



Université Abderrahmane Mira de Bejaia

Faculté de Technologie

Département des Mines et géologie

# *Memoire de Fin d'Etudes*

En vue de l'obtention du Diplôme de Master en Mines

Option : Exploitation Minière

*Présenté par*

KEBBAL Amel

DIBOUCHE Nabila

**Thème**

***Stimulation par acidification au puits : OKS64,  
OKS51, BKHE1 et BKRS1  
(Champ de Haoud Berkaoui)***

Soutenu le / 06 /2016 devant le jury composé de:

Présidente: M<sup>me</sup> KAMLI Warda

Promotrice: M<sup>me</sup> KICHER Kahina

Examineur: M<sup>r</sup> GUELMAMI Ali

***Année Universitaire: 2015-2016***

## Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu, notre créateur, pour le courage et la force qu'il nous a donné pour effectuer ce travail.

Nous remercions chaleureusement notre promotrice M<sup>me</sup> KICHER Kahina pour son aide, sa disponibilité, sa générosité et ses conseils judicieux durant toute la période du projet.

Notre respect au membre du jury qui nous fera l'honneur d'apprécier notre travail. M<sup>me</sup> KAMELI Warda d'avoir accepté de présider le jury et M<sup>r</sup> GUELMAMI Ali d'avoir accepté d'examiner ce mémoire.

Nous remercions également notre encadreur M<sup>r</sup> NACER Abdelkader qui nous 'avons éclairé durant la réalisation de ce travail. Et notre Co promoteur M<sup>r</sup> BOUISSOU Hamada. Pour nous avoir suivis tout au long de stage pratique.

Et remercie les meilleurs ingénieurs de HBK Monsieur: LAOUAR Abderrahmane, RAJDAL Hani.

Nous ne saurons oublier de remercier également M<sup>r</sup> benssaci le chef de service personnel DP de nous avoir acceptés au sein de l'entreprise SONATRACH.



## *Dédicace*

*Pour chaque début il y a une fin, et ce qui beau dans toute fin c'est la réussite*

*Et l'atteinte du but.*

*Je dédie ce modeste travail, fruit de très longues années de travail:*

*A la seule femme de ma vie qui à énormément souffert pour faire de moi ce que*

*je suis et qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de*

*prier pour moi ; Ma très chère Mère.*

*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.*

*A mes trois adorables soeurs.*

*A toute ma grande famille, KEBBAL et BENKHOUDJA.*

*A mes meilleurs amis NABILA, FADILA, HOURIA, MERIEM*

*IBTISSEM, KHADIDJA*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme*

*BIBOUCHE NABILA*

# *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 chères parents.***

*Que je ne saurais jamais remercier assez pour leurs sacrifices et leur présence durant mes études et toute ma vie.*

- *A mes frères : Khaled ,Mohamed*
- *A mes sœurs : Mokhtaria, Kadaria, Badra, Wahiba, Wissem*
  - *A toute la famille : **DIBOUCHÉ***
  - *A mon fiancer Samir*
- *A mes amies proches Fadila ,Amel, Khadidja, Ibtissem, Hassiba , Houria, Meriem*
- *A toute les personne de département : Mines et Géologie.*
  - *A notre promotrice : Mme KICHER Kahina*

*Nabila*



## Liste des abréviations et des symboles

### Liste des abréviations

**BDA** : Break Down Acid.

**BJSP** : Byron Jackson Service aux puits

**BU** : Build Up.

**CCE (CT)**: Coiled Tubing.

**CFPA** : La Compagnie Française de Pétrole Algérien.

**DAD** : Dowell Acid Dispersion.

**F1** : Faille1.

**F2** : Faille2.

**Ft** : foot (pied).

**FS** : Formulation Sandstone.

**GLA** : Guellala.

**GOR** : Gas Oil Ratio (rapport gaz/huile).

**GLC** : Gaz Lift Conventionnel.

**HBK** : Haoud Berkaoui.

**HF** : Acide Fluorhydrique.

**HCL** : Acide Chlorhydrique.

**LBU** : Longue Build Up.

**MSR** : Mud and Silt Remover.

**MA** : Mud Acid.

**PH** : Potentiel Hydrogène.

**PLT** : Production Logging Tools.

<b>RU</b>	: Roche éruptive.
<b>SI</b>	: Série Inferieure.
<b>S</b>	: Skin.
<b>SBU</b>	: Short Build Up.
<b>SH DP</b>	: Sonatrach Division de Production.
<b>T1</b>	: Trias1.
<b>T2</b>	: Trias2.
<b>TAG</b>	: Trias argilo-gréseux.
<b>WOR</b>	: Water Oil Ratio (rapport eau/huile).

### Liste des symboles

<b>D<sub>CCE</sub></b>	: Diamètre de Coiled Tubing.
<b>G<sub>F</sub></b>	: Gradient de fracturation.
<b>H<sub>mi,perfos</sub></b>	: Hauteur a mis perfos.
<b>H<sub>u</sub></b>	: Hauteur des grés utile.
<b>H<sub>Perforé</sub></b>	: Hauteur total perforé.
<b>K</b>	: Permeabilité.
<b>P<sub>hyd</sub></b>	: Pression hydrostatique.
<b>P<sub>frac</sub></b>	: Pression de fracturation.
<b>P<sub>g</sub></b>	: Pression de gisement.
<b>P<sub>T</sub></b>	: Pression de tête.
<b>P<sub>f</sub></b>	: Pression du fond.
<b>Q</b>	: Débit.
<b>r<sub>w</sub></b>	: Rayon du puits.

**$R_d$**  : Rayon de drainage.

**$\beta$**  : Facteur volumétrique de fond.

**$\mu$**  : Viscosité de l'acide.

**$\emptyset$**  : Porosité.

**"** : Pousse.

**$\Delta P_{\text{Sécurité}}$**  : Marge de sécurité.

**$\Delta P_{\text{tbg}}$**  : les pertes de charge dans le tubing (psi).

### Tableau des unités

Symbole	Unité
P	psi
B	bbl /STB
$\mu$	Centipoise
K	Millidarcy
Q	BPM=bbl/min
$Q_{N2}$	L/min
$G_f$	psi

### Conversion des unités:

1m =3, 28 ft

1 kg/cm<sup>2</sup> =14,223psi

1 inch =2, 54 m



## Liste des figures

### Partie théorique

<b>Figure I.1 :</b> Situation géographique de HBK .....	<b>6</b>
<b>Figure I.2 :</b> Les champs de la région de Haoud-Berkaoui .....	<b>8</b>
<b>Figure I.3 :</b> Colonne stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui .....	<b>6</b>
<b>Figure I.4 :</b> Section stratigraphique du trias argilo gréseux.....	<b>14</b>
<b>Figure II.1:</b> Coupe technique d'un puits .....	<b>19</b>
<b>Figure II.2 :</b> Circuit du fluide de forage.....	<b>21</b>
<b>Figure III.1 :</b> Localisation du colmatage .....	<b>25</b>
<b>Figure III.2 :</b> Skin de pénétration partielle .....	<b>29</b>
<b>Figure III.3 :</b> Skin de perforation.....	<b>26</b>
<b>Figure IV.1:</b> Effet de stimulation .....	<b>32</b>
<b>Figure IV.2 :</b> L'effet de l'acide sur la porosité de la formation .....	<b>34</b>
<b>Figure IV.3 :</b> L'unité de coiled tubing .....	<b>39</b>
<b>Figure IV.4:</b> Constituants typiques des grés .....	<b>41</b>

### Partie pratique

<b>Figure V.1 :</b> Variation de débit de production annuelle du puits OKS51 .....	<b>58</b>
<b>Figure V.2 :</b> Variation de débit de production annuelle du puits BKHE1 .....	<b>62</b>
<b>Figure V.3 :</b> Variation de débit de production annuelle du puits OKS64 .....	<b>65</b>
<b>Figure V.4 :</b> Variation de débit de production annuelle du puits BKRS1.....	<b>69</b>



## Liste des tableaux

### La partie théorique

**Tableau I.1** : Les caractéristiques pétro-physiques de ces trois champs .....15

**Tableau III.1** : La différence de pression entre le fluide de forage et le réservoir principal (SI) dans les quatre puits.....27

### La partie pratique

**Tableau V.1** : Type d'acide utilisé selon société de service.....55

**Tableau V.2** : Données pétrophésiques moyennes du puits OKS51.....56

**Tableau V.3** : Calculs d'acidification du puits OKS51.....57

**Tableau V.4** : Données pétrophésiques moyennes du puits BKHE1.....60

**Tableau V.5** : Calculs d'acidification du puits BKHE1.....60

**Tableau V.6** : Données pétrophésiques moyennes du puits OKS64 .....63

**Tableau V.7** : Calculs d'acidification du puits OKS64.....64

**Tableau V.8** : Données pétrophésiques moyennes du puits BKRS1.....67

**Tableau V.9** : Calculs d'acidification du puits BKRS1.....68

**Tableau V.10** : Synthèse des opérations d'acidification et recommandation.....70

## Sommaire

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

**Introduction générale..... 1**

**Historique d’acidification..... 2**

**Problématique.....4**

### **Chapitre I : Présentation du champ de Haoud Berkaoui**

**I.1 Introduction ..... 5**

**I.2 Situation géographique ..... 5**

**I.3 Historique de la région ..... 6**

**I.4 Les principaux champs de HBK ..... 7**

**I.4.1 Le champ de Haoud Berkaoui ..... 7**

**I.4.2 Le champ de BenKahla ..... 7**

**I.4.3 Le champ de Guellala ..... 8**

**I.4.4 D’autres petits champs périphériques ..... 8**

**I.5 Aspect structurel de la région de HBK ..... 9**

**I.6 Stratigraphie de la région et environnement de dépôt de réservoir ..... 10**

**I.6.1 Cénozoïque ..... 11**

**I.6.2 Mésozoïque ..... 11**

**I.6.2.1 Crétacé ..... 11**

**I.6.2.2 Jurassique ..... 11**

**I.6.2.3 Trias ..... 12**

**I.6.3 Paléozoïque ..... 12**

<b>I.7 Aperçu sur les trois réservoirs .....</b>	<b>12</b>
<b>I.7.1 La série inferieure.....</b>	<b>13</b>
<b>I.7.2 Le Trias T1 .....</b>	<b>13</b>
<b>I.7.3 Le Trias T2.....</b>	<b>13</b>
<b>I.8 Les caractéristiques initiales du réservoir .....</b>	<b>14</b>
<b>I.9 Les caractéristiques pétrophysiques des champs de HBK .....</b>	<b>15</b>
<b>I.10 Les problèmes et les remèdes d’exploitation. ....</b>	<b>15</b>
<b>I.10.1 Les problèmes .....</b>	<b>15</b>
<b>I.10.2 les remèdes.....</b>	<b>15</b>
<b>I.11 Conclusion.....</b>	<b>16</b>
 <b>Chapitre II : le forage pétrolier</b>	
<b>II.1 Introduction.....</b>	<b>17</b>
<b>II.2 Objectif du forage .....</b>	<b>17</b>
<b>II.3 Programme de forage .....</b>	<b>17</b>
<b>II.3.1 Phase 26'' .....</b>	<b>17</b>
<b>II.3.2 Phase 12 1/4'' .....</b>	<b>18</b>
<b>II.3.3 Phase 8 1/2'' .....</b>	<b>18</b>
<b>II.3.4 Phase 6'' .....</b>	<b>18</b>
<b>II.4 Le fluide de forage .....</b>	<b>20</b>
<b>II.4.1 Les caractéristiques du fluide de forage.....</b>	<b>20</b>
<b>II.4.2 Circuit du fluide de forage .....</b>	<b>20</b>
<b>II.5 Difficulté rencontré durant le forage .....</b>	<b>21</b>
<b>II.6 Conclusion .....</b>	<b>22</b>

---

## **Chapitre III: Types et analyse des endommagements**

<b>III.1. Introduction .....</b>	<b>23</b>
<b>III.2. Signification de l'endommagement .....</b>	<b>23</b>
<b>III.3 Facteurs causant l'endommagement.....</b>	<b>23</b>
<b>III.3.1 Endommagement du au forage .....</b>	<b>23</b>
<b>III.3.1.1 Invasion par la boue de forage.....</b>	<b>23</b>
<b>III.3.1.2 Cimentation du liner.....</b>	<b>24</b>
<b>III.3.1.3 Gonflements des argiles.....</b>	<b>24</b>
<b>III.3.2 Endommagements dû à la production .....</b>	<b>24</b>
<b>III.3.2.1 Dépôts d'asphaltène.....</b>	<b>24</b>
<b>III.3.2.2 Dépôts de sels .....</b>	<b>24</b>
<b>III.3.2.3 Dépôts de sulfates.....</b>	<b>24</b>
<b>III.3.2.4 Dépôts mixtes .....</b>	<b>24</b>
<b>III.3.3 Endommagement du au Work-Over .....</b>	<b>24</b>
<b>III.4 Localisation de l'endommagement .....</b>	<b>25</b>
<b>III.4.1 A les parois du puits .....</b>	<b>25</b>
<b>III.4.2 Dans le puits .....</b>	<b>25</b>
<b>III.4.3 Aux abords du puits .....</b>	<b>26</b>
<b>III.5 Analyse d'endommagement du réservoir principal à HBK.....</b>	<b>26</b>
<b>III.5.1 Cas ou le tubage 7 est posé dans les andésites.....</b>	<b>26</b>
<b>III.5.2 Forage des deux réservoirs Trias 1 et Série inferieur en même temps.....</b>	<b>26</b>
<b>III.6 Interprétation .....</b>	<b>27</b>



---

<b>III.7 Détection des endommagements .....</b>	<b>28</b>
<b>III.8 Le Skin.....</b>	<b>28</b>
<b>III.8.1 Définition de Skin .....</b>	<b>28</b>
<b>III.8.2 Origine de Skin .....</b>	<b>29</b>
<b>III.8.2.1 Les perforations .....</b>	<b>29</b>
<b>III.8.2.2 La pénétration partielle.....</b>	<b>29</b>
<b>III.8.2.3 Endommagement global.....</b>	<b>29</b>
<b>III.9 Conclusion.....</b>	<b>30</b>
 <b>Chapitre IV : Acidification matricielle</b>	
<b>IV.1 Introduction .....</b>	<b>31</b>
<b>IV.2 Notion de stimulation .....</b>	<b>31</b>
<b>IV.3 Les principaux types de stimulation .....</b>	<b>32</b>
<b>IV.3.1 La fracturation hydraulique .....</b>	<b>32</b>
<b>IV.3.2 La Fracturation à L'acide .....</b>	<b>33</b>
<b>IV.3.3 L'acidification matricielle .....</b>	<b>33</b>
<b>IV.3.4 Lavage aux solvants.....</b>	<b>33</b>
<b>IV.4 Stimulation par acidification .....</b>	<b>33</b>
<b>IV.5 But d'acidification .....</b>	<b>34</b>
<b>IV.6 Information nécessaire à tous projet d'acidification .....</b>	<b>34</b>
<b>IV.6.1 Rapport géologique .....</b>	<b>35</b>
<b>IV.6.2 Rapport de production du champ .....</b>	<b>35</b>
<b>IV.6.3 Rapport d'implantation et de complétion du puits .....</b>	<b>35</b>
<b>IV.6.3.1 Position stratigraphique .....</b>	<b>35</b>
<b>IV.6.3.2 Historique de forage .....</b>	<b>35</b>
<b>IV.6.3.3 Diagraphie .....</b>	<b>35</b>
<b>IV.6.3.4 Analyse des carottes .....</b>	<b>36</b>
<b>IV.6.3.5 Rapport de test .....</b>	<b>36</b>

<b>IV.7 Critères pour une acidification .....</b>	<b>36</b>
<b>IV.8 Les différentes étapes d'un traitement à l'acide .....</b>	<b>37</b>
IV.8.1 Le tube clean et nettoyage des perforations .....	37
IV.8.2 Le Traitement matriciel .....	37
IV.8.2.1 Le preflush .....	37
IV.8.2.2 Le traitement principal .....	38
IV.8.2.3 L'Overflush .....	38
<b>IV.9 Appareil utilisé.....</b>	<b>38</b>
IV.9.1 Domaine d'utilisation du Coiled Tubing .....	39
IV.9.2 Avantages de coiled tubing.....	39
IV.9.3 Limitation de l'utilisation de Coiled Tubing .....	40
<b>IV.10 Acidification des réservoirs gréseux .....</b>	<b>40</b>
IV.10.1 Caractéristiques des formations gréseuses .....	40
IV.10.2 Action des acides sur les réservoirs gréseux .....	41
IV.10.2.1 Acide chlorhydrique (HCL) .....	41
IV.10.2.2 Acide fluorhydrique (HF) .....	42
IV.10.2.3 Réactions secondaires .....	43
<b>IV.11 les principaux acides utilisés à Haoud Berkaoui .....</b>	<b>44</b>
IV.11.1 Mud and Silt Remover (M.S.R).....	44
IV.11.2 Break Down Acid (B.D.A).....	45
IV.11.3 Dowell Acid Dispersion (D.A.D) .....	45
IV.11.4 Formulation Sandstone 2000 .....	45
IV.11.5 Sandstone Completion Acid .....	46
IV.11.6 BJ-Sandstone Acid .....	46
IV.11.7 Autres types d'acide .....	47
IV.11.7.1 Acides organiques .....	47
IV.11.7.2 Acides acétique (CH <sub>3</sub> COOH).....	47
IV.11.7.3 Acide formique (HCOOH) .....	47
IV.11.7.4 Organic Clay acid .....	47
IV.11.7.5 Clay acid (acide fluoborique HBF <sub>4</sub> ) .....	47

<b>IV.12 Les additifs .....</b>	<b>47</b>
IV.12.1 Inhibiteurs de corrosion .....	48
IV.12.2 Agents complexant du fer .....	48
IV.12.3 Les désémulsifiants .....	48
IV.12.4 Les antisludges .....	48
IV.12.5 Les agents tensioactifs .....	48
IV.12.6 Les agents de diversion.....	48
IV.12.7 Les stabilisateurs d'argile .....	49
<b>IV.13 Choix du type d'acide .....</b>	<b>49</b>
<b>IV.14 Calculs nécessaires pour l'acidification.....</b>	<b>50</b>
IV.14.1 Calcul du volume d'acide nécessaires pour l'acidification .....	50
IV.14.2 Calcul du débit d'injection.....	51
IV.14.3 Calcul de la pression maximale d'injection .....	52
IV.14.4 La pression de traitement en surface .....	52
IV.14.5 La pression de traitement au fond du puits.....	52
IV.14.6 La pression hydrostatique .....	52
IV.14.7 Les pertes de charge dans le CCE .....	53
<b>IV.16 conclusion .....</b>	<b>53</b>
<b>Chapitre V : Partie pratique</b>	
<b>V.1 Introduction.....</b>	<b>54</b>
<b>V.2 Le choix des puits candidats.....</b>	<b>54</b>
<b>V.3 Historique des puits .....</b>	<b>55</b>
V.3.1 Puits OKS51.....	55
V.3.1.1 Données de base .....	56
V.3.1.2 Les calculs effectués pour l'acidification du puits OKS51 .....	57
V.3.1.3 Exécution de l'opération .....	57
V.3.2.4 L'évaluation de l'acidification du puits OKS51 .....	58
V.3.2 Puits BKHE1.....	59
V.3.2.1 Données de base .....	59

---

V.3.2.2 Les calculs effectués pour l'acidification du puits BKHE1 .....	60
V.3.2.3 Exécution de l'opération .....	61
V.3.2.4 L'évaluation de l'acidification du puits BKKHE1 .....	62
V.3.3 Puits OKS64.....	62
V.3.3.1 Données de base .....	63
V.3.3.2 Les calculs effectués pour l'acidification du puits OKS64 .....	64
V.3.3.3 Exécution de l'opération .....	64
V.3.3.4 L'évaluation de l'acidification du puits OKS64 .....	65
V.3.4 Puits BKRS1 .....	66
V.3.4.1 Données de base .....	66
V.3.4.2 Les calculs effectués pour l'acidification du puits BKRS1 .....	67
V.3.4.3 Exécution de l'opération .....	68
V.3.4.4 L'évaluation de l'acidification du puits OKS64 .....	69
III.4 Conclusion .....	71
Conclusion générale .....	72



## Introduction générale

L'huile et le gaz constituent des matières premières de grande importance dans le domaine de l'industrie, ils sont considérés comme les principales sources d'énergie.

L'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz consiste à ramener les hydrocarbures du réservoir jusqu'en surface. Toutefois, durant la vie d'un gisement, la productivité des puits diminue après une certaine période de production et ceci est dû soit à une déplétion naturelle soit à la suite d'un éventuel endommagement de la roche réservoir. Ce dernier peut être évalué aux moyens des essais de puits.

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

Le but d'un traitement par acidification est l'élimination d'un colmatage aux abords du puits et restauration de la perméabilité initiale de la couche afin de récupérer le maximum d'hydrocarbures et d'assurer de façon continue et rentable le niveau de production nécessaire. Il convient donc avant toute campagne d'acidification de procéder à une étude complète en commençant par le diagnostic, la localisation et la nature de l'endommagement et des tests de laboratoire pour prévenir l'incompatibilité de l'acide avec la roche et les fluides présents.

Cette présente étude aborde l'opération d'acidification dans son aspect général et détaillé à savoir:

- causes et lieu d'endommagement ;
- choix d'acides ;
- déroulement de l'opération ;
- exemple des cas réels à Haoud Berkaoui.

Le but de cette étude est d'évaluer les résultants des traitements à l'acide dans le champ de Haoud Berkaoui.

## Historique de l'acidification

Depuis environ une centaine d'années, la stimulation par acidification est pratiquée dans le but de restaurer ou d'améliorer la productivité des réservoirs pétroliers.

En 1894, deux chimistes américains H. Frash et J.W. Van Dyke, respectivement chef chimiste et directeur de la solar oil refinery LIMA ; estimèrent qu'un traitement à l'acide par dissolution d'une partie de la formation peut élargir les pores et mettre en communication les canaux drainant le pétrole dans la matrice ; ils présentent à cet effet deux brevets couvrant l'acide sulfurique.

Le premier traitement acide sur puits eut lieu en 1895 ; il est signalé dans le « Oil City, Pa. Derrick » en date du 10 octobre 1895.

Le 21 mars 1896, le "Derrick" annonce que la méthode avait dépassé le stade expérimental ; il semble cependant que l'acidification soit ensuite tombée dans l'oubli.

En 1928, la Gypsy Oil Compagnie, dans le Glenn Pool (Oklahoma) fait de l'acidification un succès en dissolvant des dépôts calcaires dans des puits producteurs, les premières données exploitables après stimulation sont obtenues par la compagnie pure-oil-co qui devait développer un champ dans le central Michigan Bassin.

L'opération a eu lieu le 11 février 1932 sur le puits Fox n° -06-, le fluide utilisé était l'acide chlorhydrique à 15% avec de l'acide arsénieux ; le traitement fut effectué en deux fois 1.9 m<sup>3</sup> de solution acide à chaque fois. Avant acidification, Fox n° (06) produisait 0.65 m<sup>3</sup>/j ; après traitement 2.5 m<sup>3</sup>/j.

En 1937, la société Dowel utilise un mélange d'acide chlorhydrique, de fluorure, d'inhibiteur de corrosion, de désémulsifiant et de tensioactif pour le traitement des formations gréseuses en Californie pour dissoudre les silicates de la formation et des fluides de forage ; le mélange prend le nom de Mud Acid et il est aussi utilisé avec succès dans les puits de la Golf toast, Texas

En 1964, Halliburton propose un acide retardé par adjonction d'un tensioactif anionique rendant la roche mouillable à l'huile.

Depuis, de nouveaux progrès ont été réalisés grâce à des études théoriques et expérimentales et à une analyse des résultats obtenus sur le champ. Il se sont traduits par l'apparition de nouveaux adjuvants d'acidification, des méthodes pour obtenir l'acide fluorhydrique in situ et par une adaptation du traitement à chaque cas considéré.

Les diverses études qui ont été faites dans le domaine de l'acidification ont abouti alors à l'élaboration de plusieurs compositions d'acide qui permettent de satisfaire :

- Une meilleure répartition de l'acide (agent colmatant temporaire...) ;
- Une meilleure protection des équipements contre la corrosion ;
- Réduire au maximum les réactions secondaires.

