

N° Série : ... / 2020

**Université Kasdi Merbah Ouargla**



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

**Département de Production des Hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production académique

*Présenté par*

**Amira BOUSSEDJRA & Naima BELAHJI**

— THEME —

# **Traitement par Acidification**

*Champ Hassi Guettar West*

Soutenu le :        / .. / 2020 devant la Commission d'examen

### **Jury**

<b>Président :</b>	<b>REMITA A/Raouf</b>	<b>MAA</b>	<b>Univ Kasdi Merbah Ouargla</b>
<b>Rapporteur :</b>	<b>ARBAOUI M. Ali</b>	<b>MAA</b>	<b>Univ Kasdi Merbah Ouargla</b>
<b>Examineur</b>	<b>ALI ZERROUKI Ahmed</b>	<b>MCA</b>	<b>Univ Kasdi Merbah Ouargla</b>

# Dédicace

Je dédie ce modeste travail avant tout à la lumière de ma vie, la source de mon bonheur et le guide de mon chemin à : mes très Chers Parents – que je ne saurais jamais assezremercier pour leurs sacrifices et pour leur présence au long de mes études et simplement dans ma vie.

- À mes Frères
- À mes Sœurs
- À toute ma Famille

A Mes amies proches :  
Fardousse, et Safaa, et Fatima Zohra, et Haoussa, et Safia, et Amira, et Zineb.

À toutes les Personnes que j'ai eu le bonheur de connaître.

A Tous mes Camarades de promo.

*Naima Belhaji*

À DIEU, SOURCE de toute connaissance.

À ma raison de vivre, d'espérer  
À ma source de courage, à ceux que j'ai de plus Chers : Mon père M. BOUSSEDJRA Abbas ; Ma mère Pr. ABADI Dalila

À mes Frères Abdenour, Rahim, à ma Sœur Melissa.

À Mon Fiancé Nassir

- pour leur amour, leur confiance, et leur sacrifice sans limites

À tous mes professeurs

- qui m'ont soutenue, de près ou de loin, tout au long de ce projet.

À tous mes Amis.

À toute personne

- qui m'a aidée à franchir un horizon dans ma vie...

*Amira Boussejra*



# Remerciements

Tout d'abord, nous tenons à remercier notre Créateur, Qui nous a données la force et le courage d'achever ce modeste travail.

Nous tenons ensuite à remercier notre Encadreur M. Ali ARBAOUI pour ses précieux conseils, ses judicieuses orientations et ses constructives remarques. Nous le remercions, également, pour le temps qu'il nous a accordées malgré cette période de pandémie – Covid-19.

Nous aimerions aussi exprimer nos plus profondes gratitudes et reconnaissances aux membres du Jury d'avoir accepté de lire et d'évaluer le présent travail

Nous adressons nos remerciements aussi à M.Othman KHELIFA, M.Khaled BENFERDIA et à ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

Enfin, nous remercions le Pr. ABADI Dalila pour son large soutien et le temps bénéfique qu'elle nous a consacrées.

# Résumés

## Résumé

L'objectif d'un traitement par acidification est l'élimination d'endommagement aux abords du puits et restauration de la perméabilité initiale de la couche, mais il serait faux d'en conclure que l'injection d'un acide dans une formation sédimentaire entraîne toujours une amélioration de la production.

Une étude de performance d'acide est réalisée sur un puits HGAW2, de minéralogies différentes ; elle a pour but de remédier au colmatage des abords de puits. Un test sur ce puits afin de déterminer le phénomène est établi en vue de prévoir la production des puits.

Des recommandations sont suggérées concernant les puits, les opérations de stimulation par acide ultérieure et globalement le champ de HGAW2.

**Mots-clés :** *acidification, solvants, endommagement, skin.*

## ملخص

الهدف من معالجة التحميض هو القضاء على الضرر حول البئر واستعادة النفاذية الأولية للطبقة، ولكن سيكون من الخطأ الاستنتاج من ذلك أن حقن الحمض في تكوين الرواسب يؤدي إلى دائما تحسن في الإنتاج . يتم إجراء دراسة الأداء الحمضي على بئر HGAW2 ، من معادن مختلفة، من أجل معالجة الانسداد حول الآبار . تم إجراء اختبار على هذا البئر لتحديد هذه الظاهرة من أجل التنبؤ بإنتاج الآبار . تماقتراحتوصياتبشأن الآبار، وعملياتالتحفيزالحمضيةاللاحقةومجالHGAW2بشكلعام.

## Abstract

The objective of acidification treatment is to eliminate damage to the well surroundings and restore the initial permeability of the layer, but it would be wrong to conclude that injecting an acid into a sedimentary formation always leads to improved production. An acid performance study was carried out on a HGAW2 well with different mineralogies, for the purpose of remedying of clogging around the well. A test on this well to determine this phenomenon is established in order to predict well production.

Recommendations are suggested for the wells, subsequent acid stimulation operations and the HGAW2 field as a whole.



# **Table des matières**

<b>Dédicace.....</b>	<b>2</b>
<b>Remerciements .....</b>	<b>3</b>
<b>Résumés.....</b>	<b>4</b>
<b>Symboles Notations Abréviations.....</b>	<b>9</b>
<b>Liste des figures.....</b>	<b>10</b>
<b>Liste des tableaux.....</b>	<b>10</b>
<b>Introduction .....</b>	<b>11</b>
<b>Chapitre-1. L’endommagement de puits .....</b>	<b>13</b>
Préambule .....	14
<b>1.1. Définition de l’endommagement.....</b>	<b>14</b>
<b>1.2. Localisation de l’endommagement.....</b>	<b>14</b>
1.2.1. <i>Au fond du puits.....</i>	<i>14</i>
1.2.2. <i>A la paroi du puits .....</i>	<i>14</i>
1.2.3. <i>Aux abords des puits .....</i>	<i>14</i>
<b>1.3. Accumulations des particules .....</b>	<b>15</b>
<b>1.4. Origine et causes de l’endommagement de la formation .....</b>	<b>15</b>
1.4.1. <i>Endommagement dû à la formation .....</i>	<i>15</i>
1.4.1.1. <i>Dépôt de sel .....</i>	<i>16</i>
1.4.1.2. <i>Dépôts organiques (asphaltènes) .....</i>	<i>16</i>
1.4.1.3. <i>Dépôts des paraffines .....</i>	<i>16</i>
1.4.1.4. <i>Dépôts des sulfates.....</i>	<i>16</i>
1.4.2. <i>Migration des fines.....</i>	<i>16</i>
1.4.2.1. <i>Gonflement et dispersion des argiles .....</i>	<i>17</i>
1.4.3. <i>Endommagement dû aux perforations.....</i>	<i>17</i>
1.4.3.1. <i>Invasion du filtrat de ciment .....</i>	<i>17</i>
1.4.4. <i>Endommagement dû à la stimulation .....</i>	<i>17</i>
1.4.5. <i>Endommagement dû aux opérations sur puits (le forage, Work-Over et Snubbing) .....</i>	<i>17</i>
1.4.5.1. <i>Le colmatage des perforations .....</i>	<i>17</i>
1.4.5.2. <i>Changement de mouillabilité.....</i>	<i>17</i>
1.4.5.3. <i>Water Block .....</i>	<i>17</i>
1.4.5.4. <i>Formation d’une émulsion .....</i>	<i>18</i>
1.4.6. <i>Endommagement dû à l’injection d’eau.....</i>	<i>18</i>
<b>1.5. Détection des Endommagements .....</b>	<b>18</b>
1.5.1. <i>Échantillonnages et analyses de laboratoire.....</i>	<i>18</i>
1.5.2. <i>Historique complet des puits .....</i>	<i>18</i>

1.5.3. <i>Essais de puits</i> .....	18
<b>1.6. Notion de skin (coefficient d'endommagement)</b> .....	<b>19</b>
1.6.1. <i>Définition</i> .....	19
1.6.2. <i>Conséquences d'une modification de la perméabilité (autour du puits sur sa productivité)</i> 19	
Conclusion .....	20
<b>Chapitre-2. Traitement à l'acide</b> .....	<b>21</b>
Préambule .....	22
<b>2.1. Notion de stimulation</b> .....	<b>22</b>
<b>2.2. Les principaux types de stimulation</b> .....	<b>22</b>
2.2.1. <i>La fracturation hydraulique</i> .....	22
2.2.2. <i>La fracturation à l'acide</i> .....	22
<b>2.3. L'acidification</b> .....	<b>22</b>
<b>2.4. Autres traitements</b> .....	<b>22</b>
<b>2.5. Théorie de l'acidification</b> .....	<b>23</b>
2.5.1. <i>Définition</i> .....	23
2.5.2. <i>Objectifs d'une acidification</i> .....	23
2.5.3. <i>Les types d'acidification</i> .....	23
2.5.4. <i>Puits candidats à l'acidification</i> .....	24
2.5.5. <i>Critères pour une acidification</i> .....	25
2.5.6. <i>Les acides</i> .....	26
2.5.7. <i>Les additifs</i> .....	27
2.5.7.1. <i>Les inhibiteurs de corrosion</i> .....	27
2.5.7.2. <i>Les réducteurs de frictions</i> .....	27
2.5.7.3. <i>Les stabilisateurs d'argile</i> .....	27
2.5.7.4. <i>Les agents réducteurs des tensions superficielles</i> .....	27
2.5.7.5. <i>Les agents des émulsifiants et anti-sludges</i> .....	27
2.5.7.6. <i>Les agents moussants</i> .....	28
2.5.8. <i>Choix de l'acide</i> .....	28
2.5.8.1. <i>Cas des roches carbonatées</i> .....	28
2.5.8.2. <i>Cas des roches gréseuses</i> .....	28
2.5.8.3. <i>La perméabilité</i> .....	29
2.5.8.4. <i>Les conditions physiques de puits</i> .....	29
2.5.9. <i>Les différentes étapes d'un traitement à l'acide</i> .....	29
2.5.9.1. <i>Le tube clean et nettoyage des perforations</i> .....	30
2.5.9.2. <i>Le traitement matriciel</i> .....	30
2.5.10. <i>Le traitement principal</i> .....	30
2.5.10.1. <i>Le Mud-acid</i> .....	30
2.5.10.2. <i>L'Overflush</i> .....	31

