiles (silts) discontinues.
- ✓ La compaction des sédiments, la dissolution puis les dépôts de la silice ont réduit la perméabilité et la porosité à leur valeur actuelle. Le Ra est subdivisé à son tour en 3 zones de sédimentologie. [3]

I.4.1.4. Niveau Ri (D5) : Il se caractérise par :

- ✓ Une épaisseur moyenne non érodée de 45 m (lorsqu'elle n'est pas érodée) Il se dépose sur le Ra et parfois directement sur le D3 lorsque le D4 ne s'est pas déposé, tel qu'à l'Est et au Sud Est du champ. Sa composition est :
- ✓ De 30 % d'argile environ.
- ✓ Un faible taille des grains.
- ✓ Une bonne continuité des couches.
- ✓ Une faible perméabilité.
- ✓ Compaction des grés. [3]

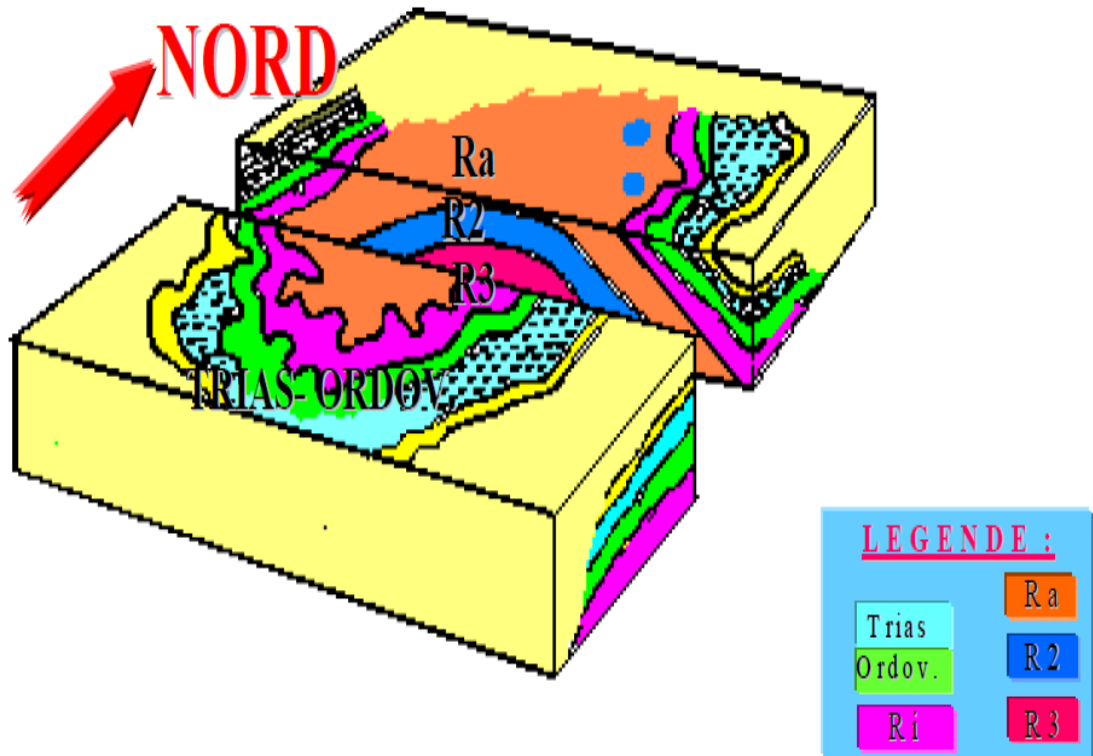


FIGURE. I.2 : Déférent drains du gisement [3]

I.5. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir cambrien : [4]

Réservoir	K min (md)	K moy (md)	K max (md)	Φ min (%)	Φ moy (%)	Φ max (%)	Swi (%)
Ri	0.3	1	2	6	7	8	17
Ra	2	15	100	6	8	10	10
R2	1	2.5	7	-	10	-	17

Tableau. I.1: Caractéristiques pétrophysiques du réservoir[4]

I.6. Les roches - réservoirs :

Si on exclut les évaporites et certaines roches volcaniques et métamorphiques qui totalisent moins de 1% des réserves mondiales, on peut distinguer deux types principaux de roches réservoir :

I.6. 1. Les roches gréseuses :

Elles résultent de l'accumulation d'éléments d'érosion sédimentés sur place ou transportés sous l'action d'agents divers, et cimentés ou non après dépôts. [4]

- **La minéralogie des roches gréseuses :**

Dans les roches gréseuses l'élément dominant est le quartz, qui représente souvent deux tiers de la roche ; ce quartz est généralement accompagné d'autre éléments dont les plus courants sont les aluminosilicates comme :

Les Feldspaths : ce sont des aluminosilicates qui contiennent du potassium, sodium et/ou du calcium dans leur structure ;

Le Mica : c'est un minéral instable dans l'acide HCl ; il contient du potassium qui peut causer la précipitation de fluosilicate ;

Les Argiles : généralement les argiles dominantes dans les réservoirs argileux sont l'illite, la chlorite et la kaolinite :

La Chlorite : c'est un composé de silicate hydraté ferromagnésien, à feuillets élémentaires composées de trois couches à motif tétraédrique-octaédrique et d'une couche à motif octaédrique ;

La kaolinite : il s'agit d'un silicate d'aluminium hydraté, ses feuillets sont constitués par l'assemblage d'une couche à motif octaédrique d'aluminium ;

L'illite : c'est un minéral argileux appartenant au groupe des micacés, il est composé de feuilles qui sont constituées de deux couches à motif tétraédrique et d'une couche à motif octaédrique ; les feuilles sont moins liées entre elles que celles de la kaolinite ou du micas. [4]

I.6.2. Les roches carbonatées :

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

- La calcite CaCO_3

- La dolomite $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$

Leur formation résulte d'actions variées qui rendent difficile toute classification. On peut citer :

- ✓ Les précipitations chimiques et les dissolutions, fonction des conditions locales de pression, de température et de concentration en gaz carbonique, etc... ;
- ✓ Les précipitations biochimiques qui conduisent à des calcaires construits à partir de débris d'organismes ;
- ✓ Les modifications minéralogiques provoquées par la circulation des eaux chargées en magnésium ou en silice (phénomène de dolomitisation). [4]

- **La minéralogie des roches carbonatées:**

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

Le calcaire (CaCO_3) : c'est un composé très soluble dans l'acide HCl et aussi dans les acides organiques, mais il donne un précipité sous forme de fluorure de calcium lorsqu'il réagit avec HF ;

La dolomite ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) : elle est composée de calcium et de magnésium, elle est soluble dans l'acide HCl et dans les acides organiques. [4]

I.7. Caractéristiques des fluides de gisement :

- ✓ Huile légère ;
- ✓ Densité moyenne en surface : $d = 0.8$ (API = 45°) ;
- ✓ La pression de gisement variable : $P_g = 120$ à 400 Kgf/cm^2 ;
- ✓ 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 ;
- ✓ Contact huile/eau : -3380 m ;
- ✓ Point de Bulle : 140 à 200 kgf/cm^2 ;
- ✓ L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120m le maximum mais peut également être nul ;
- ✓ Côte de référence : -3200 m ;
- ✓ La saturation en huile est de 80% à 90% maximum ;

- ✓ La viscosité : $\mu_o = 0.2 \text{ Cp}$;
- ✓ Le facteur volumétrique de fond moyen : $B_o = 1.7 \text{ m}^3/\text{m}^3$. [4]

I.8. CONCLUSION

Le gisement de Hassi Messaoud est le plus grand en Algérie et le de tout le continent africain. Les réserves estimées du gisement sont de l'ordre de **9 Gbbl** d'un pétrole de très bonne qualité, en ne tablant que sur un taux de récupération d'environ **20%** du pétrole supposé en place, La production de gisement atteint **500 kbbl/j** dans les années **1970**, elle déclina jusque **300 kbbl/j** en **1989** et est remontée à environ **350 kbbl/j**.

Chapitre II :

Théorie et chimie de l'acidification

II.1. Introduction :

La Stimulation des réservoirs traite la faible productivité des puits. elle est appliquée uniquement pour les endommagements réels.

Dans ce chapitre les différentes méthodes de la stimulation seront traitées, particulièrement par les techniques du traitement matriciel avec l'acide (Matrix Acidizing). [5]

II.2. Notion de la stimulation :

C'est un terme qui décrit toutes les opérations que ce soit mécanique ou chimique appliquées dans le réservoir pour restaurer ou même pour augmenter la capacité d'écoulement d'un réservoir.

II.2.1. Les objectifs de la stimulation :

- ❖ Augmenter ou bien restaurer la perméabilité aux alentours du puits
- ❖ Réduire le Skin (S) et augmenter le rayon du puits vers un rayon effectif r_{wa}
- ❖ Prolonger la durée de vie d'un réservoir (Par exemple le cas des réservoirs compacts).
- ❖ Augmenter les réserves récupérables sur tout pour le cas des réservoirs compact (Tight réservoir)
- ❖ Contrôler les venus de sable
- ❖ Augmenter la production et Maximiser la Valeur Actuel Net (VAN c'est la différence entre les encaissements (Cash in flow) et les décaissements (Cash out flow)). [5]

II.2.2. Les méthodes de stimulation :

II.2.2.1. Les méthodes pour restaurer la capacité d'écoulement :

a. Nettoyage du puits (Well -bore Clean-up) :

C'est une méthode basée sur l'utilisation des produits chimique (Acide, Réformât...) pour nettoyer le puits ou bien juste pour nettoyer les perforations

b. Traitement matriciel (Matrix Treatment)

C'est une méthode basée sur l'injection d'un acide ou des produits chimiques selon la nature de l'endommagement,

II.2.2.2. Les méthodes pour créer des nouveaux passages à l'écoulement:

La fracturation hydraulique va créer des nouveaux canaux conducteurs entre le réservoir et le puits. Il y a deux méthodes :

a. Fracturation à l'acide (Acid frac) :

Elle est appliquée sur les réservoirs carbonatés.

b. Fracturation avec agent de soutènement (Propped frac) :

Cette méthode est appliquée sur les réservoirs gréseux, on utilise des agents de soutènements (Proppant) pour garder la fracture ouverte.

II.2.3. La Sélection de la méthode de stimulation :

La bonne méthode de stimulation est sélectionnée selon les critères suivants:

- La cause de la faible productivité (La cause de déclin).
- L'endroit de l'endommagement (aux alentours du puits, Dans les perfs, dans la colonne de production).
- Type de formation (Carbonaté ou gréseux) pour choisir le fluide de traitement.
- Type de fluide de formation pour éviter toute incompatibilité entre le fluide de Traitement et le fluide de réservoir pendant la stimulation.
- Les contraintes économiques.
- La politique du pays. [5]

II.2.4. Les Etapes d'élaboration d'un programme de traitement matricielle :

II.2.4.1. Sélection du puits candidats (Puits endommagé) :

Les productivités d'un nombre important des puits seront comparées sur les bases suivant ::

- ❖ L'historique de production (L'évolution de débit d'huile, gaz, eau).
- ❖ Les logs (les différents tests de diagraphie où ils sont effectués sur le puits) .
- ❖ L'analyse de système de production.
- ❖ Les tests (Build up, PFS,... etc).
- ❖ Les analyses des échantillons.
- ❖ L'historique des interventions si il y a d'autres paramètres à vérifier sur le puits sélectionnée qui sont :
 - ✓ Revoir les réserves.
 - ✓ Revoir les problèmes mécaniques .

II.2.4.2. La caractérisation de l'endommagement :

Elle Doit connaitre deux paramètres :

- ✓ Sa nature, c'est pour choisir le fluide de traitement.
- ✓ Sa position, est ce qu'elle est dans le réservoir ou dans le puits. [5]

II.2.4.3. Le choix de fluide de traitement :

Le fluide à choisir doit contenir certain caractéristiques :

- ✓ Le fluide doit réagir avec l'endommagement.
- ✓ Le fluide lorsqu'il réagit, il donne des produits solubles (Parce que l'insoluble c'est un endommagement).
- ✓ Le fluide à choisir a une possibilité d'inhiber la corrosion des tubulaires.
- ✓ Le coût de fluide n'est pas élevé. [5]

PROBLÈMES	REMÈDES RECOMMANDÉS
<p>Endommagement :</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Dû aux solides du fluide de forage et/ou aux argiles (gonflement/dispersion). ✓ Dû à des dépôts de minéraux. ✓ Dû à des paraffines, asphaltènes, Sludges ✓ Dû à une inversion de mouillabilité. 	<p>Traitement de matrice :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Acidification. • Solvants appropriés (s'ils existent). • Solvants aromatique. • Solvants mutuels. ou surfactants.
<p>Perméabilité naturelle faible</p>	<p>Fracturation hydraulique (traitement profond).</p>
<p>Venue de sable</p>	<p>Contrôle des sables .</p>
<p>Huile très visqueuse</p>	<p>Méthodes thermiques : Injection de vapeur</p>
<p>Autres problèmes Bouchage de perforation</p>	<p>Autres remèdes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Réperforation. • Perforation complémentaire. • Nettoyage des perforations <ul style="list-style-type: none"> - lavage à l'acide. - enrobés.

Tableau. II.1: Principaux remèdes contre l'endommagement. [5]

II.3. Théorie de l'acidification :

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

C'est l'injection d'un fluide acide dans la formation à une pression inférieure à la pression de fracturation ($P_{inj} < P_F$), pour éliminer certains endommagements aux alentours du puits.