## Problématique

Plusieurs puits producteurs d'huile avec des endommagements jugés bon candidats à la stimulation par acidification sont ajournés à cause des risques d'accentuer la production d'eau. La perméabilité relative à un fluide donné est un paramètre essentiel qui déterminerait l'acheminement de l'acide à travers les pores en fonction du fluide présent.

Cette étude a pour objet la stimulation de la roche réservoir des puits BKHE1, BKRS1, OKS64, OKS51 du champ de Haoud Berkaoui afin d'améliorer leurs capacité d'écoulement.

Les puits BKHE1, BKRS1, OKS64, OKS51 sont des puits producteurs d'huile. Ils ont subis une diminution du potentiel en raison des endommagements. Ces derniers créent un obstacle au niveau des abords des puits. Ces puits ont connu des baisses de pression significatives ce qui a nécessiter des interventions pour améliorer la production.

Dans ce fait, les compagnies de service SCHLUMBERGER, HALLUBERTON, BJSP ont proposé au département Technique Puits de la direction Engineering et Production-SONATRACH des acides afin de réaliser une stimulation sélective (zone à huile seulement) selon la nature de l'endommagement des puits afin de remédier à ce problème.

L'efficacité des solutions envisagées n'est confirmée qu'après la réalisation de la stimulation.

La problématique qui reste à résoudre :

Est-ce qu'on peut dire que la stimulation par acidification est réussite ou non ? Et est qu'elle donne des bons résultats ?



## **Chapitre I : présentation du champ de Haoud Berkaoui**

### **I.1 Introduction**

La plate-forme saharienne est située au Sud de l'Algérie alpine et appartient au Craton Nord-Africain. Elle comprend un socle Précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes. [1]

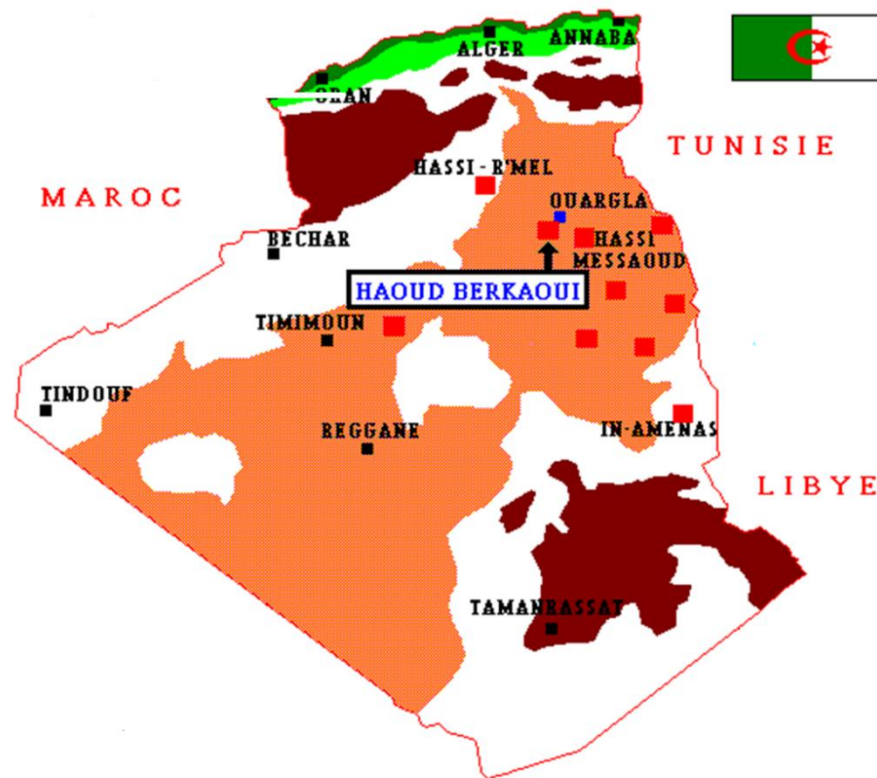
Le champ de Haoud Berkaoui se situe au Nord du Sahara Algérien. C'est l'un des dix principales zones productrices d'hydrocarbures de ce dernier avec une superficie globale d'environ 6300 km<sup>2</sup> et des réserves de 347,5.10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique. [1]

### **I.2 Situation géographique**

La région de Haoud-Berkaoui fait partie du bassin d'Oued-Mya. Ce dernier se situe dans la partie Nord de Sahara Algérien. Elle se trouve à une trentaine de kilomètres au Sud-Ouest de la wilaya d'Ouargla. Géologiquement elle se positionne entre les deux régions de Hassi-Messaoud et de Hassi- R'mel à 700 km au Sud- Est de la capitale, Alger et à environ 100Km à l'Ouest de Hassi- Messaoud (Figure I.1). [1]

Cette région est constituée de terrains d'âge Cambrien. Elle est limitée au point de vue gisement, par la zone haute de Djamaa –Touggourt au Nord, par le môle de Talemzane (Hassi R'mel) au Nord-Ouest et le môle de Hassi Messaoud au Sud-Est.

La région de Haoud-Berkaoui se situe au Nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidente orientée NE-SO. [1]



**Figure I.1:** Situation géographique de Haoud Berkaoui. [1]

### I.3 Historique de la région

La direction régionale de Haoud Berkaoui se trouve dans la commune de Rouissat à 25 Km du chef-lieu de la wilaya d'Ouargla. La région a été gérée par Hassi- Messaoud jusqu'à 1975, l'année dans laquelle est devenue autonome. [2]

Les études géophysiques réalisées dans la région de Ouargla ont permis de connaître l'existence de deux (2) structures appelées : Haoud Berkaoui et Benkahla, toutes les deux situées sur une surface d'exploitation de 1600 Km<sup>2</sup>. [3]

Le premier sondage de la région était à Ouargla en 1963. C'était en Mars 1965 qu'on a implanté le premier sondage OK101 au sommet de la structure de Haoud Berkaoui qui a localisé une accumulation d'huile légère d'une densité  $d=0.8$  dans la série inférieure (SI) du Trias argilo-gréseux (TAG) par la Compagnie Française de Pétrole Algérien (CFPA). Ce forage a atteint le Gothlandien à 3327,8 m (premier horizon Paléozoïque rencontré sous la discordance Triasique). [4]

Le test de production effectué par la CFPA donna un débit de 11 m<sup>3</sup>/h avec une pression de gisement de 520 kg/cm<sup>2</sup> et un GOR de 101m<sup>3</sup>/h. Ce test réussit était promoteur, il persuada

les producteurs à implanter d'autres puits aux alentours de la structure, ce qui a permis de mettre en évidence d'autres gisements périphériques. [4]

A ce jour, 100 puits sont en exploitation, repartis sur l'ensemble des champs, dont 73 puits en gaz lift et 27 éruptifs. Les autres puits qui sont au nombre de 26 sont des puits injecteurs d'eau du maintien de pression. La production cumulée depuis l'origine est de 86 millions de m<sup>3</sup>, pour des réserves en place de 472 millions de m<sup>3</sup>. [4]

Toutes les quantités d'huiles et de gaz récupérées sont acheminées vers les différents centres de production de la région. Les activités principales de la région sont :

- La production d'huile ;
- La production de gaz associé (gaz de vente et gaz lift) ;
- L'injection d'eau.

Sa production d'huile est reliée au 28" Haoud- EL- Hamera/ Arzew par un 10" à partir des centres de production de Haoud Berkaoui (production de Berkaoui et de Benkahla) et un 8" à partir du centre de Guellala (production de Guellala, Guellala Nord- Est et la périphérie). [9]

## **I.4 Les principaux champs de HBK**

La région de Haoud Berkaoui est composée essentiellement de trois champs principaux (Berkaoui, Benkahla, Guellala) et des petites structures de la périphérie qui sont répartis sur une superficie de 6300km<sup>2</sup>. [12]

Les principaux champs sont : (Figure I.2)

### **I.4.1 Le champ de Haoud Berkaoui**

Fût découvert en Mars 1965 par la Compagnie française de pétrole Algérien (CFPA) par le forage du puits OK101 situé au sommet de la structure.

Il s'étend sur une superficie de 175Km<sup>2</sup>. La mise en production de ce gisement a eu lieu en Janvier 1967. La profondeur moyenne est de 3550m. Il produit par sa propre pression de réservoir aidée par l'injection d'eau pour le maintien de pression (dans certaines zones) et le gaz-lift.

### **I.4.2 Le champ de Benkahla**

Découvert en Novembre 1966 par la même Compagnie (CFPA) par le forage du puits OKP 24 sur une superficie de 72 Km<sup>2</sup>. Le champ de Benkahla a été mis en production le 02 Mai 1967. La profondeur moyenne est de 3550 m. Il produit par sa propre pression de réservoir aidée par le maintien de pression et le gaz lift.

### I.4.3 Le champ de Guellala

Ce gisement est découvert le 28 Octobre 1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35 Km<sup>2</sup>. Sa mise en production a eu lieu en Février 1973. La profondeur moyenne est de 3500 m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz- lift.

### I.4.4 D'autres petits champs périphériques

Parmi ces champs on peut citer :

N'Goussa .

Draa Tamra .

Moukh El Kebch .

Garete Chouf .

Mellala .

Sahane .

Boukhazana.

El Haicha.

Ouarsenis .

Bab El Hattabet .

Takhoukhet .

Haniet El Moukhta.

Arif.

Hanjet Rel Beida .

Kef El Agoub.

Guellala Nord-Est .

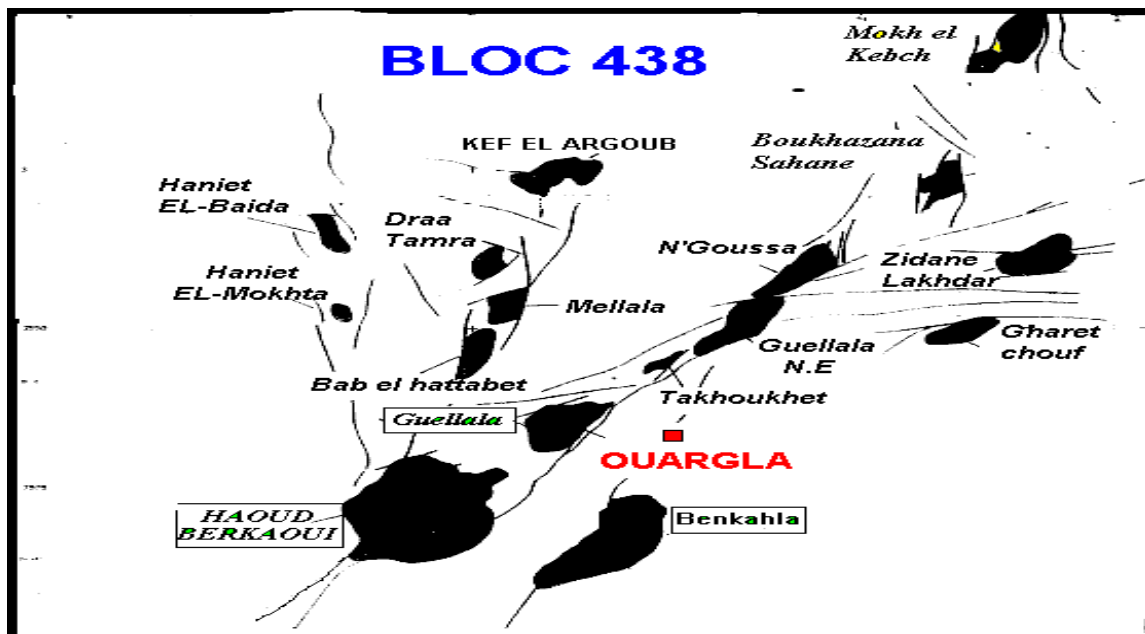


Figure I.2: Les champs de la région de Haoud-Berkaoui. [12]



## **I.5 Aspect structurel**

La structure de Haoud Berkaoui est un vaste anticlinal faillé de direction NNE-SSO, avec une fermeture structurale à la cote (3324 m) et une surface fermée de 175 Km<sup>2</sup>. Elle constitue la plus grande structure du bassin d'Oued Mya. Elle a été soumise à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales Subméridiennes de même direction qui définissent un hors central. Elles sont notées (f1, f2) et leur rejet peut atteindre 150 m au sommet de la structure. [10]

Le top du Trias argilo gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3300 à 3500 m.

La structure est un anticlinal orienté Nord-Sud d'environ 22 km de long et 15 km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au-dessus du contact huile-eau. [10]

## I.6 Stratigraphie de la région et environnement de dépôt du réservoir

Les terrains rencontrés dans la région de HBK sont d'âge allant du Paléozoïque jusqu'à Cénozoïque (figure I.3) [6].

		Stratigraphie		Lithologie	
Cénozoïque	Tertiaire	Mio-Pliocene			Grès et argiles
		Sen carbo.		80	Anhydrite massive
Mésozoïque	Crétacé	Sen anhy.		227	Anhydrite massive
		Sen salt		203	Sel massif
		Turonien		68	Calcaire graveleux
		Cénomanién		153	Dolomie et marnes
		Albien		495	Grès à intercal d'argiles sables
		Aptien		25	Dolomie et marnes
		Barrémien		381	Sables dolomitiques, calcaires, marnes
		Néocomien		176	Grès à passées, argiles, anhydritiques
	Jurassique	Malm		237	Argiles sliteuses dolomites, calcaire, marnes
		Dogger arg.		147	Anhydrites, dolomie, argile, salite
		Dogger lag.		111	Anhydrite et dolomie, argiles, silt
		Lias anhy.		265	Anhydrites massives, dolomie, argiles
		Lias salif.		55	Sel massif, incolore à rose
		Lias Hor. B		28	Argile plastique salifère
		Lias S1+S2		251	Sel massif à passées d'argiles, marnes, anhy
		Lias S3		242	Sel massif, incolore à rose
		Lias argil		64	Argile plastique salifère
	Trias	Argil -Salif.		46	Sel incolore
		Argiles -inf.		15	Argile silteuse
		T2		25	Grès fin argile, silt
		T1		27	Grès argileux
		RU		22	Andésites altérées
		Série inf.		50	Succession de séquences grès argiles
Paléozoïque		Silurien			Argiles grès fins
		Prof finale			

**Figure I.3:** Colonne stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui. [6]

### **I.6.1 Cénozoïque**

Il est généralement représenté par les dépôts détritiques du Mio-Pliocène sur une épaisseur de 0 à 50 m environ. Il est constitué d'alternance de grès, ciment calcaire et calcaire gréseux. Cette formation repose en discordance alpine sur le Mésozoïque.

### **I.6.2 Mésozoïque**

Il se compose de :

#### **I.6.2.1 Crétacé**

Il est sur toute l'étendue du bassin. Sa part inférieure comporte des grès et des argiles continentales, alors que sa partie supérieure est composée de carbonates des sédiments argileux marins. Sa subdivision du bas vers le haut est comme suit :

##### **A. Néocomien**

C'est un ensemble argileux, carbonaté. Son épaisseur est de l'ordre de 180 m ;

##### **B. Barrémien**

Il est constitué de grès. Son épaisseur est de 350m ;

##### **C. Aptien**

C'est une série carbonatée et dolomitique. Elle est constituée d'une couche d'épaisseur comprise entre 20 à 30 m ;

##### **D. Albien**

C'est un ensemble de grès et d'argile de 400 à 470 m d'épaisseur ;

##### **E. Cénomanién**

C'est une alternance de grès et d'argile dolomitique accompagnée d'une présence d'anhydrite. Son épaisseur moyenne est de 130m ;

##### **F. Turonien**

Il est constitué d'un dépôt marin carbonaté. Son épaisseur moyenne est de 80m ;

##### **G. Sénonien**

Il se compose de :

- Sénonien lagunaire à la base constituée d'anhydrite et de carbonate, dont l'épaisseur est de 400 m environ ;
- Sénonien carbonaté au sommet caractérise par une dominance de carbonate, dont l'épaisseur moyenne est de 160 m.

#### **I.6.2.2 Jurassique**

Il comprend du bas au haut :

##### **A. Lias salifère**

C'est une formation de 80 m d'épaisseur, formée de sels massifs ;

**B. Lias anhydritique**

C'est une alternance à dominance anhydritique. Son épaisseur est de 260 m environ ;

**C. Dogger**

Il comprend Dogger lagunaires, Dogger argileux ;

**D. Malm**

Il est constitué d'argile, tendre à plastique parfois sableuses. Son épaisseur peut atteindre les 200m ;

**I.6.2.3 Trias**

Il est représenté par :

**A. Le Trias argilo gréseux**

Il renferme les principaux réservoirs de la région avec une série intermédiaire. Il est constitué du bas vers le haut de :[5]

- Série inférieure : elle représente le principal réservoir de la région ;
- Série éruptive (andésites) : c'est une série volcanique ;
- Trias argilo gréseux T1 : cette formation représente le réservoir secondaire de la région dont l'épaisseur varie de 15 à 34 m.

**B. Trias argilo gréseux T2**

Cette formation représente les indices de présence d'huile mais vue sa compaction, elle n'est exploitée que dans quelque puits ; [9]

**C. Le Trias argilo salifère**

C'est une excellente couverture aux différents réservoirs Triasiques, elle est constituée de Trias argileux, Trias salifère ; [9]

**I.6.3 Paléozoïque**

Le Gothlandien a été premier et le seul horizon Paléozoïque reconnu entièrement sous la discordance Triasique. Il constitue roche mère principale du bassin triasique dont l'épaisseur est de 20 m. La zone carbonatée radioactive apparaît à partir de 3653 m.

**I.7 Aperçu sur les trois réservoirs**

L'intérêt pétrolier majeur du bassin est lié à la présence des réservoirs du Trias. La région de Haoud Berkaoui est caractérisée par la présence de trois réservoirs avec une série intermédiaire. (Figure I.4)

### **I.7.1 Série inférieure**






C'est le réservoir principal de la région. Ce gisement est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétrophysiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses métriques à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de grés fin à moyen et de grés très fin pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques ;[8]

### **I.7.2 Trias argilo gréseux T1**

Cette formation représente séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement ;[9]

### **I.7.3 Trias argilo gréseux T2**

Ce réservoir directement sus-jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais était généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4 % avec des perméabilités moyennes de 0,1 à 34 md. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques.[9]

Age	Prof.	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
T R I A S  A R G I L O  G R E S E U X	3400	T-2		Altern. d'argile silteuse et de silts, passées de grès beige à cim. argilo-dolomitique	20 à 25m
	3425	T-1		Alternance d'argile et de silts passées de grès beige ciment argilo siliceux fine altercal. de grès gris-blanc.	25 à 30 m
	3460	ERUPTIF		Andésite brun-rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates. Fines intercalations de joints d'argile ferrugineuse.	0 à 75 m
	3490	SERIE INFERIEURE		Grès gris beige fin, moy à grossier. Ciment carbonaté à siliceux. Passées de films d'argile verdâtre. Présence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
	3600			Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m
		GOTHLANDIEN			

**Figure I.4:** Section stratigraphique du réservoir Triasique argilo-gréseux [6].

### I.8 Les caractéristiques initiales du réservoir

- Les niveaux producteurs : Le T<sub>1</sub> et la SI du TAG, le T<sub>2</sub> est généralement compact ;
- La température moyenne du réservoir : 100°C ;
- La hauteur totale moyenne de la SI (série inférieure) : 47 m ;
- La hauteur totale moyenne du T<sub>1</sub> : 30 m ;
- La surface de la SI (série inférieure) : 41,1 Km<sup>2</sup>. [9]

## I.9 Les caractéristiques pétrophysiques des champs de HBK

Les caractéristiques pétrophysiques sont regroupés sa depond les champs de la region

**Tableau I.1:** Les caractéristiques pétrophysiques moyennes. [12]

	Haoud Berkaoui	Benkahla	Guellala
<b>Profondeur moyenne (m)</b>	3550	3300	3500
<b>Pression initiale (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	518	532	532.5
<b>Pression de bulle (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	188	180	185
<b>Contact huile - eau initial (m)</b>	3324	3324	3370
<b>Porosité moyenne (%)</b>	8,8	9.3	9.3
<b>Perméabilité moyenne K (md)</b>	56.2	70.4	232

## I.10 Les problèmes et les remèdes d'exploitation

Après des années d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître. [4]

### I.10.1 Les Problèmes

- La diminution de la pression du gisement qui est un phénomène naturel pour les gisements d'hydraulique.
- Les venues d'eau surtout les bancs aux (Guellala).
- Colmatage des abords des puits par la boue utilisé durant de forage du réservoir.
- Le bouchage des perforations par la décantation des particules solides entraînées par le fluide produit

### I.10.2 Les remèdes

- La mise en service de l'injection d'eau pour le maintien de la pression de gisement.[7]
- Les déviations (Side Track) pour éviter de produire les bancs envahis par l'eau.
- Les opérations d'acidification pour la stimulation de réservoir.
- Les opérations de fracturation (Skin by pass).



- Le dessalage au fond en continu pour les puits fortement salés.
- Le travail au câble pour lutter contre les dépôts.

## **I.10 Conclusion**

La structure de Haoud Berkaoui est un vaste anticlinal faillé de direction NNE- SSO.

Les terrains rencontrés sont d'âge allant du Paléozoïque jusqu'à Cénozoïque

La zone pétrolière de Berkaoui est constituée de trois principaux champs; Haoud Berkaoui, Benkahla, Guellala ; cette zone est liée aux grés Triasiques. La série inférieure de Trias argilo-gréseux, située à une profondeur moyenne de 3350 mètre, et le principal réservoir productif d'huile du bloc, surmonté par le réservoir T1 et a un degré moindre par le Gothlandien.[1]

## Chapitre II : Le forage pétrolier

### II.1 Introduction

Un forage est une cavité, approximativement tubulaire, ayant un diamètre nominal défini par l'outil de forage.

L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ces études permettent de se faire une idée de la constitution du sous-sol et des possibilités de gisements, mais elles ne peuvent pas préciser la présence d'hydrocarbures ; seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches. [13]

### II.2 Objectif du forage

Il existe deux types de forage: les forages de développement et les forages d'exploration.

Les forages d'exploration incluent les opérations de forage permettant de déterminer la présence potentielle ou non d'un gisement d'hydrocarbures.

Les forages de développement incluent les opérations de forage une fois qu'un gisement d'hydrocarbure a été découvert et délimité. [13]

Un puits de développement à Haoud Berkaoui a pour objectif la production de l'huile à partir des réservoirs du Trias argileux gréseuses.

La réalisation d'un forage comporte deux étapes importantes : le programme et le fluide de forage.

### II.3 Programme de forage

Tous les puits à HBK sont forés verticalement, sauf quelques puits qui ont subi des faibles déviations. Les différentes phases de forage d'un puits dans le champ sont indiquées ci-dessous. (Figure II.1) [14]

#### II.3.1 Phase 26"

Le but de la phase 26" est de couvrir en 18 5/8" les formations du Quaternaire et du Sénonien carbonaté. L'arrêt du forage à la phase 26" se fera à environ 30 m dans le Sénonien Anhydritique.

- Problèmes anticipés

Possibilité de communication entre les trous de service si le tube guide est mal positionné.

Pertes totales dans le Sénonien carbonaté.

### **II.3.2 Phase 12 1/4"**

Le but de la phase 12 1/4" est de forer jusqu'à 30 m dans le Lias Anhydritique avec une boue de 1.30 et de tuber les formations supérieures afin de pouvoir passer à une boue de densité plus élevée (1.95 à 2.05) nécessaire pour traverser les formations sous-jacentes (Horizon B, Lias,...).

- Problèmes anticipés

Tractions lors des manœuvres.

Chute d'avancement dans le Néocomien, le Malm et le Dogger Lagunaire.

### **II.3.3 Phase 8 1/2"**

La phase 8 1/2" permet de traverser les formations du Jurassique et du Lias avec la boue de densité requise 1.95 à 2.05, et de les couvrir par un tubage de 7".

Ce tubage sera posé selon la fiche puits

- Soit 1 à 2m dans le T2
- Soit 1 à 2 m dans les andésites.

- Problèmes anticipés

Risque de contamination de la boue par l'eau chlorurée calcique de l'Horizon B.

Risques de pertes totales dans les Grès de T2, dans le cas où le tubage 7" doit être posé à la base des Grès de T1.

### **II.3.4 Phase 6"**

L'objectif principal de la phase 6" est la Série Inférieure du Trias.

Les Grès du réservoir T1 constituent un objectif secondaire dans le cas où le 7" est posé dans le T2. Forage et carottage selon le programme SH DP.

La boue de cette phase est alourdie avec du Carbonate de Calcium ( $\text{CaCo}_3$ ), produit acidifiable qui n'endommage pas le réservoir.