2.5.11. Le dégorgement du puits.....	31
2.5.12. Placement des fluides de traitement .....	31
2.5.13. Diversion du traitement .....	31
2.5.13.1. Diversion mécanique (rarement utilisée).....	31
2.5.13.2. Diversion à la mousse (la plus utilisée).....	31
Conclusion .....	32
<b>Chapitre-3. Généralités de HGAW2 .....</b>	<b>33</b>
Préambule .....	34
<b>3.1. Introduction .....</b>	<b>34</b>
<b>3.2. Cadre régional.....</b>	<b>34</b>
3.2.1. Situation géographique et cadre géologique du champ Hassi Messaoud .....	34
<b>3.3. Cadre local de la structure de Hassi Guettar .....</b>	<b>34</b>
3.3.1. Situation géographique de la région .....	34
3.3.2. Cadre géologique .....	34
3.3.3. Historique sur la recherche dans la région .....	35
3.3.4. Carte de position du gisement de Hassi Guettar .....	36
<b>3.4. Déroulement des Operations .....</b>	<b>37</b>
3.4.1. Tube clean .....	37
3.4.2. Squeeze en général .....	38
3.4.3. Puits HGAW 2 (zone de Hassi Guettar) .....	38
3.4.3.1. Type d'endommagement.....	38
3.4.3.2. Traitement préconisé .....	38
3.4.3.3. Caractéristiques de production .....	38
3.4.4. La date de traitement (preflush /overflush /mud acide traitement) .....	40
3.4.5. Caractéristiques de production .....	41
3.4.6. La date de traitement (alcohile-mutual-solvent) .....	42
Conclusion .....	44
<b>Conclusion et recommandations .....</b>	<b>45</b>
<b>Références bibliographiques .....</b>	<b>48</b>



# Symboles Notations Abréviations

**HGW** : Hassi Guettar west

**H** : la hauteur

**P<sub>wf</sub>** : pression dans le puits

**P<sub>r</sub>** : pression de fond

**P<sub>g</sub>** : pression de gisement

**P<sub>i</sub>** : pression initiale

**K** : perméabilité

**K<sub>i</sub>** : perméabilité initiale

**K<sub>d</sub>** : perméabilité d'endommagement

**IP** : indice de productivité

**r<sub>w</sub>** : rayon du puits

**r<sub>e</sub>** : le rayon de drainage

**μ** : viscosité d'huile (cp)

**m** : pente

**S<sub>p</sub>** : Skin de perforation.

**β** : facteur volumétrique de fond (bbl/STB).

**IP<sub>r</sub>** : productivité réelle (m<sup>3</sup> /h)/ (Kg /cm<sup>2</sup>).

**IP<sub>th</sub>** : productivité théorique (m<sup>3</sup> /h)/ (Kg /cm<sup>2</sup>).

**SBU** : short build up

**DST** : drille system toole

**Q<sub>f</sub>** : débit de puits

**D<sub>CCE</sub>** : le diamètre de coiled tubing (inch).

**μ<sub>MA</sub>** : la viscosité de main-acid (cp).

**P<sub>tbg</sub>** : les pertes de charge dans le tubing

**Q<sub>oil</sub>** : débit d'huile

**Q<sub>w</sub>** : débit d'eau

**Q<sub>g</sub>** : débit de gaz

**WC** : water contacte

**GOR** : gradient oil ration

**V<sub>sh</sub>** : le volume utilize

**S** : la saturation

**PFD** : pression de fond dynamique

**GFD** : gradient de fond dynamique

**TFD** : température de fond dynamique

**GTD** : gradient de température dynamique

**PFS** : pression de fond statique

**GFS** : gradient de fond statique

**TFS** : température de fond statique

**GTS** : gradient de température statique

**C** : la capacité de puits

**Phyd** : pression hydrostatique

**CTU(CT)** :coiled tubing

**P<sub>r.fond</sub>** : la pression de traitement au fond du puits

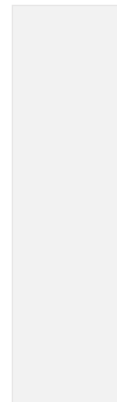
## Liste des figures

<b>Figure 1 : Différentes zones d'endommagement.</b> .....	15
<b>Figure 2 : Localisation Hassi Guettar (document Sonatrach).</b> .....	36
<b>Figure 3 : Carte de positionnement de puits HGAW-2 (rapport d'implantation).</b> .....	37
<b>Figure 4 : Diagramme de débit d'huile de janvier 2019 à Août 2020.</b> .....	43
<b>Figure 5 : Diagramme de débits d'huile et gaz et GOR.</b> .....	43

## Liste des tableaux

<b>Tableau 1 : Résultats de test Jaugeage.</b> .....	38
<b>Tableau 2 : Comparatif entre le BUILD UPet le DST.</b> .....	40

# Introduction



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

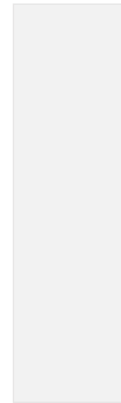
L'endommagement peut avoir plusieurs origines et se manifeste par une réduction de la perméabilité relative de l'huile. Ce phénomène est le résultat de l'endommagement de la matrice par des dépôts de matières minérales et organiques ou d'une inversion de la mouillabilité de la roche réservoir.

L'objectif d'un traitement par acidification est l'élimination d'endommagement aux abords du puits et restauration de la perméabilité initiale de la couche, mais il serait faux d'en conclure que l'injection d'un acide dans une formation sédimentaire entraîne toujours une amélioration de la production. Bien au contraire, injecter un acide sans une étude approfondie préalable, peut provoquer un endommagement beaucoup plus sévère qui ne peut être enlevé que par ce service technique nouvelle DP IRRARA en demande traitement de solvant pour changement la muabilité de puits C'est aussi moins cher que la fracturation hydraulique Un tel traitement n'est pas toujours aisé et peut avoir un effet néfaste dans quelques cas. Pour cela, Une évaluation consistante et permanente des opérations sera faite afin d'en sortir des solutions pratiques et rentables, qui assurent un bon rendement des puits du *champ de Hassi Guettar*.

Pour ce faire, le présent travail est subdivisé en trois (03) chapitres :

- le premier chapitre intitulé « *L'endommagement de puits* » traite des notions basiques relatives à l'endommagement ;
- le deuxième chapitre portant comme titre « *Traitement à l'acide* » met l'accent sur la théorie permettant le traitement à l'acide.
- Le dernier, enfin, est une partie réservée exclusivement à *l'étude de cas*, à savoir la zone de Hassi Guettar West 2.

# **Chapitre-1.** **L'endommagement de puits**



## Préambule

Dans le présent chapitre, nous commencerons par définir les concepts clés de notre étude à savoir : *le phénomène d'endommagement*. Celui-ci est communément rencontré autour des puits. Il constitue un signe précurseur de la rupture et affecte la stabilité mécanique des puits. Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface.

### 1.1. Définition de l'endommagement

L'endommagement se définit comme étant l'augmentation de la chute de pression aux abords du puits. Il représente, ainsi, toutes les incrustations que se soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production.

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

### 1.2. Localisation de l'endommagement

#### 1.2.1. Au fond du puits

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

#### 1.2.2. A la paroi du puits

- **Cake externe** : Le cake externe est formé des particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou pour consolider les parois du puits et réduire l'infiltration de la boue dans la formation. Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

#### 1.2.3. Aux abords des puits

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

### 1.3. Accumulations des particules

Divers types de particules organiques résultant des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être la cause de colmatage du réservoir. La figure ci-dessous étaye davantage ces accumulations relatives aux zones d'endommagement.

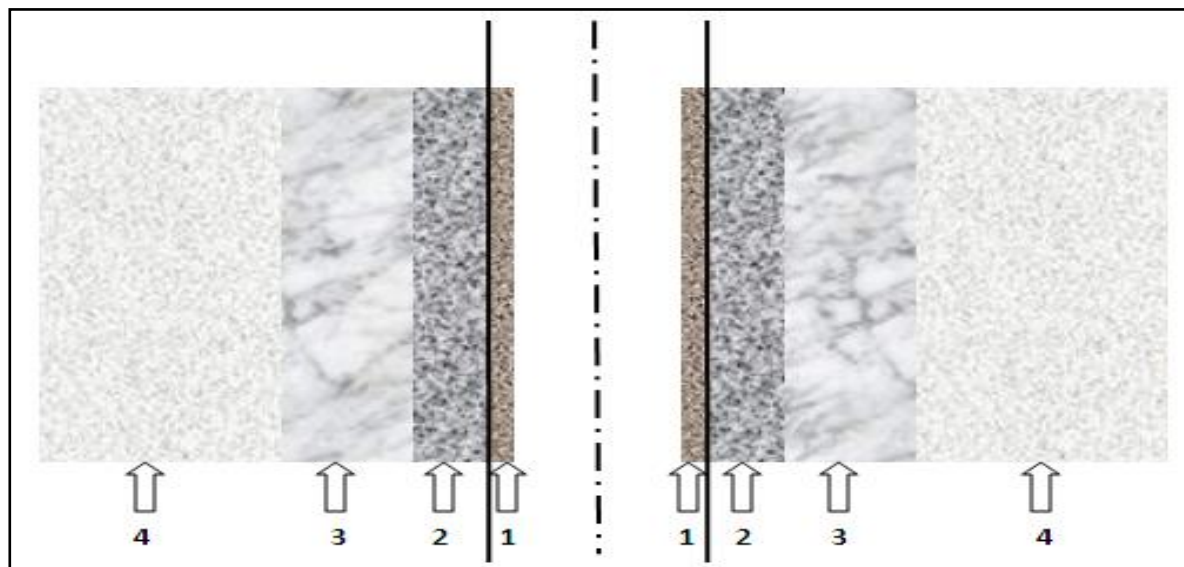


Figure 1 : Différentes zones d'endommagement.