La technique d'acidification matricielle est surtout efficace quand la perméabilité naturelle de la roche est bonne. [5]

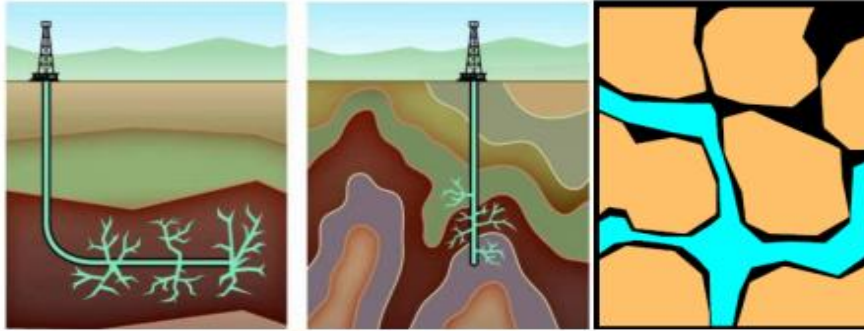


Figure. II.1: Acidification des matrices. [5]

II.3.1. But de l'acidification : [6]

Les acides pourront à cet effet :

- Soit à dissoudre certaines particules obturant les pores des réservoirs.
- Soit à permettre lorsque telles particules sont insolubles, leur libération par une attaque de la matrice qu'elles obturent, entraînent une modification de l'état physico-chimique de ces particules (cas gonflement des argiles)
- Le décolmatage des abords.

II.3.2. Justification d'un traitement par acidification : [6]

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

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

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

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

II.3.3. Principe et domaine d'application : [7]

Une acidification est un traitement de matrice c'est-à-dire traitement réalisé à une pression inférieure à la pression de fracturation au cours duquel de l'acide est injecté dans la formation pour améliorer la productivité ou l'injectivité du puits.

En fait, ce procédé s'applique principalement au cas où il s'agit de restaurer la perméabilité aux abords du puits suite à un colmatage durant le forage, la complétion ou l'exploitation.

Dans ce dernier cas :

- Il faut s'assurer que la baisse de production correspond bien à un endommagement réel.
- En fonction de l'origine du colmatage (par exemple, dépôt de paraffine aux abords du trou sur un puits producteur).

Attention, l'endommagement peut être plus important après acidification qu'avant :

- ✓ En particulier dans les formations gréseuses, du fait de la déconsolidation de la formation, de la libération de fines, ou de réaction secondaires produisant des précipités.
- ✓ Et, que la formation soit gréseuse ou carbonatée, du fait d'émulsion, de Water block (blocage des pores par l'eau provenant du filtrat,...), d'inversion de mouillabilité, ou d'impuretés entraînées dans la formation .

Il est primordial, sauf sur les puits injecteurs si l'injection d'eau est commencée de suite, de dégorgé le puits immédiatement après la fin de l'injection du fluide de chasse, ceci afin de limiter les risques de réaction secondaire (avec formation de précipités,...) aux abords immédiats du puits.

II.3.4. Informations nécessaires à tout projet d'acidification :

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

a. Rapport géologique :

Les analyses sédimentologiques et pétrophysique nous renseignent sur :

- La nature de la roche .
- La Teneur en argile .
- Le type d'argile .
- La présence de fracture ou de fissure. [7]

b. Rapport de production du champ :

Ce rapport concerne :

- L'historique de production des puits.
- Étude de réservoir (porosité, perméabilité, Skin, saturation en eau, gaz, huile).
- Type de stimulation employée et différents additifs.

c. Analyse des carottes :

Cette analyse permet d'avoir des informations sur :

- La porosité et la perméabilité .
- La mouillabilité.

d. Rapport de test :

Les données fournies par ce rapport sont :

- Débit Q .
- Les mesures des pressions .
- WOR, GOR.
- L'analyse des fluides.
- L'interprétation des essais de remontée de pression pour estimer le Skin et la Perméabilité. [8]

II.3.5. Préparation pour une acidification :

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

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

- Prévoir un plan de nettoyage et redémarrage du puits ;
- Évaluer la rentabilité du traitement en estimant l'augmentation de la productivité ou l'injectivité, voir le coût du traitement. [9]

II.3.6. Les différentes étapes d'un traitement à l'acide :

Le type d'acide utilisé dépend principalement du type et de l'emplacement de l'endommagement. Une fois ceux-ci clairement identifiés, le type d'acide est facilement sélectionné et les volumes sont calculés en fonction des paramètres du réservoir et des résultats du laboratoire. [9]

II.3.6.1. Le tube clean et nettoyage des perforations (premier jour) :

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

II.3.6.2. Le Traitement matriciel comprend :

a- Le Preflush:

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

Le preflush a les rôles suivants :

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

b- Le traitement principal :

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

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

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

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

c- L'Overflush:

Injecté après le traitement principal dans toutes les opérations d'acidification.

Il peut être le HCl ou un hydrocarbure léger, tel que l'essence ou le gasoil. Il est utilisé pour déplacer les potentiels endommageant, loin des abords du puits. Un rayon de pénétration de 4 ft est d'habitude suffisant. Des additifs nécessaires sont ajoutés au volume d'acide pour :

- Faciliter le dégorgement de l'acide usé et les produits de réaction.
- Restaurer la mouillabilité de la roche à l'eau de la formation.
- Eviter la formation des émulsions stables. [9]

II.3.6.3. Placement des fluides de traitement

- Le placement des fluides de traitement peut être fait au Coiled Tubing, par concentrique ou en Bull Heading selon le cas.
- L'utilisation de packer gonflable est prise en considération dans le cas de communication des annulaires pour injection dans la formation.

II.3.6.4. Le dégorgement du puits

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

II.3.6.5. Diversion du traitement

Lorsque l'acide est injecté dans une formation, il va pénétrer dans les pores les plus perméables.

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.

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.

b- Diversion à la mousse:

Sous forme de bouchons en plusieurs étages en fonction de la hauteur du réservoir. [9]

II.4. Chimie de l'acidification :

Le choix des acides et des additifs ainsi que leur concentration est en grande partie dicté par la nature minéralogique des roches que l'on cherche à solubiliser pour améliorer les propriétés d'écoulement et par les propriétés physico-chimiques de l'huile en place. On abordera successivement :

Les différents types de roches susceptibles de renfermer des hydrocarbures ;

- La classification des acides employés sur le chantier ;
- Les diverses réactions chimiques qui se produisent entre les acides et les minéraux;
- Le rôle et les propriétés des divers additifs utilisés dans l'acidification. [10]

II.4.1. Les acides :

Les solutions acides conçues pour la stimulation chimique des réservoirs ont des compositions très diverses car elles doivent être adaptés aux types de l'endommagement à traiter, aux propriétés pétro-physique et minéralogiques du terrain, aux conditions de température et de pression au fond du puits.

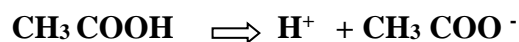
On peut cependant proposer une classification des acides établie en considérant l'espèce chimique qui participe réellement aux diverses réactions. [12]

On distingue ainsi :

- ✓ Les acides protoniques :



Et les acides faibles,



L'équilibre étant caractérisé par la constante d'équilibre K ;

- ✓ L'acide fluorhydrique HF : acide faible peu dissocié, dont l'espèce active serait la molécule et non le proton H⁺.

Ces acides sont utilisés seuls ou en mélange, à des concentrations très variables et additionnés des additifs.

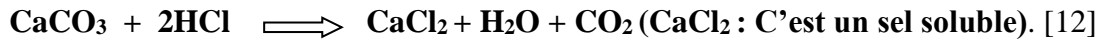
II.4.2. Les différents types d'acide utilisé pendant un traitement matriciel :

II.4.2.1. Les acides minéraux :

Sont les plus forts et les plus agressifs

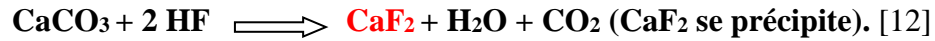
- Acide Chlorhydrique (HCl) :

La réaction de l'HCl avec le carbonate de calcium (Calcite CaCO₃)



✓ **Acide Fluorhydrique (HF) :**

Des fois HF donne des produits insolubles par exemple le fluorure de calcium (CaF_2), Lors de sa réaction avec les calcites (CaCO_3) selon l'équation suivante:



II.4.2.2. Les acides organiques :

Les acides organiques sont utilisées généralement:

- Avec les réservoirs a hauts température où ne peut pas inhiber la corrosion.
- Dans le cas où il y a une possibilité de formation des Sludges (Emulsion rigide).

Les acides organiques les plus utilisés sont :

- Acide Formique (HCOOH)
- Acide Acétique (CH_3COOH)

II.4.2.3. Les Acides combinés (Mud Acid) :

C'est une combinaison entre (HCl) et (HF) avec différents concertation. [12]

II.4.2.4. Les Acides retardés (Retarded Acid) :

Ce sont des acides où la réaction entre l'acide et la formation est retardé, pour assurer une maximum pénétration dans la formation, la technique utilisée pour cela, c'est la création d'acide dans la formation.

Le système qui nous permet de créer Acide fluorhydrique (HF) dans la formation (Réservoir argileux) c'est l'acide fluoborique (HBF_4), il s'hydrolyse lentement pour nous donner HF selon l'équation suivante :



Pour que l'acide Chlorhydrique (HCl) soit créé dans le réservoir, on va former une émulsion entre l'acide HCl et l'huile, où il est stable à un certain temps et une certaine température donnée.

II.5. Les additifs utilisés dans les fluides de traitement par acide :

De nombreux additifs sont disponibles pour améliorer l'efficacité de l'acide proprement dit et Surtout pour diminuer les effets secondaires néfastes.[12]

a. Les surfactants :

Les surfactants (Les agents tensioactifs) sont des produits chimiques ayant la capacité de modifier Les propriétés d'interfaces entre liquide-liquide et liquide-gaz. il existe quatre catégories :

- Anionique-chargé négativement .
- Cationique-chargé positivement .
- Non ionique– non chargé .
- Amphotère – positif ou négatif ou non chargé en fonction du pH*.

b. Inhibiteur de corrosion (Corrosion inhibitors)

Ils sont destinés à assurer la protection des équipements de fond et de surface. Dans la pratique sont surtout utilisés :

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

c. Agents de contrôle du fer :

Le problème est abordé en recherchant des agents chimiques (séquestrant) qui forment, par complexations des ions ferreux et ferriques, des combinaisons solubles. Divers séquestrants sont proposés :

- Les acides lactique, citrique, gluconique, acétique ;
- Les sels de sodium de l'EDTA (acide éthylène diamine tétracétique) et du NTA (acide nitrilotri acétique).

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

d. Les désémulsifiants et anti-Sludges :

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

- ✓ Des mélanges de tensioactifs anioniques et non ioniques (alkylphénols) ;
- ✓ Des solvants du type aromatique.

e. Agents de diversion :

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

Deux classes de produits sont disponibles sur le marché :

- ✓ Les billes (ball sealers).
- ✓ Les colmatants temporaire.

f. Autres additifs :

D'autres additifs peuvent être incorporés aux solutions acides. On peut citer :

- ❖ Les agents moussants, destinés à faciliter le dégorgement dans les puits à gaz;
- ❖ Les alourdissant (CaCl_2).
- ❖ Le magnésium pour augmenter la température en fond de puits et accélérer ainsi le processus d'attaque.

Le tableau ci-dessous, nous donne la dénomination commerciale de quelques additifs utilisées dans l'acidification : [13]

Types général	Dénomination Commerciale	
	Dowell	halliburton
Agent de contrôle de fer. -Acide organique (lactique-acétique - citrique) . -complexant (EDTA, NTA)	L1-L2 L41-U42	Fe acid
-Désémulsifiant et anti sludges . - Désémulsifiant . -anti Sludges	.Agents de la famille des W (A, N ou C). .W35 (anionique). W50 (cationique)	HYFLO III (A) AS-5 et AS-6 (A)
Réducteurs de tension superficielle et interrassiale . -agents tensio-actifs . -agents tensio-actifs peu absorbant sur les grés	F75 (N) . Agents F (A, N ou C)	Superflo (A).Fracflo (N) Biodégradable TRI-S (A)
Agents de diversion et de contrôle de filtrat . - billes (bellsealers) -polymères (unibeads) . -mélange de gommes solubles dans l'huile . -acide benzoïque.	J237 J238 J 227	Matriseal O Matriseal I Acide benzoïque

Autre additifs -agents moussants	F52 (A), F33 (N) (A)	HOWCO suds
-agent stabilisant des silicates .	F40 (N), F78 5c° L42 (C). M38 (C).	
-agents réducteurs de pertes de charge.	L44 (C). J120	Composés azotés TGA (true gelled acid)

Tableau. II.2: Additifs divers. [10]

II.6. Choix de l'acide:

Le fluide de traitement agissant directement sur la cause du colmatage et dans un environnement matriciel donné. Il est essentiel de bien caractériser ces deux paramètres. On distinguera les trois cas principaux ci-dessous. [14]

II.6.1. Endommagement consécutif aux fluides :

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

II.6.2. Endommagement par migration des fines

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

II.6.3. Formations fracturées

Le colmatage des fractures naturelles ou induites par fracturation hydrauliques fait appel à la dissolution et/ou la mise en suspension de l'endommagement.