La densité requise est indiquée dans la fiche puits, généralement

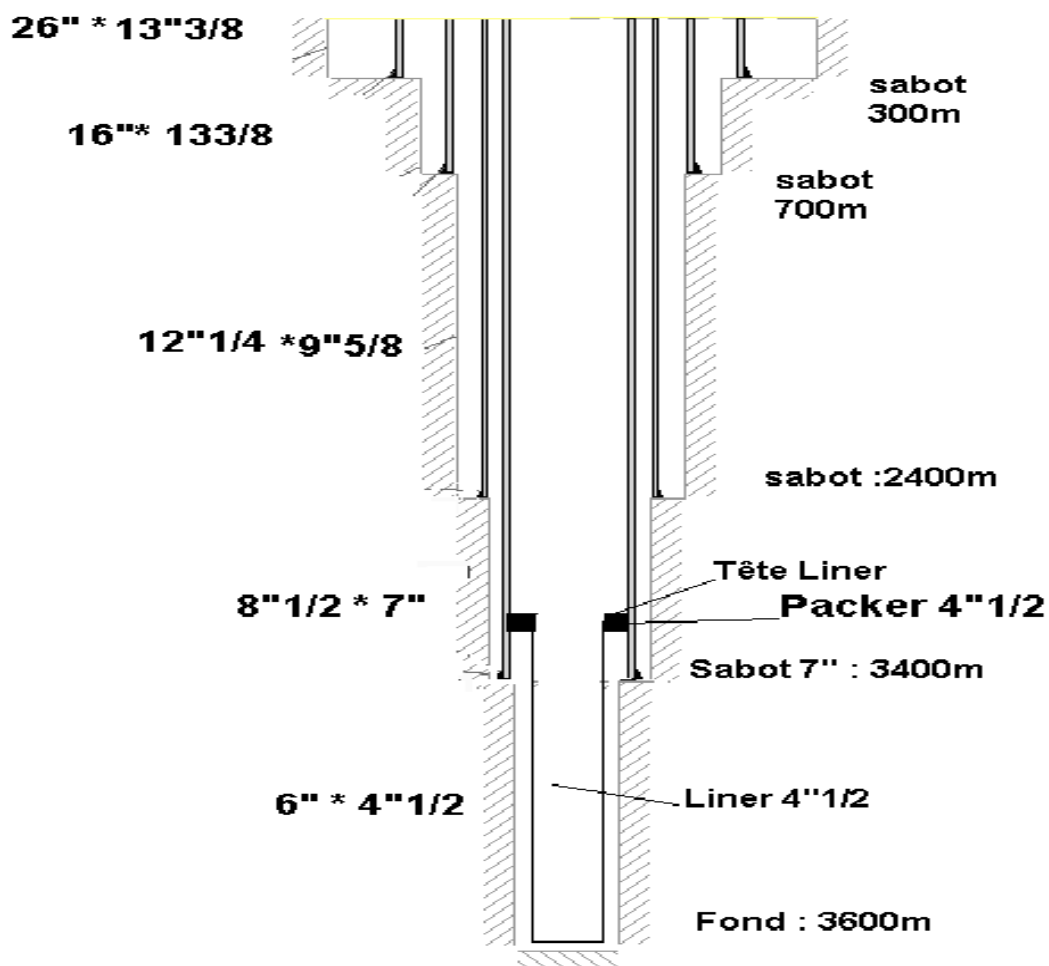
$d = 0.90$  à  $1.20$  si les Grès du T1 sont couverts par le tubage 7"

$d = 1.40$  à  $1.50$  si les Grès du T1 sont en découvert 6"

Cote d'arrêt: 50m dans le Silurien

- Problèmes anticipés

Risques de venues de gaz des Grès du T1 s'ils sont en découvert.



**Figure II.1 :** Coupe technique d'un puits. [14]

## II.4 Le fluide de forage

Les fluides de forage doivent avoir des propriétés telles qu'ils facilitent, accélèrent le forage, favorisent ou tout au moins ne réduisent pas d'une manière sensible et permanente les possibilités de production des sondages. [18]

### II.4.1 Les Caractéristiques du fluide

La masse volumique : sert à alourdir la boue pour augmenter la pression hydrostatique dans le puits, et éviter ainsi l'intrusion d'un fluide ou le fluage des argiles,

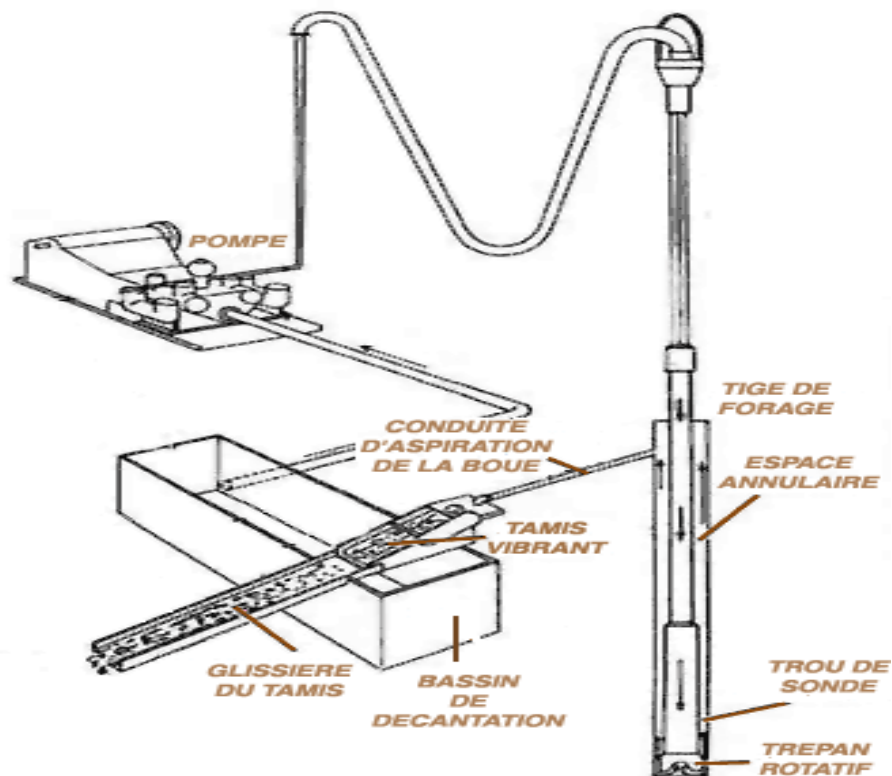
La viscosité : c'est la caractéristique qui permet à la boue de déplacer les déblais,

Le filtrat : c'est l'eau qui pénètre dans la formation pour permettre le dépôt d'une couche de solides, appelée cake, qui "cimente" les parois du puits. [17]

### II.4.2 Circuit du fluide de forage

Le circuit du fluide de forage est effectué par les étapes suivantes : [17]

- La boue est mélangée et conservée dans le bassin de décantation.
- Une pompe achemine la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits.
- La boue sort de l'extrémité de la tige de forage et tombe au fond du puits où le trépan est en train de forer la formation rocheuse.
- La boue emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais, qui ont été arrachés par le trépan.
- La boue remonte jusqu'à l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits. Le diamètre type d'une tige de forage est d'environ 10 centimètres (4 pouces). Au bas d'un puits profond, le puits peut mesurer 20 centimètres (8 pouces) de diamètre.
- A la surface, la boue circule dans la conduite d'aspiration de la boue, une tige qui mène au tamis vibrant.
- Les tamis vibrants se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais. La boue s'égoutte dans les crépines et est renvoyée vers le bassin de décantation.
- Les déblais de la roche glissent le long de la glissière du tamis pour être rejetés. En fonction des impératifs environnementaux. Une partie des déblais est prélevée pour être examinée par des géologues afin d'étudier les propriétés des roches souterraines présentes au fond du puits.



**Figure II.2 :** Circuit du fluide de forage. [17]

## II.5 Difficulté rencontré durant le forage

Parmi les difficultés rencontrées durant le forage on peut citer : [16]

- Venues des fluides (éruption) : C'est l'entrée d'un fluide (liquide ou gaz) dans le puits, sa cause principale est la densité insuffisante de la boue à l'entrée d'une zone à pression anormale. L'éruption est le risque majeur durant le forage.
- Les Pertes de fluide.
- Coincement des tiges dans le trou : le non verticalité du trou (cf. déviation), des éboulements et des tubes brisés ou déboîtés sont des origines possibles du coincement des tiges de sondage dans le trou. Des objets qui tombent dans le trou et des éléments fragiles de la colonne, qui se brisent.
- Déviation : souvent dû au fait que les formations géologiques ont un certain pendage, la déviation des trous de forage est assez fréquente. En tout premier lieu, il faut s'assurer de la verticalité du mât de forage qui sert de guide au train de tige. L'inclinaison du mât peut au besoin être adaptée pour corriger une déviation. La non-verticalité d'un forage est peu souhaitable, sauf dans le cadre de forages dirigés, les carottages et la géotechnique.

- Détachement d'une partie de la colonne de forage : intentionnellement ou non, le foreur peut perdre une partie de la colonne de forage. Les causes peuvent être diverses : une tige peut se dévisser ou doit être dévissée, ou casser pour être remontée.
- Les outils de repêchage servent à accrocher et remonter des trains de tiges ou autres morceaux qui se sont décrochés et sont tombés ou coincés dans le trou de forage.

## II.6 Conclusion

Le but essentiel du forage des puits dans le domaine pétrolier est de rechercher du pétrole ou du gaz piégés dans le sous-sol, afin de l'extraire et de l'exploiter. Pour cela on utilise toute une garniture (garniture du forage) composée de plusieurs matériels et équipement ; tubage, tiges, moteurs, pompes, treuille ; on fore le sol à travers différentes couches allant de la surface jusqu'au réservoir contenant le pétrole. Une fois arrivé, on commence à compléter le puits c'est-à-dire l'équiper avec différents tubages et tubings permettant d'extraire et acheminer le pétrole ou gaz jusqu'au centre de production. [15]



## **Chapitre III : types et analyses d'endommagement**

### **III.1 Introduction**

La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de débit du puits. Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif. [19]

Dans ce chapitre, on analysera en premier lieu les principaux endommagements et notamment ceux les plus fréquents à Haoud Berkaoui, puis on expliquera les manières de leur détection, l'expression de skin et ces origines.

### **III.2 Signification de l'endommagement**

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits. Il représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production et l'installation de surface. [19]

### **III.3 Facteurs causant l'endommagement**

Tous les puits sont susceptibles d'avoir des endommagements qui donne lieu à des chutes de leur productivité jusqu'au blocage complet de la zone productrice.

Plusieurs facteurs liées à la production, au forage et aux différentes interventions de work over entrent en jeu et provoquent l'endommagement et le colmatage du réservoir, ce qui nécessite d'effectuer des stimulations. [20]

#### **III.3.1 Endommagement dû au forage**

##### **III.3.1.1 Invasion par la boue**

L'endommagement par la boue peut être causé par ;

- La pénétration des particules de la boue dans la formation provoquant l'obturation des pores et interpore ;
- L'émulsion des produits entrant dans la composition de la boue avec les fluides de la formation (eau).

### **III.3.1.2 Cimentation du liner**

L'invasion de la formation par la filtration lors d'une opération de cimentation peut provoquer un skin positif.

### **III.3.1.3 Gonflements des argiles**

Il est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau de forage, de Work-Over et des fluides de complétion, ce qui trouble l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent sévèrement la perméabilité.

## **III.3.2 Endommagement dû à la production**

### **III.3.2.1 Dépôt d'asphalténe**

La précipitation des asphaltés causés à la suite d'une baisse de pression et température durant la production, provoquent un skin positif. [21]

### **III.3.2.2 Dépôt de sel**

Le changement de pression et température lors de la production entraîne une précipitation des sels à partir des fluides de formation, Ce qui provoque la réduction de la porosité et colmate les perforations et par conséquent diminue la production.

### **III.3.2.3 Dépôts de sulfate**

Les sulfates sont des dépôts qui se forment à cause de l'incompatibilité entre les eaux de formation et l'eau d'injection.

### **III.3.2.4 Dépôts mixtes**

C'est un mélange de dépôts organiques et minéral causé par l'absorption des asphaltés par la partie minérale arrachée au cours de l'écoulement.

## **III.3.3 Endommagement dû au work -over**

L'endommagement pendant les opérations de work over est causé par l'invasion des fluides, suite à une variation de pression sur la formation, ce qui provoque un colmatage sévère du skin.

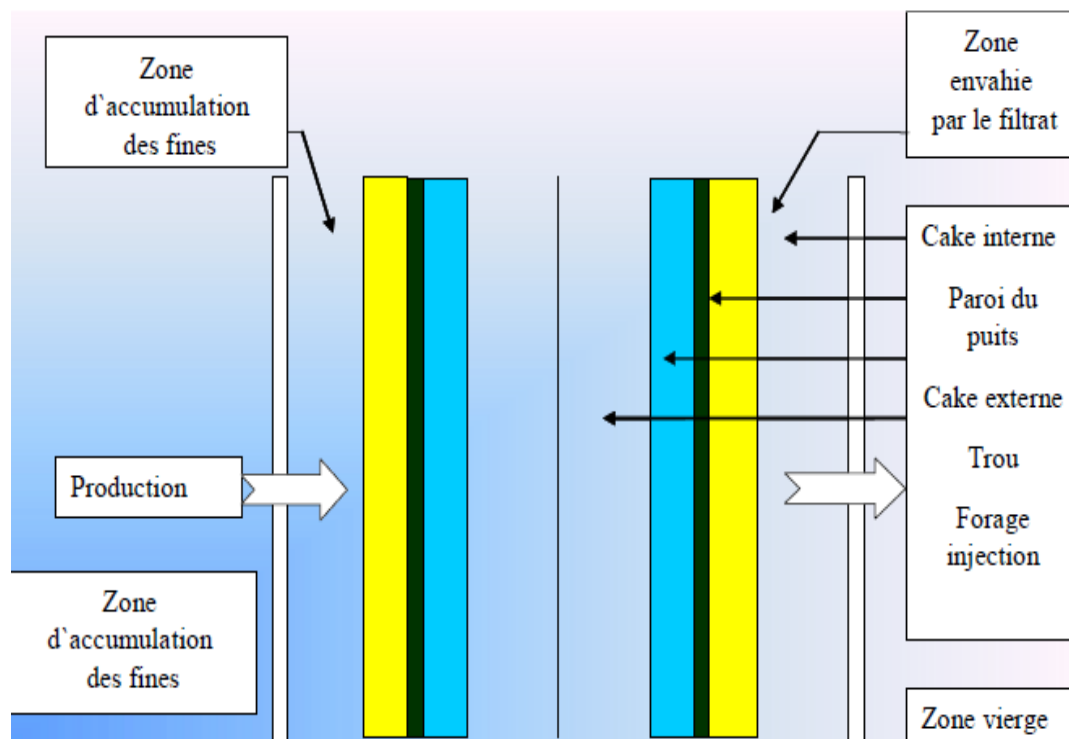
La formation des émulsions peut avoir lieu entre les filtrats de la boue et les fluides du réservoir, donnant naissance à des produits ayant une forte viscosité qui empêchent le passage normal d'huile.

Les saumures peuvent causer un changement dans la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité à l'huile.

### III.4 Localisation de l'endommagement

#### III.4.1 A la paroi du puits

Le passage de la boue de forage à travers les parois du trou dépose un cake externe imperméable, donc colmate les parois du puits. [20]



**Figure III.1 :** Localisation du colmatage [20]

L'élimination de ces dépôts est effectuée par ;

- Action mécanique : grattage
- Action physico- chimique : injection d'acides

#### III.4.2 Dans le puits

Ces dépôts sont causés par l'accumulation des sédiments (particules issues de la formation ou des précipités des sels, paraffines). [20]

### **III.4.3 Aux abords du puits**

Le cake interne est localisé dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits, cette invasion de fines particules bloquées dans les pores, peut rendre le milieu très peu perméable quel que soit le sens de circulation des fluides. [20]

### **III.5 Analyse d'endommagement du réservoir principal**

La cause principale du colmatage des puits dans le champ de Haoud Berkaoui est le forage lui-même. Pendant le forage des puits, deux cas sont présents ; [22]

#### **III.5.1 Cas où le tubage 7 " est posé dans les andésites**

Dans ce cas le Trias 1 (T1) est dépourvu d'intérêt pétrolier. On fore la phase 8"½ avec une boue de densité importante (1.95 à 2) à cause de la grande pression de l'horizon B. Cependant, il arrive que les grès friables de Trias 1 ne supportent pas la pression exercée, ce qui provoque des pertes de boue, d'où la nécessité de poser le tubage 7 " dans la partie argileuse du Trias 2.

#### **III.5.2 Forage des deux réservoirs Trias 1 et Serie Inferieure en même temps**

Malgré la différence de pression importante entre les deux réservoirs Trias 1 et la Serie Inferieure, il a été souvent procédé de les forer en même temps. Pour ne pas avoir des problèmes lors du forage, la série inferieure doit être forée avec une boue à faible densité (0.90 à 1) qui est adaptée à sa pression. Le Trias 1, les andésites et les argiles intercalaires de la série inferieure occasionnent des frottements voir des coincements d'où la solution prise à chaque fois est l'augmentation de la densité de la boue qui entraîne, malheureusement, le colmatage du réservoir principal (la série inférieure).

En fin de phase le puits est réceptionné avec un sérieux problème dû à l'endommagement par la boue de forage.

**Tableau III.1:** la différence de pression entre le fluide de forage et le réservoir principal (SI) dans les quatre puits [12].

Puits	Fin de complétion	Densité de la boue	Phs (kg/cm <sup>2</sup> )	Pression de la SI (kg/cm <sup>2</sup> )	$\Delta P$ (kg/cm <sup>2</sup> )	Observations
<b>OKS51</b>	07-09-11 au 12-09-11	1.35	479,4	350,22	129,18	Migration des fines particules + chute de pression et production
<b>OKS64</b>	05-12-11 au 12-04-11	1,5	527,60	421,72	105,88	Invasion de la boue en cours de Workover
<b>BKHE1</b>	20/09/1999	1,58	515,98	316,05	199,83	Mélangé de dépôt organique et minérale + fine migration
<b>BKRS1</b>	26-11-11 au 06-12-11	1,57	552,59	286,71	265,88	Chute de production due à la fine migration

### III.6 Interprétation

- La majorité de ces endommagements sont identifiés par les essais de puits.
- La majorité des puits à Haoud-Berkaoui ont subi lors du forage un sérieux endommagement et par suite plusieurs stimulations sont effectuées.
- Certain puits sont caractérisés par la présence de deux zones à différentes pressions dans le même réservoir, ce qui provoque un endommagement plus important d'une zone par rapport à l'autre.

- Le fait de poser le sabot du dernier tubage 7'' au niveau des argiles inférieures (au toit du T2) et forer les deux réservoirs T1 et S1 ensemble est la cause du colmatage. Il faut donc éviter de les forer en même temps (vue la différence de pression entre les deux réservoirs). Cela consiste à poser le tubage 7'' au niveau des andésites pour isoler le T1 et forer la série inférieure dans la dernière phase avec une densité de boue en fonction de la pression de gisement de cette dernière.

### III.7 Détection des endommagements

Plusieurs méthodes d'usage très classique sont disponibles dont nous retiendrons : [20]

- Echantillonnage et analyses de laboratoire.
- Essais de puits.
- Historique complet des puits.
- Analyse du système de production.
- Diagraphie de production (PLT [production logging tools]).

### III.8 Le skin

#### III.8.1 Définition de skin

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 est un facteur sans dimension, déterminé par des essais de puits qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits. [23]

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

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

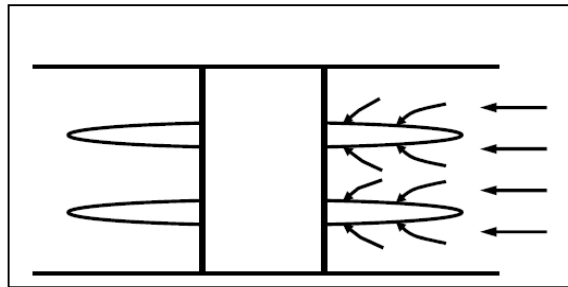
$S < 0$  si la couche près du puits est améliorée.

### III.8.2 Origine de skin

Le skin à plusieurs origines dont les plus importants sont ; [23]

#### III.8.2.1 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.

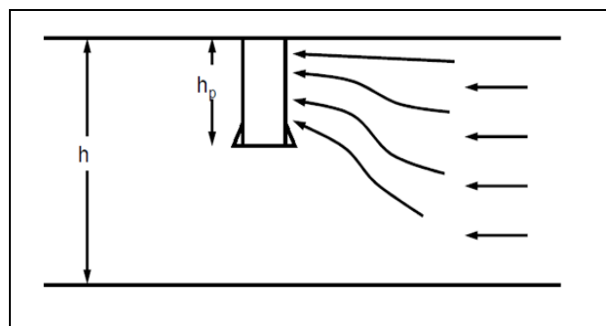


**Figure III.2 :** Skin de pénétration partielle [23]

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

#### III.8.2.2 La pénétration partielle

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



**Figure III.3 :** Skin de perforation [23]

#### III.8.2.3 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.

- $S = S_e + S_p + S_c$



**Se** : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice).

**Sp** : la perte de charge due aux perforations.

**Sc** : l'étranglement de l'écoulement dû à la pénétration partielle.

### **III.9 Conclusion**

Le skin est une signification physique de l'état du puits ; s'il est endommagé ou non. Dans un puits endommagé la transmission de la pression n'est pas uniforme à travers tout le réservoir, elle est affectée par l'hétérogénéité locale se trouvant aux abords immédiats du puits. L'identification du type d'endommagement est l'une des clefs de la réussite d'un traitement par acidification. [23]

## **Chapitre IV : Acidification matricielle à HBK**

### **IV.1 Introduction**

Le but majeur d'une stimulation est l'élimination d'un colmatage aux abords des puits et restaurer une bonne liaison couche - trou. Injecter un acide sans précaution et sans étude peut provoquer un endommagement beaucoup plus important que celui que l'on cherche à éliminer. Le réservoir étant constitué d'une roche possédant des propriétés minéralogiques et pétrophysiques bien définies dans laquelle cohabitent l'eau et les hydrocarbures. L'acide doit donc pénétrer dans la formation, être en contact avec les fluides en place et réagir sur les éléments colmatant et les constituants de la roche. [26]

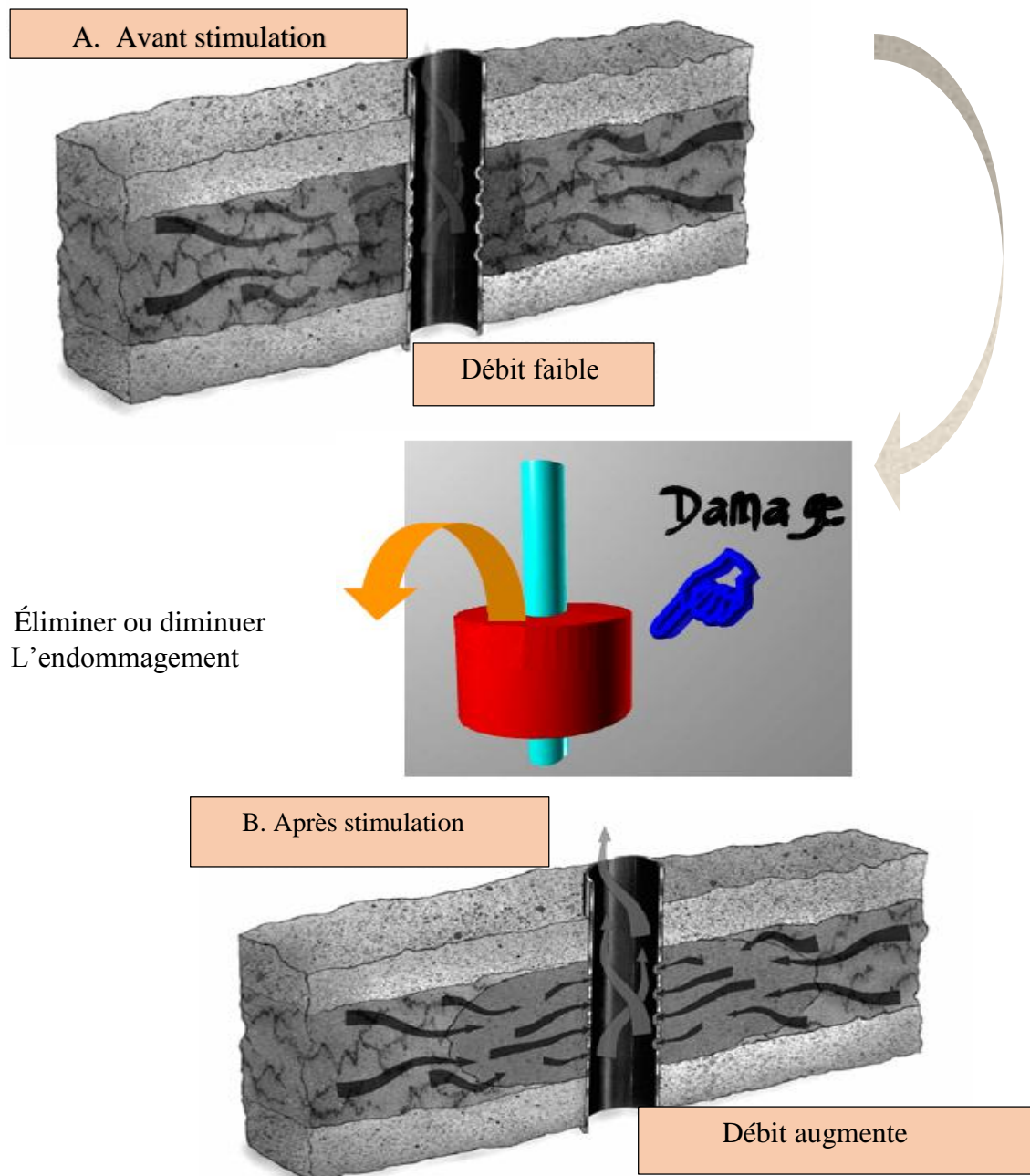
En effet le choix des acides et des additifs ainsi que leur concentration est en grande partie dicté par la nature minéralogique des roches que l'on cherche à solubiliser pour améliorer les propriétés d'écoulement et par les propriétés physiques et chimiques de l'huile en place.[32]

Dans ce chapitre, 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 la propriété des divers additifs utilisés dans l'acidification.