- **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 de boue.
- **Zone 4** : *zone vierge* où la perméabilité n'est pas affectée.

### 1.4. Origine et causes de l'endommagement de la formation

S'interroger sur les causes de l'endommagement s'avère une question essentielle pour le choix d'un bon traitement. En effet, les causes sont multiples. Nous les développons dans ce qui suit.

#### 1.4.1. Endommagement dû à la formation

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

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

- Dépôts de sel
- Dépôts organiques (asphaltènes)
- Dépôts des paraffines
- Dépôts des sulfates

- Migration des fines
- Gonflement des argiles

#### **1.4.1.1. Dépôt de sel**

Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés. Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perforations voir même du tubing de production. Les dépôts de sel peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ; mais si cette eau est incompatible avec l'eau de formation, elle peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO<sub>4</sub> (Sulfates de Baryum).

#### **1.4.1.2. Dépôts organiques (asphaltènes)**

Les dépôts d'asphaltènes causent un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation. Bien que les mécanismes de déposition des asphaltènes soient nombreux, les facteurs suivants sont mis en évidence par les experts pour expliquer cette floculation.

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

#### **1.4.1.3. Dépôts des paraffines**

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

#### **1.4.1.4. Dépôts des sulfates**

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

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

Les dépôts de sulfates les plus courants sont: BaSO<sub>4</sub>, CaSO<sub>4</sub>, SrSO<sub>4</sub>. On peut réduire ces dépôts par l'ajoute d'un anti-dépôt (AD 32) ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le *SulfaStim*.

### **1.4.2. Migration des fines**

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



**1.4.2.1. Gonflement et dispersion des argiles**

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

**1.4.3. Endommagement dû aux perforations**

La plupart 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.

**1.4.3.1. Invasion du filtrat de ciment**

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

**1.4.4. Endommagement dû à la stimulation**

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires si l'acide utilisé n'est pas convenable.

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

**1.4.5. Endommagement dû aux opérations sur puits (le forage, Work-Over et Snubbing)**

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

**1.4.5.1. Le colmatage des perforations**

Au cours des opérations de Work-Over ou de Snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.

**1.4.5.2. Changement de mouillabilité**

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau. Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation de sludge ou d'émulsion) peuvent altérer la mouillabilité de la roche. C'est pourquoi, la formation devient mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

**1.4.5.3. Water Block**

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

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

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

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

#### **1.4.5.4. Formation d'une émulsion**

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

#### **1.4.6. Endommagement dû à l'injection d'eau**

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

### **1.5. Détection des Endommagements**

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

- Échantillonnages et analyses de laboratoire
- Historique complet des puits
- Essais de puits
- Analyse du système de production.

#### **1.5.1. Échantillonnages et analyses de laboratoire**

La connaissance des caractéristiques d'un endommagement facilite non seulement sa détection mais permet d'en identifier les causes exactes et par conséquent de choisir une solution appropriée. Cela ne peut mieux être réalisé que sur des échantillons suffisamment représentatifs de la roche réservoir et de ses effluents.

#### **1.5.2. Historique complet des puits**

L'historique d'un puits, est une source primordiale d'informations de toutes nature pour aider à détecter les causes d'endommagement. On distinguera :

- les phases forage et complétion,
- la phase exploitation.

#### **1.5.3. Essais de puits**

Les essais de puits avec de bonnes remontées de pression sont un moyen privilégié de renseignements pour apprécier si une restriction à la production des réservoirs existe. On sait toutefois que le *Skin Affect Total S* englobe des facteurs parasites (pseudo skins) qu'il faut retrancher pour s'avoir si un réel colmatage existe. [1]

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.

## 1.6. Notion de skin (coefficient d'endommagement)

### 1.6.1. Définition

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

C'est un facteur sans dimension, déterminé par des essais de puits, qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

Le skin représente une perte de charge supplémentaire ( $\Delta P_{\text{skin}}$ ) localisée aux abords du puits [2].

- $S > 0$  Réservoir endommagé
- $S < 0$  Réservoir stimulé
- $S = 0$  Réservoir ni endommagé ni stimulé

### 1.6.2. Conséquences d'une modification de la perméabilité (autour du puits sur sa productivité)

- *L'effet de skin sur la perméabilité* : Le rayon  $r_e$  et la perméabilité  $K_e$  de la zone endommagée sont reliés au Skin par l'expression de Hawkins :

$$S = \left[ \frac{k_i}{k_e} - 1 \right] \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)$$

- *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 circulaire, régime permanent [3] :

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

**IP** : indice de productivité en ( $\text{m}^3 / \text{h} / \text{bar}$ ).

**Q** : débit d'huile en ( $\text{m}^3 / \text{h}$ ).

**$P_G$**  : pression de gisement en (bar).

**$P_f$**  : pression de fond de puits en (bar).

**$\Delta P_s$**  : Chute de pression supplémentaire due au Skin en (bar).

$$\Delta s = \frac{141.2 q_0 u_0 B_0}{Kh}$$

**S**= skin (facteur sans dimension)

**Q<sub>o</sub>**= débit d'huile en (m<sup>3</sup>/h)

**u<sub>o</sub>** =viscosité d'huile (cp)

**B<sub>o</sub>**: facteur volumétrique FVF en (m<sup>3</sup>/stm<sup>3</sup>)

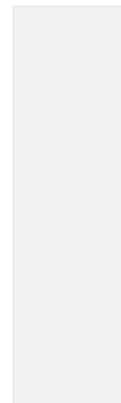
**K**=perméabilité (darcy)

**H**= hauteur utile de la couche productrice(m)

### Conclusion

Au terme de ce premier chapitre, il apparaît que les phénomènes d'endommagement et de rupture autour des ouvrages pétroliers (à travers quelques exemples), présentent l'état des connaissances et des méthodes de prise en compte de ces phénomènes. Ces connaissances sont importantes pour solutionner le phénomène en question.

## **Chapitre-2. Traitement à l'acide**



## Préambule

Pour éviter l'endommagement des puits, un traitement via l'acidification s'avère nécessaire. Pour y parvenir, plusieurs techniques et opérations sont possibles pour arrêter sinon pour réduire ce phénomène. C'est l'objectif du présent chapitre.

### 2.1. Notion de stimulation

On entend par stimulation toute opération qui a pour but d'améliorer d'une façon considérable la productivité ou l'injectivité d'un puits, en agissant sur les facteurs principaux qui sont la perméabilité (K) et le Skin (S) [3].

### 2.2. Les principaux types de stimulation

#### 2.2.1. La fracturation hydraulique

Il consiste en l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, grâce auquel on crée des cassures ou fissures dans la formation, ouvrant ainsi des canaux à très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente la perméabilité qui résulte l'augmentation de la productivité

#### 2.2.2. La fracturation à l'acide

Le fluide de fracturation est un acide injecté à grande pression, ce qui va créer une fracture. L'acide dissout de façon non uniforme les faces de fracture créant ainsi des golfes de dissolution ; ce qui augmentera la perméabilité.

### 2.3. L'acidification

Elle consiste à injecter un volume d'acide contenant des additifs chimiques avec une pression d'injection inférieure à la pression de génération d'une fracture [4]. L'acide sert donc à :

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

### 2.4. Autres traitements

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

- dans le cas où le problème se situe au niveau des perforations, un lavage des perforations peut conduire à un résultat intéressant.
- Dans le cas des fluides visqueux ou des problèmes de tensions interfaciales, des injections de produits chimiques sont aussi à considérer, on peut aussi recourir à des techniques telles que l'injection de vapeur ou la combustion institué.

## 2.5. Théorie de l'acidification

### 2.5.1. Définition

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

Les solutions acides conçues pour l'acidification des réservoirs ont des compositions très diverses car elles doivent être adaptées au type d'endommagement à traiter, aux propriétés pétro physiques et minéralogiques de la roche réservoir, aux conditions de température et de pression régnant en fond du puits. Les analyses au laboratoire des carottes et des fluides de formation permettent de déterminer le type d'acide ainsi que les additifs à utiliser. Il existe plusieurs types d'acides de stimulation :

- Acide Chlorhydrique
- Acide Fluorhydrique
- MudAcid.
- Acides Organiques
- Clay Acid.
- Organique Clay Acid

### 2.5.2. Objectifs d'une acidification

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

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

### 2.5.3. Les types d'acidification

On peut distinguer deux types de traitements d'acidification [5] :

- *Les méthodes de fracturation acide pour des matrices initialement de faible porosité* : La solution acide est injectée dans le réservoir à une pression suffisamment importante pour fracturer la matrice poreuse. Tandis que l'acide s'écoule le long de la fracture, il réagit avec la roche et érode les parois de la fracture. De cette manière, lorsque la pression hydraulique est stoppée et l'extraction mise en place, des fissures subsistent qui vont favoriser l'écoulement dans le réservoir
- *Les méthodes d'acidification de matrice lorsque le puits est endommagé* : Ces endommagements sont généralement liés à des dépôts de particules organiques, d'émulsions qui obstruent partiellement ou totalement la zone autour du puits. L'acide est utilisé ici pour éliminer ces dépôts. Une solution d'acide chlorhydrique relativement concentrée (typiquement

15%) est le réactif le plus couramment utilisé dans le traitement des carbonates.