II.6.4. Remarques importantes

Grés calcaires : en matière de traitement, on dénomme ainsi les grés contenant au moins 20 % de carbonates. A partir de cette valeur en effet, un simple Preflush de HCl n'est plus considéré comme suffisant pour éviter à HF de réagir avec CaCO_3 et de donner un précipité de CaF_2 . L'acide chlorhydrique doit alors être utilisé seul, et non avec HF, comme si l'on avait affaire à un carbonate franc.

- Puits très chauds (> 150°C) : selon les cas il est recommandé de remplacer le mélange HCl-HF par un Mud acid organique (grés calcaires) ou une solution non-acide d'agents
- Séquestrants et de suspension des argiles (grés calcaires). [14]

II.7. Schémas réactionnels :

Le choix de l'acide est lié à la nature minéralogique des constituants à éliminer. D'une manière générale, les acides protoniques (HCl et acides organiques) sont destinés à l'attaque des minéraux carbonatés ; l'acide fluorhydrique par contre est le seul acide efficace pour la solubilisation de la silice et des silico-aluminates. [10]

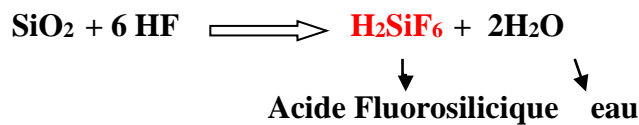
II. 7.1. Roches gréseuses :

II.7.1.1. Les réactions existent dans l'acidification d'un grés: [15]

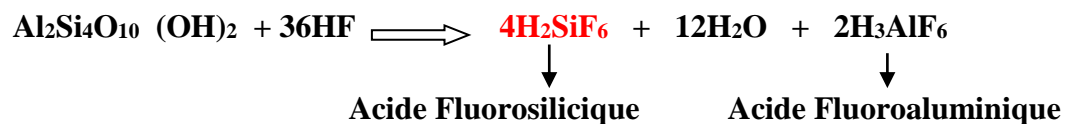
a. Les réactions primaires :

Elles sont très rapides, et elles se produisent au voisinage du puits:

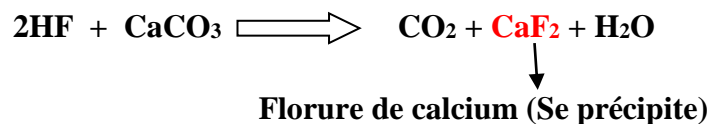
- Réaction de l'acide avec le Quartz (SiO₂)



- Réaction de l'acide avec l'argile (Phylo-silicate d'alumine)



- Réaction de l'acide avec les carbonates(CaCO₃) :

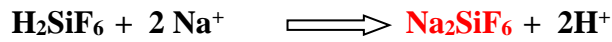


Pour les réactions primaires on a le problème de la précipitation de CaF₂ (Sel insoluble)

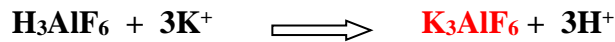
b. Les réactions secondaires :

Ils sont moins rapides, ils se produisent loin dans le réservoir.





↓
Sel Fluosilicate de Sodium (se précipite).

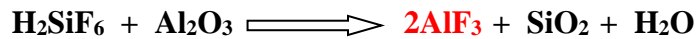


↓
Sel Fluoaluminate de Potassium (se précipite). [15]

c. Les réactions tertiaires :

Ce sont des réactions très lentes, parmi ces réactions on a :

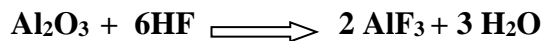
- La précipitation du fer Fe^{+2} , Fe^{+3}
- La réaction entre l'acide formé pendant les réactions primaire et l'oxyde d'aluminium (Al_2O_3) qui est dans la roche,



AlF_3 : Forure d'aluminium (sel a une faible solubilité donc il va se précipite)

SiO_2 : Sable (Provoque la migration des fins)

- La réaction entre l'acide fluorhydrique (HF) et l'oxyde d'aluminium (Al_2O_3) qui est dans la roche.



II.7.1.2. Les étapes d'acidification des réservoirs gréseux:

a. Préparation du puits :

C'est le nettoyage du puits (Fond du puits), Les principaux fluides utilisés pour le nettoyage c'est HCl (Tube Clean), avec une concentration de 7.5%. [14]

b. Traitement matricielle :

Il est subdivisé en trois étapes :

➤ Preflush :

Le fluide utilisé généralement c'est l'acide chlorhydrique à une concentration compris entre (5% à 15%).

➤ Traitement principale (Main Acid Treatment) :

C'est l'étape désigné pour enlever l'endommagement principal.

Les concentrations sont choisies selon trois paramètres :

- ✓ La minéralogie de la formation :
- ✓ La perméabilité de la formation :
- ✓ La température :

Il y a des formulations standards du Mud Acid

03%HF–15%HCl Regular Mud Acid (**RMA**).

02%HF–10%HCl Medium Mud Acid(**MMA**).

1.5%HF–06%HCl Half Strength Mud Acid(**HSMA**).

➤ **Overflush :**

On utilise généralement pour Over-flush :

L'acide HCl avec une concentration compris entre 3 % à 7%, et avec un pH faible pour éviter la précipitation du fer (Fe^{+2}).

c. Dégorgement :

Pour éviter toute réaction tertiaire, on assiste ce dégorgement ou l'azote N_2 surtout avec les puits qui ont des faibles pressions du gisement. [14]

II.7.2. Les roches carbonatées :

II.7.2.1. Les réactions d'acide avec les réservoirs carbonatés :

a- La réaction de l'acide chlorhydrique (HCl) avec les minéraux carbonatés

- ❖ Avec les calcites(CaCO_3) :



* **CaCl₂**: Chlorure de calcium (sel Soluble dans la solution).

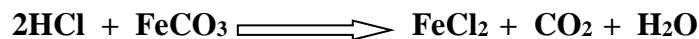
- ❖ Avec les dolomies $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$:



***CaCl₂**: Chlorure de calcium(sel Soluble dans la solution).

***MgCl₂**: Chlorure de magnésium (sel Soluble dans la solution)

- ❖ Avec les sidérites FeCO_3 :



***FeCl₂**: Chlorure de fer (sel Soluble dans la solution). [14]

b. La réaction des acides organiques avec les minéraux carbonatés :

Réaction de calcite avec l'acide acétique(CH_3COOH) :



- Réaction de la calcite avec l'acide formique (HCOOH) :



On remarque qu'il n'y a pas vraiment des réactions indésirables pendant l'acidification des carbonates, mais dès qu'on termine le traitement on ouvre le puits pour le dégorgement le plus vite possible, pour éviter le problème des précipitations.

Acide	Densité de l'acide (à 15,6°C)	Quantité de Calcite dissous par 1 m ³ d'acide [Kg/m ³]	Densité de l'acide usé
HCl 7.5%	1.037	106	1.1
HCl 15%	1.0749	222	1.17
HCl 20%	1.1	300	1.23
HCl 28%	1.147	437	1.34
Acétique 10%	1.0125	88	1.08
Acétique 12%	1.0154	101	1.08
Formique 9%	1.02	98	1.08

Tableau. II.3: Les quantités de calcite dissous avec différents type d'acide (organique ou minéral). [14]

II.7.2.2. Les méthodes de diversion :

La diversion c'est la distribution uniforme des fluides de traitement dans l'intervalle à traiter, pour assurer cette uniformité dans un réservoir hétérogène, où l'apparition de l'endommagement n'est pas identique, le traitement doit se faire par zone, donc il faut des techniques de diversion.

Les méthodes de diversion sont subdivisées en trois catégories :

1. Diversion mécanique.
2. Diversion chimique.
3. Diversion à la mousse.

II.8. Calculs nécessaires pour l'acidification:

a. Calcul du volume d'acide nécessaire pour l'acidification

Elle est basée sur le calcul du volume du cylindre endommagé autour du puits, ce dernier est estimé par :

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

Où :

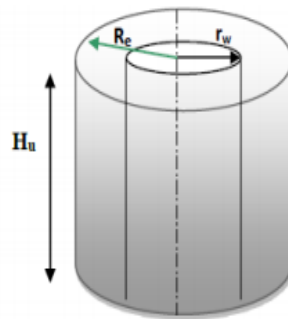
V_{acide} : volume d'acide utilisé pour le traitement principal en (m³).

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

H_u : hauteur utile du réservoir en (m).

r_w : rayon du puits en (m).

Φ_{utile} : la porosité utile du réservoir (%).



Remarque

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

$$V_{\text{pf}} = V_{\text{of}} = V_{\text{acide}} \cdot (0,3 \div 0,5). \quad [16]$$

b. Calcul du débit d'injection :

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

$$q_{i, \text{max}} = \frac{4.917 \cdot 10^{-6} \cdot k \cdot h \cdot [(Gf \times H_{\text{mi.perfos}}) - \Delta P_{\text{sécurité}} - P_g]}{\mu_a \cdot (\ln \frac{r_e}{r_w} + S)} \text{ (BBL/min)} \dots \dots \dots (II.2)$$

Où:

$Q_{i, \text{max}}$: Débit maximale d'injection [BBL/min]

K: Perméabilité de la formation non endommagée [md].

H: Hauteur de la zone perforé[ft].

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

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

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

P_g : La pression de gisement (psi).

μ_a : La viscosité de l'acide [cp].

r_e : Rayon de drainage[ft].

r_w : Rayon du puits[ft].

S: Skin (Facteur adimensionnelle). [16]

c. Calcul de la pression maximale d'injection :

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

d. La pression de traitement en surface :

$$\Delta P_{T \text{ surface}} = (P_{Tfond} - P_{hyd}) + P_{tbg} \dots \dots \dots (II.3)$$

Où :

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

P_{hyd} : La pression hydrostatique (psi) ;

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

e. La pression de traitement au fond du puits :

$$P_{Tfond} = P_{frac} - \Delta P_{sécurité} \dots \dots \dots (II.4)$$

Avec:

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

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

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

f. La pression hydrostatique :

$$P_{\text{hyd}} = H_{\text{mi.perfos}} \times d/10 \dots \dots \dots (II.5)$$

Avec :

d : est la densité du mud-acide. [16]

II.8. Conclusion

L'acidification est l'un des méthodes de stimulation des réservoirs, l'opération basé sur l'injection d'un acide dans la formation avec un pression inférieure à la pression de fracturation de la roche, elle visant améliorer la productivité avec l'augmentation de la perméabilité aux abords de puits, l'amélioration réalisé par dissoudre les particules obturant les pores des réservoirs.

L'élimination des endommagement effectuée par des réaction chimiques entre l'acide et les dépôts existant dans le réservoirs.

Chapitre III :

Origine et mécanisme d'endommagement et notion skin

III.1. Introduction :

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

Dans ce chapitre, une explications de notion d'endommagement, son origine, et mécanisme, été réalisé. La localisation ainsi que les conséquences d'endommagement sur la production, en se basant sur les lois d'écoulement à travers les milieux poreux. [17]

C'est un terme qui décrit toute réduction constatée dans la capacité d'écoulement (Flow capacity) d'un puits, que à cause d'un colmatage ou d'autres facteur. Il est caractérisé par deux paramètres très importants :

- Sa composition (Sa nature) nous permet de choisir le fluide de traitement.
- Sa localisation, nous permet de choisir la technique pour l'éliminer.

Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du système de production, allant du réservoir jusqu'au surface.

III.2. Origine d'endommagement :

- 1- Les Causes d'endommagements liées aux caractéristiques du réservoir.
- 2- Les Causes d'endommagements liées aux restrictions dans les lignes d'écoulement.
- 3- Les Causes d'endommagements liées au problème mécanique.

III.3. Caractéristiques d'endommagement :

L'endommagement est caractérisé par deux paramètres importants :

- Composition : est importante pour déterminer le fluide à utiliser pour la dissolution.
- Location : est importante pour augmenter l'efficacité de traitement. [17]

III.4. Localisation de l'endommagement :

Le cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface.

L'endommagement peut être localisé dans différentes parties du l'endommagement. il est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits. Le schéma ci-dessous illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits.

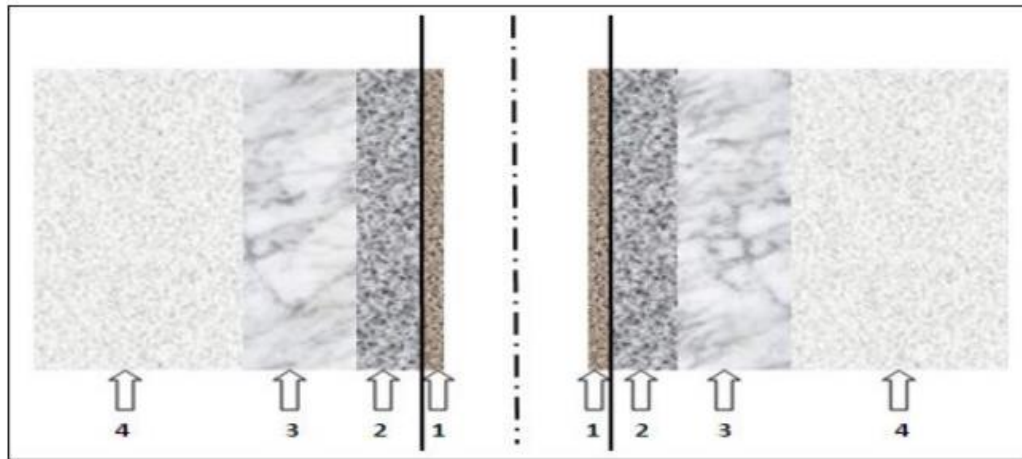


Figure. III.1 : localisation des endommagements. [17]

- Zone 1 : cake externe tapissant les parois du puits ;
- Zone 2 : cake interne : solides ayant pénétré dans le milieu poreux ;
- Zone 3 : zone envahie par le filtrat boue ;
- Zone 4 : zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée.