### **IV.2 Notion de stimulation**

On entend par stimulation toute opération qui a pour but d'améliorer d'une façon considérable la productivité ou l'injectivité d'un puits, en agissant sur le facteur principal qui est la perméabilité, en d'autre terme la stimulation est toute opération qui vise à restaurer la perméabilité aux abords du puits (pour éliminer les pertes de charge du au skin) en éliminant l'endommagement. [26]



**Figure IV.1 :** Effet de la stimulation. [26]

### IV.3 Les principaux types de stimulation

#### IV.3.1 La fracturation hydraulique

Elle consiste à l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, grâce auquel on crée des cassures ou fissures dans la formation, ouvrant ainsi des canaux à très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit du puits et la productivité. [36]

### IV.3.2 La fracturation à l'acide

Le fluide de fracturation est un acide injecté à grande pression, ce qui va créer une fracture. L'acide dissout de façon non uniforme les faces de fracture créant ainsi des golfes de dissolution ; ce qui augmentera la porosité et par conséquent la perméabilité.[36]

### IV.3.3 L'acidification matricielle

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

- Dissoudre certaines particules obturant les pores de formation ;
- Solubiliser certains composés de la roche elle-même ;
- Modifier l'état physico-chimique des pores de la formation. [25]

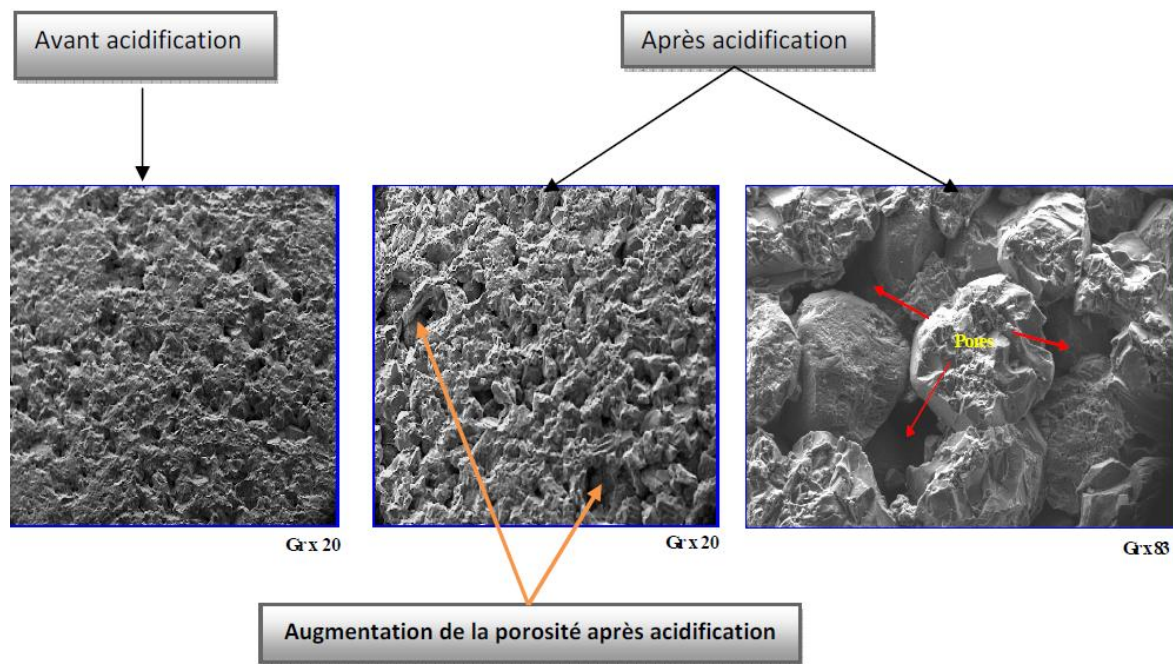
### IV.3.4 Lavage aux solvants

L'endommagement du puits peut être causé par les émulsions de l'huile et de l'eau ou bien par des dépôts de paraffines, qui peuvent être éliminés par l'injection d'un solvant organique ou d'une tension -actif. [26]

## IV.4 Stimulation par acidification

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

L'acidification consiste comme déjà dit auparavant à injecter des solutions acides mélangées avec des additifs, selon qu'elle vise à restituer à la roche ses caractéristiques initiales ou à les améliorer. En fait, ce procédé s'applique principalement au cas où il s'agit de restaurer la perméabilité aux abords de puits en éliminant le colmatage. [25]



**Figure IV.2 :** l'effet de l'acide sur la porosité de la formation. [25]

#### IV.5 But d'acidification

L'action des acides dans une opération de restauration, a essentiellement pour but dégagé les voies initialement obturer.[25]

Les acides pourront à cet effet :

- soit à dissoudre certaines particules obturant les pores des roches magasin ;
- soit à permettre lorsque telles particules sont insolubles, leur libération par une attaque de la matrice ;
- Qu'elles obturent entraîner une modification de l'état physico-chimique de ces particules (cas gonflement des argiles) ;
- le décolmatage des abords (élimination de l'effet pelliculaire 'skin') ;
- le traitement en profondeur des formations pour faciliter l'écoulement des fluides vers le puits.

#### IV.6 Informations nécessaires à tout projet d'acidification

Acidifier un puits n'entraîne pas souvent un gain en production si les informations capitales ci-dessous, nécessaires pour engager un projet d'acidification, 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. [29]

#### **IV.6.1 Rapport géologique**

Les analyses sédiment logiques et pétrophysiques nous renseignent sur :

- La nature de la roche ;
- La Teneur en argile ;
- Le type d'argile ;
- La présence de fracture ou de fissure.[14]

#### **IV.6.2 Rapport de production du champ**

Ce rapport concerne :[9]

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

#### **IV.6.3 Rapport d'implantation et de complétion du puits**

Ce rapport contient :[14]

##### **IV.6.3.1 Position stratigraphique**

On utilise les cartes isobathes et isobaques pour déterminer l'interface des fluides et la possibilité de formation d'un cône d'eau ou de gaz.[6]

##### **IV.6.3.2 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.[14]

##### **IV.6.3.3 Diagraphie**

À partir de l'interprétation des différents enregistrements des outils de diagraphie (sonique, induction, gammay, diamètreur, etc.) On aura des informations sur :[3]

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

#### IV.6.4 Analyse des carottes

Cette analyse permet d'avoir des informations sur : [1]

- La nature de la roche ;
- La porosité et la perméabilité ;
- La mouillabilité ;
- La solubilité des colmatants ou particules minérales dans les acides ;
- Teneur en fer.

#### IV.6.5 Rapport de test

Les données fournies par ce rapport sont : [9]

- Débit :  $Q$  ;
- La pression de fond  $P_{wf}$  et pression de tête  $P_t$  ;
- WOR, GOR ;
- L'analyse des fluides ;
- L'interprétation des essais de remontée de pression.

#### IV.7 Critères pour une acidification

Pour entamer une opération d'acidification, il faut suivre les étapes suivantes : [29]

- 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 pied (d'intervalle pénétré) ;
- Si le réservoir est composé de plusieurs couches ou si la zone est épaisse, utiliser un nombre approprié de diversion pour que l'acide soit bien réparti ;
- Choisir le mode de placement en tenant compte de la configuration du puits considéré ;
- Prévoir un plan de nettoyage et redémarrage du puits ;
- Evaluer la rentabilité du traitement en estimant l'augmentation de la productivité ou l'injectivité, voir le coût du traitement.



## IV.8 Les différentes étapes d'un traitement à l'acide

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

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

Les principales étapes des acidifications matricielles exécutées sur les puits de Haoud Berkaoui se fait en deux jours successifs de tube clean et de la matrice acidifiant. [28]

### IV.8.1 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 fluide de Tube Clean est pompé à travers le Coiled Tubing. 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.

Les principaux fluides utilisés sont : Tube clean qui est le HCl (7,5% ; 10% ; 15%) , MSR100, Reformât et Gel.

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

Le nettoyage des perforations est indispensable pour les puits équipés en liner cimenté et perforé, le « clean sweep » ou le Reformât ou même l'acide HCl sont utilisés pour le nettoyage. La nitrification des fluides permet le nettoyage du puits en underbalance pour une meilleure évacuation des incrustations non solubles.

### IV.8.2 Le traitement matriciel (deuxième jour)

Le traitement comprend: [28]

#### IV.8.2.1 Le preflush

Le preflush est utilisé dans tous les traitements. Le principal fluide utilisé dans cette étape est le HCL (7,5% et 10%) et MSR100.

Le preflush possède plusieurs fonctions importantes

- Il réagit avec les carbonates dans la formation pour éviter leur réaction avec 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.

#### IV.8.2.2 Le traitement principal

Le Mud-acid est le fluide du traitement principal. Il est constitué d'un mélange d'HCl et d'acide HF avec des inhibiteurs et tous les autres additifs spéciaux requis pour traiter la formation.[28]

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

L'acide chlorhydrique (HCl) ne réagit pas ou peu avec ces produits et n'est présent que pour conserver un PH fortement acide, et éviter ainsi la précipitation de certains composés.

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

La plupart des volumes de fluides de traitement sont calculés à la base de (1ou 1,5) mètre de rayon de pénétration.

#### IV.8.2.2 L'Overflush

Cette étape est utilisée dans toutes les opérations d'acidification après le traitement principal, le fluide utilisé est le HCL 5% ou 7,5%, le MSR100 ou un hydrocarbure léger, tel que l'essence ou le gasoil. Son but est de déplacer les précipités endommageant, loin des abords du puits. Un rayon de pénétration de 4 feet est d'habitude suffisant.

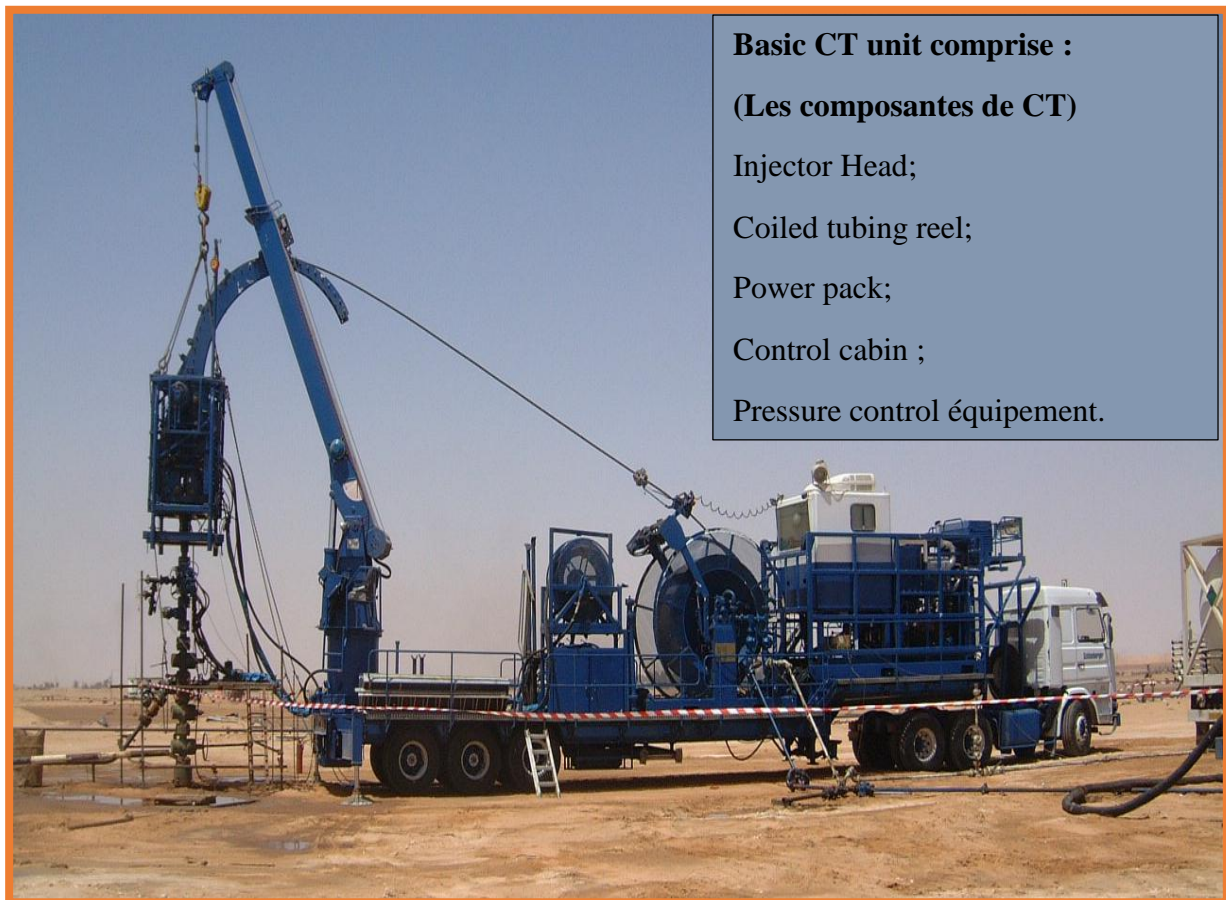
Des additifs nécessaires sont ajoutés au volume d'acide pour :

- 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.

#### IV.9 Appareil utilisé

L'intervention au Coiled Tubing sur les puits d'hydrocarbures est une opération qui consiste à faire manœuvre un tubing dans un puits neutralisé ou sous pression. Bien que le

principe de Coiled Tubing soit similaire à celui utilisé aux opérations au câble, la pratique est considérablement différente. [30]



**Figure IV. 3:** L'unité de coiled tubing. [30]

#### **IV.9.2 Domaine d'utilisation de Coiled Tubing**

- Les opérations de perforation ;
- Le nettoyage de dépôt et sédiment ;
- La mise en place des bouchons de sable et de ciment ;
- L'acidification et la fracturation des réservoirs ;
- Les facteurs qui favorisent l'utilisation de cette technologie sont sa rapidité dans le montage et le démontage ainsi que les spécificités des équipements ;[30]

#### **IV.9.3 Avantages de Coiled Tubing**

- Facile à transporter ;
- Temps de montage et démontage réduit ;
- Utilisé sur des puits sous pression ;

- Circulation au cours de manœuvre ;
- Utilisé pour faire des opérations de logging sur les puits horizontaux. [30]

#### **IV.9.4 Limitations d'utilisation de Coiled Tubing**

- Faible résistance à la traction ;
- Facile à endommager à cause de son épaisseur et sa flexibilité ;
- Pertes de charge élevées ;
- Limitation à la pression maximale ;
- Limitation de la durée de vie à cause des forces de flexion ;
- Entretien délicat ;
- La pression différentielle ne doit pas dépasser 1500 psi pour ne pas collapser le Coiled Tubing ;
- Risque de corrosion par acidification. [30]

### **IV.10 Acidification des réservoirs gréseux**

#### **IV.10.1 Caractéristiques des formations gréseuses**

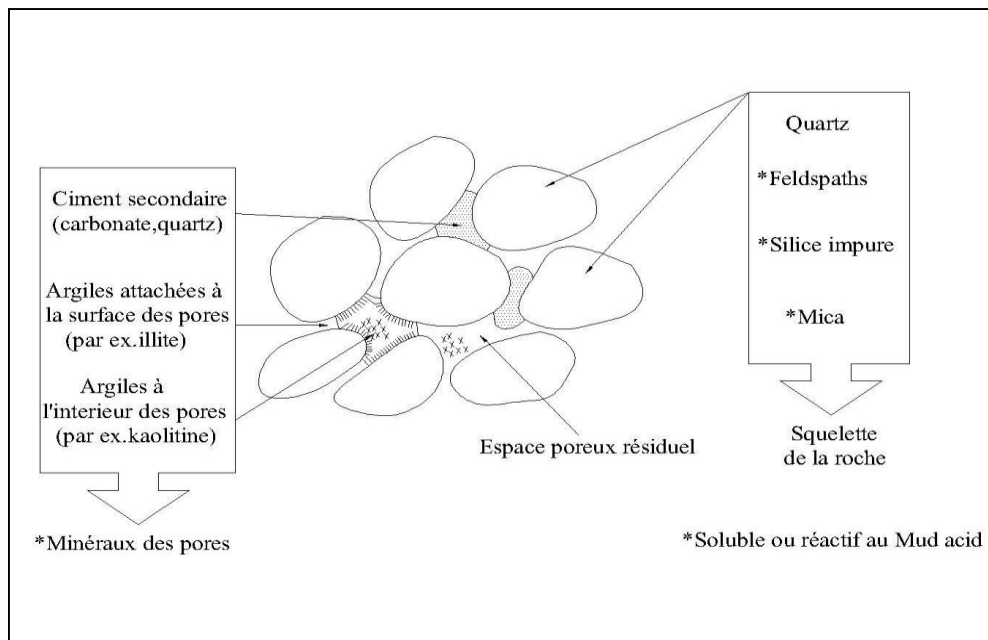
Les résultent de l'accumulation d'éléments d'érosion qui sédiment sur place ou transportés sous l'action d'agents divers et qui sont cimentés ou non après dépôt. Du point de vue minéralogique, l'élément dominant est le quartz. Il représente souvent plus de deux tiers de la roche. Ce quartz est généralement accompagné d'autres minéraux parmi lesquels les plus courants sont les silico-aluminates.[22]

Les grés sont formés d'un certain nombre de minéraux très différents, à savoir :

- Le quartz, élément le plus dominant (50-90)% ;
- Des silicates ;
- Argiles et micas (structure en feuillet) (5-30)% ;
- Feldspaths (structure tridimensionnelle) (0-10)% ;
- Des carbonates (0-10)% ;
- Des impuretés : fer, calcium (0-3)%.

Alors que le quartz, les feldspaths et les micas constituent le squelette originel de la roche, le ciment de celle-ci est formé de minéraux secondaires : surcroissance du quartz, carbonates et argiles qui ont précipités dans les pores longtemps après. On les trouve Principalement soit attachées à la surface des pores (chlorites) en les bloquant partiellement (illite), soit à l'intérieur de ces derniers (kaolinite). [9]

La figure ci-dessous illustre cette situation:



**Figure IV.4 :** Constituants typiques des grés. [9]

#### IV.10.2 Action des acides sur les réservoirs gréseux

Les acides auront :

- Soit à dissoudre certaines particules obturant les pores de la roche magasin (par exemple, carbonate de calcium) ;
- Soit à permettre, de telles particules sont insolubles, leurs libération par une attaque de la matrice qu'elles obturent ;
- Soit, enfin, à entraîner une modification de l'état physico-chimique de ces particules (cas d'un gonflement des argiles). [31]

##### IV.10.2.1 Acide chlorhydrique (HCl)

L'acide chlorhydrique est utilisé généralement comme suit :[33]

- Fracturation des carbonates (fractures et matrice) ;
- Acidification des grés (matrice seulement) ;
- Bouchons de tête et de queue pour les mélanges HCl-HF ;
- Acidification des grés avec 15% à 20% de carbonate ;
- Elimination des dépôts solubles dans l'acide ;

- Lavage des perforations.

#### **A. Action de l'HCl sur la matrice**

Elle est pratiquement nulle sur le quartz et très faible sur les argiles. Seules les carbonates sont très solubles mais leur taux de solubilité n'est pas nécessairement représentatif de leur pourcentage exact comme on a parfois tendance à le croire. D'autres minéraux en effet, les impuretés sont solubles du moins partiellement dans HCL et leur présence doit être détectée lors de l'étude pétrographique.[35]

#### **B. Action de l'HCl sur l'endommagement**

Dans la mesure où le colmatage est le fait des particules solides des fluides de forage (argiles en particulier, alourdisant inadaptés) ou de complétion (impuretés diverses), HCl a une action très faible et ne peut donc participer valablement à leur destruction. Si non, l'HCL peut avoir une certaine action mais seulement dans des cas particuliers bien préciser tels que : dissolution de carbonate utilisé comme colmatant ou alourdisant, ou à l'état de dépôt dans le puits. [19]

#### **IV.10.2.2 Acide fluorhydrique (HF)**

L'acide fluorhydrique est utilisé avec l'acide chlorhydrique pour intensifier la vitesse de réaction du système et solubiliser la formation, particulièrement les grés. En général l'acide fluorhydrique est utilisé comme suit:[27]

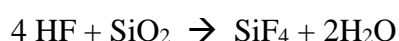
- Toujours pompé comme un mélange HCl-HF (pour le traitement principal) ;
- Acidification matricielle des formations gréseuses ;
- Solubiliser les fines qui ne sont pas solubles dans l'HCl ;
- Ses concentrations varient de 1,5% à 6 % ;
- 3,79 litres de (HCl 12% -HF 3%) peut dissoudre 0,10 kg de grés.

#### **A. Action d'HF sur la matrice**

Elle est certaine, tant sur le quartz (modéré) que sur les argiles (importante) et les carbonates (très grande).

Les réactions sont les suivantes ;

Quartz:

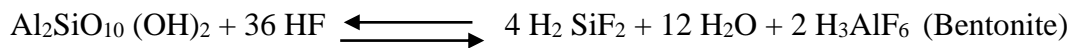


Avec HF en excès :



Cet acide fluorosilicique ( $\text{H}_2\text{SiF}_6$ ) peut réagir à son tour, nous le verrons bientôt.

Argiles:



Carbonate:



## B. Action sur l'endommagement

La surconcentration de particules solides, en particulier argileuses, ayant filtré aux abords du puits fait spécialement l'objet de l'action du HF qui à même de les dissoudre de façon conséquente. C'est son utilisation fréquente et très classique. [19]

### IV.10.2.3 Réactions secondaires

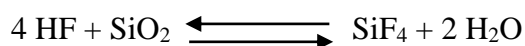
Les problèmes de colmatage partiel sont les plus souvent dus à d'autres réactions secondaires. IL existe principalement: [27]

#### A. Précipitation de $\text{CaF}_2$ Fluorure de Calcium

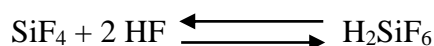
Le  $\text{CaF}_2$  se produit après réaction de l'HF sur la matrice qui contient un pourcentage de calcite. Il est considéré comme le principal responsable du colmatage après acidification quand une quantité d'acide reste dans la formation. Mais la présence de l'HCL empêche un tel précipité de se former, en maintenant un PH acide.