#### 2.5.4. Puits candidats à l'acidification

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

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

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

**a) Rapport géologique- Les analyses sédimentologiques et pétro-physiques nous renseignent sur :**

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

**b) Rapport de production du champ-Ce rapport concerne :**

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

**c) Rapport d'implantation et de complétion du puits-Ce rapport contient :**

- Position stratigraphique
  - On utilise les cartes isobathes et isobaques pour déterminer l'interface des fluides et la possibilité de formation cône d'eau ou de gaz.
- Historique de forage :
  - On se base sur les courbes d'avancement des fluides de forage (densité, PH, filtrat) afin de connaître la nature de la roche et les pertes éventuelles, rencontrées lors du forage
- Diagraphie : A partir de l'interprétation des différents enregistrements des outils de diagraphie (sonique, induction, gamma ray, diamètreur, etc.), on aura des informations sur :
  - La nature de la roche et des fluides, la porosité et l'argilosité ;
  - Les paramètres mécaniques de la roche ;
  - La consolidation des paramètres de la roche ;
  - La saturation en fluides ;



- La profondeur d'invasion de la couche par le filtrat ;
- La régularité du trou (étranglement et présence de caves)

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

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

**e) Rapport de test - Les données fournies par ce rapport sont :**

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

### 2.5.5. Critères pour une acidification

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

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

### 2.5.6. Les acides

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

Les acides doivent :

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

On distingue ainsi :

- **Acide chlorhydrique** : L'HCL, en ce qui concerne le traitement des roches réservoir ne réagit qu'avec les carbonates ou les dolomites. Dans le cas de ces réservoirs, il est utilisé généralement à des concentrations de 15% pour des traitements matriciels.
- **Propriétés de l'HCL** :
  - Très bonne vitesse de réaction avec le calcaire.
  - Produits de réaction ne précipitent pas
- **Mudacid**:LeMudAcid est obtenu par la dissolution du bi-fluorure d'ammonium dans une solution de HCl. Différentes proportions sont utilisées suivant la solubilité des minéraux présents dans la formation. Il est utilisé principalement dans l'acidification des formations gréseuses surtout pour éliminer l'endommagement dû aux argiles.  
L'intérêt dans les traitements de matrices à l'HF par rapport à l'HCl est que l'HF est un acide plus fort que l'HCl et réagit avec : *la silice, les silicates, les argiles.*
- **Mud and Silt Remover**:Le MSR est une solution acide, soit HCL, soit MudAcid, et un agent tensioactif, cette combinaison donne à la solution une propriété de dispersion et de suspension des fines libérées par l'action de l'acide. Le MSR est surtout utilisé pour les formations colmatées par des particules solides (ciment, boue, ...).
- **Acides organiques**:Ces acides sont utilisés parce qu'ils ont un taux de corrosion minimum et sont plus facile à inhiber à de grandes températures par rapport à l'acide chlorhydrique. Bien que les mélanges des acides organiques puissent être considérés corrosifs pour la majorité des métaux, le taux de corrosion est beaucoup plus faible que celui des acide inorganiques (HCl, HF) c'est pour cela que les acides organiques sont utilisés en cas de temps de contact acide-pipe important. Les quatres acides

organiques les plus utilisés sont: *Aceticacid*, *Acetic Anhybride*, *Citric Acide* et *le FormicAcid*.

- **Clay Acid:** Le Clay acide est utilisé dans le traitement des réservoirs argilo-gréseux, il est utilisé pour son pouvoir de dissoudre les argiles et prévenir leur migration en les fusionnant sur les parois du pore. La réaction de l'hydrolyse est relativement lente, cet acide peut donc être injecté profondément dans la matrice.

### 2.5.7. Les additifs

Bien que la sélection des fluides adéquats de traitement soit critique au succès d'un traitement à l'acide, le traitement peut être un échec si les additifs adéquats ne sont pas utilisés.

Leur emploi correspond à un double objectif :

- améliorer l'efficacité proprement dite de la stimulation ;
- diminuer les effets secondaires néfastes.

D'une manière générale, les solutions acides ne sont pas utilisées sans additifs, ne serait-ce qu'en raison de leur agressivité vis-à-vis des équipements du puits et de pompage. On distinguera :

#### 2.5.7.1. Les inhibiteurs de corrosion

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

#### 2.5.7.2. Les réducteurs de frictions

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

#### 2.5.7.3. Les stabilisateurs d'argile

Ils sont destinés à éviter l'endommagement dû au gonflement des argiles à la suite de contact de la roche avec une eau fraîche. L'agent stabilisateur d'argile agit en consolidant les particules argileuses empêchant ainsi leur migration.

#### 2.5.7.4. Les agents réducteurs des tensions superficielles

Les tensioactifs ont la propriété de diminuer la tension superficielle d'un liquide en contact avec un gaz en s'absorbant à l'interface entre le liquide et le gaz. Ils peuvent aussi réduire la tension interfaciales entre deux liquides non miscibles, ou entre un liquide et un solide, modifiant ainsi l'angle de contact entre solide et liquide.

#### 2.5.7.5. Les agents des émulsifiants et anti-sludges

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

### **2.5.7.6. Les agents moussants**

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

### **2.5.8. Choix de l'acide**

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

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

#### **2.5.8.1. Cas des roches carbonatées**

On considère généralement comme roche carbonatée les roches qui contiennent plus de 20% d'éléments solubles dans l'acide chlorhydrique 15%, ce sont des roches qui contiennent un pourcentage élevé de composants  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ .

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

Des mélanges de différents acides faibles ( $\text{HCl}$  à 5%,  $\text{CH}_3\text{COOH}$ ,  $\text{HCOOH}$ ) en émulsion ou en gel sont aussi utilisés en particulier dans les formations chaudes pour diminuer la vitesse de la réaction et donc accroître en conséquence la profondeur de traitement.

Ces acides attaquent directement et rapidement la formation carbonatée, par contre ils ne réagissent pas avec les agents colmatant qui sont contournés pour rétablir une bonne communication puits-formation. Notons au passage que l'acide fluorhydrique qui provoque la formation de fluorure de calcium insoluble ne doit pas être utilisé dans les formations carbonatées.

Il n'existe pas des règles bien précises pour déterminer la quantité d'acide à injecter. Généralement, on utilise 0,5 ~ 2 m<sup>3</sup> d'acide en solution par un mètre de hauteur de la couche à traiter. Un mètre cube d'acide chlorhydrique 15% permet de dissoudre environ de 200 kg de la roche carbonatée.

#### **2.5.8.2. Cas des roches gréseuses**

On considère généralement comme roche gréseuse les roches constituées essentiellement de quartz, d'argile et de feldspaths et dont la solubilité à l'acide chlorhydrique 15% est inférieure à 20%. On utilise alors le plus souvent des acides à base d'acide fluorhydrique est sur chantier par dissolution de bi-fluore d'ammonium dans une solution aqueuse de chlorhydrique.

L'acide fluorhydrique dissout principalement les argiles et les feldspaths (un mètre cube d'acide fluorhydrique à 4% permet de dissoudre environ 30~60 kg d'argile) la vitesse de solubilisation de la silice étant trop faible à la température de gisement, (les ciments les plus fréquents des roches gréseuses). L'acide fluorhydrique réagit très rapidement pour donner un précipité de fluorure de

calcium. Pour éviter cela on fait précéder le traitement à base d'acide fluorhydrique d'un pré-lavage à l'acide chlorhydrique (pré-flash).

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

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

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

### **2.5.8.3. La perméabilité**

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

- **Côté 1** : La nature et le degré d'endommagement est lié à la perméabilité qui peut être pénétrée par des particules solides et des fluides et l'endommagement peut être très large ; par contre une faible perméabilité, des grès sont généralement envahies par des fluides parce que les petits pores souvent contiennent une grande quantité d'argile qui a une sensibilité en vers les fluides.
- **Côté 2** : La perméabilité aussi influe sur la gravité de l'endommagement à cause des précipitations, les roches réservoir de faible perméabilité sont gravement endommagées par les précipitations des composés chimiques, la même interprétation est valable pour le Waterblock.

### **2.5.8.4. Les conditions physiques de puits**

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

### **2.5.9. Les différentes étapes d'un traitement à l'acide**

L'objectif principal d'un traitement à l'acide est l'élimination de l'endommagement de la formation et la restauration de la productivité des puits. Le type d'acide utilisé dépend principalement du type et de l'emplacement de l'endommagement. Une fois ceux-ci clairement identifiés, le type d'acide est facilement sélectionné et les volumes sont calculés en fonction des paramètres du réservoir et des résultats du laboratoire.

Ci-après, les principales étapes des acidifications matricielles.