III.4.1. Au fond du puits :

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

III.4.2. A la paroi du puits :

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

III.4.3. Aux abords des puits :

- **Le cake interne (zone 2) :** Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.

- **La zone envahie (zone 3) :** Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux.

III.4. 4. Accumulations de particules :

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

III.5. Mécanismes de l'endommagement :

Type de processus	Diminution Physique de la taille des pores	Diminution relative de la perméabilité
Interaction fluide-roche	<ul style="list-style-type: none"> • Migration des fines • Gonflement des argiles • Invasion de solides Absorption/précipitation de grosses molécules (polymères)	<ul style="list-style-type: none"> • Modification de la mouillabilité due à l'absorption de tensio-actifs
Interaction fluide-fluide	<ul style="list-style-type: none"> • Dépôts • Emulsion • Sludge 	-Modification de la saturation des fluides -Blocage de fluide(blocage à l'eau, au gaz)
Interaction pression-température	<ul style="list-style-type: none"> • dépôts 	-Percée de gaz -Dépôts de condensats - Water coning
Processus mécanique (provoqué par contrainte)	<ul style="list-style-type: none"> • Diminution de la perméabilité • Colmatage des perforations 	

Tableau. III.1:Représentation des mécanismes de l'endommagement. [15]

III.5.1. Endommagement du au forage :

a- Mud cake

Mud cake fournit une barrière physique pour empêcher la pénétration et la perte de fluide de forage ainsi qu'une perte ultérieure de fluides produites, dans une formation perméable.

b- Cimentation

bouchons laveurs & spacers

- ❖ Détruisent le Mud cake.
- ❖ Additifs dispersants, surfactants.
- ❖ Invasion du filtrat...quelques pouces.

laitiers

- ❖ pH élevé.
- ❖ Précipitation de CaCO₃.
- ❖ H₂O libre..... water block.

Squeeze

- ❖ **Endommagement de la formation, éventuellement fracturation (Invasion limitée à cause des volumes, et de la composition des fluides).**

III.5.2. Les endommagements réels (Formation damage) :

C'est un terme qui décrit toute réduction dans la perméabilité naturelle au voisinage du puits (La zone critique), cette réduction est causée par :

Tout contact entre la formation et un fluide de l'extérieur (Fluide de forage, de complétion, de stimulation...etc.).

Le fluide du réservoir il même, parce que ce fluide à un certaine équilibre thermodynamique (P, T), mais au cours de la production, on aura un changement de ses paramètres, donc ce changement peut donner des précipitations des solides. [15]

III.5.2.1. Endommagement dû aux fluides utilisés au cours des opérations :

Pour des normes de sécurité, les opérations de Forage, Work-Over et parfois de Snubbing sont appliquées en tuant le puits, parmi les endommagements dus aux fluides des opérations on a :

- **Le colmatage des perforations.**
- **Changement de mouillabilité :**

Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation des Sludges ou d'émulsion)

- **Water Block :**

Ce problème est très sévère dans les réservoirs à gaz, aussi dans les réservoirs à faible pression. Comme signe pour de ce problème on a:

- ✓ il n'y a pas de retour pendant une opération de stimulation.
 - ✓ L'apparition de la production d'eau.
 - ✓ Une chute dans la production après l'utilisation d'une boue à base d'eau.
 - ✓ La solution pour ce problème c'est d'utiliser un surfactant, qui va jouer le rôle d'un émulsifiant et rendre l'huile mobile.
- **Formation d'une émulsion :**

Une émulsion est caractérisée par leur fort viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle. Elle peut

être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer leur tension interfaciale et de la casser.

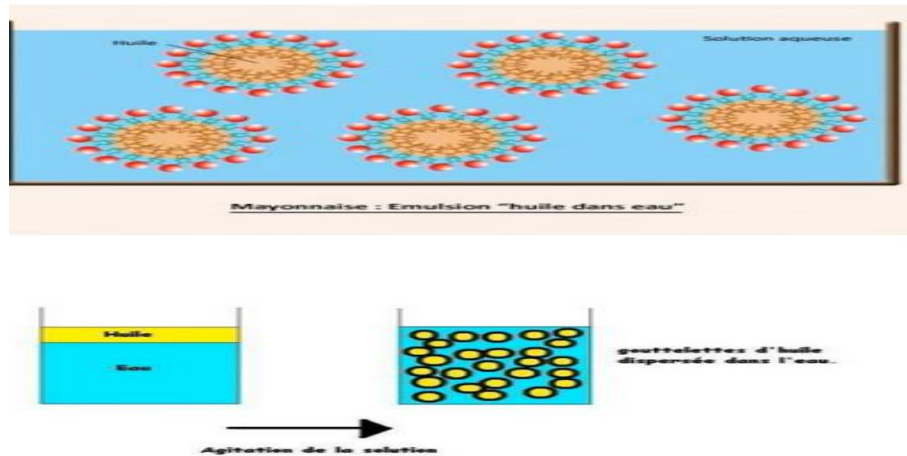


Figure. III.2: Emulsion. [15]

➤ **Formation du Sludges (Émulsion (Sludges)):**

Il se forme généralement à cause de l'incompatibilité entre une huile lourde et un acide minérale au cours d'une opération du traitement matricielle.

III.5.2.2. Endommagement dû à la production:

➤ **Les Dépôts minéraux (Scales Deposits) :**

Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides, dépôt de sulfates dépôt de carbonate et dépôt de fer.

➤ **Dépôts organiques (asphaltènes et paraffine):**

La précipitation des paraffines est favorable quand il y a une baisse de pression et de température durant la production.



Figure. III.3: Dépôts organiques (paraffines). [15]

III.5.2.3. Endommagement dû à la présence des argiles dans le réservoir :

- **La Migration des fines (Fines Migration) :**

La production à grande débit d'un puits, va créer une turbulence dans l'écoulement Celui-ci provoque la migration des particules fines (des argiles, des sables...).

- **Gonflement des argiles (Swelling clay):**

Il y a une type d'argile sous forme des feuilles (Smectite), il se gonfle lorsque il adsorbe de l'eau (Presque il se gonfle six fois plus le volume initiale)

III.5.3. Les pseudo endommagements (Pseudo damage) :

III.5.3.1. Endommagement dû à la géométrie du puits:

Dans cet endommagement on trouve deux situations:

- La pénétration partielle (Partial pénétration) :

perforation partielle va créer une convergence entre les lignes d'écoulement dès qu'elles on rapprochée vers le puits, ce qui va réduire ce débit d'écoulement. [15]

- La déviation du puits (Well deviation) :

lorsque le puits est dévié avec un certain angle, celui - là va augmenter la surface du contact entre le puits et le réservoir, donc il va aider à la production,

III.5.3.2. Endommagement dû à la complétion:

Dans cette partie on a trois éléments qui vont affecter cet endommagement :

- La perforation (Perforation) :

Les lignes d'écoulement commence à converge pour entrer dans les perforations, donc cette situation provoque un skin positif, celui-ci sera important lorsque la perméabilité verticale est faible. Les paramètres des perfs qui peuvent influencer sur ce skin sont :

- La densité des perfs.
- Le déphasage entre les perfs.
- Le gravel pack.
- La zone compactée (Crushed zone).

III.5.3.3. Endommagement dû à la turbulence en production :

En générale la turbulence se produit lorsqu'on met un puits en production avec un débit élevé, ou même peut provoquer par les différents Pseudo endommagement aussi par un bouchage au niveau des perfs donc ceux-ci va modifier le régime d'écoulement d'un régime DARCY (Laminaire), à un régime non DARCY.

III.5.4. Endommagement due aux perforations

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

III.5.5. Invasion du filtrat de ciment

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

III.5.6. Endommagement du a la stimulation

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires si l'acide utilisé n'est pas convenable. Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac).

III.5.7. Endommagement du a l'injection d'eau

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

III.6. Détection des endommagements :

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

- ✓ Échantillonnage et analyses de laboratoire.
- ✓ Historique complet des puits.
- ✓ Essais de puits.
- ✓ Analyse du système de production.
- ✓ Diagraphie de production (PLT ...). [7]

III.6.1. Echantillonnages et analyses de laboratoire :

L'échantillonnage et analyses des fluides du réservoir et même les fluides injectées nous permet de connaître les composants et la concentration de chaque composant (Minérales), tout ça va aider à déterminer l'indice de solubilité (K_s) et à quelle concentration le phénomène de précipitation va commencer.

III.6.2. Essais de puits :

Les essais de puits avec de bonnes remontées de pression sont un moyen privilégié de renseignements pour apprécier si une diminution de la production des réservoirs existe. On

sait toutefois que le skin total « S » englobe des facteurs parasites (pseudo skins) qu'il faut retrancher pour s'avoir si un réel colmatage existe. Les essais de puits fournissent aussi d'autres renseignements dont la connaissance est primordiale : évolution de la pression statique de couche, perméabilité vierge en condition de fond qui peut différer notablement des mesures faites en surface, index de productivité et rendement de l'écoulement. [7]

III.6.3. Historique complet du puits :

L'historique du puits, est une source très intéressante. car elle contient toutes les informations, sur les différents phases de forage, complétion et aussi toutes ce qui concerne les profils de production les différents opérations (Snubbing, Workover, Stimulation...etc) qui ont déjà été effectuées sur le puits. L'historique permet de détecter toute cause d'endommagement

III.6.4. Diagraphies de production (PLT, ...) :

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

III.6.5. Analyse du système de production:

Lorsqu'on remarque une baisse dans le débit de production d'un puits, on va faire une analyse sur le système de production, on utilise pour cela la méthode de l'analyse nodal (Nodal Analysis), donc on commence du réservoir vers le fond du puits (In flow), elle est représentée par la courbe IPR ($P_{WF}=F(Q)$) ,puis on passe vers la deuxième partie du système, le fond du puits jusqu' au surface (Out flow), elle est aussi représentée par la courbe VLP ($P_{WF}=F(Q)$), ce qui nous permet de définir l'endroit du l'endommagement. [7]

III.7. Notion de skin (coefficient d'endommagement) :

Le skin «S» représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toute fois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits :

Le Pseudo-Skin C'est un facteur sans dimension -déterminé par des essais de puits- qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits. Le skin représente une perte de charge supplémentaire (ΔP skin) localisée aux abords du puits

- $S > 0$ si la couche près du puits est colmatée (perte de charge additionnelle)

- $S < 0$ si la couche près du puits est améliorée.

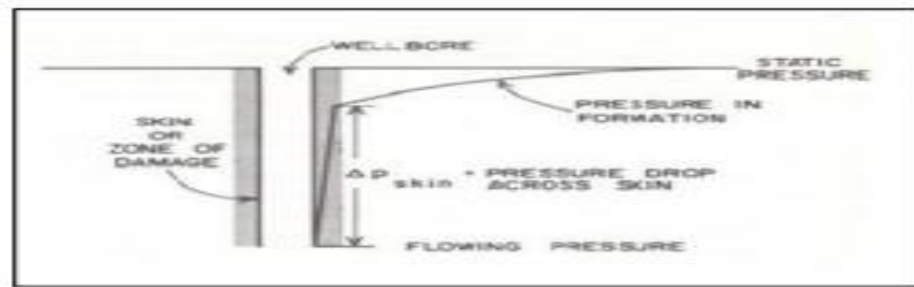


Figure. III.4: le skin . [18]

Origine de skin :

Le skin a plusieurs origines dont les plus importants sont :

- ✓ Les perforations :

Le modèle du puits idéal suppose que son contact avec la formation s'étend sur 360°, mais avec des perforations on conçoit fort bien que la production soit forcée à travers les seules ouvertures. Il en résulte une perte de charge qui se traduit par le skin "Sp" appelé coefficient d'effet pariétal et qui est en fonction du nombre des pérfos et de leurs répartitions.

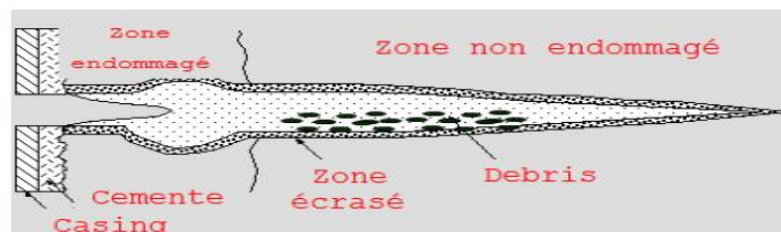


Figure. III.5: les perforations. [18]

- ✓ La pénétration partielle :

La perforation d'une partie seulement de la hauteur du puits provoque une restriction des lignes d'écoulement aux abords du puits. Elle contribue à l'existence d'un skin positif (pseudo skin "Sc") qui varie en fonction de l'épaisseur de la formation, du diamètre du puits et de la hauteur perforée.