#### B. Précipitations des fluorosilicates

La réaction primaire de l'HF sur la silice est :



Peut en fait se compliquer d'une réaction secondaire de la forme :

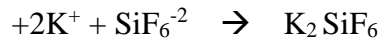
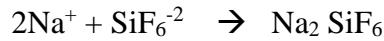


Engendrant de l'acide fluorosilicique, qui peut s'ioniser en  $2\text{H}^+$  et  $\text{SiF}_6^-$

- L'ion  $\text{H}^+$  contribue à la réaction globale de l'acide sur la roche.

- L'ion hexafluorosilicate ( $\text{SiF}_6^-$ ) réagit avec des cations présents dans le réservoir tels que : Calcium, Ammonium, sodium, Potassium.

### C. Hexafluorosilicate de Sodium et Potassium



Ces produits sont insolubles et peuvent être la cause du colmatage de la matrice après acidification. Ces précipités se forment et se déposent si l'acide est laissé en place dans la formation.

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

### D. Précipités métalliques

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

- La dissolution de la rouille existant dans le tubing et dissoute par l'acide en cours de pompage ;
- De la roche réservoir qui contient un pourcentage de fer qui se précipite lorsque le PH de la solution augmente.

## IV.11 Les principaux acides utilisés à Haoud Berkaoui

Parmi les solutions acides utilisées au champ de Haoud Berkaoui .On peut citer :[22]

### IV.11.1 Mud and Silt Remover (M.S.R)

Le MSR est une solution acide, soit HCl, soit Mud Acid, contenant un agent tensioactif (F78) et un agent complexant du fer (L41 ou L42). La combinaison de ces deux additifs confère à cette solution de remarquables propriétés de dispersion et de suspension des fines libérées par l'action de l'acide.

L'application du MSR est dans les zones colmatées par des particules solides (boue, ciment...).

Il existe trois formulations de MSR:



- MSR 100 et MSR 150 formés de l'acide HCL contenant un agent tensioactif et un agent complexant du fer avec différents volumes ;
- MSR 123 formé de Mud Acid (HCl 12% – HF3%) contenant un agent tensioactif, un agent complexant du fer et un des émulsifiants (U66).

#### **IV.11.2 Break down Acid (B.D.A)**

Est une solution d'acide chlorhydrique, généralement peu concentré (de 5 à 7,5%) contenant un agent tensioactif (F78). Des concentrations d'acide plus élevées peuvent être utilisées jusqu'à 15%. Il est utilisé surtout pour le nettoyage, il a l'avantage de disperser et de suspendre les solides.

#### **IV.11.3 Dowell Acid Dispersion (D.A.D)**

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

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

#### **IV.11.4 Formulation Sandstone 2000**

C'est une formulation d'acide élaborée par la compagnie de service Halliburton, elle a été utilisée dans de nombreux réservoirs gréseux et les résultats sont encourageants. La formulation d'acide est de 9%HCl et 1%HF.

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

Cette formulation peut être utilisée avec différents additifs afin de former l'un des acides suivants:

- Fines control acid : Traite les endommagements profonds causés par la migration des fines et gonflement des argiles;
- Silica acid : dissout les silicates dans les puits à haute température;
- Volcanic acid : traite les formations sensibles au HCl;

- K- Spar acid : cette solution traite les formations à grand pourcentage de potassium, de l'endommagement dû à la précipitation secondaire.

#### **IV.11.5 Sandstone complétion acid**

Traite la totalité des formations gréseuses. Les additifs utilisés donnent à cette formulation une amélioration du débit d'injection.

Les propriétés de cet acide sont:

- Rapide et limite les réactions avec les argiles ;
- Accélère la réaction avec le quartz ;
- Forte dissolution des dépôts ;
- Grande pénétration.

Le traitement de la matrice avec Sandstone acid se fait en trois étapes :

- Preflush : On utilise l'acide HCL, acide acétique, claysafe5 ou acide formique;
- Sandstone acid : Acide de traitement principal;
- Over flush : Les acides utilisés sont : Acide HCL, acide formique, clayfix5 ou acide acétique (3-10%).

#### **IV.11.6 BJ- Sandstone acid**

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

- Limite les réactions avec les argiles ;
- Augmente la solubilité de quartz ;
- Réaction retardée par formation d'un film autour des argiles. Ce film temporaire est enlevé par l'Overflush ;
- Faible potentiel de précipitation ;
- Réaction retardée d'HF ;
- Moins de corrosion en fonction des additifs ;
- Grande pénétration ;
- Laisse la formation mouillable à l'eau ;
- Peut être utilisé à des températures élevées.

### IV.11.7 Autres types d'acide

#### IV.11.7.1 Acides organiques

Ils peuvent être injectés profondément dans la matrice (ou comme des retardateurs) à cause de ses faibles vitesses de réaction, On utilise généralement : [33]

#### IV.11.7.2 Acide acétique ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ )

L'acide acétique est souvent utilisé à une concentration de 100% comme il peut être ajouté à d'autre acide. Il est surtout utilisé pour sa faible vitesse de réaction et sa stabilité à haute température. [33]

#### IV.11.7.3 Acide formique ( $\text{HCOOH}$ )

C'est un acide qui est plus fort que l'acide acétique et plus faible que l'acide chlorhydrique.

La corrosion du métal due à l'acide formique est plus uniforme que celle produite par l'HCL. Il existe des inhibiteurs qui permettent son utilisation sans causant la corrosion. [33]

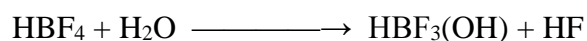
#### IV.11.7.4 Organic Clay Acid

C'est un système d'acide retardé, composé d'acide citrique, borique, HCL et d'HF d'où il peut être injecté profondément dans la matrice et aussi peut stabiliser les argiles en suspension dans les pores. Il est utilisé pour l'acidification des formations moins consolidées contenant des faibles concentrations argiles sensibles au HCL ayant des températures  $< 150^\circ\text{C}$ . [33]

#### IV.11.7.5 Clay Acid (acide fluoborique $\text{HBF}_4$ )

L'acide fluoborique n'est que partiellement hydrolyse, et cette hydrolyse se poursuit au fur et à mesure que l'HF généré réagit sur la roche.[33]

La réaction d'hydrolyse est :



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

### IV.12 Les additifs

Les additifs sont indispensables pour le traitement matriciel. Ils sont utilisés pour améliorer l'efficacité de la stimulation et diminuer les effets secondaires néfastes.

Les additifs les plus utilisés sont: [35]

#### **IV.12.1 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 la température, de la nature, de la concentration de l'acide et du type d'acier.

#### **IV.12.2 Agents complexant du fer**

L'origine de fer est double, il provient soit des dépôts de corrosion formés sur les parois du tubing, soit des minéraux de la formation (pyrite  $\text{FeS}_2$ , sidérite  $\text{FeCO}_3$ ) solubilisés au cours de l'injection. Le problème de la précipitation du fer se pose lorsque le pH remonte vers la neutralité.

#### **IV.12.3 Les désémulsifiants**

Les agents anti-émulsions ont pour rôle, la prévention et la casse des émulsions formées. Il est indispensable de préciser à priori la nature et la concentration des produits à ajouter pour une efficacité maximum.

#### **IV.12.4 Les antisludges**

Le sludge est constitué d'un mélange d'asphaltènes, des résines, de cire paraffinique et d'hydrocarbures à haut poids moléculaire qui présent dans le brut, se précipite aux interfaces eau-huile. Les sludges sont des produits insolubles une fois formés et la seule solution est d'empêcher leur formation en utilisant des surfactants appropriés qui permettent de les garder en suspension ou en dispersion dans les bruts.

#### **IV.12.5 Les agents tensioactifs (surfactants)**

Les agents tensioactifs ont pour objectif de réduire la tension superficielle et diminuer la tension interfaciale entre deux liquides non miscibles ou entre un liquide-solide. Ils ont aussi pour objet d'améliorer le contact acide-roche et la pénétration de l'acide en diminuant les phénomènes capillaires, changer la mouillabilité de la roche, briser les émulsions et disperser les fines particules libérées par l'acide.

#### **IV.12.6 Les agents de diversion**

Ils sont appelés également colmatants temporaires. Ils sont utilisés pour assurer une sélectivité lors des traitements et la couverture de toute la formation par l'acide.

### IV.12.7 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.

### IV.13 Choix du type d'acide

Les propriétés chimiques à prendre en considération pour la sélection de l'acide sont:[29]

A. Puissance de dissolution : elle dépend du type d'acide et de sa concentration.

B. Vitesse de réaction : elle dépend de

#### B.1 La pression

L'influence de la pression sur la vitesse de réaction de l'acide fluorhydrique est surprenante. A mesure que le HF réagit avec les grés, de tétrafluorure de silicium ( $\text{SiF}_4$ ) se forme, et sous l'influence de la pression de réservoir, ce dernier reste en solution, ce qu'a pour résultat d'accélérer la réaction.

#### B.2 La température

La vitesse de réaction varie en fonction de la température au cours du traitement, plus la température augmente, plus la vitesse de réaction augmente et favorise le contact de l'acide sur la roche.

#### B.3 La concentration

La vitesse de réaction de l'HCL est une fonction non linéaire de la concentration. L'ionisation produite par l'acide augmente avec la concentration, et est maximale lorsque cette augmentation est de l'ordre de 26%, puis décroît ensuite.

#### B.4 La composition de la roche

C'est un élément très important qu'il faut prendre en considération. Il faut bien connaître les constituants de la roche avant le traitement.

Les caractéristiques du réservoir sont très importantes pour l'élaboration d'un traitement de stimulation ainsi que la bonne formulation d'acide, on peut citer :

- Nature de la roche (solubilité dans les acides);
- Fluide contenu dans le réservoir;
- Teneur en argiles et leur nature;

- Teneur en fer;
- Température du gisement ;
- porosité et perméabilité;
- Solubilité à l'eau.

La plupart de ces caractéristiques peuvent être déterminées à partir des analyses au laboratoire des carottes.

#### IV .14 Calculs nécessaires pour l'acidification

Les différents calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification matricielle sont principalement : [28]

- Calcul du volume d'acide nécessaire pour le traitement de la matrice ;
- Calcul du débit d'injection de l'acide ;
- Calcul de la pression d'injection de l'acide ;
- Calcul du degré d'endommagement de la formation(le skin).

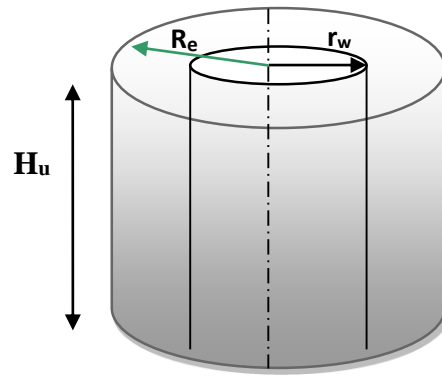
##### IV.14.1 Calcul du volume d'acide nécessaire pour l'acidification

Le volume d'acide injecté est déterminé par la méthode géométrique. C'est une méthode plus ancienne. Elle est basée sur le calcul du volume du cylindre endommagé autour du puits, ce dernier est estimé par:

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

Où :

$$\left\{ \begin{array}{ll} V_{\text{acide}} & : \text{volume d'acide utilisé pour le traitement principal en (m}^3\text{)} ; \\ R_e & : \text{rayon d'endommagement en(m) (déterminé par les essais de puits)} ; \\ H_u & : \text{hauteur utile du réservoir en (m)} ; \\ r_w & : \text{rayon du puits en (m)} ; \\ \Phi_{\text{utile}} & : \text{la porosité utile du réservoir (\%)} . \end{array} \right.$$



### 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 :

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

### IV.14.2 Calcul du débit d'injection

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

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

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

### IV.14.3 Calcul de la pression maximale d'injection

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

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

- La pression de fracturation ;
- La pression limitée des équipements.

### IV.14.4 La pression de traitement en surface

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

Où

$$\left\{ \begin{array}{ll} P_{T.fond} & : \text{ la pression de traitement au fond du puits (psi) ;} \\ P_{hyd} & : \text{ la pression hydrostatique (psi) ;} \\ \Delta P_{tbg} & : \text{ les pertes de charge dans le tubing (psi).} \end{array} \right.$$

### IV.14.5 La pression de traitement au fond du puits

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

Avec

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

$$\left\{ \begin{array}{ll} \Delta S_{sécurité} & : \text{ la marge de sécurité de pression est comprise entre 200 et 500psi ;} \\ g_f & : \text{ le gradient de fracturation en psi/ft } (g_f = 0,7 \text{ psi/ft}). \end{array} \right.$$

### IV.14.6 La pression hydrostatique

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

Avec

d : est la densité du mud-acid



#### IV.14.7 Les pertes de charge dans le CCE

$$\Delta P_{CCE} = \frac{518 \rho_{MA}^{0.79} q_{I,max}^{1.79} \mu_{MA}^{0.207}}{D_{CCE}^{4.79}}$$

$$\left\{ \begin{array}{ll} D_{CCE} & : \text{le diamètre de coiled tubing (inch).} \\ \mu_{MA} & : \text{la viscosité de main-acid (cp).} \end{array} \right.$$

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

#### IV.15 Conclusion

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

Des paramètres qui doivent être pris en considération avant l'opération d'acidification ;

- Le choix de type d'acide ;
- Les propriétés des divers additifs utilisés ;
- Historique du puits candidats à l'acidification.

L'exécution de l'acidification matricielle dans les puits de Haoud Berkaoui se fait en deux jours successifs de tube clean et de la matrice acidifiant.

L'efficacité de l'opération d'acidification est basée sur le choix de type d'acide et l'appareil utilisé. [25]

## Chapitre V : Partie pratique

### V.1 Introduction

L'opération d'acidification est appliquée dans la région de Haoud Berkaoui depuis 1965. Les résultats de cette opération sont variables. Ils dépendent des paramètres suivants :

Le réservoir et ces caractéristiques ;

Le type d'endommagement ;

Le choix de type d'acide utilisé.

La majorité des puits de cette région qui ont subi une acidification donne des bons résultats.

Dans cette présente étude on va suivre l'exécution de la stimulation par acidification des puits candidats ; OKS51, OKS64 et BKRS1, BKHE1 ensuite ont évalué les résultats obtenus.

### V.2 Le choix des puits candidats

Le choix des puits candidats dépend des tests réalisés sur les puits ; well test [SBU, LBU, PLT].

Dans ce chapitre, Notre étude est concernée par les quatre puits suivants BKRS1, BKHE1, OKS64 et OKS51 qui sont des puits producteur de l'huile [PPH].

Pour chaque puits on va étudier :

- L'historique et les données des puits;
- L'exécution de l'opération d'acidification;
- L'évaluation de l'acidification ;
- Le comportement du puits avant et après acidification.

Le programme d'acidification et le choix de type d'acide adéquat pour le réservoir et ces caractéristiques sont élaborés par des sociétés de services. Les types d'acides utilisés sont regroupés dans le tableau suivant :

**Tableau V.1 : Type d'acide utilisé selon société de service.**

<b>Puits</b>	<b>Date d'acidification</b>	<b>Société de service</b>	<b>Type d'acide</b>	<b>Skin</b>
<b>OKS51</b>	25et 26/05/2016	BJSP	BJ Sandstone Acid	1,42
<b>OKS64</b>	03et 04/09/2013	Halliburton	Sandstone Complétion Acid	5,7
<b>BKHE1</b>	21et 22/01/2015	BJSP	Organic Clay Acid	4,48
<b>BKRS1</b>	06et 07/08/2014	Schlumberger	Organic Clay Acid	2,38

### V.3 Historique des puits

#### V.3.1 Puits OKS 51

Le puits OKS51 est situé à 950 m à l'ouest du puits OKS52. C'est un puits de délinéation dans la partie Sud du champ Benkahla. Il a été foré et complété en 12/09/2011.

#### Intervalles perforés en mètre ;

[3422,00 ; 3426,50]

[3431,50 ; 3434,50]

[3438,00 ; 3439,50]

[3443,00 ; 3447,50]

[3448,00 ; 3450,00]

Le forage est arrêté vers 3504 m, soit après pénétration du Dévonien d'une cinquantaine de mètre.

La chute de débit du puits dû à un blocage des fissures par des fines particules, et à une déplétion du réservoir.

A partir des resultat d'interprétation d'une remontée de pression de courte durée [SBU]

ce puits a nécessité une opération d'acidification. Elle a été réalisée par la compagnie de BJSP ; l'acide choisi est le BJ Sandstone Acid.

### V.3.1.1 Données de base

Puits : OKS51 ;

Champ : Benkahla ;

Statut : PPH (Eruptif) ;

Date de mise en service : le 25 février 2012 ;

Colonne de production : Tbg 4"½ x Liner 4"½ ;

Pression de fracturation : 7889,056 psi.

Les données pétrophysiques moyennes sont résumées dans le tableau suivant :

**Tableau V.2 : Données pétrophysiques moyennes du puits OKS51**

Réservoir	H <sub>tot</sub>	H <sub>utile</sub>	Φ <sub>moy</sub>	S <sub>w moy</sub>	V <sub>sh moy</sub>	T°	P <sub>G</sub> initiale a3436 m
Série	M	m	%	%	%	°C	Kg/cm <sup>2</sup>
Inferieure	62	19,5	11,21	26,82	6,87	100	350,22

Une opération qui doit être réalisée avant l'acidification pour contrôler le puits :

**Contrôle WL du 21/03/2014 :** Top Sed à 3485 m, avec GC 90mm.

### V.3.1.2 Les calculs effectués pour l'acidification du puits OKS51

Données de puits :

$$\left\{ \begin{array}{l} K = 6,93 \text{ md} \\ H_{\text{utile}} = 19,5 \text{ m} = 63,96 \text{ ft} \\ G_f = 0,7 \text{ psi/ft} \\ P_{\text{uits}} = H_{\text{mi.perfo}} = 3436 \text{ m} = 11270,08 \text{ ft} \\ \Delta P_{\text{Sécurité}} = 200 \text{ psi} \\ P_g = 350,22 \text{ kgf/cm}^2 = 4981,298 \text{ psi} \\ H_{\text{Perforés}} = 15,5 \text{ m} = 50,84 \text{ ft} \end{array} \right. \quad \left\{ \begin{array}{l} B = 1,3 \text{ bbl /STB} \\ R_d = 212 \text{ m} = 695,36 \text{ ft} \\ r_w = 0,0762 \text{ m} = 0,249 \text{ ft} \\ d = 1,03 \\ D_{\text{CCE}} = 1,75 \text{ inch} \\ L_{\text{CCE}} = 4660 \text{ m} = 15285 \text{ ft} \\ \mu = 0,8 \text{ cp} \end{array} \right.$$

Application numérique:

**Tableau V.3 :** Calculs d'acidification du puits OKS51

$V_{\text{acide}}$	$V_{\text{pf}} = V_{\text{of}}$	$Q_{i,\text{max}}$	$P_{\text{frac}}$	$P_{\text{t fond}}$	$P_{\text{hyd}}$	$\Delta P_{\text{CCE}}$	$P_{\text{tete}}$
$\text{m}^3$	$\text{m}^3$	bbl/min	psi	Psi	Psi	Psi	Psi
12,24	3,672	0,71	7889,06	7689,06	5202,45	298,21	2784,82

### V.3.1.3 Exécution de l'opération : (25 et 26/05/2016)

L'opération d'acidification est faite par la société de service BJSP en deux jours :

#### 1<sup>er</sup> jour : Tube Clean

Durant le 1<sup>er</sup> jour le nettoyage de la colonne de production et des perforations se fait par les étapes suivantes :

- Descente 1"1/2 avec pompage d'eau traité nitrifiée ;
- Nettoyage jusqu'au fond à 3486 m ;
- Jetting en face des perfos [3422,00 ; 3450,00] m : 23 m<sup>3</sup> d'eau traitée + 4 m<sup>3</sup> de Hcl 7,5 % + 1 m<sup>3</sup> de gel + 3 m<sup>3</sup> de N<sub>2</sub>.

- La remise du puits en service à Pt 840 psi.

## 2<sup>ème</sup> jour : traitement matriciel

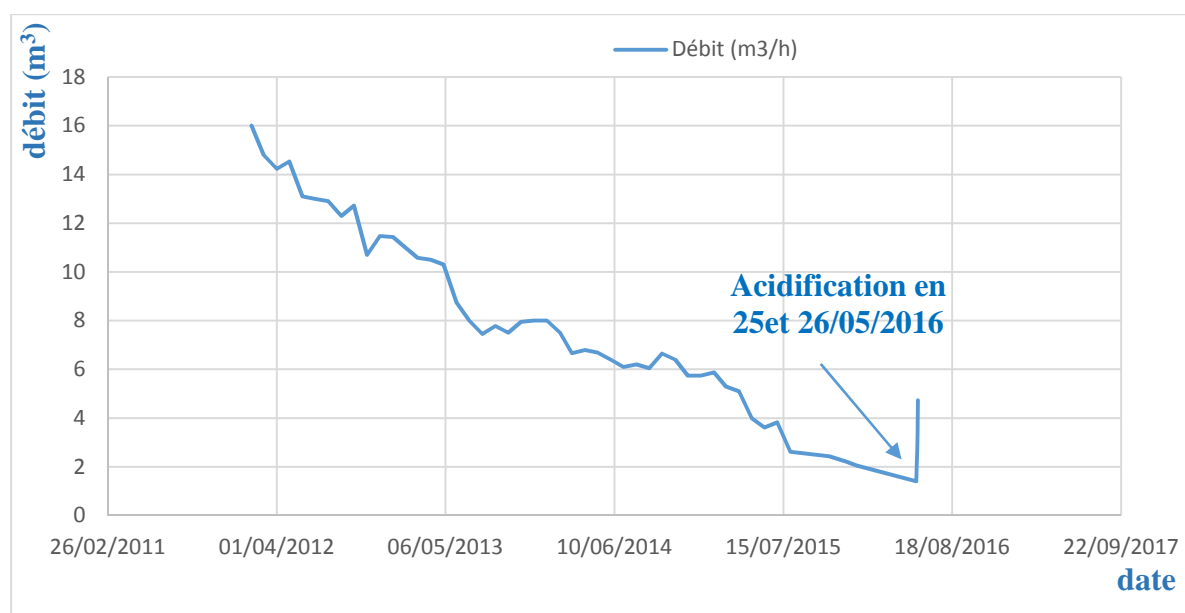
Acidification matricielle du puits s'est fait selon les étapes suivantes :

- Descente 1"1/2 avec pompage d'eau traitée nitrifiée ;
- Remplissage du puits avec 35 m<sup>3</sup> d'eau traitée + 5 m<sup>3</sup> acide formique 10 % + 10 m<sup>3</sup> de HS BJSSAcid + 5 m<sup>3</sup> Hcl 5 % + 3 m<sup>3</sup> de N<sub>2</sub>-Pp : 3500psi - Q : 1 BPM ; Pt est varié de [200, 800, 1300] psi ;
- Démarrage puits et repassé sur le centre de production.

**Remarque :** la composition des fluides utilisés au traitement est dans l'annexe.

### V.3.1.4 Evaluation de l'acidification du puits OKS 51

Après chaque opération d'acidification, les variations de débits en fonction du temps sont illustrés dans le graphe suivant :



**FigureV.1 :** Variation de débit de production annuelle du puits OKS51

#### • Interprétation :

D'après le graphe on remarque que, depuis janvier 2012 le débit ne cesse pas de démunier à cause de l'endommagement [qui est dû au colmatage des fissures par des fines particules, et à une déplétion du réservoir]. Un traitement matricielle a été effectué le 26/05/2016 qui a donné un bon resultat dont le débit est passé de 1,04 m<sup>3</sup>/h à 4,72 m<sup>3</sup>/h soit un gain de 2,68 m<sup>3</sup>/h.

### V.3.2 Puits BKHE1

Le puits BKHE1, est situé dans la périphérie Sud-Est du champ de Benkahla. Il a été foré et complété en 20/09/1999.

#### L'intervalle Perforé en mètre ;

[3421,00 ; 3423,40]

[3425,00 ; 3426 ,50]

[3427,30 ; 3428,00]

[3430,00 ; 3432,00]

[3438,50 ; 3439,20]

[3440,00 ; 3443,00]

D'après des résultats d'interprétation d'une remontée de pression de longue durée [LBU] qui se fait sur ce puits a montré une diminution de la production quotidienne de pétrole, on soupçonne que cette baisse de La production est due à dépôt organique et minérale mixte existant dans la zone proche du puits de forage.

Pour cela ce puits a nécessité une opération d'acidification elle a été faite par la compagnie de BJSP et l'acide utilisé est Organic Clay Acid.