### **2.5.9.1. Le tube clean et nettoyage des perforations**

Avant chaque opération de traitement matriciel, un Tube clean est exigé pour le nettoyage du tubing de production. Le Tube Clean est pompé à travers le Coiled Tubing ou le concentrique. Son objectif est de chasser tous les débris solubles dans l'HCl (les sédiments, la rouille) et toute sorte de produits indésirables à pénétrer dans la formation, et qui seraient collés sur les parois du tubing et du liner, lors du squeeze du traitement principal(13). Les principaux fluides utilisés sont : Tube-clean qui est le HCl (7.5%, 10%, 15%), MSR 100, Reformât et Gel.

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

Le nettoyage des perforations est indispensable pour les puits équipés en liner cimenté et perforé, le « *Clean Sweep* » ou le Reformât ou même l'acide HCl sont utilisés pour le nettoyage, et pour avoir une meilleure opération, on fait plusieurs passes en face des perforations. La nitrification des fluides permet le nettoyage du puits en un der balance pour une meilleure évacuation des incrustations non solubles.

### **2.5.9.2. Le traitement matriciel**

Le traitement comprend :

- Le preflush : Le preflush est utilisé dans tous les traitements. Le principal fluide utilisé dans cette étape est le HCL (7.5% et 10%) et MSR100. Le preflush possède plusieurs fonctions importantes :
  - Il réagit avec les carbonates dans la formation pour éviter leur réaction avec l'HF et pour minimiser la consommation d'HF.
  - Il isole et déplace l'eau de formation loin des abords du puits pour éviter le contact entre le HF et l'eau riche en  $K^+$ ,  $Na^+$  et  $Ca^{+2}$  pour prévenir les endommagements dus aux fluosilicates de sodium ou de potassium.

## **2.5.10. Letraitementprincipal**

### **2.5.10.1. Le Mud-acid**

Le Mud-acid est le fluide du traitement principal. Il est constitué d'un mélange d'HCl et d'acide HF avec des inhibiteurs et tous les autres additifs spéciaux requis pour traiter la formation. L'acide fluorhydrique (HF) réagit avec les argiles, le filtrat de ciment et la boue de forage pour améliorer la perméabilité aux abords du puits (12).

L'acide chlorhydrique (HCl) ne réagit pas ou peu avec ces produits et n'est présent que pour conserver un pH fortement acide, et éviter ainsi la précipitation de certains composés. D'autres types de fluides de concentration d'acide sont utilisés en fonction des conditions des puits et de la nature des endommagements, parmi ceux utilisés, on citera le MSR 10:2, MSR, 12:3, MA 6:1.5, etc.

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

#### **2.5.10.2. L'Overflush**

Cette étape est utilisée dans tous les opérations d'acidification après le traitement principal, le fluide utilisé est le HCL 5% ou 7.5%, le MSR 100 ou un hydrocarbure léger, tel que l'essence ou le gasoil. Son but est de déplacer les précipités endommageant, loin des abords du puits. Un rayon de pénétration de 4 ft est d'habitude suffisant. Des additifs nécessaires sont ajoutés au volume d'acide pour :

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

#### **2.5.11. Le dégorgement du puits**

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

#### **2.5.12. Placement des fluides de traitement**

Le placement des fluides de traitement peut être fait par *Coiled Tubing* (le plus utilisé), parconcentrique 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.

#### **2.5.13. Diversion du traitement**

Lorsque l'acide est injecté dans une formation, il va choisir le chemin le plus facile (il va pénétrer dans les pores les plus perméables), c'est-à-dire finalement ceux qui ont le moins besoin pour éviter ce problème, on utilise des agents de diversion, qui ont pour but de colmater temporairement les pores ou perforations les plus ouvertes ou perméables et forcer le fluide de traitement de pénétrer dans les zones les moins perméables ou les plus colmatées.

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

##### **2.5.13.1. Diversion mécanique (rarement utilisée)**

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

##### **2.5.13.2. Diversion à la mousse (la plus utilisée)**

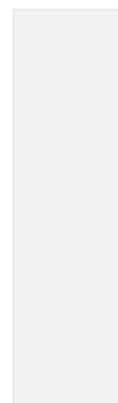
Cette technique se fait par l'injection des billes (bouchons) dans le fluide de diversion qui assure la sélectivité du traitement en limitant temporairement le débit des fluides injectés dans les zones les plus perméables (moins endommagées), afin d'homogénéiser la distribution de l'acide le long de la couche réservoir.

**Conclusion**

Qu'il s'agisse de l'acidification de carbonates/calcaires ou de grès contenant une quantité notable de minéraux à base d'argile, l'ensemble d'acidification est constitué de composants qui favorisent l'efficacité de la stimulation tout en évitant les dommages aux formations causés par les interactions entre les différents éléments.



## **Chapitre-3. Généralités de HGAW2**



## Préambule

Le dernier chapitre traite du phénomène d'endommagement tel qu'il est manifeste à Hassi Guettar, près de Hassi Messaoud. Plusieurs suivis seront enregistrés pour une description du phénomène en question.

## 3.1. Introduction

Le champ de *Hassi Guettar West* qui se situe au Sud-Ouest du champ *Hassi Messaoud* est confronté aux différents problèmes d'exploitation qui causent l'interruption de la production des puits tels que les dépôts de sels et la percée d'eau. Ces problèmes sont persistants et peuvent même causer la fermeture des puits. Afin d'y remédier, on fait appel à plusieurs techniques.

## 3.2. Cadre régional

### 3.2.1. Situation géographique et cadre géologique du champ Hassi Messaoud

Le môle de Hassi Messaoud, de forme ovoïde et de direction NE-SW est situé au Nord de la plateforme saharienne, entre les méridiens 5°40' et 6°20' Est et les parallèles 31°30' et 32°00' Nord, il occupe ainsi une superficie de 4200 Km<sup>2</sup>, il est le résultat d'une histoire paléo-Tectonique très complexe.

La périphérie du champ de Hassi Messaoud est constituée de zones faillées où des *Horst* et *Grabens*. Ces zones périphériques hautes situées en aval par rapport au gisement Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile. Parmi ces structures la structure de Hassi Guettar située au Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud.

## 3.3. Cadre local de la structure de Hassi Guettar

### 3.3.1. Situation géographique de la région

Hassi Guettar correspond à une structure satellite située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc n°427, entre les longitudes 5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' Nord.

### 3.3.2. Cadre géologique

La structure de Hassi Guettar est située sur la dorsale *Amguid El Biod / Hassi Messaoud*, ses limites sont :

- L'ensellement de Touggourt au Nord.
- La dorsale d'Amguid, qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Mouydir, au sud.
- Le bassin de Berkine à l'Est.
- Le bassin d'Oued Mya à l'Ouest.
- Le dôme de Dahar au Nord-est. Elle est répartie sur trois zones hautes :
- Le dôme de Hassi Messaoud.
- Le bourrelet d'El Agreb – El Gassi plus au Sud.

- Le bourrelet de Hassi Brahim à l'Est. Ce périmètre est considéré comme étant un grand dôme compartimenté en blocs (horsts et grabens), affecté par un réseau complexe de failles très denses de directions NE-SW et NW-SE, issues du socle et héritées des événements antéhercyniens.

### 3.3.3. Historique sur la recherche dans la région

En Juin 1990, le premier puits (HGA-1) a été foré dans la région. Sous la discordance hercynienne quatre unités d'âge Cambro-ordovicien, qui sont mise en évidence :

- Les quartzites HAMRA à huile à -3108 m et les grés d'el atchane.
- Une section dominante argileuse (argile d'El Gassi, zone des alternances) à -3178 m.
- Le Ri à huile à -3337 m.
- Le Ra aquifère à -3380 m.
- Le contact huile – eau a été trouvé à -3380 m.

Après cette découverte positive, d'autres puits ont été forés (HGA-2 en 1995 et HGA-3 en 1996). Les résultats pétroliers de ces puits ont permis de délimiter le gisement et de le Préparer à une mise en production tout en planifiant d'autres forages.