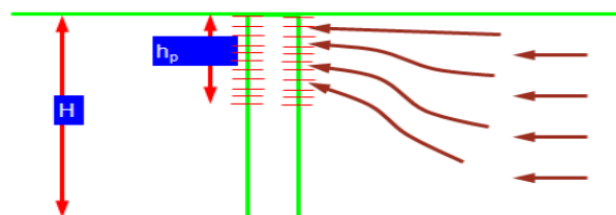


Figure. III.6: l'effet de pénétration partielle. [18]

✓ **Endommagement global :**

Dans tous les cas, les pertes de charges additionnelles, localisées aux abords du puits (matrice), peuvent être traitées comme un skin. Donc le skin qui sera mesuré au cours d'un test, est une résultante de tous ces skins.

$$S = S_e + S_p + S_c \dots \dots \dots (III-1)$$

S_e : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice) ;

S_p : la perte de charge due aux perforations ;

S_c : l'étranglement de l'écoulement dû à la pénétration partielle. [18]

III.8. Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits sur sa productivité :

III.8.1. L'effet de skin sur la perméabilité :

La perméabilité est le paramètre clé pour le producteur.

La perméabilité caractérise l'aptitude qu'a une roche à laisser s'écouler des fluides à travers ses pores.

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

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

$$Q = A \cdot \frac{K}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx} \dots \dots \dots (III.2)$$

La loi de Darcy suppose que :

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

Le rayon r_e et la perméabilité K_s de la zone endommagée sont reliés au Skin par l'expression de Hawkins : r_w, r

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots \dots \dots (III.3)$$

S : skin ;

K: perméabilité du réservoir (zone non endommagée) ;

Ks : perméabilité de la zone endommagée ;

r_s: rayon de la zone endommagée ;

r_w : rayon du puits.

$$IP = Q / PG - Pf \dots\dots\dots(III.3)$$

Il existe deux types d'IP : IPr : productivité réelle en m³ /h/ Kg /cm²;

IPth : productivité théorique de même dimension.

$$IPth = Q / (PG - Pf - \Delta Ps) \dots\dots\dots (III.4)$$

La connaissance de l'IPr et l'équation De Hawkins sont essentielles pour comprendre l'effet de l'endommagement de la formation sur la productivité du puits. Pour un puits d'huile L'équation d'IPr

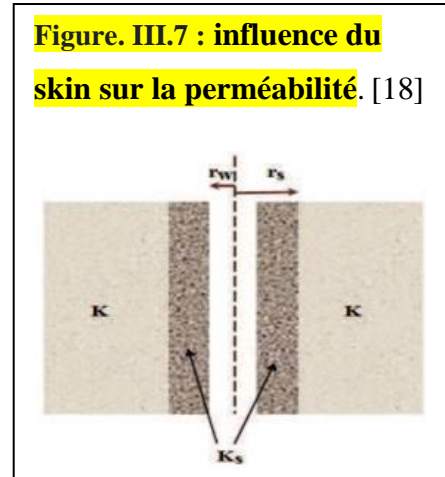
$$q = \frac{Kh(Pg - Pwf)}{141.2\mu\beta(\ln \frac{r_e}{r_w} + S)} \dots\dots\dots(III.4)$$

On voit que si :

- ✓ S > 0 : La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement) ;
- ✓ S < 0 : La perméabilité de la zone voisine du puits est supérieure à celle du reste de la formation (cas d'une amélioration par stimulation) ;
- ✓ S = 0 : K = Ks (pas d'endommagement).[5]

III.8.2. L'effet de l'endommagement sur la productivité :

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



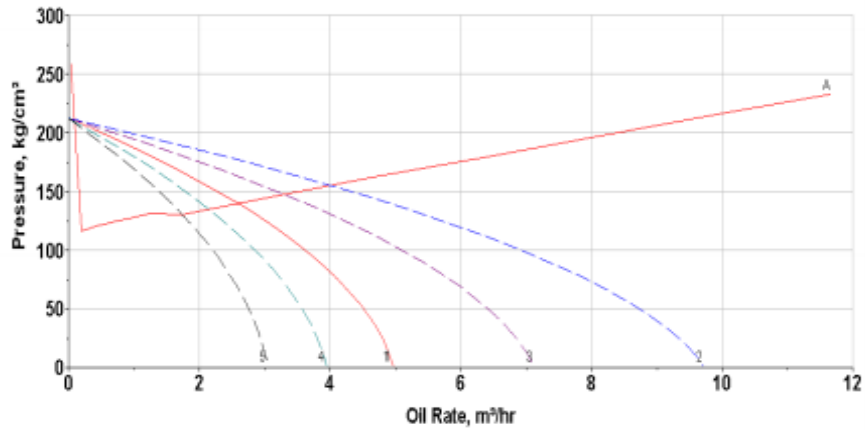


Figure. III.8: Courbe de l'influence de skin sur la productivité. [6]

III.9. Conclusion

Les endommagements font un rôle important dans la diminution des indices de productivités et des débit, par la diminution des volumes des pores au des dépôts formé au cours de production au bien les précipitation et les filtrat des fluides de forage et des opération d'intervention.

Le type endommagement permet de choisir la méthode de stimulation. Et le skin donne le degré d'endommagent.

Chapitre IV :

L'endommagement suite à l'opération d'acidification

IV.1. Introduction

Le traitement de stimulation peut entraîner une réduction de la perméabilité ou la perte totale du puits due à la formation d'asphaltènes Sludge. Pour l'acidification des puits de pétrole, des acides sont généralement utilisés. Des exemples d'acides sont l'acide bromhydrique, HBr, l'acide chlorhydrique, HCl, l'acide fluorhydrique, HF, l'acide nitrique, HNO₃, l'acide perchlorique, HClO₄, l'acide phosphorique, PO(OH)₃, l'acide sulfurique H₂SO₄, ou leurs dérivés, et leurs mélanges. En pratique, un acide est transporté vers un site de puits et injecté sous forme de solution aqueuse. Ensuite, l'acide serait dilué à une concentration de traitement prédéfinie avant l'injection. Certains des acides mentionnés ci-dessus peuvent en outre provoquer des précipitations et certains peuvent ne pas être appropriés pour des raisons économiques. [19]

IV.2. Les causes d'endommagement de la formation qui peuvent se produire lors de l'acidification :

- **Sludges asphaltiques induites par l'acide et le fer ferrique.**
- **Blocs d'émulsion.**
- **Mouillage de l'huile de formation.**
- **Séparation des additifs acides.**
- **Particules provenant de la tubulure.**
- **Piégeage de phase aqueuse.** [21]

IV.3. Généralité sur les Sludges :

Historique sur les Sludges :

La formation des Sludges asphalténiques est un Problème lors des traitements acidifiants. Ils ont été détectés pour la première fois dans certains champs pétrolifères aux États-Unis, dans certains puits de Californie. Plus d'expériences sur le terrain des formations des Sludges asphalténiques sont signalées à Mata Acema et le lac Maracaibo au Venezuela, en Alaska, Mississippi et Texas, États-Unis, et en Alberta, Canada.

Au cours d'un travail d'acide, lorsque l'acide interagit avec les bruts asphalténiques, l'acide peut provoquer une instabilité d'asphaltène dissous menant au dépôt d'asphaltène. Par conséquent, la réaction de l'acide injecté avec les asphaltènes peut former une substance noire et collante dans le réservoir, appelée Sludge d'asphaltène acide. Ce matériau dû à sa densité renforcera la ségrégation de gravité et formera une couche des Sludges d'asphaltène acide dans le réservoir. Ainsi, la réduction de la perméabilité du réservoir et des conditions pires susceptibles d'éteindre complètement la production. De plus, dans les études de laboratoire,

les expériences visuelles de Whormholing sont généralement effectuées à une phase monophasée, des conditions saturées de l'eau. [21]

IV.4. Comment détecter les Sludges :

Le problème des Sludges lors de l'acidification d'un puits est communément attribué à l'existence des asphaltènes dans les fluides pétroliers et il est mis en évidence par différents symptômes qui incluent:

- ✓ La solution acide ne peut pas être pressée sans application de pressions extrêmement élevées.
- ✓ Une grande quantité de matériau visqueux semblable à l'asphalte est produit avec les acides de traitement.
- ✓ Après un traitement acidifiant, eh bien les taux de production sont bien inférieurs aux prévisions.
- ✓ Les formations ne répondent plus aux stimulations même en cas d'acidification à plusieurs reprises. [19]

IV.5. Mécanismes d'endommagement à la formation par l'acide:

Les molécules des asphaltènes dans le pétrole brut sont déstabilisées lors des traitements de stimulation acide lorsque H^+ et Fe^{3+} ions présents dans le mélange de phase acide avec le pétrole brut. La floculation et la précipitation des asphaltènes créent des Sludges organiques pouvant affecter négativement la formation de canaux de dissolution et augmenter le temps de récupération de la charge. Les Sludges organiques contiennent souvent des cires de paraffine, des résines et d'autres hydrocarbures de poids moléculaire élevé en plus des asphaltènes



Figure. IV.1: Sludges asphaltiques induit par acide. [20]

La création d'émulsions stables peut rendre plus difficile l'écoulement des fluides à travers les supports poreux en raison de la présence de nombreuses interfaces. L'écoulement d'émulsions à travers les supports poreux est analogue à l'écoulement en mousse dans les

milieux poreux où il a été montré que la chute de pression minimale requise pour mobiliser un train à bulles (série de gouttelettes) est proportionnelle au nombre d'interfaces.

La mouillabilité d'une formation à l'origine dans l'eau peut être modifiée par le dépôt de composés organiques polaires et apolaires sur la surface rocheuse, c'est-à-dire des Sludges des asphaltènes peuvent changer la mouillabilité de la formation.

Les additifs acides sont généralement insolubles ou peu dispersible dans l'acide, ils séparent facilement de l'acide, en particulier lorsque l'acide est chauffé au BHT.

IV.6. Les effets qui influent sur la formation des Sludges :

a. Effet des asphaltènes :

La figure IV.2 montre l'effet de la présence des asphaltènes sur la pénétration du trombone. Cette figure montre que la pénétration du trombone en présence des asphaltènes est plus lente que par opposition à l'absence des asphaltènes.

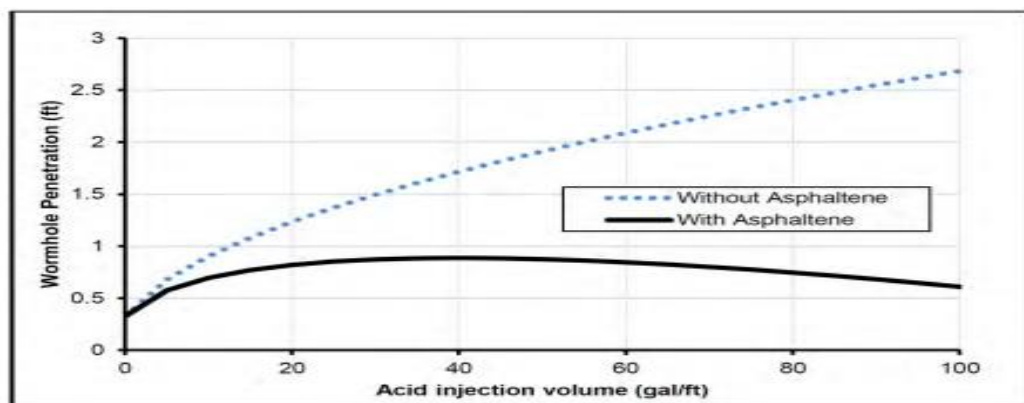


Figure. IV.2. Effet de la présence des asphaltènes sur la pénétration des Wormholes. [21]

L'acide réagit d'abord avec les asphaltènes, formant des Sludges des asphaltènes acide lorsque la plupart de l'acide injecté est consommé, quel que soit le taux d'injection d'acide. Par conséquent, l'injection d'acide dans les réservoirs avec des bruts asphalténiques pourrait entraîner un grave endommagement de la formation près du puits de forage, comme le montre la figure IV.2. Ces dommages causés par les Sludges des asphaltènes diminuent la production de puits et peuvent parfois fermer la production d'huile. Par conséquent, les Sludges des asphaltènes induites par l'acide affecteront négativement l'efficacité de Wormhole. [20]

b. Effet de volume d'injection acide :

L'effet du volume d'injection acide sur Wormhole peut également être déduit de la figure IV.2. Le dernier chiffre a été produit à l'aide d'une injection d'acide à une certaine

concentration acide de 15% en poids et à la concentration en asphaltènes qui ne se limite à 1% dans le réservoir il est important de considérer l'effet de la présence des asphaltènes pour montre qu'après un certain volume d'injection d'acide, énormes formes d'acide-asphaltène qui conduisent à de graves endommagements à la formation et à la faible pénétration du Wormhole. [21]

c. Effet de porosité de formation :

Dans des formations poreuses hautes, la surface de contact entre les surfaces de l'acide et des roches est grande et le processus de Wormhole devrait se développer plus efficacement, Cependant, en présence des asphaltènes, un phénomène inversé se produit. C'est parce que l'acide au lieu de se déplacer plus profondément dans la formation formera des Sludges acid-asphaltène, Par conséquent, l'injection continue de l'acide dissout plus de minéraux de roche uniquement dans la région de Wellbore proche, créant des pots autour du puits. [20]

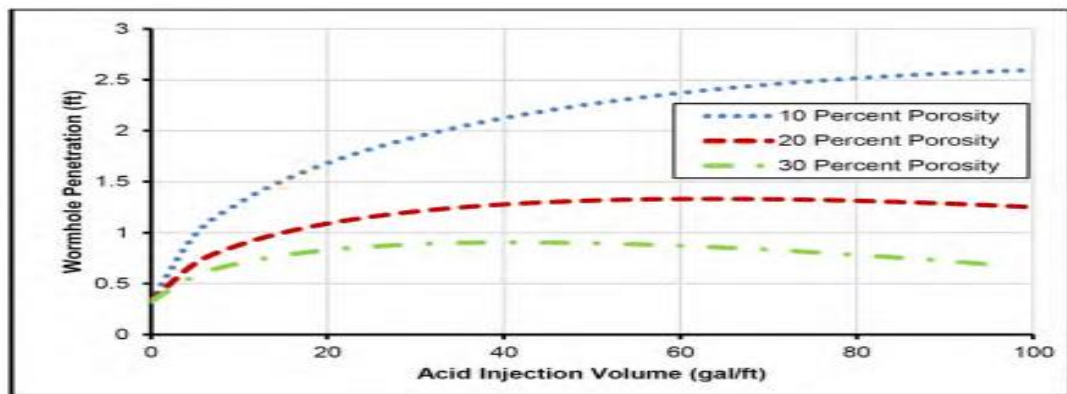


Figure. IV.3: Effet de la porosité de la formation sur Wormhole en présence d'asphaltène. [21]

Par conséquent, d'autres volumes d'acide injecté éliminent certaines Sludges et peuvent détourner le débit d'acide et la forcer à pénétrer pour entrer des pores plus petits donnant lieu au phénomène de ramification. Cependant, cette ramification interdit une croissance ultérieure de Wormhole profonde pénétrant. Le phénomène de ramification est généralement intensifié à des volumes d'injection plus élevés d'acide.