#### V.3.2.1 Données de base

Puits : BKHE 1 ;

Champ : Benkahla ;

Statut : Puits Producteur d'Huile ;

Date de mise en service : en 2000 ;

Colonne de production : Liner 4"1/2 et Tubing 4"1/2 ;

Pression de fracturation : 7879,87 psi.

Les données pétrophysiques moyennes sont résumées dans le tableau suivant :

**Tableau V.4 : Données pétrophysiques moyennes du puits BKHE1**

Réservoir	H <sub>tot</sub>	H <sub>utile</sub>	$\Phi_{\text{moy}}$	S <sub>w moy</sub>	V <sub>sh moy</sub>	T°	P <sub>G</sub> initiale à 3432m
Série	m	m	%	%	%	°C	Kg/cm <sup>2</sup>
Inferieure	14,5	11,5	9,67	27,2	6,81	98	316,05

Le contrôle Wire Line est effectué avant l'acidification pour détecter les problèmes.

**Contrôle WL du 04/01/2015 :** Top Sédiments à 3447 m avec GC 86 mm

### V.3.2.2 Les calculs effectués pour l'acidification du puits BKHE1

Données de puits :

$$\left\{ \begin{array}{l} K = 15 \text{ md} \\ H_{\text{utile}} = 11,5 \text{ m} = 37,72 \text{ ft} \\ G_f = 0,7 \text{ psi/ft} \\ H_{\text{puits}} = H_{\text{mi.perfo}} = 3432 \text{ m} = 11256,96 \text{ ft} \\ \Delta P_{\text{sécurité}} = 200 \text{ psi} \\ P_g = 316,05 \text{ kgf/cm}^2 = 4495,286 \text{ psi} \end{array} \right. \quad \left\{ \begin{array}{l} B = 1,3 \text{ bbl/STB} \\ R_d = 214 \text{ m} = 701,92 \text{ ft} \\ r_w = 0,0762 \text{ m} = 0,249 \text{ ft} \\ d = 1,03 \\ D_{\text{CCE}} = 1,25 \text{ inch} \\ L_{\text{CCE}} = 15285 \text{ ft} \\ \mu = 0,8 \text{ cp} \end{array} \right.$$

Application numérique :

**Tableau V.5 : Les calculs d'acidification du puits BKHE1**

V <sub>acide</sub>	V <sub>pf</sub> =V <sub>of</sub>	Q <sub>i,max</sub>	P <sub>frac</sub>	P <sub>t fond</sub>	P <sub>hyd</sub>	$\Delta P_{\text{CCE}}$	P <sub>tete</sub>
m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	bbl/min	Psi	Psi	psi	Psi	Psi
7,08	2,12	0,69	7879,87	7679,87	5196,40	1322,76	3806,23



### V.3.2.3 L'exécution de l'opération (21-22/01/2015)

L'opération d'acidification est faite par la société de service BJSP en deux jours ;

#### 1<sup>er</sup> jour : Tube Clean

Nettoyage des perforations en effectuant des passes avec le Tube clean, le long des perfos.

- Descente 1"1/2 avec pompage eau traitée nitrifiée ;
- Nettoyage jusqu'au fond à 3480 m ;
- Jetting en face des perfos [3421 ; 3443] m : 4 m<sup>3</sup> d'eau traitée nitrifiée + 4 m<sup>3</sup> Hcl 7,5% + 4 m<sup>3</sup> d'eau traitée- Pp : 3600 psi et Q : 1 BPM -QN<sub>2</sub> : 25 L/min ;
- Descente au fond et pompage de 1 m<sup>3</sup> de gel + 2 m<sup>3</sup> d'eau + 1 m<sup>3</sup> de N<sub>2</sub> à 40 L/min. Remontée avec kick off

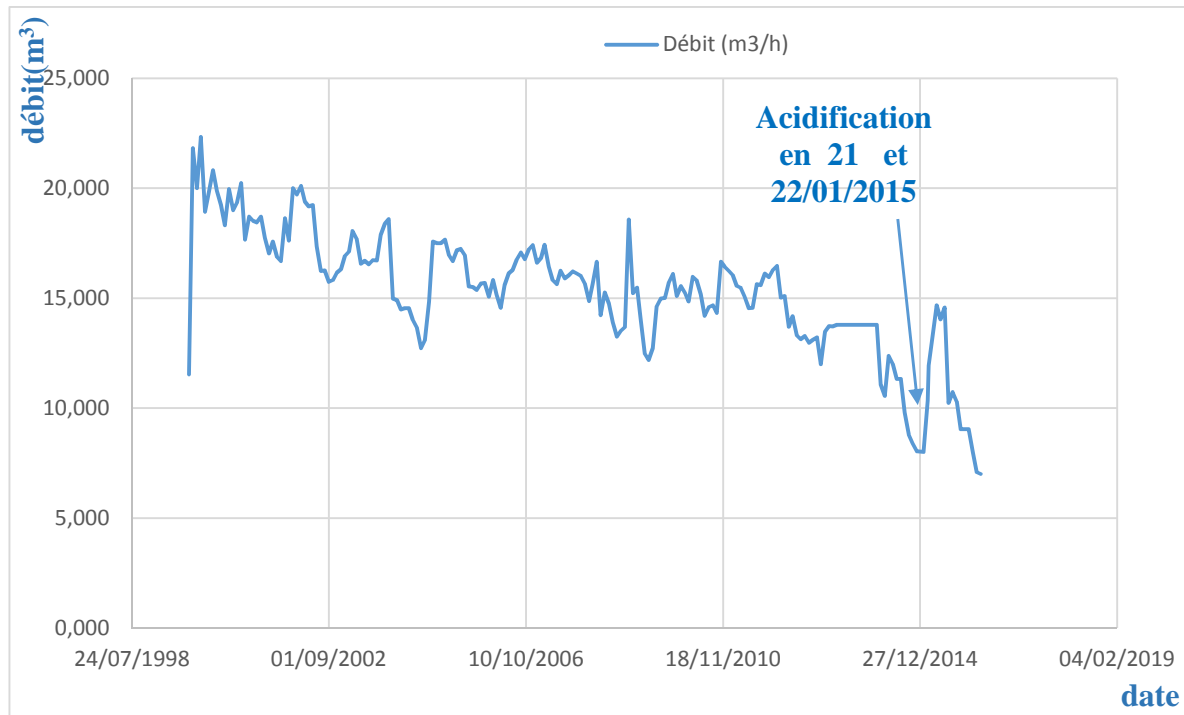
#### 2<sup>eme</sup> jour : traitement matriciel

Acidification matricielle du puits se fait par les étapes suivantes :

- Descente CT 1"1/2 avec pompage eau traitée nitrifiée ;
- Remplissage du puits avec 20 m<sup>3</sup> de la mousse Pp : 3500 psi - Q : 1,3 BPM – QN<sub>2</sub> : 25 l/min- Pt : 1000 psi ;
- Descente CT 1"1/2 à la cote 3432 m (mi perfos) et Pompage de 2 m<sup>3</sup> d'eau traitée + 2 m<sup>3</sup> de Preflush 10% + 2,2 m<sup>3</sup> de BJSSAcid- Pp : 3700 psi - Q : 1,4 BPM - Pt : 900 psi ;
- Fermeture du puits et squeeze de 1,8 m<sup>3</sup> de BJSSAcid + 2 m<sup>3</sup> de HCL 5% + 4 m<sup>3</sup> d'eau traitée - Q : 1,3 BPM. Kick off ;
- Evacuation de la mousse +l'acide ;
- Démarrage du puits.

### V.3.2.4 L'évaluation de l'acidification du puits BKHE1

Après chaque opération d'acidification on aura une interprétation qui représente la variation de débit de production, les resultat sont illustré dans le graphe suivant :



**FigureV.2 :** Variation de débit de production annuelle du puits BKHE1

#### Interprétation

Le design de l'acidification du 22/01/2015 a donné un bon résultat ; le débit de production après l'opération a atteint un seuil de 14 m<sup>3</sup>/h, une valeur non enregistrée depuis l'année 2012. Le débit avant l'acidification (8 m<sup>3</sup>/h) et après l'acidification (14 m<sup>3</sup>/h), révèlent donc un gain de 6 m<sup>3</sup>/h.

Cependant, il y a lieu de remarquer que ce débit ne se maintiendra pas longtemps puisque 04 jours après l'opération on a remarqué une chute à une valeur d'environ 10 m<sup>3</sup>/h. Ceci est du sans aucun doute dû à l'état de la ligne de production, qu'il faudrait nettoyer.

### V.3.3 Puits OKS64

Le puits OKS64 est situé à la haute structure du puits OKT04. C'est un puits de délinéation pour la zone haute de Benkahla. Il a été foré et complété en 12/02/2011 jusqu'à 06/04/2011.

**L'intervalle perforé en mètre ;**

[3398,5 ; 3400,00]

[3402,0 ; 3404,00]

[3405,0 ; 3408,00]

Le forage est arrêté vers 3474,5m, soit après pénétration du Dévonien d'une cinquantaine de mètre. La chute de débit de production dû à un endommagement aux abords du puits est provoquée par la boue de forage. L'invasion de la boue dans la formation est due au work over. Alors ce puits a besoin d'une opération d'acidification qui a été faite par la compagnie de Haliburton et l'acide utilisé ; Organic Clay Acid

**V.3.3.1 Données de base**

Puits : OKS64 ;

Champ : Benkahla ;

Statut : PPH ;

Date de mise en service : 04 Août 2011 ;

La Colonne de production : Tbg 4"½ x Liner 4"½ ;

Pression de fracturation : 7813,862 psi.

Les données pétrophysiques moyennes sont résumées dans le tableau suivant :

**Tableau V.6 : Données pétrophysiques moyennes du puits OKS64**

Réservoir	H <sub>tot</sub>	H <sub>utile</sub>	Φ <sub>moy</sub>	S <sub>w moy</sub>	V <sub>sh moy</sub>	T°	P <sub>G</sub> initiale à 3403,25 m
Série	m	m	%	%	%	°C	Kg/cm <sup>2</sup>
Inferieure	16,3	8,5	12	43,54	17,24	101,88	350,22

Une opération qui doit être réalisée avant l'acidification pour contrôler le puits ;

**Contrôle wire line du 20/02/2013 :** Top Sédiments : à 3443 m avec un GC de 90 mm

### V.3.3.2 Les calculs effectués pour l'acidification du puits OKS64

Données de puits:

$$\left\{ \begin{array}{ll} K & = 9,51 \text{ md} \\ H_{\text{utile}} & = 14,78 \text{ m} = 48,48 \text{ ft} \\ G_f & = 0,7 \text{ psi/ft} \\ H_{\text{perforé}} & = 6,5 \text{ m} = 21,32 \text{ ft} \\ H_{\text{puits}} & = H_{\text{mi.perfo}} = 3403,25 \text{ m} = 11162,66 \text{ ft} \\ \Delta P_{\text{sécurité}} & = 200 \text{ psi} \\ P_g & = 360,12 \text{ kgf/cm}^2 = 5122,11 \text{ psi} \end{array} \right. \quad \left\{ \begin{array}{ll} B & = 1,3 \text{ bbl/STB} \\ R_d & = 215 \text{ m} = 705,2 \text{ ft} \\ r_w & = 0,0762 \\ d & = 1,03 \\ D_{\text{CCE}} & = 1,732 \text{ inch} \\ L_{\text{CCE}} & = 15285 \text{ ft} \\ \mu & = 0,8 \text{ cp} \end{array} \right.$$

Application numérique :

**Tableau V.7 : Les calculs d'acidification du puits OKS64**

$V_{\text{acide}}$	$V_{\text{pf}} = V_{\text{of}}$	$Q_{i,\text{max}}$	$P_{\text{frac}}$	$P_{\text{t fond}}$	$P_{\text{hyd}}$	$\Delta P_{\text{CCE}}$	$P_{\text{tete}}$
$\text{m}^3$	$\text{m}^3$	bbl/min	Psi	Psi	psi	Psi	Psi
5,32	1,60	0,40	7813,862	7613,862	5152,86	105	2566

### V.3.3.3 Exécution de l'opération (02-03/09/2013)

Le puits est acidifié par la société de service Haliburton en deux jours :

#### 1<sup>er</sup> jour : Tube Clean

Durant le 1<sup>er</sup> jour le nettoyage de la colonne de production et des perforations se fait par les étapes suivantes :

- montage de l'injecteur et remplissage le tubing 1"1/2 avec 24 bbl d'eau, test à 5000 psi ;
- gonflage l'annulaire 7"×3"1/2 à 1000 psi avec 2 bbl d'eau ;
- Descente CT avec un pompage de 0,5bpm d'eau traitée, à la cote 3398,5m ;
- remplissage du puits par 14m<sup>3</sup> d'eau traitée- Q : 1,3 bbl/min- Pp : 4400psi -Pt : 0 psi.

## 2<sup>ème</sup> jour : traitement matriciel

Acidification matricielle du puits se fait par les étapes suivantes :

- $P_t = 0$ , montage l'injecteur et remplissage le tubing 1"1/2 avec 24 bbl d'eau, test à 5000 psi – test l'espace annulaire 7" à 1000 psi.
- Descente CT avec pompage 0.5 bpm d'eau traitée, à la cote 3398,5m
- Remplissage du puits par 14m<sup>3</sup> d'eau traitée - Q : 1,3 bpm - Pp 4400 psi.
- Fermé le puits et squeeze de 0,8 m<sup>3</sup> cly fixe + 0,8 m<sup>3</sup> acide SSC + 4 m<sup>3</sup> d'eau traitée

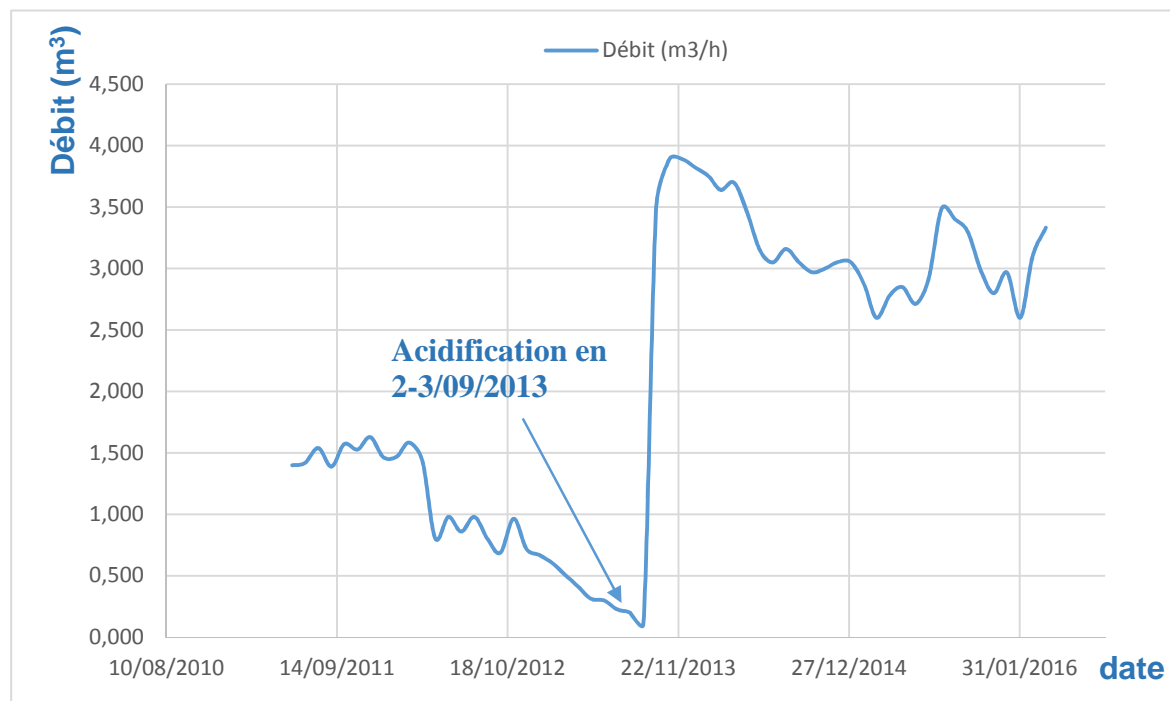
Pp : 4400 psi - Q : 1bpm - Pt : 1000 psi.

- Ouverture de puits et pompage 1m<sup>3</sup> d'azote - Q : 50 lpm - Pp 3100 psi.
- Remontée CT à 2800m avec Q N<sub>2</sub> : 20 lpm, point de kick off- Pp 650 psi,
- Retour sur torche (Gaz + l'huile)
- Remontée CT, à 1500m, Pt : 0 psi, CT au surface Pt : 120 psi (gaz sur torche)

**Remarque :** La composition détaillée des fluides de traitement est dans l'annexe.

### V.3.3.4 L'évaluation de l'acidification du puits du puits OKS64

Après chaque opération d'acidification on aura une interprétation qui représente la variation de débit ; les resultats sont illustré dans le graphe suivant :



**FigureV.3 :** Variation de débit de production annuelle du puits OKS64

## Interprétation

D'après le graphe on remarque une diminution continue dans le débit jusqu'à une valeur de 0 m<sup>3</sup>, cette valeur de débit reste stable pendant 7 mois. Cela est causé par l'invasion de la boue dans la formation.

Après l'exécution de l'acidification on remarque une augmentation dans la production qui atteint une valeur de 3,699m<sup>3</sup>/h. ce qui veut dire que l'opération est réussite.

### V.4.4 Le puits BKRS1

Le puits BKRS1 est situé à Berkaoui Sud et environ 1,7Km au Sud-Est du puits BKRE1 aura aussi pour objectif l'exploration de Dévonien inférieur ainsi que le réservoir Ordovicien. Il a été foré en 01/09/2011 jusqu'à 01/12/2011.

#### L'intervalle perforé en mètre ;

[3426,00 ; 3430,00]

[3431,00 ; 3434,00]

[3436,00 ; 3437,00]

[3441,00 ; 3443,00]

[3445,00 ; 3446,00]

[3449,00 ; 3455,00]

[3461,00 ; 3463,00]

[3466,00 ; 3473,00]

Le forage est arrêté vers 3426m. La chute de débit de production est due à la migration des fines particules au niveau du Trias. Donc l'exécution d'une stimulation par acidification est nécessaire pour améliorer la productivité.

La compagnie de Schlumberger est choisie l'acide d'Organic Clay Acid pour cet effet.

#### V.4.4.1 Données de base

Puits : BKRS1 ;

Champ : Haoud Berkaoui ;

Statut : PPH ;

Date de mise en service : 04/08/2013 ;

La Colonne de production : Tbg 4"1/2 x Liner 4"1/2 ;

Pression de fracturation : 7920,052 psi.

Les données pétrophysiques moyennes sont résumées dans le tableau suivant :

**Tableau V.8 : Données pétrophysiques moyennes du puits BKRS1**

Réservoir	H <sub>tot</sub>	H <sub>utile</sub>	Φ <sub>moy</sub>	S <sub>w moy</sub>	V <sub>sh moy</sub>	T°	P <sub>G initiale</sub> à 3449,5 m
Série	m	m	%	%	%	°C	Kg/cm <sup>2</sup>
Inferieure	47	8,51	11,43	32,12	6,45	101,88	350,22

Le contrôle Wire Line est effectué avant l'acidification pour détecter les problèmes.

**Contrôle wire line du 12/03/2014 :** Top Sédiments à 3646 m avec un GC de 90 mm

### V.3.2.2 Les calculs effectués pour l'acidification du puits BKRS1

Données de puits :

$$\left\{ \begin{array}{l} K = 3,8 \text{ md} \\ H_{\text{utile}} = 26 \text{ m} = 85,28 \text{ ft} \\ G_f = 0,7 \text{ psi/ft} \\ H_{\text{puits}} = H_{\text{mi.perfo}} = 3449,5 \text{ m} = 11314,36 \text{ ft} \\ \Delta P_{\text{sécurité}} = 200 \text{ psi} \\ P_g = 286,71 \text{ kgf/cm}^2 = 4077,974 \text{ psi} \\ \mu = 0,8 \text{ cp} \end{array} \right. \quad \left\{ \begin{array}{l} B = 1,3 \text{ bbl/STB} \\ R_d = 205 \text{ m} = 672,4 \text{ ft} \\ r_w = 0,0762 \text{ m} = 0,249 \text{ ft} \\ d = 1,03 \\ D_{\text{CCE}} = 1,2 \text{ inch} \\ L_{\text{CCE}} = 15285 \text{ ft} \end{array} \right.$$

Application numérique :

**Tableau V.9 : Les calculs d'acidification du puits BKRS1**

$V_{acide}$	$V_{pf}=V_{of}$	$Q_{i,max}$	$P_{frac}$	$P_{t\ fond}$	$P_{hyd}$	$\Delta P_{CCE}$	$P_{tete}$
$m^3$	$m^3$	bbl/min	psi	Psi	Psi	Psi	Psi
21,94	6,58	0,54	7920,05	7720,05	5222,89	5222,89	3554,42

#### V.4.4.2 Exécution de l'opération : (06 et 07/08/2014)

Le puits est acidifié par la société de service SCHLUMBERGER en deux jours :

##### 1<sup>er</sup> jour : Tube Clean

Durant le 1<sup>er</sup> jour le nettoyage de la colonne de production et des perforations se fait par les étapes suivantes :

- Montage l'équipement CT 1"1/2 ;
- Test le régime de pompage de CT à 5000 psi, test l'espace annulaire 7"×4"1/2 à 1000 psi ;
- Ouvert le puits sur torche ( $P_t=250$  psi)
- Descente CT avec pompage d'eau traitée nitrifier à faible débit jusqu'au fort à 3685.4m ( $P_p=2600$  psi,  $P_t = 200$  psi) ;
- Remonte CT et faire jetting en force les perfos à plusieurs poses en pompant 4 m<sup>3</sup> de tube clean entre 3478 m et 3421 à un débit de 0,5 bpm, d'eau traité et 25 lpm de N<sub>2</sub> ( $P_p= 4000$  psi et  $P_t = 200$  psi) ;
- Descente CT au fond et pompage 1 m<sup>3</sup> d'azote à grand débit ( $P_p =250$  psi) remonte CT à 2800 m et kick off ( $P_p =2600$  à 1200 psi), ( $P_t =260$  psi) ;
- Remonter CT.  $V_{eau\ traite}$ ,  $V_{gel}=1m^3$ ,  $V_{N_2} = 7,3 m^3$ .