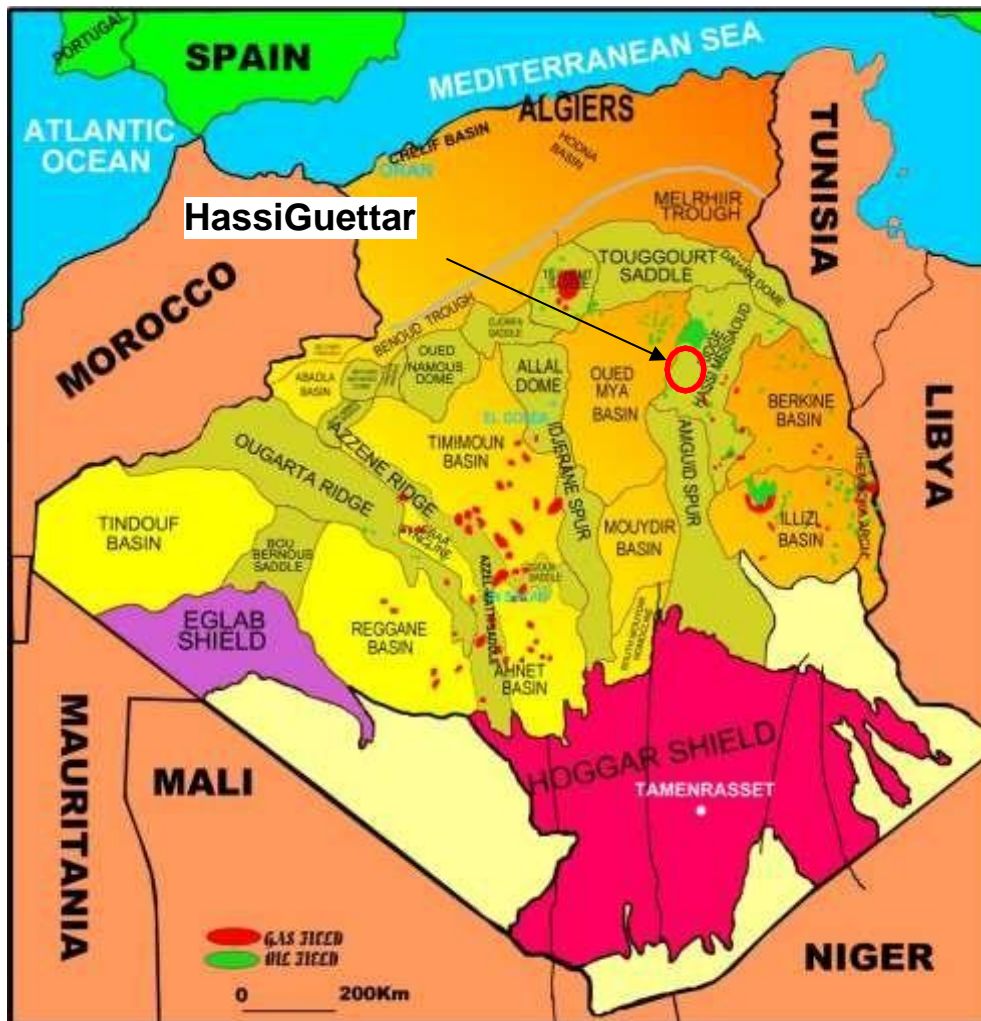


Figure 2 : Localisation Hassi Guettar (document Sonatrach).

### 3.3.4. Carte de position du gisement de Hassi Guettar

Le forage du puits de délimitation Hassi Guettar West\_2 (HGAW-2) s'inscrit dans le cadre d'un programme d'exploration visant à confirmer les potentialités des réservoirs du Cambro-Ordovicien à l'Ouest du gisement de Hassi Guettar [6].

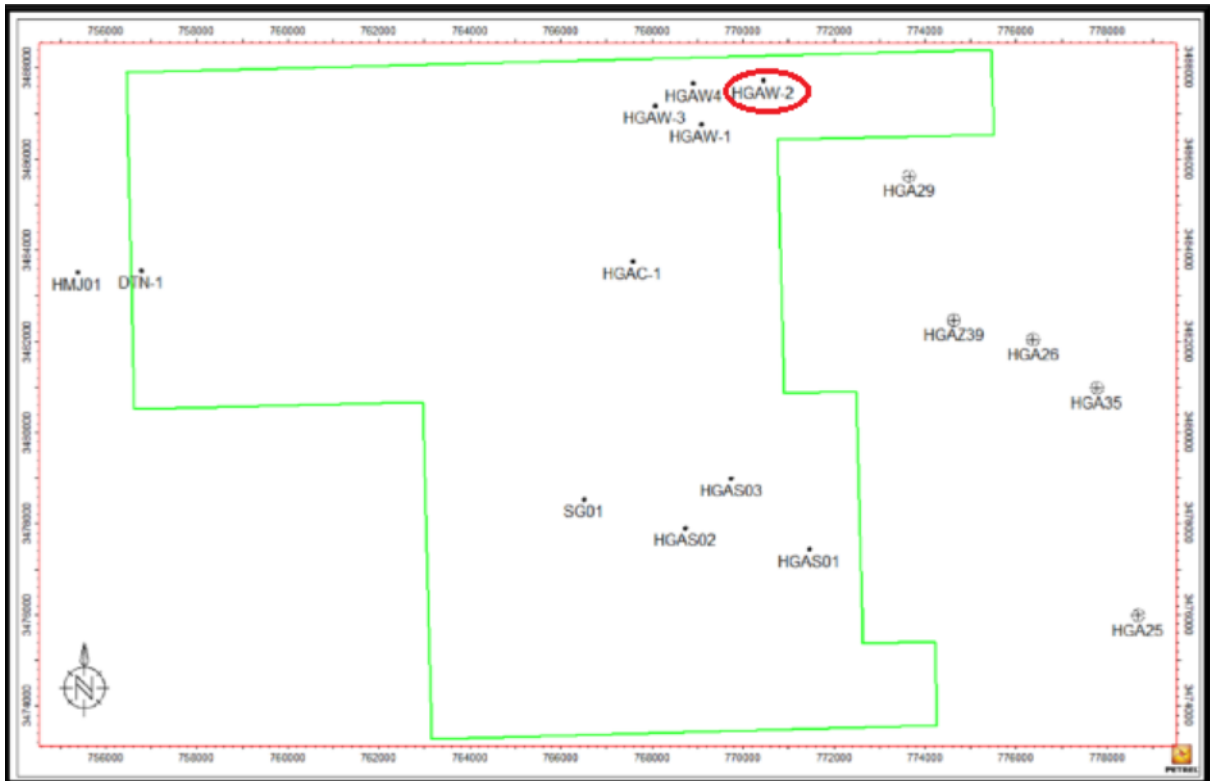


Figure 3 : Carte de positionnement de puits HGAW-2 (rapport d'implantation).

### 3.4. Déroulement des Operations

#### 3.4.1. Tube clean

- Montage des équipements de coiled tubing et les lines entre coiled tubing et les unités de pompage fluide (PU) et unité de pompage azote (UN2)
- Test tous les line des unités a 5000 psi
- Test coiled tubing a eau @5000 psi au-dessus la vanne de courage
- Ouverture puits sur torche et début de la descende coiled tubing dans le puits avec circulation eau traité et azote jusqu'à topé fond de puits
- Faire de passe au coiled tubing intervalle de perforation avec acide (tube clean 7.5%)
- Faire un dégorgeement de puits sur torche jusqu'à évacuation tous les fluides pompés dans le puits
- Oil et gaz surtorche Pool out coiled tubing off hole
- Coiled tubing on surface fermé vanne de curage et reture puits sur les line de production démontage tous les équipements
- Test les annulaires de puits avec eau traité annulaire A (4"1/2 x7") a 50 bars et annulaire B (7" x9"5/8) a 20 bars pour assure n'est pas une communication entre les annulaires et le tubing de production avant l'opération de squeeze.

### 3.4.2. Squeeze en général

- Montage des équipements de coiled tubing et les lines entre coiled tubing et les unités de pompage fluide (PU) et unité de pompage azote (UN2)
- Test tous les line des unités a 5000 psi
- Test coiled tubing a eau @5000 psi au-dessus la vanne de courage
- Ouverture puits sur torche et début de la descende coiled tubing dans le puits avec circulation eau traité sans azote jusqu'à topé fond de puits
- Remplir puits avec un fluide (eau, deadoil, reformat ...) suivent le programme
- Augmentation la Pression des annulaires A a 50 bars et B a 20 bars and squeeze le fluide de traitement dans la formation
- Ouverte puits sur torche et annulaire jusqu'à pression 0 bars, dégorgeement puits sur torche jusqu'à reture huile +gaz
- Pool out coiled tubing off hole Coiled tubing on surface fermé la vanne de curage et reture puits sur les line de production démontage tous les équipements. [7]

### 3.4.3. Puits HGAW 2 (zone de Hassi Guettar)

#### 3.4.3.1. Type d'endommagement

L'endommagement est peut-être dû aux changements de la muabilité de puits.

#### 3.4.3.2. Traitement préconisé

- Nettoyage des perforations au tube clean (7.5%) et eau traité nitrifiées a 1000 scf/bbl avec outils jetting haute pression suivi de l'évacuation des produits de lavage a l'azote sur torche.
- Traitement matriciel des abords de puits au mud acide (HCL 6% - HF 1.5%) en 2 étages séparés par mousse de diversion.

#### 3.4.3.3. Caractéristiques de production

Tableau 1 : Résultats de test Jaugeage.

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
<div style="border: 1px solid black; display: inline-block; padding: 5px;">Puits</div>													
07/10/2015	9	1440	10.16	1047.92	103	107	30	4.28	39	.5495	0		-----
02/11/2015	9	600	5.35	884.76	165	63.3	27	5.71	24	.6171	0		-----
08/11/2015	9	600	6.33	874.19	138	60	26	3.57	27	.4949	0		-----
03/12/2015	9	600	6.37	769.03	121	59.8	24	5.71	20	.4901	0		-----
31/12/2015	9	-	5.57	830.30	149	56.2	28.5	4.28	20	.5263	0		-----
01/03/2016	9	655	5.17	571.69	111	49.9	31.6	6.02	21	.5038	0		-----
24/04/2016	9	655	4.35	532.39	122	46	33	4.28	26	.5514	0		-----
04/06/2016	9	600	5.13	486.68	95	46.8	33.5	4.28	30	.4765	0		-----
24/07/2016	9	-	1.97	474.97	241	33	30	4.28	31	.6377	30		-----