Ce comportement indique que le phénomène de ramification est plus prononcé dans des formations poreuses élevées que les formations poreuses basses.

d. Effet de concentration en acide :

L'acide peut être injecté dans le réservoir sous un certain nombre de formes telles que l'acide régulier, l'acide expansé et l'acide émulsifié. Ces formes différentes pourraient avoir des avantages tels que l'acide expansé fournit une bonne commande de fuites et un acide émulsifié peut avoir une pénétration profonde. Cependant, l'acide régulier donne de meilleurs résultats à des débits plus élevés. [21]

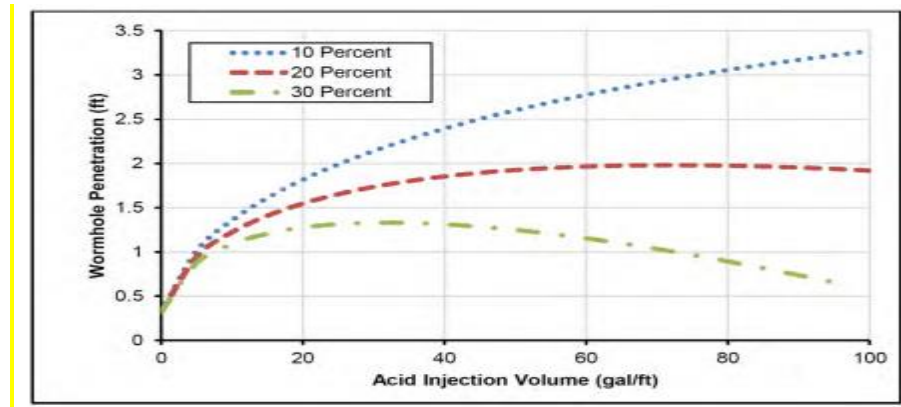


Figure. IV.4: Effet de la concentration d'acide sur Wormhole en présence d'asphaltènes. [21]

En présence des asphaltènes, l'augmentation de la concentration en acide provoque une pénétration des orifices de Wormhole.

e. Effet de la concentration en asphaltènes :

Lors de l'injection d'acide, la réaction de l'acide avec les asphaltènes dépend de son mélange, de sa concentration et de sa solubilité à les asphaltènes. Lorsque la concentration des asphaltènes est élevée, la quantité de formation des Sludges acide-asphaltène augmente et la pénétration de l'acide dans la formation diminuera.

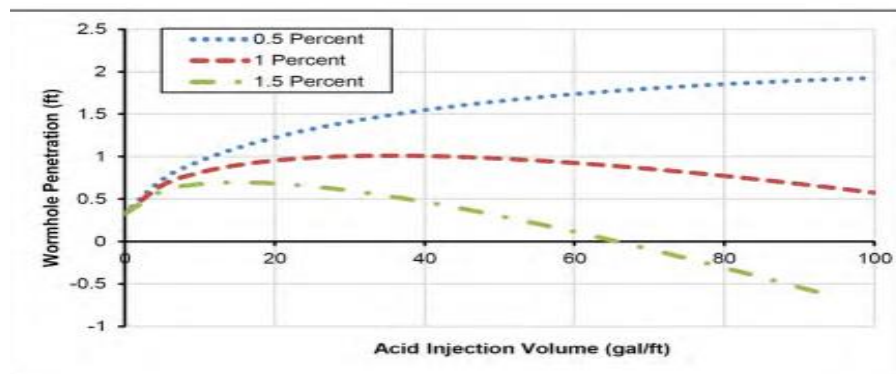


Figure. IV.5: Effet de la concentration d'asphaltènes sur Wormhole. [21]

IV.7. Test des Sludges :

Le test des Sludges a été effectué pour tester la tendance de l'huile à former des Sludges sous différentes concentrations de HCl et de fer.

La première série de tests sur les Sludges a été réalisée pour sélectionner la concentration d'acide optimale à utiliser dans les expériences. Les trois concentrations d'acide courantes utilisées sur le terrain ont été testées à 15% en poids, 20% en poids et 28% en poids de HCl, les résultats fournis dans le tableau IV.1. À mesure que la concentration d'acide augmente, le pourcentage en poids des Sludges augmente, il a été décidé de choisir la concentration la plus basse pour une analyse plus approfondie. [22]

HCl concentration	Sludges %
15%	13
20%	19
28%	29.75

Tableau. IV.1: Test des Sludges pour différentes concentrations de HCl. [22]

La deuxième série de tests sur les Sludges a été réalisée pour mesurer l'effet de la présence de fer sur la formation des Sludges. Les résultats énumérés dans le Tableau IV.2. montrent que lorsque la concentration en fer augmente, les Sludges augmentent. Cela est dû à l'interaction entre le cation ferrique et les particules des asphaltènes chargées négativement non stabilisées.

Concentration en fer + 15% HCl + CI	Sludges %
1000ppm	7.625
2000ppm	11.5
3000ppm	16.75

Tableau. IV.2: Test des Sludges pour 15% en poids de HCl et d'inhibiteur de corrosion avec différentes concentrations de fer. [22]

L'effet de chaque dispersant a été testé à sa concentration optimale dans la troisième série d'essais sur Sludges. Les résultats du tableau IV.3 montrent que le dispersant B empêche complètement les Sludges. L'échantillon a montré une séparation de phase complète entre le système acide et l'huile tandis que dans le dispersant A, 3% en poids des Sludges ont été récupérés après filtration de l'échantillon. Dans le cas des huiles végétales, l'huile de coco réduit les Sludges causées par 15% en poids de HCl à près de 45%, tandis que l'huile d'andiroba n'a pas réussi à empêcher les Sludges. À partir de ces résultats, la décision a été

prise de sélectionner le meilleur dispersant de performance de chaque catégorie, le dispersant B comme dispersant chimique et l'huile de coco comme dispersant bio-huile. [22]

15% HCl+ Dispersant+ CI	Sludges %
Disp.A (300 ppm)	3
Disp.B(300ppm)	0
Huile de coco (300ppm)	7.875
Andiroba	18.75

Tableau. IV.3: Test des Sludge pour 15% de HCl et inhibiteur de corrosion avec différents dispersants. [22]

La dernière série de tests des Sludges a été réalisée pour tester le deuxième système de stimulation qui contient 20% de GLDA et 1% en volume d'inhibiteur de corrosion, avec les dispersants sélectionnés. Les résultats représentés dans le tableau IV.4 ont montré qu'il n'y avait aucune forme des Sludges dans les trois cas. Cela est en accord avec la littérature car l'agent chélatant devrait être un choix dans les puits de pétrole acidifié avec des problèmes de Sludges d'asphaltènes induites par l'acide.

20 % GLDA +Dispersant+ CI	Sludges. %
20% GLDA	0
20% GLDA+ Dispersant B (300 ppm)	0
20% GLDA+ Coconutoil (300 ppm)	0

Tableau. IV.4: Test des Sludges pour 20% de GLDA et inhibiteur de corrosion avec différents dispersants. [22]

IV.8. Conclusion

L'opération de stimulation par acidification ce termine parfois avec des endommagement plutôt un amélioration de productivité. ces problèmes peut être forme a cause de changement de mouillabilité, création des émulsions, séparation des additifs d'acide et formation des Sludges.

Chapitre V :

Etude sur le puits OMJ832

V.1. Historique de Puits OMJ832 :

Ce puits est situé dans la partie Nord de la zone 4, il a été mis en production en Octobre 1976 avec un débit de production de 370 m³/jours. Avril 2006 il a subi à une percée d'eau de 3.33 m³/jours. ils ont complété avec n 4 "1/2.NV.P110.13.5#(concentrique 1"660 TS90).(short radius: non). [22].

✓ **Les données du puits:**

- **Les données de réservoir(carotte et interprétation des diagraphies):**

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR															
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTES					INTERPRETATION PAR ELAN							
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	K	φ	So	Sw	EP-CAR	DENS-SILT	INTERVALLE	INTERP	EP.INTERP	φ	Sw	Vc1
	(m)	(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)	(m)	x(E-3)	(m)	(m)	(m)	(%)	(%)	(%)
D3	3348 à 3363.0		15.0	2.74	5.047										
D2	3363 à 3387.0		24.0	37.47	9.263										
ID	3387 à 3415.0		28.0	16.71	8.382										
D1	3415 à 3443.0		28.0	33.33	12.692										
Z_PSG	3443 à 3449.0		06.0	04.614	12.182										
R2	3449 à 3450.0		06.0	04.558	13.525										

Tableau. V.1: Les caractéristiques pétrophysiques de réservoir. [23]

TOPS DES FORMATIONS											
ETAGES->	T.ARGILEUX	T.GRESEUX	T.ERUPTIF	Q.HAMRA	G.E.A	A.E.G	Z_ALT	Cm Ri	Cm Ra	Cm R2	Cm R3
TOIT (m)	3215.00	3322.00	-	-	-	-	-	-	3348.00	3448.00	na
Cte Abs(m)	3037.00	3144.00	-	-	-	-	-	-	3170.00	3270.00	na
Epais. (m)	107.00	26.00	-	-	-	-	-	-	100.00	07.20	na

(.) Cote extrapolée .

Albien : 1098.0 à 1454.0 m CS

Lias "LD2" : 2635.0 à 2685.0 m CS

FOND 8"1/2 : 3355.0 m CS = 3350.0 m CE .

FOND 6" : 3450.0 m CS = 3455.2 m CE.

Plan d'eau (théorique): - 3306.0 m (rep.250).

Résultats essentiels : DST#1 du 06/08/76 .

Qo = 0.0 m³/h , PFD = 236.77 kg/cm² , PG estimée(-3200 m) = 240.0 kg/cm² , PT = 0.0 kg/cm² , Duse = 9.0 mm

IPcalc. = 0.40 m³/h/kg/cm² , HK1 = - m.md , HK2 = - m.md , S = - .

JAUGEAGE octobre 95 : Qo = 12.25 m³/h . PT = 12.50 Kg/cm² . Duse = 40.0 mm . GOR = 123 m³/m³ .

Figure. V.1: tops des formations du puits OMJ832. [23]

• Complétion du puits

BBK6	
Tubing 4"1/2 New Vam	@ 3332.00m TR
OTIS L. Nipple "RN" 4"1/2 NV	@ 3321.19m TR
Well care Packer ELEC	@ 3332.00m TR
Casing shoe 7"	@ 3353.00m TR
Top of slotted liner	@ 3333.30m TR
Work over depth	@ 3425.00m TR

Tableau. V.2: complétion de puits. [23]

• les données des essais de puits:

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	06/08/1976	240	237	--	Huile --	.4	-	-	--	-	-	DST_NON_ERUPTIF
EP BU	18/02/1977	221.2	167.13	27.4	Huile 25.49	.473	626	-	--	-1.3	32.5	-
PFD	24/02/1979	170	136.7	16.2	Huile 22.94	.69	-	-	--	-	0	-
BUILD UP	10/09/1985	154.5	98.9	12.4	Huile 14.89	.285	380	-	--	-2.5	40	BU
BUILD UP	17/01/1987	149.26	97.19	11.6	Huile 14.44	.277	327	-	--	-2.6	40	BU
PFD	03/08/1991	145	101.93	13.7	Huile 17.77	.41	-	-	--	-	40	-
PFD	12/12/1998	135	95.98	18.6	Huile 17.63	.45	-	-	--	-	40	-
BUILD UP	07/05/2006	150.83	114.93	24	Huile 17.1	.476	--	-	540	-3.45	33	-
PFD	17/11/2012	0	123.4	0	Huile 8.68	0	--	-	-	-	20	PFD@-3397m.