##### 2<sup>eme</sup> jour : traitement matriciel

Acidification matricielle du puits se fait par les étapes suivantes :

- Fermé le puits et chargement de vanne de curage de 4"1/2 ;
- Montage le CT 1"1/2. test à 5000 psi;
- Remplissage l'espace annulaire 7"× 4"1/2. à 5000 psi;

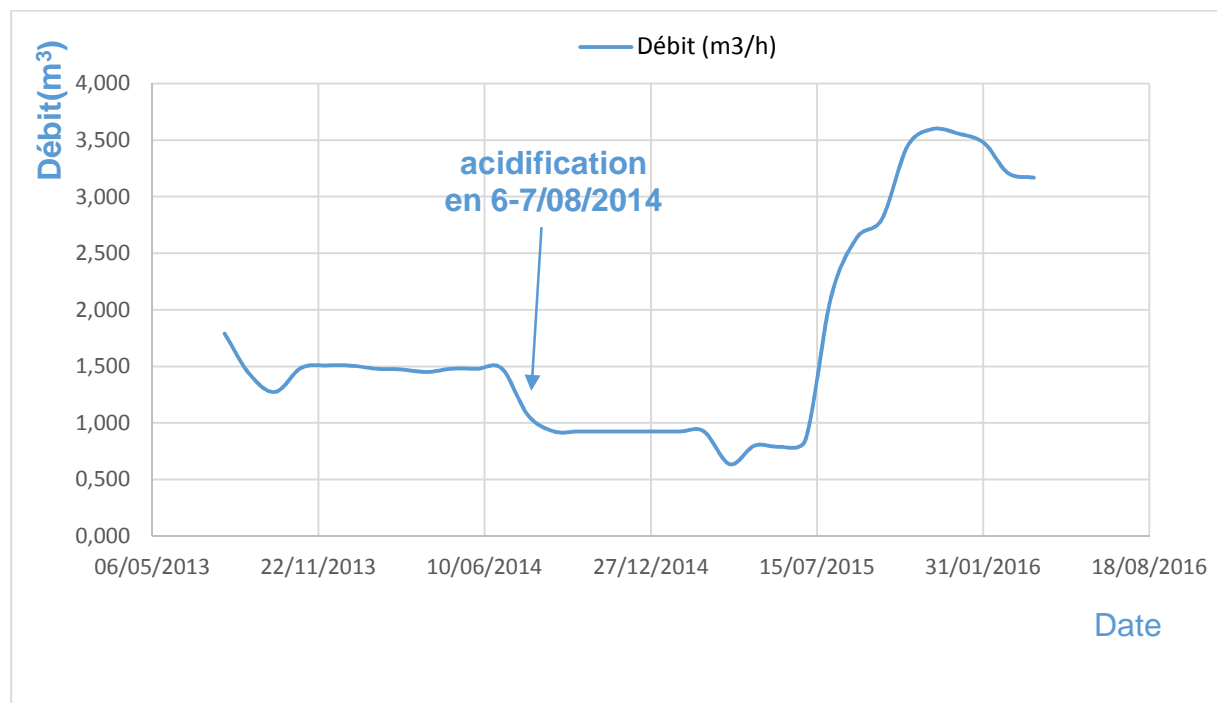


- Ouverture puits sur torche et descente CT 1"½ avec pompage d'eau traitée nitrifier à faible débit jusqu'au fond 3686 m ;
- CT au fond remplir le puits avec 26 m<sup>3</sup> de la mousse à un débit de 0,5 bpm et 30 lpm de N<sub>2</sub> (Pp = 4000psi ,Pt = 250 psi ) ;
- Fermé le puits et squeeze 25 bbl mud clean + 13 bbl de preflush + 25 bbl d'acide +13 bbl de overflush à un débit de 0,7 bpm et 20 lpm de N<sub>2</sub> ; déplacer avec 17 bbl de l'eau traitée (4500 psi) ;
- Remontée CT à 3426m (haute perfos ) et pompage 1 m<sup>3</sup> d'azote à grand débit remonter CT à 2800 m ;
- kick of (Pp = 2800 à 1500 psi ,Pt = 500 psi CT au jour securiser puits ( Pt = 280 psi )
- Le système de fluides utilisés est le suivant : V<sub>eau traité</sub> = 15 m<sup>3</sup>, V<sub>gel</sub> = 1 m<sup>3</sup>, V<sub>N<sub>2</sub></sub> = 7,3 m<sup>3</sup>, V<sub>tube clean</sub> = 4 m<sup>3</sup>

**Remarque :** La composition détaillée des fluides de traitement est dans l'annexe

#### V.3.4.3 L'évaluation de l'acidification du puits BKRS1

Après chaque opération d'acidification on aura une interprétation qui représente la variation de débit ; les résultats sont illustré dans le graphe suivant :



**FigureV.4 :** Variation de débit de production annuelle du puits BKRS1

## Interprétation

D'après le graphe on remarque une stabilité de débit de production. A partir de la valeur 1,479 m<sup>3</sup>/h le débit commence à démunier suite à la migration des fines particules.

Après la réalisation de l'acidification le débit ne cesse pas de démunier .ce qui veut dire que l'acidification n'est pas réussite,

L'amélioration de la productivité de ce puits nécessite une autre operation de stimulation tel que la fracturation hydraulique

Les résultats obtenus pour les quatre puits sont résumés dans le tableau suivant :

**Tableau V.10** : synthèse des opérations d'acidification et recommandations.

Puits	Statut	Date d'acidification	Débit d'huile (m3/h)		Observations et Recommandations
			Avant l'acidification	Après l'acidification	
OKS51	PPH, éruptif	25et 26/05/2016	3,517	8,061	Qoil moyen = 8,315m3/h soit une amélioration de 43,63%.
OKS64	PPH, éruptif	03et 04/09/2013	0,981	3,89	Qoil moyen = 2,562m3/h soit une amélioration de 25,22%.
BKHE1	PPH, éruptif	21et 22/01/2015	15,111	19,094	Qoil moyen = 15,532m3/h soit une amélioration de 79.14%.
BKRS1	PPH, éruptif	06et 07/08/2014	1,069	0,925	Qoil moyen = 1,08m3/h Nessécite une autre operation

## V.4 Conclusion

D'après les résultats, on conclut que l'application de l'acidification est réussite pour les puits suivants OKS51, OKS64 et BKHE1. Par contre le puits de BKRS1 a connu un échec dans cette opération et cela est remarquer dans le comportement du puits qui illustre une baisse continue dans le débit. La reprise de ce puits nécessite l'application d'une autre opération.

A la fin on peut dire que l'acidification est la méthode la plus utilisé dans la région de opération pour récupérer le maximum de l'huile.

## Conclusion générale

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

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

Dans cette présente étude, nous allons discuter sur l'élaboration et l'exécution des programmes d'acidification des puits candidats à savoir les puits OKS51, OKS64, BKRS1 et BKHE1 au champ de Haoud-Berkaoui.

Le volume de mélange d'acide injecté dans chaque puits doit être approprié à la formation et être compatible avec la nature du réservoir en tenant compte du type de fluide présent, de la pression d'injection, de la nature d'endommagement et sa localisation.

La rentabilité d'une acidification est d'autant plus bénéfique que l'amortissement du coût de l'opération se fait à des petites périodes de temps.

On peut conclure que les acidifications réalisées à Haoud Berkaoui sont rentables dans la majorité des cas mais il reste toujours à faire des efforts pour bien éliminer les problèmes de la chute de débit avec le temps et d'atteindre les objectifs escomptés.

La rentabilité économique d'une acidification varie d'un puits à un autre suivant le coût de l'opération et le gain en débit.

## Référence bibliographique

### Chapitre I

- [1]. **BOUDOUDA, K.** Document Sonatrach, Service Géologie.1999.
- [2]. Direction régional de Haoud Berkaoui ; 1976.
- [3].**BENYOUNES, K.** Rapport d'interprétation sismique du champ de Haoud Berkaoui SONATRACH, Compagne 96-BKH .1999.
- [4]. **COSSE, R.**"Le gisement, Technique d'exploitation pétrolière ", Paris.1988.
- [5]. **GOUDJIL, A.** "structures sédimentaires de la série inférieure".1970.
- [6]. Recueil des fiches stratigraphiques du champ de Haoud Berkaoui .1973.
- [7]. Le journal de l'entreprise nationale des travaux aux puits. Revue n°71 .2000.
- [8]. **BENLAIB, B.** Etude sédimentologique et diagénitique des réservoirs Argilo-Gréseux de la série inférieure du champ de Haoud Berkaoui. CRD .1997.
- [9]. Cour de production. "Caractéristiques réservoirs" du champ de Haoud Berkaoui .1976.
- [10]. **HENRY, L.** Rapport de description de la structure du champ de Haoud Berkaoui.1968.
- [11]. **NGUYN,P.** Le gisement, "édition Technip" .1986.
- [12]. Données "SH/DP/EP/service géologie, intervention sur puits, techniques puits», HBK.

### Chapitre II

- [13]. **DADDOU, M.**"Introduction à l'industrie pétrolière et initiation au forage, Sonatrach ".2007.
- [14]. **BOURDAROT, G.** Rapports journaliers de géologie et de forage de la region de Haoud Berkaoui.1964.
- [15]. **MONICARD, R.** Forage rotary, la boue de forage deux éditions Technip. 1982.
- [16]. **TAGNIT, H. Said, M.** "Forage des formations profondes et compactes, Journées d'études Sonatrach/Division forage ".2013.
- [17]. **ABID, D.** "Etude de synthèse sur les fluides de forage 1<sup>ère</sup> partie du rapport", CRD boumerdes.1994

[18]. **KHOJA, M.** "Les fluides de forage : Etude des performances et considérations environnementales", Institut national polytechnique de Toulouse. 1999.

### Chapitre III

[19]. **BOY, X.** "Manuel d'endommagement des réservoirs". Edition Technip .1983.

[20]. Document SONATRACH. "Nature of formation damage" .2005.

[21]. **BOUKHERISSA, M.** "Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut choix de dispersants et le mécanique d'action ". Thèse de doctorat de l'Université Paul Verlaine-Metz. Novembre 2008. page2-7

[22]. Revue de sonatrach

[23]. "Formulaire du producteur". Edition Technip, IFP. 1970.

[24]. **BOUAKLINE, O.ELHAICHER, M.** " Amélioration de l'effet de l'endommagement (skin) par l'acidification ", Thèse d'ingénieur, université Boumerdes. 2013, page 2-6.

### Chapitre IV

[25]. "Manuel d'acidification des réservoirs". Edition Technip. 1983.

[26]. " Stimulation des réservoirs" .SPE. 2000.

[27]. "Matrix trématent document "chimie d'acidification" Sonatrach .2001.

[28]. "Programmes d'acidification des puits et Rapports journaliers des opérations" .SH/DP/EP/Service techniques puits, HBK .2010.

[29]. "Programmes d'acidification des différentes compagnies de service». Halliburton, BJSP et Schlumberger .2011.

[30]. **FOWLER, H.** "Computing collapse pressure for coiled Tubing". SPE 36340, 1st North American coiled tubing roundtable.1964.

[31]. "Matrix Engineering Manual" .Treatment Design – Sandstones.1985.

[32]. **BETAUX DOWELL, J.**" Fluid selection guide for matrix treatments".Schlumberger .1986.

[33]. **SOUMAR, M.** "Matrix Materials Manual". Schlumberger, HBK .2006.

[34]. **JOHN, L.** Document Schlumberger. 2006, page278-299.

[35]. **VEILLON, D.** "companies de services" ; document sonatrach .2005.

[36]. **CHETIOUT,W.** "Etude comparative entre la fracturation hydraulique et la reprise en short radius du puits OMO38" Mémoire ingénieur Boumerdes .2006 ,page 31 .

## Recommandations

La stimulation par acidification est un traitement assez coûteux qui nécessite un investissement important, alors pour le rendre le plus rentable et efficace, un certain nombre de recommandations doivent être prises en considération :

- Procéder à un test d'injectivité avant et après l'acidification pour voir l'influence de l'acide sur la formation et l'efficacité de l'opération.
- L'utilisation des désémulsifiants avant chaque traitement est primordiale afin d'éviter les éventuelles formations des émulsions.
- Faire des loggings de porosité pour la réévaluation des porosités des puits acidifiés, pour mieux optimiser les volumes d'acides nécessaires pour le traitement matriciel.
- Faire des tests de pressions pour mieux estimer le skin (l'effet d'endommagement).
- Evaluer les résultats après le traitement à fin de recommander les solutions adéquates pour les puits non réussis, et pour le prochain traitement de la matrice.
- Prévoir le meilleur procédé d'exploitation du puits après la stimulation à fin de profiter de l'amélioration de son débit.
- Procéder à l'étude du puits car chaque puits reste un cas particulier.
- à fin d'optimiser le gain avec un minimum d'inconvénients liés au traitement on suggère
- La connaissance de la minéralogie de tous les intervalles des puits est nécessaire, pour bien déterminer la nature d'endommagement et en conséquence la meilleure formulation d'acide à injecter.
- Le volume de solution d'overflush peut être augmenté à fin de pousser les produits des réactions secondaires loin des abords de puits.
- La concentration d'acide devrait être faible, à fin de limiter des effets d'une consolidation et de diminuer le risque des réactions secondaires.



**PuitsOKS51****3. Fluid Formulations****Day 1 : Tube Clean & Perforation Wash****Système Eau traitée 2%NH<sub>4</sub>Cl**Volume: **30** m<sup>3</sup>

Additif	Description	par m <sup>3</sup>	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	984 litres	0 litres
NH <sub>4</sub> Cl	Stabilisateur d'argile	20 kg	0 kg
NE-118	Non-emulsifier	3 litres	0 litres

**Système Gel**Volume: **1** m<sup>3</sup>

Additif	Description	par m <sup>3</sup>	Quantité Totale
Water	Eau Douce	976 litres	976 litres
NH <sub>4</sub> Cl	Stabilisateur d'argile	20 kg	20 kg
NE-118	Non-emulsifier	3 litres	3 litres
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Soda Ash	0.5 kg	1 kg
HEC 10	Agent Gelifiant	5 kg	5 kg

**Système Acide -Tube Clean (HCl 7.5%)**Volume: **4** m<sup>3</sup>

Additif	Description	par m <sup>3</sup>	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	712 litres	2850 litres
HCl 32%	Concentrated Hydroch	209 litres	836 litres
NE-118	Non-Emulsifier	5 litres	20 litres
CI-15	Corrosion Inhibitor	4 litres	16 litres
Clatrol 6	Clay Stabiliser	6 litres	24 litres
Ferrotrol 300	Iron Control	6 kg	24 kg
Inflo 40	Mutual Solvent	60 litres	240 litres

**Solution Neutralisante**Volume: **2** m<sup>3</sup>

Additive	Description	par m <sup>3</sup>	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	997 litres	1993 litres
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Soda Ash	5 kg	10 kg

**Day 2 : Treatment Matriciel****Système Eau Traitée 2%NH4Cl**Volume: **60** m3

Additive	Description	par m3	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	984 litres	59041 litres
NH4CL	Stabilisateur d'argile	20 kg	1200 kg
NE-118	Non-emulsifier	3 litres	180 litres

**Système Preflush (Acid Formique 10%)**Volume: **5** m3

Additive	Description	par m3	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	848 litres	1697 litres
Z-5	Concentrated Formic Acid	93 litres	186 litres
NE-118	Non-Emulsifier	5 litres	10 litres
CI-15	Corrosion Inhibitor	4 litres	8 litres
Clatrol 6	Clay Stabiliser	6 litres	12 litres
Ferrotrol 300	Iron Control	6 kg	12 kg
Inflo 40	Mutual Solvent	40 litres	80 litres

**Système Overflush (HCl 5%)**Volume: **5** m3

Additive	Description	par m3	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	803 litres	4017 litres
HCl 32%	Concentrated Hydrochloric Acid	138 litres	690 litres
NE-118	Non-Emulsifier	5 litres	25 litres
CI-15	Corrosion Inhibitor	4 litres	20 litres
Clatrol 6	Clay Stabiliser	6 litres	30 litres
Ferrotrol 300	Iron Control	6 kg	30 kg
Inflo 40	Mutual Solvent	40 litres	200 litres

**Système BJ Sandstone Acid (Half Strength)**Volume: **10** m3

Additive	Description	par m3	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	807 litres	8075 litres
HCl 32%	Concentrated Hydrochloric Acid	15 litres	150 litres
ABF	Ammonium Bifluoride	24 kg	240 kg
HV	HV Additive	15 litres	150 litres
CI-15	Corrosion Inhibitor	4 litres	40 litres
Z-5	Formic Acid	90 litres	900 litres
Clatrol 6	Clay Stabiliser	2 litres	20 litres
NE-118	Non-Emulsifier	5 litres	50 litres
Ferrotrol 300	Iron Control	6 kg	60 kg
MMR-2	Fines Suspending Agent	2 litres	20 litres
Inflo 40	Mutual Solvent	40 litres	400 litres

**Solution Neutralisante**Volume: **2** m3

Additive	Description	par m3	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	997 litres	1993 litres
Na2CO3	Soda Ash	5 kg	10 kg

## Puits OKS64

- Fluides à utiliser

Treated Water			27,361 gals	
7.5 %TubeClean			1,056 gals	
Foamed Gel			1,890 gals	
NVSO			528 gals	
ClayFix-5			400 gals	
ClaySafe-5			400 gals	
SSCA			793 gals	
Gell Pill			500 gals	
Nitrogen			15.3 m3	
(Water to be supplied by Sonatrach)				

Equipment Required							
	1 ea.	1-1/2" X 0.109 Wall, QT - 900 Coiled Tubing Unit					
	1 ea.	Clam Mixing Unit with HT - 400 Pump					
	1 ea.	Nitrogen Pumping Unit with 10 m3 N2 storage tank					
	2 ea.	6000 gal Acid/water Transport					
	1 ea.	Nitrogen Transport with 27 m3 of N2					
<b>BHA</b>							
	1 ea	Service Connector					
	1 ea	Double Flapper Check Valve					
	1 ea	Hydraulic Disconnect					
	1 ea	Knuckle Joint					
	1 ea	1 Meter Strait Joint					
	1 ea	Jet Nozzle					

- Composition des fluides

OKS-64 Additives / 1000 Gallons of Treatment Fluid									
Chemical Additive	Conc.	Treated Water	Foamed Gel	Gel Pill	7.5 % TubeClean	NVSO	ClayFix-5	ClaySafe-5	SSCA
HCl - 33%	gal/Mgal				201				462
AF - 35%	gal/Mgal								86
FE - 1A	gal/Mgal				20			86	30
FE - 2A	gal/Mgal				20				20
LOSURF - 300	gal/Mgal	2	2	2	2		2	2	2
Pen-88T	gal/Mgal							2	2
AS - 7	gal/Mgal							7	15
MUSOL - A	gal/Mgal					50		50	50
HAI - 85M	gal/Mgal				8	10			8
MSA - II	gal/Mgal							5	
CLASTA - FS	gal/Mgal							7	7
HC-2	gal/Mgal		7	5	8				
CLAYFIX, (NH4Cl)	lbs/Mgal						417	417	
WG-11	lbs/Mgal		20	40					
Cla-Web	gal/Mgal	0.7	0.7	0.7					
Diesel	gal/Mgal					940			
Water	gal/Mgal	997	990	997	741		985	806	318

- Total des additifs requis pour le Job

OKS-64 Total Additives Required for the Job										
Chemical	Unit	Treated Water	Foamed Gel	Gel Pill	7.5 % TubeClean	NVSO	ClayFix-5	ClaySafe-5	SSCA	Total
		27,361 gals	1,890 gals	500 gals	1,056 gals	528 gals	400 gals	400 gals	793 gals	
HCl - 33%	gals	-		-	212			-	366	578
AF - 35%	gals	-		-	-			-	68	68
FE - 1A	gals	-		-	21			34	24	79
FE - 2A	gals	-		-	21			-	16	37
LOSURF - 300	gals	55	4	1	2		1	1	2	65
Pen-88T	gals	-		-	-			1	2	2
AS - 7	gals	-		-	-			3	12	15
MUSOL - A	gals	-		-	-	26		20	40	86
HAI - 85M	gals	-		-	8	5		-	6	20
MSA - II	gals	-		-	-			2	-	2
CLASTA - FS	gals	-		-	-			3	6	8
HC-2	gals	-	13	3	8			-	-	24
CLAYFIX, (NH4Cl)	Lbs	-		-	-		167	167	-	334
WG-11	Lbs	-	38	20	-			-	-	58
Cla-Web	gals	19		0.4	-			-	-	20
Diesel	gals					496				496
Water	gals	27,287	1,872	499	782		394	322	252	31,408

## Puits BKHE1

- Description des fluides

### 1. Preflush-Overflush

Pre-Flush/ Over Flush Acetic 10%	Concentration for			
Chemicals and additives	1	m3	4	m3
L400 Acetic Acid	100	Kg	416	Kg
J285 Ammonium Chloride	21	Kg	84	Kg
A272 Corrosion Inhibitor	6	Lt	24	Lt
L058 Iron Control	1.5	Kg	6	Kg
U066 Mutual solvent	100	Lt		
F105 Surfactant blend	3	Lt	200	Lt
Water	800	Lt	3200	Lt

### 2. OCA HT - H958

OCA HT	Concentration for		Concentration for	
Chemicals and additives	1	m3	4	m3
L001 Citric Acid	104	Kg	416	Kg
Y001 Ammonium Bifluoride	22.3	Kg	89.2	
Y006 Clay Acid Active Agent	12.5	Kg	50	Kg
H033 Hydrochloric Acid	34.9	Liters	139.6	Liters
A272 Corrosion Inhibitor	6	Lt	24	Lt
L058 Iron Control	1.5	Kg	6	Kg
L400 Acetic Acid	10	Lt	40	Lt
U066 Mutual solvent	100	Lt	400	
F105 Surfactant blend	3	Lt	12	Lt
Water	741.3	Lt	2965.2	Lt

### 3. Spacer

3% NH4Cl Brine	Concentration for		Concentration for	
Chemicals and additives	1	m3	10	m3
J285 Ammonium Chloride	30	Kg	300	Kg
Fresh Water	963	Lt	9630	Lt

### 4. Soda Ash

SODA ASH	Concentration for		Concentration for	
Chemicals and additives	1	m3	2	m3
M003 Soda Ash	50	Kg	100	Kg
Fresh Water	1000	Lt	2000	Lt

- Composition des fluides de traitement**

**Premier Jour: Tube Clean & Perforation Wash****Système Eau traitée 2%NH4Cl**Volume: **60** m3

Additif	Description	par m3	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	984 litres	59041 litres
NH4CL	Stabilisateur d'argile	20 kg	1200 kg
NE-118	Non-emulsifiant	3 litres	180 litres

**Système Gel**Volume: **1** m3

Additif	Description	par m3	Quantité Totale
Water	Eau Douce	969 litres	969 litres
NH4CL	Stabilisateur d'argile	30 kg	30 kg
NE-118	Non-emulsifiant	3 litres	3 litres
Na2CO3	Soda Ash	0.5 kg	1 kg
HEC 10	Agent Gélifiant	5 kg	5 kg

**Système Acide -Tube Clean (HCl 7.5%)**Volume: **4** m3

Additif	Description	par m3	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	712 litres	2850 litres
HCl 32%	Concentrated Hydrochloric Acid	209 litres	836 litres
NE-118	Non-Emulsifiant	5 litres	20 litres
CI-15	Corrosion Inhibitor	4 litres	16 litres
Clatrol 6	Clay Stabiliser	6 litres	24 litres
Ferrotrol 300	Iron Control	6 kg	24 kg
Inflo 40	Mutual Solvent	60 litres	240 litres

**Solution Neutralisante**Volume: **2** m3

Additive	Description	par m3	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	997 litres	1993 litres
Na2CO3	Soda Ash	5 kg	10 kg

**Deuxième Jour : Traitement Matriciel au BJ SS Acid****Système Eau Traitée 2%NH4Cl**Volume: **30** m3

Additive	Description	par m3	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	984 litres	59041 litres
NH4CL	Stabilisateur d'argile	20 kg	1200 kg
NE-118	Non-emulsifier	3 litres	180 litres

**Système Mousse pour Remplissage Puits**Volume: **30** m3

Additive	Description	par m3	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	969 litres	29070 litres
NH4CL	Stabilisateur d'argiles	20 kg	600 kg
NE-118	Non-emulsifier	3 litres	90 litres
FAW 25	Foaming Agent	10 litres	300 litres
Na2CO3	Soda Ash	0.5 kg	15 kg
HEC 10	Gelling Agent	3 kg	90 kg

**Système Preflush (Acid Formique 10%)**Volume: **2** m3

Additive	Description	par m3	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	828 litres	1657 litres
Z-5	Concentrated Formic Acid	93 litres	186 litres
NE-118	Non-Emulsifier	5 litres	10 litres
CI-15	Corrosion Inhibitor	4 litres	8 litres
Clatrol 6	Clay Stabiliser	6 litres	12 litres
Ferrotrol 300	Iron Control	6 kg	12 kg
Inflo 40	Mutual Solvent	60 litres	120 litres

**Système Overflush (HCl 5%)**Volume: **2** m3

Additive	Description	par m3	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	783 litres	1567 litres
HCl 32%	Concentrated Hydrochloric Acid	138 litres	276 litres
NE-118	Non-Emulsifier	5 litres	10 litres
CI-15	Corrosion Inhibitor	4 litres	8 litres
Clatrol 6	Clay Stabiliser	6 litres	12 litres
Ferrotrol 300	Iron Control	6 kg	12 kg
Inflo 40	Mutual Solvent	60 litres	120 litres

**Système BJ Sandstone Acid (Half Strength)**Volume: **4** m3

Additive	Description	par m3	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	747 litres	2990 litres
HCl 32%	Concentrated Hydrochloric Acid	15 litres	60 litres
ABF	Ammonium Bifluoride	24 kg	96 kg
HV	HV Additive	15 litres	60 litres
CI-15	Corrosion Inhibitor	4 litres	16 litres
Z-5	Formic Acid	90 litres	360 litres
Clatrol 6	Clay Stabiliser	2 litres	8 litres
NE-118	Non-Emulsifier	5 litres	20 litres
Ferrotrol 300	Iron Control	6 kg	24 kg
MMR-2	Fines Suspending Agent	2 litres	8 litres
Inflo 40	Mutual Solvent	100 litres	400 litres