18/09/2016	9.53	1440	4.12	79.64	19	33	14	2.24	36	.4639	0	-----
14/11/2016	9.53	-	4	426.64	107	31.3	19.7	19.58	17	.4532	0	-----
05/12/2016	9.53	600	4.78	381.67	80	35	19	3.67	20	.4239	0	-----
16/01/2017	9.53	-	6	756.35	126	40.5	22	4.28	15	.3905	0	-----
28/04/2017	9.53	Vx29	4.77	623.90	131	47.6	20.8		40.5	.5773	237	-----
22/05/2017	9.53	-	2.76	391.98	142	47.5	14.4		28	.9957	320	-----
30/06/2017	9.53	Vx29	2.75	325.40	118	76.6	12.6		41	1.6091	0	-----
11/07/2017	9.53	-	6.93	753.38	109	30	12.6	11.83	31	.2504	0	-----
20/08/2017	9.5	-	4.93	719.56	146	35.8	9.9		35	.418	244	-----
08/09/2017	9.5	-	4.88	654.68	134	33.5	8.1		33	.395	161	-----
29/10/2017	9.5	Vx29	4.48	486.88	109	28.4	12.9		24	.365	831	-----
22/11/2017	9.5	-	3.82	261.97	69	53.6	11.5	11.62	11	.8069	0	-----
12/01/2018	9.5	-	4.46	402.68	90	38.1	9.6	9.48	12	.4916	68	-----
21/01/2018	9.5	-	3.71	312.00	84	45.6	9.3	9.28	17	.7077	20	-----
22/01/2018	9.5	-	3.74	291.97	78	44.4	8.6	8.67	15	.6839	20	-----
23/01/2018	9.5	-	3.55	282.51	80	40.2	9.5	9.48	26	.6512	50	-----
24/01/2018	9.5	-	3.65	267.02	73	38.5	9.3	9.28	19	.6074	20	-----
25/01/2018	9.5	-	3.63	274.55	76	37.5	8.5	8.46	7	.5945	20	-----
05/02/2018	9.5	Vx29	4.4	457.53	104	28.5	8.4		17	.373	380	-----
01/03/2018	9.5	-	4.89	525.71	107	23	10	10.1	32	.2704	133	-----
27/03/2018	9.5	1440	5.87	576.60	98	27.5	9	8.16	22	.2696	0	-----
16/04/2018	9.5	Vx29	4.56	522.84	115	22.1	8.9		25	.279	760	-----
10/06/2018	9.5	1440	4.61	470.13	102	21	8.6	8.46	31	.2619	0	-----
06/07/2018	11	-	4.91	527.42	107	29	8.7	8.67	35	.442	20	-----
25/08/2018	11	1440	4.11	286.04	70	24.5	9.8	9.79	35	.447	0	-----
17/10/2018	11	-	5.26	508.85	97	31.3	10.6	10.4	22	.4461	3541	-----
02/11/2018	11	-	4.98	539.28	108	25.7	8.75	4.28	19	.3865	3400	-----
15/11/2018	11	-	2.8	116.28	42	44.8	9.2		17	1.1986	390	-----
24/11/2018	11	1440	5.44	500.24	92	22.51	9.02	9.09	29	.3101	840	-----
07/01/2019	11	600	5.14	622.57	121	26.8	7	6.42	28	.3907	280	-----
10/02/2019	11	1440	2.14	267.46	125	14.3	10.2	9.89	13	.5012	802	-----
25/03/2019	11	-	2.48	289.99	117	18.4	10.8	10.5	20	.5557	210	-----
16/04/2019	11	-	3.67	300.87	82	20.1	10.4	10.1	20	.4103	163	-----
13/08/2019	11	-	2.61	208.56	80	23.5	9	8.67	36	.6754	0	-----
30/08/2019	11	-	2.09	126.52	60	32.52	9.63		27	1.1643	166	-----
25/09/2019	11	1440	4.57	489.44	107	26.3	9.9	9.89	36	.431	262	-----
18/11/2019	11	1440	2.95	307.45	104	18.5	10.3	9.84	24	.4702	225	-----
24/12/2019	11	-	2	640.13	320	18.2	9.2		11	.6818	240	-----
27/12/2019	11	-	2.59	268.70	104	16.1	9.78		20	.4661	120	-----
09/02/2020	11	1440	2.17	192.16	89	18.04	10.01		15	.6241	210	-----
25/04/2020	11	1440	5.1	364.09	71	28.7	9.65	9.65	28	.4213	335	-----
28/05/2020	11	1440	4	450.41	113	22.1	9.6	9.69	30	.414	271	-----
22/08/2020	11	1440	2.57	307.71	120	18	10	9.48	38	.5243	100	-----

— Dernier Jaugeage :

- (16/04/2019) Duse = 11 mm ; Qh = 3.67 m<sup>3</sup>/h ;
- GOR = 82 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> ; Pt = 20.01 kgf/cm<sup>2</sup> ; T° = 20° C

## — Dernière mesure :

- (Build Up en 20/08/2016)
- $P_g = 449.44 \text{ kgf/cm}^2$  ;  $P_{fd} = 260.43 \text{ kgf/cm}^2$  ;  $Q = 1.97 \text{ m}^3/\text{h}$  ;  $P_t = 33 \text{ kgf/cm}^2$  ;
- $I_p = 0.0124 \text{ m}^3/\text{h}/\text{kgf/cm}^2$  ;  $HK = 436 \text{ m.md}$  ;  $Skin = +48.8$  ;  $Duse = 9.5 \text{ mm}$ .

Tableau 2 : Comparatif entre le BUILD UP et le DST.

Type de Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Débit (m <sup>3</sup> /h)		Index Prod Inj	HK			Skin	Duse	Remarque
		Gisement	Fond Dyn.	Tete				Proche	Lointain	(H <sub>w</sub> * K <sub>yz</sub> )			
DST	13/07/2008	469.99	226.59	31.23	Huile	8.4	.038	291	-	-	30.7	12.7	Puits d'exploration.
BUILD UP	20/08/2016	449.44	260.43	33	Huile	1.97	.0124	436	-	-	48.8	9.53	Mesure Perturbée (à refaire), PFD@-2926.07m.

## — Situation avant l'opération :

- Le puits est ouvert

## — Les équipements :

- 1 unité de coiled tubing
- 1 unité de pompage à haute pression
- 1 unité de N<sub>2</sub> à haute pression
- 2 bacs pour transport et mélanges des produits

## — Les produits :

- 60 m<sup>3</sup> eau traité avec 2% NH<sub>4</sub>CL
- 10 m<sup>3</sup> eau traité avec 3% NH<sub>4</sub>CL
- 6 m<sup>3</sup> nettoyage tubing 7.5% HCL
- 10 m<sup>3</sup> preflush /overflush HCL 7.5 %
- 10 m<sup>3</sup> mud acide(HCL 6% -1.5% HF)
- 12 m<sup>3</sup> nitrogène liquide
- 1 m<sup>3</sup> foam diversion

## 3.4.4. La date de traitement (preflush /overflush /mud acide traitement)

— 25 avril 2019

## a) Procédure de traitement :



- Nettoyage perforation avec tube clean et test annulaire, traitement matriciel avec preflush /over flush and mud acide.

**b) 1er jour tube clean :**

- Mise en place unité de pompage fluide et unité pompage nitrogène et citerne de produits
- Montage coiled tubing et ensemble des équipements remplissage réel de coiled tubing avec eau traité et test coiled tubing a5000 psi pendant 15 min
- Ouverture puits sur torche et pompé les fluides comme suit :
  - Eau traitée a 0.5 bpm avec nitrogène N2 a 20 lpm
  - CT a 3300 m augment eau traité à 1 bpm N2 à 30 lpm
  - CT topé au fond de puits pompé 6 m<sup>3</sup> tube clean HCL 7.5% en face les perforations avec max jetting 4000 psi 1.5bpm N2 à 30 lpm
- Évacuation de tous les fluides pompés sur torche.

**c) 2e jour traitement matriciel :**

- Ouverture puits sur torche et pompé eau traité 2% à 0.5 bpm jusqu'à topé fond de puits
- Remplir puits avec eau traité jusqu'à reture eau sur torche
- Gonflage des annulaires A et B
- **Étape 1**
  - CT à 3501 m Fermeture puits and squeeze 2.5 bpm preflush HCL 7.5 % et 5 m<sup>3</sup> mud acide (HCL 6% -HF 1.5%) et 2.5 m<sup>3</sup> ouverflush HCL 7.5 % à 0.6 bpm pression en coiled tubing = 4800 psi whp = 4800 psi pompé spacer 0.5 m<sup>3</sup> eau traitée 3% et 1m<sup>3</sup> faom diversion à 0.3 bpm avec N2 à 35 bpm et 0.5 m<sup>3</sup> eau traitée 3%
- **Étape 2**
  - CT à 3495 m squeeze 2.5 bpm preflush HCL 7.5 % et 5 m<sup>3</sup> mud acide (HCL 6% -HF 1.5%) et 2.5 m<sup>3</sup> ouverflush HCL 7.5 % à 0.8 bpm pression en coiled tubing = 4800 psi whp = 4500 psi
  - Pompé 2m<sup>3</sup> nitrogène et POOH CT avec pompage to évacuation tous les fluides sur torche jusqu'à reture huile +gaz sur torche

**d) Commentaire et conclusion :**

Le puits n'a pas réagi au traitement après les analyses laboratoire et échantillonnage au slick line et PLT et jaugeage, puits et produit de l'eau plus que de l'huile et du gaz ; ce problème est dû au changement de la muabilité de puits – pour ce service de la technique nouvelle DP IRRARA, on demande un traitement de solvant pour changement de la muabilité de puits.