Tableau. V.3: Les résultats des essais du puits(OMJ832). [23]

• Historique de production :

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Densité		Parametres GL			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press. Réseau (Bar)	Press.Inj (Bar)	Débit GL (M3/J)			Récupérée	Injectée
15/12/2019	10	1440	6.68	686.97	103	26.5	10	3.57	.795		.	.	.	34	0.2504	3200	0
14/02/2020	10	1440	6.66	1161.82	175	26.4	10.1	3.69	.807		.	.	.	38	0.2502	3710	0
17/04/2020	10	600	5.2	544.29	105	26	10.5	4.69	.784		.	.	.	50	0.3155	3600	0
19/06/2020	10	1440	3.73	937.37	252	24.9	10	4.15	.8		.	.	.	36	0.4217	3650	0
13/04/2021	10	1440	0.6	1644.78	2749	15.8	10	--	.816		.	.	.	18	1.6671	0	0
30/04/2021	14	1440	0.41	468.98	1156	11.9	9.3	9.31	.791		.	44	.	26	3.27	33	0

Tableau. V.4: Historique de production du puits(OMJ832). [23]

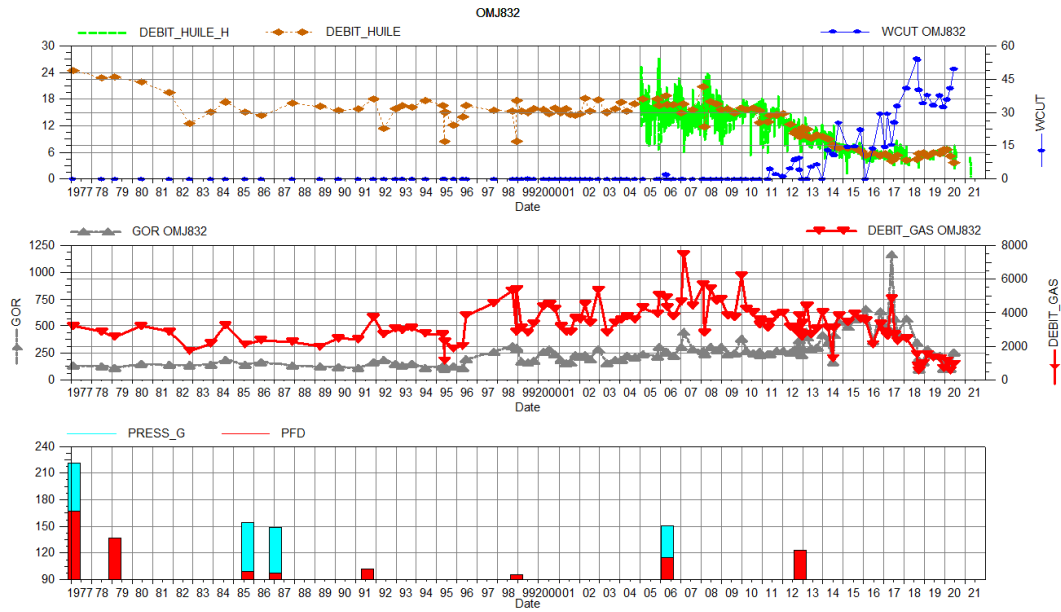


Figure. V.2: L’historique de la production du puits OMJ832. [23]

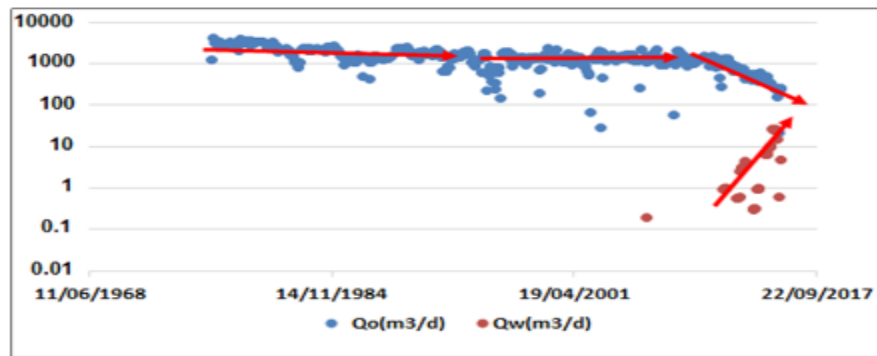


Figure. V.3: Graphe de l’historique de production OMJ832. [23]

La figure V.4: représenté l’historique de la production d’huile et d’eau du puits OMJ832 en fonction du temps. Nous remarquons qu’au début d’huile est stable, mais soudainement une augmentation du débit d’eau et une diminution du débit d’huile commençant au même temps.

Courbe de diagnostic OMJ832

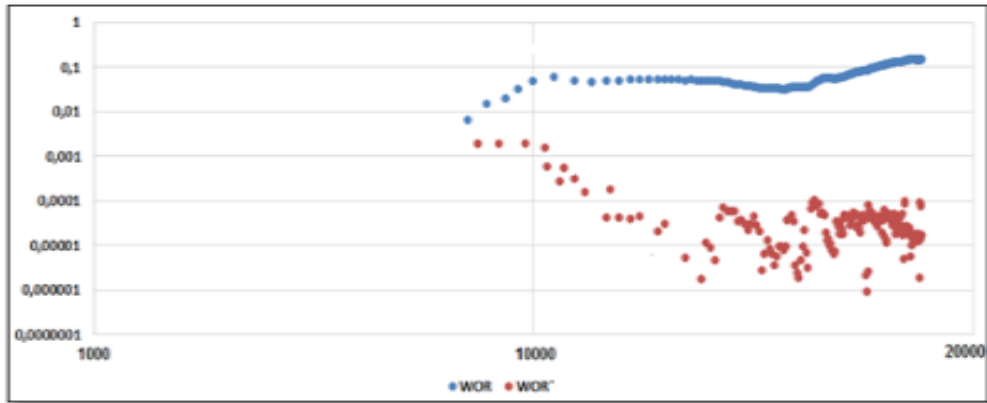


Figure. V.4: Courbe de diagnostic OMJ832. [23]

La forme en bosse de la dérivée de WOR indique que les couches supérieures sont probablement les premiers qui ont été envahi. [23]

- **Historique des interventions de puits:**

Opérations effectuées sur OMJ832			
Date début	Date fin	Opérations	Sous/opérations
11/05/2021	11/05/2021	Opération spéciale	Mud acid traitement
11/05/2021	11/05/2021	Opération spéciale	Tube clean Day 1
02/04/2021	04/04/2021	Snubbing	-----
24/10/2020	24/10/2020	Wire line	Contrôle
15/09/2020	15/09/2020	Wire line	Contrôle
13/08/2018	13/08/2018	Wire line	Instrumentation
13/08/2018	13/08/2018	Opération-spéciale	Allègement colonne

Tableau. V.5: Opérations effectuées sur OMJ832. [23]

La dernière opération effectuée dans OMJ832 :

OMJ832 / Tube Clean Day 1			
DATES	HEURE		OPERATIONS
	DE	A	
11/05/2021	06:30	07:30	On location, well closed, whp = 13 bars,rig up CT equipment & lines 1"3/4 Pressure test to 5000 Psi OK , hold safety meeting.
	07:30	10:00	Open well to flare and RIH / CT @ 500 m, start TW @0,3 -0,5 N2 @ 20-25 lpm, whp = 200 - 480 psi / oil + gas+water @ flare. CT @ 3000 m, increase TW @ 0,8 -1,2 bpm , N2 @ 30 lpm / cp = 3500 psi , whp = 500 psi / gaz + oil + water @ flare,

	10:00	11:20	Tag TD @ 3418 m ,ok / make a 4 passes and jetting between (3340 m - 3418 m) with: 3m3 TC + 3 m3 TW +3m3 TC +3m3 TW / Q = 1,5 bpm ,N2 @ 30 lpm / cp =4500 psi , whp = 300 psi (gas+water in flare, CT @ bottom pumping 1 m3 N2 @50 LPM / gaz+water @ flare.
	11:20	14:00	POOHCT to 3200 m for kick of, decrease N2 @ 30 lpm CT @ 3000m decrease N2 @25-20 lpm / cp = 2200-1400 psi, whp 900 psi / all injected in flare , cp stable 1400 psi whp =200 psi oil +gaz in flare ,stop N2 switchdead oil to filling the well @2,4 bpm cp=4500 psi whp=300 psi after pumping 16m3 DEAD OIL Start POOH with pampingdead oil @2 bpm cp=4000 psi CT @2500 PAMPING 26 M3 DEAD OIL switch 6M3 TW to flash CT AND CONTINU POOH to surface , CT at surface whp =0 bars closed the well and bleed off all annulus /equipments left at location for next day treatment
OMJ832 / Mud Acid Traitement Day 2			
DATES	HEURE		OPERATIONS
	DE	A	
12/05/2021	05:30	06:30	On location, 1"3/4 CT unit,, N2U and pump units Rig up was done before , Complete Rig up ,Pressure test lines and WH against SV @ 5000 psi OK. ,presseure test DFCV @ 2000psi Ok ,Hold Safety meeting.
	06:30	08:30	Open swab and Uper master valve , start RIH (well was closed , Whp = 0 bars) , CT @ 3100 m start pumping PréflushHcl (2m3)+Mud acid (4 m3) (@ 2-2,5 bpm (Cp = 1300-2500 psi , Whp = 120 psi)/Dead oil @ Return .
	08:30	15:00	Tag TD @ 3418 m, Pick up and Park @ 3389 m (First Stage) and Start Squeeze with 2,5 bpm as following: (2m3) preflush +Mud Acid (8 m3)+Overflush (2m3)+ 0,5 m3 Spacer TW 3%+1 m3 Diversion (0,5 bpm with 50 lpm N2)+ 0,5 m3 Spacer TW 3% (Cp = 4500 psi, Whp = 250 psi) , then proceed the 2nd Stage : CT @ 3355 m switch to: 2m3 preflushHCl (7,5 %) +08 m3 Mud Acid +2m3 overflushHCl (7,5%) @ 2 bpm (Cp = 4400 psi , whp =350 psi) , then Displace all by pumping 06 m3 TW @ 2 bpm ,then with 1 m3 N2 @ 50 lpm (the annulus 4"1/2x7"drop from 800 to 300 psi) , Decrease N2 to 40 lpm and POOH to 2500 m , @ 10:50 Stop CT @ 2500 m Decrease N2 @ 25 lpm and kick the well (Cp =2000 psi, Whp =0 psi), at 15:00 Cp seems stabilized @ 850 psi , Whp =230 psi/ Oil+Gas+all fluids traitementre covred @ Flare , POOH to Surface , CT @ 2000 m Stop N2 ppg ,Whp=220 psi/Oil+Gas @ Flare
	15:30	17:30	CT @ surface (well is closed , Whp =0 bar) , secure the well, leave loccation safely.Bleed off annulus 4"1/2X7" from800 to 0 psi at the end of operation

Tableau. V.6: La dernière opération effectuée dans OMJ832 . [23]

V.2.Échantillonnage

Un échantillon d'huile de l'OMJ 832 a été remis à BJSP Engineering pour un test de compatibilité dans notre Laboratoire afin de déterminer la conception du travail du traitement acide matriciel. [23]



Figure. V.5: Échantillon d'huile. [24]

Photo du laboratoire d'échantillons Mud acid 6: 1.5.



Figure. V.6: Échantillon d'acide 6: 1,5. [24]

V.3. Test d'émulsion :

V.3.1. Conception des fluides:

Mud Acid System (HF 6%: HCl1.5%) :

Additifs	Description	Par m3
Eau	Eau douce	710 litres
Ferrotol 300	Iron control	10 kgs
ABF	Difluorure d'ammonim	22 kgs
CI-25	Inhibiteur de corrosion	4 litres
NE-118	Non émulsifiant	3 litres
NE-32	Non émulsifiant(anti-boue)	2 litres
Clatrol 6	Stabilisateur d'argile	2 litres
MMR-2	Agent de suspension des amendes	2 litres
Inflo40	Mutulsolvent	50 litres
HCl 32%	d'acide chlorhydrique concentré	206 litres

Tableau. V.7: Conception des fluides. [24]

V.3.2. Test Data 1 :

Mélange réel	Mélange		Volume (cc)		1 minute		2 mintes		5 mintes		10 mintes		30 Mintes	
	Rapport		huile	Acid	Vol Acid (cc)	%	Vol Acid (cc)	%	Vol Acid (cc)	%	Vol Acid (cc)	%	Vol Acid (cc)	%
	huile	acid	huile	Acid	Vol Acid (cc)	%	Vol Acid (cc)	%	Vol Acid (cc)	%	Vol Acid (cc)	%	Vol Acid (cc)	%
120	75	25	90	30	30	30	30	100	30	100	30	100	30	100
100	50	50	50	50	50	50	50	100	50	100	50	100	50	100
100	25	75	25	75	75	75	75	100	75	100	75	100	75	100

Tableau. V.8: Evolution de volume acide et volume d'huile au cours de test. [24]

Température test : 90 ° c

Séparation de l'émulsion pendant la 1ère minute:

- Mélange de 50 cc d'acide / 50 cc d'échantillon d'huile = 100 cc de mélange (échantillon d'acide / huile).
- Mélange de 75 cc d'acide / 25 cc d'échantillon d'huile = 100 cc de mélange (échantillon d'acide / d'huile).
- Mélange de 30 cc d'acide / 90 cc d'échantillon d'huile = 120 cc de mélange (échantillon d'acide / d'huil.