**Solution Neutralisante**Volume: **2** m3

Additive	Description	par m3	Quantité Totale
Eau	Eau Douce	997 litres	1993 litres
Na2CO3	Soda Ash	5 kg	10 kg



## Puits BKRS1

### Composition des fluides

#### 1<sup>er</sup> jour : Tube Clean

##### 1.1 TubeCLEAN

Tube CLEAN 7.5% HCL	Concentration for		Concentration for	
Chemicals and additives	1	m3	4	m3
HCl Hydrochloric Acid (33%)	202	Lt	808	Lt
A262 Corrosion Inhibitor	4	Lt	16	Lt
A201 Inhibitor Aid	20	Lt	80	Lt
L058 Iron Control	1.5	Kg	6	Kg
F103 Surfactant	5	Lt	20	Lt
Water	769	Lt	3076	Lt

##### 1.2 Soda Ash

SODA ASH	Concentration for		Concentration for	
Chemicals and additives	1	m3	2	m3
M003	25	Kg	50	Kg
Fresh Water	1000	Lt	2000	Lt

##### 1.3 Brine (Displacement)

3%Ammonium Chloride	Concentration for		Concentration for	
Chemicals and additives	1	m3	50	m3
J285 Ammonium Chloride	50	Kg	2500	Kg
Fresh Water	977	Lt	48850	Lt

##### 1.1 Paraffin dispersant solution (Optional)

U082 SOLUTION	Concentration for		Concentration for	
Chemicals and additives	1	m3	2	m3
J285 Ammonium Chloride	30	Kg	60	Kg
U082 Organic deposition dissolver	50	Lt	100	Lt
Fresh water	900	Lt	1800	Lt



## 2eme jour : traitement matriciel

### 1. Paraffin dispersant solution (Optional)

U082 SOLUTION	Concentration for		Concentration for	
Chemicals and additives	1	m3	2	m3
J285 Ammonium Chloride	30	Kg	60	Kg
U082 Organic deposition dissolver	50	Lt	100	Lt
Fresh water	900	Lt	1800	Lt

### 2. MudCLEAN OB (Pre Acid Preflush)

Mud Clean OB	Concentration for		Concentration for	
Chemicals and additives	1	m <sup>3</sup>	4	m <sup>3</sup>
J285 Ammonium chloride	30	Kg	120	Kg
F97 Surfactant	100	Lt	400	Lt
F105 Multifunction surfactant	20	Lt	80	Lt
Fresh Water	857	Lt	3428	Lt

### 3. Pre/Overflush

Pre-Flush/ Over Flush Acetic 10%	Concentration for			
Chemicals and additives	1	m3	4	m3
L400 Acetic Acid	100	Kg	400	Kg
J285 Ammonium Chloride	21	Kg	84	Kg
A272 Corrosion Inhibitor	6	Lt	24	Lt
L058 Iron Control	1.5	Kg	6	Kg
U066 Mutual solvent	100	Lt	400	
F105 Surfactant blend	3	Lt	12	Lt
Water	800	Lt	3200	Lt

### 4. OCA HT - H958

OCA HT	Concentration for		Concentration for	
Chemicals and additives	1	m3	4	m3
L001 Citric Acid	104	Kg	416	Kg
Y001 Ammonium Bifluoride	22	Kg	88	
Y006 Clay Acid Active Agent	13	Kg	52	Kg
H033 Hydrochloric Acid	35	Liters	140	Liters
A272 Corrosion Inhibitor	6	Lt	24	Lt
L058 Iron Control	1.5	Kg	6	Kg
L400 Acetic Acid	10	Lt	40	Lt
U066 Mutual solvent	100	Lt	400	
F105 Surfactant blend	3	Lt	12	Lt
Water	741	Lt	2964	Lt

### 5. Brine (Displacement)

3%Ammonium Chloride	Concentration for		Concentration for	
Chemicals and additives	1	m3	30	m3
J285 Ammonium Chloride	30	Kg	900	Kg
Fresh Water	977	Lt	2921	Lt

### 6. Soda Ash

Soda Ash	Concentration for		Concentration for	
Chemicals and additives	1	m <sup>3</sup>	2	m <sup>3</sup>
M003 Soda Ash	50	Kg	100	Kg
Fresh Water	1,000	Lt	2,000	Lt

## Guide de sélection du type d'acide

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

### 1. Guide de sélection de l'HCL

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

Classe	Minéralogie (TFS < 200°F)	>100 Md	20 A100 Md	<20md
<b>1</b>	Beaucoup de Quartz (>80%) Peu d'argile (<10%)	15%	10%	7.5%
<b>2</b>	Beaucoup d'argile (>10%) Peu de silt (>10%)	7.5%	5%	5%
<b>3</b>	Beaucoup d'argile (>10%) Beaucoup de silt (>10%)	7.5%	5%	5%
<b>4</b>	Peu d'argile (<10%) Beaucoup de silt (>10%)	10%	5%	5%

## 2. Guide de sélection de L'HF

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

Classe	Minéralogie (TFS> 200°F)	>100 MD	20 à 100 MD	<20MD
1	Beaucoup de Quartz (>80%) Peu d'argile (<10%)	10% HCl 2% HF	6% HCl 1.5% HF	6% HCl 1% HF
2	Beaucoup d'argile (>10%) Peu de silt (>10%)	6% HCl 1% HF	4% HCl 0.5% HF	4% HCl 0.5% HF
3	Beaucoup d'argile (>10%) Beaucoup de silt (>10%)	8% HCl 1% HF	6% HCl 0.5% HF	6% HCl 0.5% HF
4	Peu d'argile (<10%) Beaucoup de silt (>10%)	10% HC 1% HF	8% HCl 0.5% HF	8% HCl 5% HF

## 1 Le skin

La formule de calcul pour le skin ;

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

Avec

**S** : skin ;

**K** : perméabilité du réservoir (zone non endommagée) ;

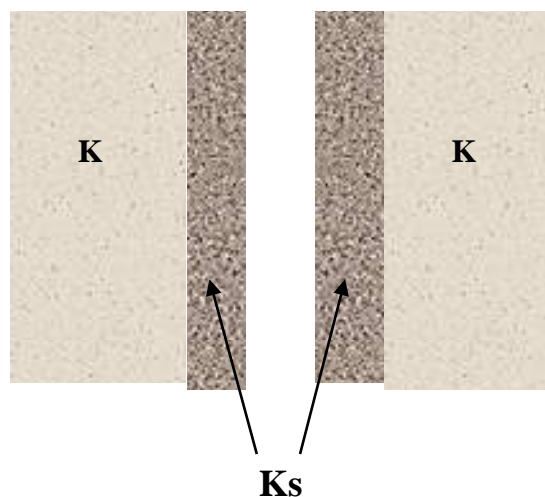
**K<sub>s</sub>** : perméabilité de la zone endommagée ;

**r<sub>s</sub>** : rayon de la zone endommagée ;

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

On voit que si :

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



**Figure** : Influence du skin sur la perméabilité

## **2 Le test Build Up : (La remontée de pression)**

Le principe de base des essais de puits consiste à créer une perturbation dans l'état physique du fluide dans le réservoir. Cette perturbation est causée par l'ouverture du puits ou par sa fermeture ou encore par un changement d'un débit à un autre.

Le test Build UP est le test le plus utilisé dans le domaine pétrolier, ce test nécessite la fermeture du puits, l'augmentation de la pression de fond en face de la formation doit être mesurée en fonction du temps, de fermeture en plus des suppositions faites sur la solution de l'équation de diffusivité, une théorie de base utilisée pour analyser des données de test de fermeture, suppose que le puits produit à un débit constant pendant un certain temps avant la fermeture.

### **Les objectifs du test Build Up**

Les objectifs de ce test sont d'évaluer et d'analyser :

- La perméabilité effective de réservoir ;
- Le taux d'endommagement de la formation (skin) ;
- La pression moyenne de réservoir ;
- Les limites du réservoir (Les failles) ;
- Les problèmes d'interprétation (l'effet de capacité).

### **Les avantages du test Build Up**

Ce test est préférable par rapport à d'autres tests pour les raisons suivantes:


- Le contrôle de débit (puits fermé  $Q = 0$ ) ;
- La durée de l'effet de capacité peut être réduite ou éliminée en introduisant une vanne de fermeture au fond ;
- Le test peut être utilisé dans certains puits qui fonctionnent avec des moyens artificiels (pompage).

## Consignes de sécurité

Afin de mener à bien l'opération d'acidification, une réunion de sécurité est nécessaire avant cette opération. Elle sera animée par le superviseur de société de service en charge de l'opération, le superviseur et l'agent de sécurité SH/DP. Elle permettra aussi d'expliquer les différentes étapes de l'opération et l'importance du respect des consignes de sécurité à tout le personnel présent sur chantier. Les points essentiels qui doivent être discutés sont les suivants :

- L'accès et l'évacuation du chantier.
- Les conflits pouvant nuire au bon déroulement de l'opération.
- Changement du personnel dans le poste de travail.
- Equipements utilisés sur chantier.
- Limitation du champ d'activité.
- Objectif de l'opération.
- Organisation de l'opération.
- Eclairage du champ d'activité.
- Différents fluides utilisés.
- Contrôle des lignes et des équipements avant le test en pression.
- S'assurer de la compréhension du personnel présent, de l'importance de l'opération et des consignes de sécurité.
- Responsabilité de chacun.
- Risque spécifique de l'opération.
- Utilisation correcte des équipements de sécurité.

[illegible]

	<b>SONATRACH</b> Direction Régionale Haoud - Berkaoui Service - Puits / Section: WO	<div style="font-size: 2em; font-weight: bold; margin-bottom: 10px;">OKS 51</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">EQUIPEMENT DE SURFACE</div>
---	--	--

Désignation	Construct	Type	Dimensions	Obs
Tête de puits série 5000 psi				
TOP CAP	FCM		4"1/16 5000	
VANNE DE CURAGE	FMC		4"1/16 5000	
CROIX	FMC		4"1/16 x 3"1/8 5000	
02 VANNES LATÉRALES	FMC		3"1/8 5000	
01 PORTES DUSES	FMC		3"1/8 5000	
02 VANNES MAÎTRASSES	FMC		4"1/16 5000	
ADAPTEUR	FMC		7"1/16 x 4"1/16 5000	
TBG HEAD	FMC		11" x 7"1/16 5000	
02 VANNES LATÉRALES CSG	FMC		2"1/16 5000	

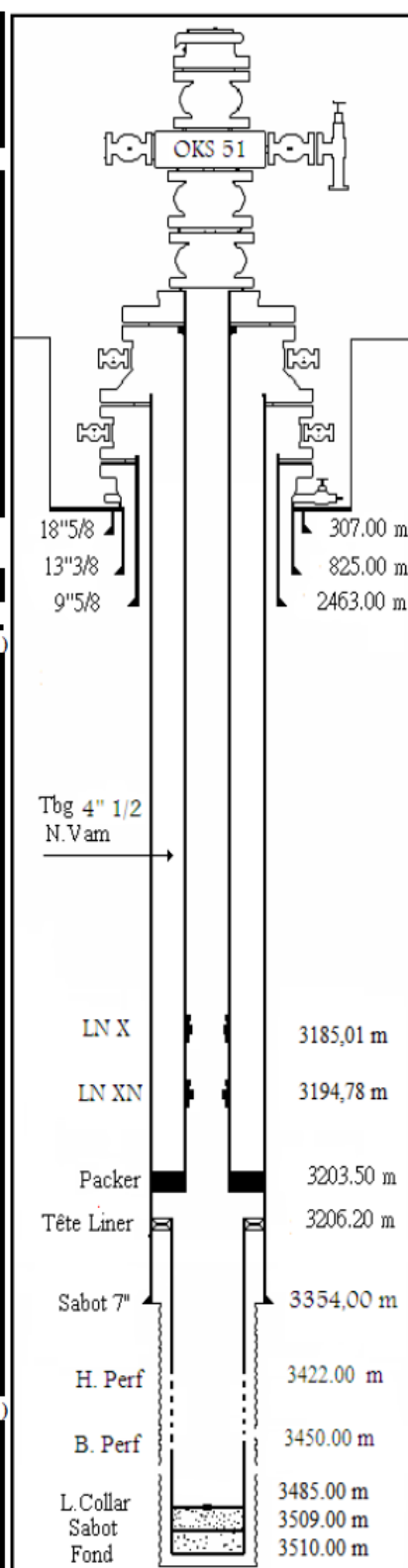
EQUIPEMENT DE FOND

Designation	Construct	Type	Long ( m )	Prof S/ (m)	rof E/ (m)
HTR			6,40	6,40	
Olive	FMC		0,44	6,84	
01 Joint de tbg 4"1/2	Vallourec	N80 12,60#	9,34	16,18	
Pup joint 4"1/2 N.Vam	Vallourec	N80 12,60#	1,97	18,15	
Pup joint 4"1/2 N.Vam	Vallourec	N80 12,60#	3,97	22,12	
341 joints de tbg 4"1/2	Vallourec	N80 12,60#	3162,56	3184,68	
Landing nipple 4"1/2 "X"	OTIS		0,33	3185,01	3185,01
01 Joint de tbg 4"1/2	Vallourec	N80 12,60#	9,41	3194,42	
Landing nipple 4"1/2 "XN"	OTIS	XN	0,36	3194,78	3194,78
01 Joint de tbg 4"1/2	Vallourec	N80 9,20#	9,22	3204,00	
Anchor Seal	Backer		0,20	3204,20	
Pcker de production	Backer 83 FA 47, 32# Ba		0,70	3204,90	3203,50
Liner 4"1/2					
Top liner				3207,60	3206,20
Landing collar					3485,00
Float Collar					
Float Shoe				3509,00	
Total Depth				3510,00	

CONCENTRIQUE					
Designation	Construct	Type	Long ( m )	Prof S/ ( m )	Prof E/ ( m )
		Néant			

PERFORATIONS - (m)	
3422,00 - 3426,50	3443,00 - 3447,50
3431,50 - 3434,50	3448,00 - 3450,00
3438,00 - 3439,50	Total = 15,50 m


Superviseur SH/DP: GUERFI &amp; BOUZIDI



Complétion réalisée le : 12/09/2011	Fiche réalisée par Mr Rougui Complétion le 14/09/2011
--	--

NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'appareil TP 130.& sont des côtes SPE

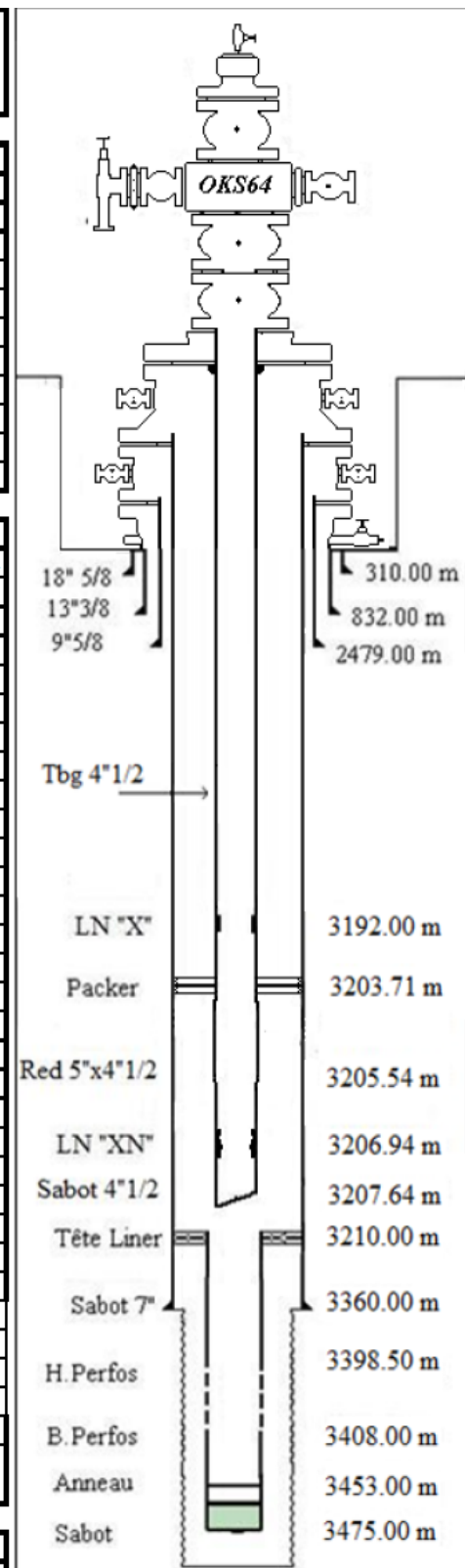


	<b>SONATRACH</b> Direction Régionale Haoud - Berkaoui Service - Puits / Section: WO	OKS 64
---	--	--------

EQUIPEMENT DE SURFACE				
Tête de puits série 5000				
Designation	Const.	Type	Dimension	Observ
TOP CAP	FMC		4"1/16	
VANNE DE CURAGE	FMC		4"1/16	
CROIX	FMC		4"1/16 x 3"1/8	
02 VANNES LATERALES	FMC		3"1/8	
PORTE DUSE	FMC		3"1/8	
02 VANNES MAITRESSES	FMC		4"1/16	
ADAPTEUR	FMC		7"1/16 x 4"1/16	
TBG HEAD	FMC		11" x 7"1/16	
02 VANNES LATERALES	FMC		2"1/16	


<b>E Q U I P E M E N T   D E   F O N D</b>					
<b>Designation</b>	<b>Const.</b>	<b>Type</b>	<b>Long ( m)</b>	<b>C/sond-m</b>	<b>C/ SPE-m</b>
HTR			6,45	6,45	
OLIVE	FMC		0,45	6,90	
348 Tubings 4"1/2 NVam	Vallourec	N80-12,60#	3185,74	3192,64	
Landing nipple "X"	OTIS	"X"	0,36	3193,00	3192,00
01 Tubing 4"1/2 NVam	Vallourec	N80-12,60#	9,32	3202,32	
ANCHOR SEAL	Hallibur	4"1/2 NVam	0,58	3202,90	
PACKER 7"	Hallibur	7" MHR	1,81	3204,71	3203,71
MILL OUT EXTENTION	Vallourec	5" N80-18#	1,60	3206,31	
Red 5" NVamx4"1/2 NVa	Vallourec		0,23	3206,54	3205,54
Pup joint 4"1/2 NVam	Vallourec	N80-12,60#	0,96	3207,50	
Landing nipple "XN"	OTIS	"XN"	0,44	3207,94	3206,94
Sabot 4"1/2 NVam	Vallourec	N80-12,60#	0,70	3208,64	3207,64
Top Liner 4"1/2				3211,00	3210,00
Landing Collar 4" 1/2				3453,98	3453,00
Float Collar 4" 1/2				3464,51	
Shoe 4" 1/2				3476,00	
<b>NB: Tubing 4"1/2 NVam Vallourec (N80-12,60#)</b>					

PERFORATIONS - (m)			
3398,50	@	3400,00	1,5
3402,00	@	3404,00	2
3405,00	@	3408,00	3
Total		=	6,5 m



Complétion réalisée	Réalisé par service puits
12/04/2011	Workover le: 15/02/2013

NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'appareil TP 184 & sont des côtes SPE

	<b>S O N A T R A C H</b> Direction Régionale Haoud - Berkaoui Service - Puits / Section: WO	<b>BKRS1</b>
---	--	--------------

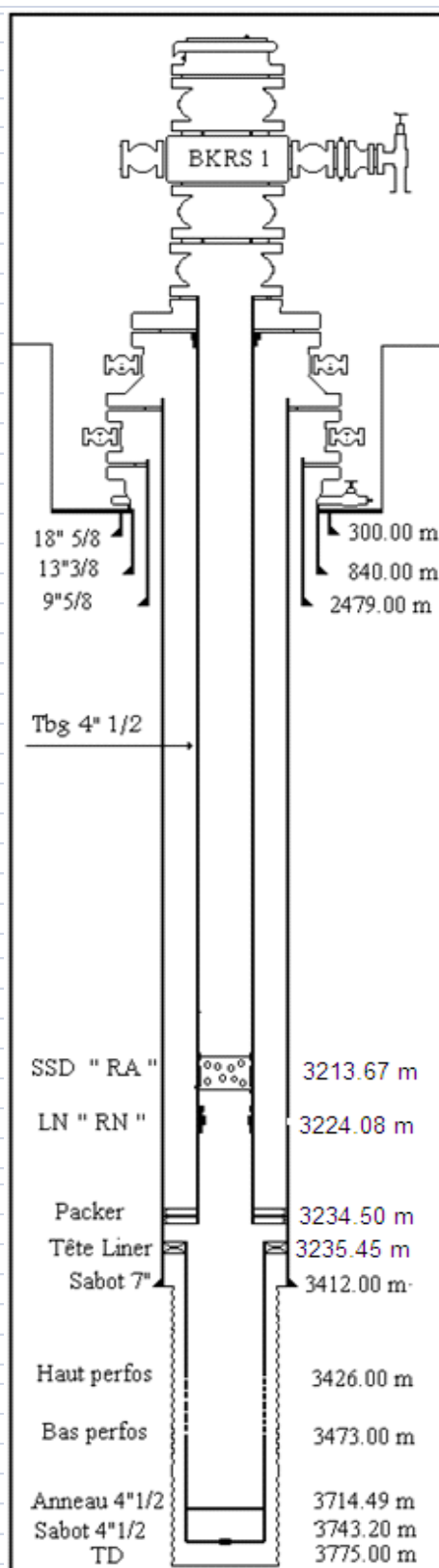
E Q U I P E M E N T D E S U R F A C E				
Designation	Const.	Type	Dimension	Obs.
<b>Tête de puits série 5000 psi</b>				
Top cap	FMC		4" 1/16	
Vanne de curage	FMC		4" 1/16	
Croix	FMC		4" 1/16 x 3" 1/8	
02 Vannes latérales	FMC		3" 1/8	
Porte duse	FMC		3" 1/8	
02 Vannes maîtresses	FMC		4" 1/16	
Adapteur	FMC		7" 1/16 x 4" 1/16	
Tubing head	FMC		11" x 7" 1/16	
02 Vannes latérales CSG	FMC		2" 1/16	

E Q U I P E M E N T D E F O N D					
Designation	Const.	Type	Long-m	C/sond-m	C/ Elec-m
<b>Tubing 4" 1/2, Vallourec, N.Vam, 13.50#-N80</b>					
HTR			6,60	6,60	
Olive	FMC		0,45	7,05	
319 Tubings 4" 1/2			3209,77	3216,82	
SSD		"RA"	1,19	<b>3218,01</b>	<b>3213,67</b>
01 Tubing 4" 1/2			10,02	3228,03	
LN 4" 1/2 "RN"	OTIS	"RN"	0,39	<b>3228,42</b>	<b>3224,08</b>
01 Tubing 4" 1/2			10,00	3238,42	
Anchor Seal	Baker		0,42	<b>3238,84</b>	<b>3234,50</b>
Packer	Baker	83 FA 47, 32# Bas			
Top liner 4" 1/2				3240,20	
Sabot 7"				3421,00	
Landing collar				3714,49	
Float Collar				3733,53	
Shoe				3743,20	
Total Depth				3775,00	

C O N C E N T R I Q U E					
Désignation	Const.	Type	Long ( m )	C/sond-m	C/ Elec-m

P E R F O R A T I O N S - ( m )					
3426,00 m	@	3430,00	=	4,00	
3431,00 m	@	3434,00	=	3,00	
3436,00 m	@	3437,00	=	1,00	
3441,00 m	@	3443,00	=	2,00	
3445,00 m	@	3446,00	=	1,00	
3449,00 m	@	3455,00	=	6,00	
3461,00 m	@	3463,00	=	2,00	
3466,00 m	@	3473,00	=	7,00	
Soit au total :			<b>26,00</b>	m	

Superviseur SH/DP: Chalal et Hadjila



Complétion	Réalisée par Ser. Puits
le : 01/12/2011	Complétion le 01/12/2011
NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'appareil TP 160.& sont des côtes Elec	

## Résumé

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

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

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

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

L'application de l'acidification matricielle dans la majorité des puits étudiés (OKS64, OKS51, BKHE1) dans le champ de HBK a donné de bon résultat ce qui se matérialise par l'augmentation net de débit de production

**Les mots clés:** HBK, forage, complétion, endommagement, acidification, skin, Puits.

## Summary

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

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

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

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

The application of the matrix acidification in most studied wells (OKS64, OKS51, BKHE1) in the field of HBK gave good result which is materialized by the net increase production throughput

**Keywords:** HBK, drilling, completion, damage, acidification, skin, Wells.