### 3.4.5. Caractéristiques de production

- **Dernier Jaugeage :**
  - (09/02/2020) Duse = 11 mm ; Qh = 2.17 m<sup>3</sup>/h ;
  - GOR = 170 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> ; Pt = 18.04 kgf/cm<sup>2</sup> ; T° = 15° C

- **Situation avant l'opération :**
  - Le puits est ouvert
- **Les équipements :**
  - 1 unité de coiled tubing
  - 1 unité de pompage à haute pression
  - 1 unité de N2 à haute pression
  - 2 bacs pour transport et mélange des produits
- **Les produits :**
  - 23 m<sup>3</sup> deaodil
  - 15 m<sup>3</sup> 80% reformat +20% xylène
  - 12 m<sup>3</sup> alcoholic mutual solvent (ref+xylem+méthanole)
  - 12 m<sup>3</sup> nitrogène liquide

### 3.4.6. La date de traitement (alcohile-mutual-solvent)

- 07 aout 2019

#### a) Procédure de traitement :

- Nettoyage perforation avec tube clean et test annulaire, traitement matriciel avec alcohile-mutual-solvent

#### b) 1er jour tube clean :

- Mise en place unité de pompage fluide et unité pompage nitrogène et citerne de produits
- Montage coiled tubing et ensemble des équipements remplissage réel de coiled tubing avec eau traité et test coiled tubing à 5000 psi pendant 15 min
- Ouverture puits sur torche et pompé les fluides comme suit :
  - Eau traitée a 0.5 bpm avec nitrogène N2 a 20 lpm
  - CT a 3300 m augment eau traité à 1 bpm N2 à 30 lpm
  - CT topé au fond de puits pompé 6 m<sup>3</sup> tube clean HCL 7.5% en face les perforations avec max jetting 4000 psi 1.5 bpm N2 à 30 lpm
- Évacuation de tous les fluides pompés sur torche.

#### c) 2e jour traitement matriciel :

- Ouverture puits sur torche et pompé reformat /xylen à 0.5 bpm jusqu'à topé fond de puits
- Remplir puits avec deaodil jusqu'à reture deaodil sur torche
- Gonflage des annulaires A et B
- CT à 3497 m pompé 12 m<sup>3</sup> alcohile-mutual-solvent 0.8 -2 bpm pression en coiled tubing = 4600 psi whp = 750 psi pompé 6 m<sup>3</sup> REF/XYLEN puis 5 m<sup>3</sup> eau douce puits fermé pour interagir toute la nuit.

#### d) 3e jour kick off :

- Ouverture puits sur torche et descende coiled tubing avec circulation nitrogène à 25lpm pour évacuation de tous les fluides sur torche.

e) **Commentaire et conclusion :**

- Le puits a réagi au traitement.
- Jaugeage après l'opération  $Q = 5.1 \text{ m}^3/\text{h}$
- Le traitement d'alcohole-mutual-solvant a rapporté un gain de production de  $2.93 \text{ m}^3/\text{h}$  et compte tenu du potentiel initial de puits  $5.35 \text{ m}^3/\text{h}$  jaugeage de (02/11/2015).

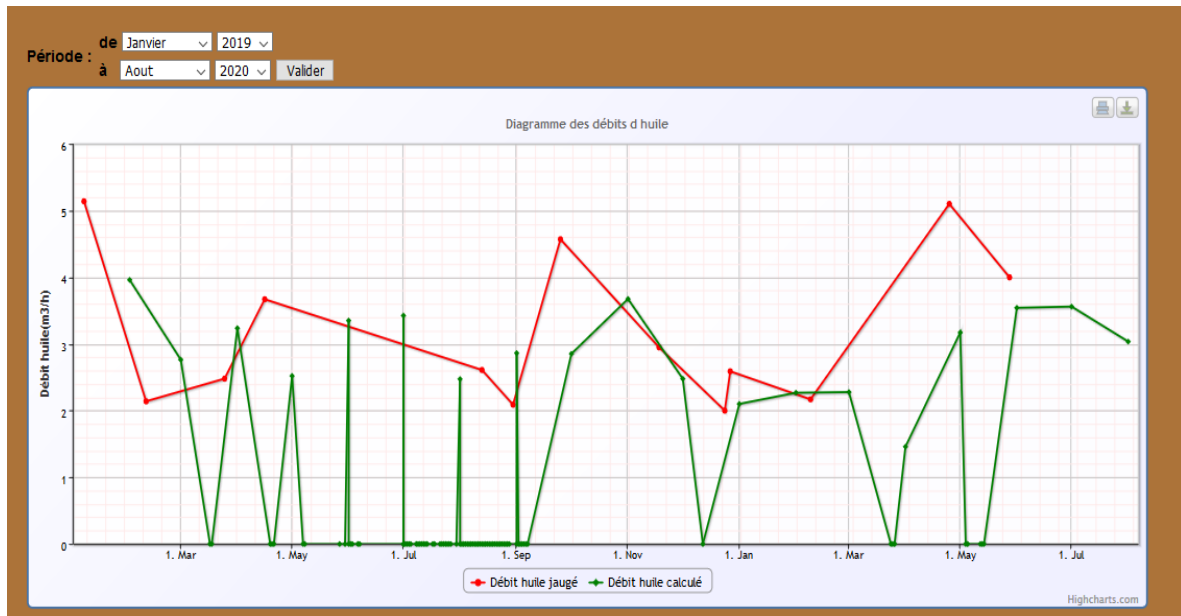


Figure 4 : Diagramme de débit d'huile de janvier 2019 à Août 2020.

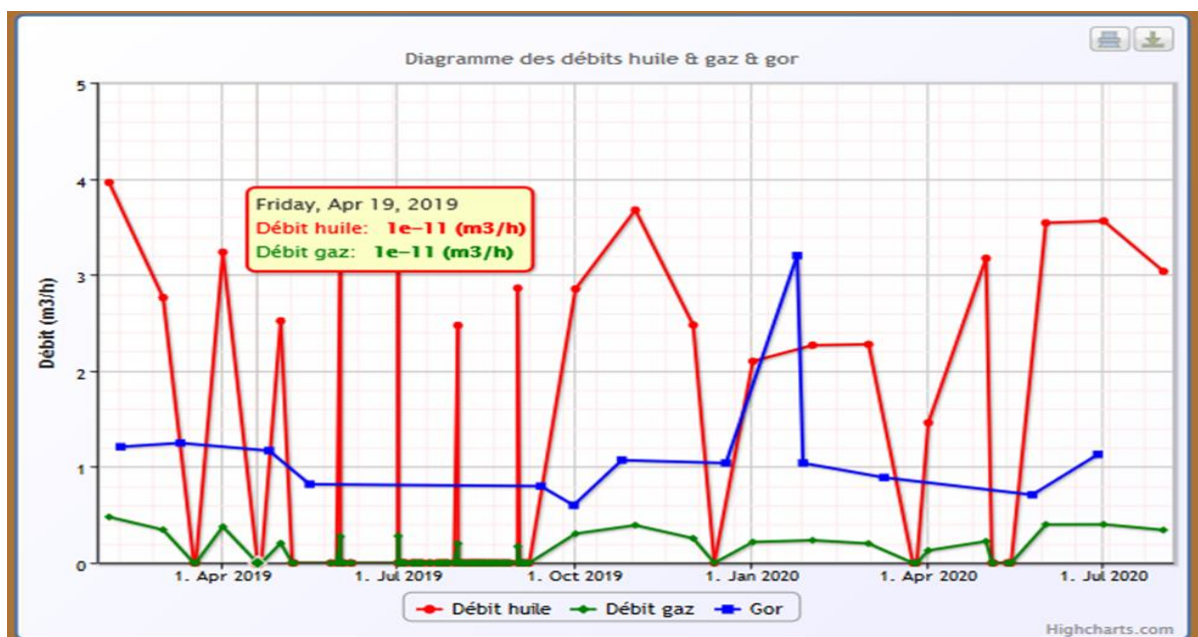
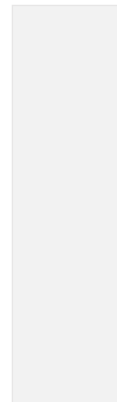


Figure 5 : Diagramme de débits d'huile et gaz et GOR.

### **Conclusion**

Après la vérification et le suivi élaboré dans le champ de Hassi Guettar, un suivi permanent évitera l'endommagement des puits en utilisant comme stratégie de travail le traitement à acide.

# **Conclusion et recommandations**



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

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

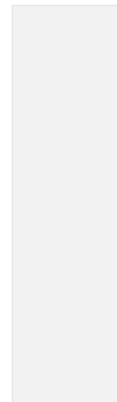
- La détermination du type d'endommagement est essentielle pour la sélection du traitement adéquat.
- L'acidification des puits endommagés par les interventions (Snubbing ou Work over) rapporte plus de gain par rapport aux puits endommagés naturellement (migration de fines).
- Plus les skins d'endommagement sont grands, plus les rendements des opérations sont meilleurs.
- Malgré la réduction de l'endommagement de quelques puits, le gain en débit a été masqué par d'autres problèmes d'exploitation.
- Malgré la puissance de dissolution du Mudacid, il est caractérisé par une faible pénétration dans la formation.

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

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

- Éviter l'acidification des puits déjà fermés, de fort GOR, de WOR élevé et de mauvaise perméabilité.
- L'augmentation des volumes d'acide en utilisant des acides retardés comme le clay-acid pour éviter l'éboulement des parois du puits et une meilleure perméabilité.

# Références bibliographiques





1. BOURDAROT G., *Interprétation des essais de puits*, Juin 1990.
2. DAVIAU F., *Cours des essais de puits*, ENSPM Formation Industrie.
3. *Manuel d'acidification des réservoirs*, Éditions Technip, Paris, 1983.
4. MICHEL J., *Économie*,
5. *Programme d'acidification des puits et Rapports journaliers des opérations* (Hassi Guettar West, division EP). site web <https://dspace.univ-ouargla.dz/jspui/handle/123456789/19342> en 2020
6. *Rapport géologique*, Document Sonatrach, Service Géologie, 1999.
7. THOMAS and ALLEN O. and ROBERTS Alan P., *Production Operations* (Well Completions, Work Over and Stimulation).