Interprétation: Après un temps de 5 minutes, une séparation totale (100%) observé, car les composants de l'acide ne réagit pas avec les composants du brut, Alors pas d'émulsion, il y a compatibilité entre l'échantillon d'huile et le système de fluide BJSP. [24]

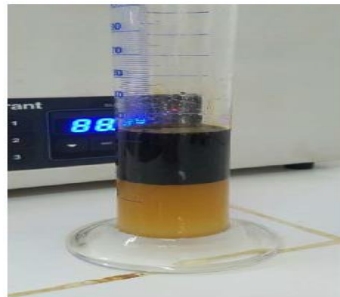


Figure. V.7: Mélange d'acide et échantillon d'huile (séparation totale après 5 min). [24]

Les deux types de mélange Mud Acid et échantillon d'huile (séparation totale après 5 min).

2.Acide système 7.5% HCl – Preflush -Overflush 7.5% HCl – Preflush –Overflush :

Additifs	Description	Par m3
Eau	Eaudouc	752 litres
Ferrotol 300	Iron control	6 kgs
NE-118	Non émulsifiant	3 litres
CI-25	Inhibiteur de corrosion	4 litres
NE-32	Non émulsifiant(anti-boue)	4 litres
Clatrol 6	Stabilisateur d'argile	2 litres
Inflo40	Mutulsolvent	25 litres
HCl 32%	d'acide chlorhydrique concentré	209 litres

Tableau. V.9: Les additives ajoutés dans l'acide. [24]

V.3.2. Test Data 2 :

Mélange réel vol (cc)	Mélange		Volume (cc)		1 minutes		2 minutes		5 minutes		8 minutes		10 minutes	
	Rapport		Huile	Acid	Vol Acid (cc)	%	Vol Acid (cc)	%	Vol Acid (cc)	%	Vol Acid (cc)	%	Vol Acid (cc)	%
	huile	Acid												
120	75	25	90	30	28	93	29	96	30	100	30	100	28	93
100	50	50	50	50	50	100	50	100	50	100	50	100	50	100
100	25	75	25	75	70	93	72	95	75	100	75	100	70	93

Tableau. V.10: Evolution de volume acide et volume d'huile au cours de test. [24]

Température d'essai 90 ° c

Séparation de l'émulsion pendant 5 minutes:

- Mélange de 50 cc d'acide / 50 cc d'échantillon d'huile = 100 cc de mélange (échantillon d'acide / huile).
- Mélange de 75 cc d'acide / 25 cc d'échantillon d'huile = 100 cc de mélange (échantillon d'acide / d'huile).
- Mélange de 30 cc d'acide / 90 cc d'échantillon d'huile = 120 cc de mélange (échantillon d'acide / d'huile).
- ✓ 50 cc Preflush / Overflush (HCl 7,5%) + 50 cc échantillon d'huile.



Figure. V.8: Séparation de l'émulsion1. [24]

- ✓ 90 cc de Preflush / Overflush (HCl 7,5%) + 30 cc d'échantillon d'huile (séparation totale après 8 min).
- ✓ 25 cc Preflush / Overflush (HCl 7,5%) + 75cc Échantillon d'huile (séparation totale après 5 min).



Figure. V.9: Séparation de l'émulsion 2. [24]

Interprétation: Après un temps de 5 minutes, une séparation totale (100%) observé, parce que le brut ne contient pas des hydrocarbures lourds (les asphaltènes). Aussi les additifs d'acide sont bien préparés pour être utilisés avec le brut. Donc il y a une absence de formation d'émulsion.

L'échantillon d'huile et le système de fluide BJSP sont donc compatibles. [24]

V.4. Conclusion

L'étude sur le fluide de puits OMJ832 a été réalisée pour tester sa compatibilité avec l'acide de traitement. Le test consiste à mélanger des pourcentages différents de fluide de traitement avec l'effluent et tenir des observations sur la séparation de ces fluides et par conséquent connaître la possibilité d'utiliser cet acide dans l'opération de traitement matricielle (acidification).

Conclusion générale

La Stimulation par acidification est une technique largement utilisée pour le traitement des endommagements des réservoirs de faibles productivités. Cette opération permet aussi de restaurer la capacité d'écoulement en créant de nouveaux drains. Avant chaque opération de traitement matriciel, une préparation préalable du puits doit être réalisée.

Un désigne performant repose essentiellement sur le choix d'un système d'acides compatibles avec la roche-réservoir et la composition des effluents. Le type d'acide utilisé dépend principalement de la nature et de l'emplacement de l'endommagement. Pour prévenir les réactions secondaires, une formulation de la solution acide doit être appropriée au puits candidat à l'acidification.

Un désignes inapproprié avec un Preflush mal formulé conduisent a des réactions secondaires provoquant la formation des Sludges et du fluorure de calcium CaF_2 . Ces substances sont néfastes aux Flow Assurances et à l'exploitation des réservoirs pétroliers.

Les compagnies pétrolières BJSP, Haliburton, Schlumberger et Oil Serve opérant au Sahara, proposent chacune un système d'acides qui se distingue par sa formulation et réactivité. Chaque formulation est adapté à une roche matricielle spécifique.

Il est indispensable de procéder à des essais de compatibilité des systèmes acides proposés avec les matrices à traiter.

Pour ce cas d'étude, l'application des systèmes acides de BJSP a donnée des résultats concluant. L'utilisation de l'huile de coco permet d'éviter la formation des Sludges et constitue le meilleur moyen de rémediation de la formation des Sludges.

Très souvent la sélection de système acides ne sont pas compatible avec les roches réservoirs à traiter.

En effet la stimulation des réservoirs par acidification aboutit a un échec de l'opération on obtenant des perméabilités et des porosités faibles. C'est ainsi qu'une baisse des indices de productivité sont constatés avec une élévation de facteur de skin.

Recommandations

Procéder à des essais au laboratoire à une sélection de système d'acidification compatible avec la roche réservoir.

Réaliser au préalable un test d'émulsion entre l'huile et le système d'acides.

Prévoir des agents dispersants tels que l'huile de coco et de tensioactifs comme traitement de remédiation.

Références bibliographique

- [1]-Well stimulation technologie and their past, present and potential future use in California. january 2015.
- [2]- Michael J. Economides A. Daniel Hill. Petroleum production systems .1993
- [3]- "Le gisement, Techniques d'exploitation pétrolière", par R.Cossé, Paris 1988.
- [4]- Data Bank. Division production- SONATRACH / HMD 2017.
- [5]-Rapport de stimulation (Service Stimulation Division production- HMD) 2017
- [6]-Manuel d'acidification des réservoirs". Edition Technip. PARIS 1983
- [7]-"La liaison couche trou (Tome 1 et 2)" par Dominique Veillon. Editions Technip, IFP 2001
- [8]-Thomas And O. Allen and Alan P. Roberts, Production Operations (well completions, Work Over and Stimulation).
- [9]-Programmes d'acidification des puits et Rapports journaliers des opérations a. .SH/DP/EP/Service techniques puits.2020.
- [10]-Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel.SH/DP/EP/Service techniques puits.2018
- [11]-J.GUILLEMOT. Cours de géologie de pétrole. Editions TECHNIP (1964).
- [12]- Réservoir stimulation. Schlumberger.2015
- [13]-D. PERRIN, M. GARON et G. GAILLOT. Technique d'exploitation pétrolière-la production fond. Editions TECHNIP (1995).
- [14]-Projet professionnel de fin de formation MALKI Ahemd 2021.
- [15]-Faruk civan, réservoir formation damage, Fundamentals, Mödling, assessment and megration. univ-of Oklahoma.2000
- [16]-RAPPORT DE SONATRACH IRARA HMD 2016.
- [17]- BOY, X. "Manuel d'endommagement des réservoirs". Edition Technip .1983
-"Manuel d'acidification des réservoirs". Edition Technip. PARIS 1983
- [18]-Formulaire du producteur". Edition Technip, IFP. 1970.
- [19]-S.Yaseen and G. Ali Mansoori / SOCAR Proceedings No.3 038-046)-ASPHALTENES BEHAVIOR DURING PETROLEUM RESERVOIRS ACIDIZING (A MOLECULAR-SCALE ONSET STUDY). (2020)
- [20]-Malcolm Knopp BJ Services Company Canada-Society of Petroleum Engineers Distinguished Lecturer Program [www.spe.org/dl\(7\)](http://www.spe.org/dl(7)).2021.
- [21]-Ilyas Khurshid and Emad W. Al-Shalabi,A New Insight into Modeling of Wormhole Propagation in the Presence of Asphaltene for Carbonates.2021
- [22]- HESSAH GH S A M ALRASHIDI-EVALUATE THE USAGE OF ECO-FRIENDLY BIO-OILS AS ASPHALTENE ANTISLUDGE AGENT IN MATRIX ACIDIZING-May 2018
- [23]- Rapport de sonatrach et Bjsp de la Laboratoire.24/4/2021.
- [24]-Data Bank .Rapport de sonatrach. IRARA 2021.

Annexe:

La phase	Fluide utilisé	Le but	Probleme
Preflush	<ul style="list-style-type: none"> • HCl.(5% à15%). • NH₄Cl+Tensio-actif • Gasoil. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dissout les minéraux carbonatés. • minimiser la consommation d'HF et la précipitation du CaF₂. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sludge. • Corrosion. • Changement de mouillabilité. • des émulsions.
Main Acid	<ul style="list-style-type: none"> • Mud Acid: - HF 6.5% - HCl 1.5% 	<ul style="list-style-type: none"> • réagit avec les argiles le filtrat de ciment et la boue de forage. 	<ul style="list-style-type: none"> • des Sludge • CaF₂
Overflush	<ul style="list-style-type: none"> • HCl 3% à 7% • NH₄Cl. • Gasoil. 	<ul style="list-style-type: none"> • Déplacer la solution principale dans la formation. • Rétablir la mouillabilité de la roche à l'eau. 	<ul style="list-style-type: none"> • Précipitation du fer (Fe⁺²)
Déplacement	<ul style="list-style-type: none"> • Brut. • gasoil. 	<ul style="list-style-type: none"> • Faciliter le dégorgement . 	/
Dégorgement	<ul style="list-style-type: none"> • L'azote N₂ . • Gas Sec. 	<ul style="list-style-type: none"> • Eviter toute réaction tertiaire. 	/

Résumé

L'acidification est l'opération la plus utilisée pour stimuler un réservoir. Toute fois cette opération se termine parfois par une réduction de la productivité des puits. La diminution des performances des puits résulte de l'effet des réactions secondaires se produisant lors des interactions entre les acides et les roches-réservoirs et avec les effluents de gisement. Dans ces conditions les débits et les caractéristiques pétro physique sont affectées.

Des chutes des indices de productivité et une élévation de Water Cut sont constatées. Un design inapproprié et une sélection des acides mal adaptée à la roche matricielle sont à l'origine de l'attaque prononcée de la roche et à une altération de la mouillabilité.

Une protection insuffisante de la solution principale par la phase Preflush aboutit à la formation de Sludges et une élévation de skin après acidification. Le test de compatibilité des acides avec les effluents a permis d'éviter les réactions secondaires par l'absence de formation de Sludges et autorise l'utilisation des acides dans la formulation.

Les mots clés : Acidification ; stimulation ; productivité; acides; pétrophysique ; Water cut; mouillabilité; skin ; compatibilité ; Sludges.

Summary

Acidizing is the most widely used operation to stimulate a reservoir. However, this operation sometimes ends with a reduction in the productivity of the wells. The decrease in well performance results from the effect of side reactions occurring during interactions between acids and rock reservoirs and with deposit effluents. Under these conditions the flow rates and the petrophysical characteristics are affected. Falls in productivity indices and an increase in Water Cut are observed. Improper design and poorly matched acid selection to the matrix rock cause severe rock attack and impaired wettability. Insufficient protection of the main solution by the Preflush phase results in the formation of sludges and an increase in skin after acidification. The acid compatibility test with the effluents avoided side reactions due to the absence of sludge formation and allows the use of acids in the formulation.

The key words: Acidification ; Stimulatio ; Productivity ; Acids ; Petrophysics ; Water cut ; Wettability ; Skin ; Compatibility ; Sludges.

ملخص

التحميض هو العملية الأكثر استعمالاً لتحفيز الخزان. لكن هذه العملية تنتهي أحياناً بتخفيض إنتاجية البئر. وانخفاض أداء البئر الناتج عن تأثير التفاعلات الثانوية التي تحدث أثناء التفاعل بين الأحماض والصخور المكونة للخزان، ومع ترسب المخلفات السائلة، في ظل هذه الشروط يتأثر التدفق والخصائص البتروفيزيائية للخزان. لوحظ انخفاض في مؤشرات الإنتاجية وزيادة في قطع المياه. يؤدي التصميم غير المناسب والاختيار السيئ للأحماض المناسبة لصخور المصفوفة إلى هجوم واضح على الصخر تغيير قابلية البلل.

تؤدي الحماية غير الكافية للمحلول الرئيسي من خلال مرحلة الغسل المسبق إلى تكوين الحمأة وارتفاع الجلد بعد التحميض. إن اختبار توافق الأحماض مع النفايات السائلة يجعل من الممكن تجنب هذه التفاعلات الثانوية.

الكلمات المفتاحية: تحمض. تنشيط. إنتاجية. رد فعل. تفاعل. الأحماض. فيزياء البترول. انقطاع الماء الرطوبة. بشرة. التوافق.