



Département Génie Minier

Mémoire de master en Génie minier

Thème

# Effets des vitesses d'injection et de réaction de l'acide lors de l'acidification des roches carbonatées

Alia SALHI

Sous la direction de

**M. Rezki AKKAL Maitre de Conférences A**

Présenté et soutenu publiquement le : 03 Juillet 2017

## Composition du jury :

Président	M. Amar SEBAI	Professeur	Ecole Nationale Polytechnique
Rapporteur/Promoteur	M. Rezki AKKAL	M.C.A	Ecole Nationale Polytechnique
Examineur	M. Larouci CHANANE	M.A.A	Ecole Nationale Polytechnique





Département Génie Minier

Mémoire de master en Génie minier

Thème

# Effets des vitesses d'injection et de réaction de l'acide lors de l'acidification des roches carbonatées

Alia SALHI

Sous la direction de

**M. Rezki AKKAL Maitre de Conférences A**

Présenté et soutenu publiquement le : 03 Juillet 2017

## Composition du jury :

Président	M. Amar SEBAI	Professeur	Ecole Nationale Polytechnique
Rapporteur/Promoteur	M. Rezki AKKAL	M.C.A	Ecole Nationale Polytechnique
Examineur	M. Larouci CHANANE	M.A.A	Ecole Nationale Polytechnique

الهدف من عملنا هو تحسين عملية مصفوفة acidizing من الصخور الكربونية من خلال العمل على المتغيرات التي يمكن الوصول إليها وأي هي تكوين السائل المستخدم للتحفيز من ناحية ومن سرعة الحقن من ناحية أخرى. المعيار المثالية هو حجم الشقوق (الثقوب) التي تم إنشاؤها خلال تداول السائل من خلال المحمضة الصخور. النهج لتحقيق هذه الأهداف على أساس التفاعل بين السوائل المستخدمة ومصفوفة المعبر.

وأظهرت النتائج أن معدل ذوبان عالية، للحجر الجيري، وعندما يكون معدل حقن حمض أخذ في الازدياد. في الدولوميت، حيث يبلغ معدل انحلال أبطأ بكثير، فعالية التحفيز في الصخور تتناقص مع زيادة معدلات الحقن.

**الكلمات الدالة:** التحفيز، الصخور الكربونية، مصفوفة تحمض

## Abstract

The aim of our work is to optimize the process of matrix acidification of a carbonate reservoir rock by acting on the most accessible variables namely the composition of the fluid used for stimulation on the one hand and the rate of injection on the other hand. The criterion of optimality retained is the size of the cracks (wormholes) created during the circulation of the acidifying fluid through the rock. The approach adopted to achieve these objectives is based on the interaction between the fluid used and the matrix traversed.

The results show that the rate of dissolution is high for limestone when the rate of acid injection is increasing. In dolomite, where dissolution rates are much slower, the efficiency of stimulation in rocks decreases with increasing injection rate.

**Key words:** Stimulation, carbonated rocks, matrix acidizing

## Résumé

L'objectif de notre travail est d'optimiser le processus d'acidification matricielle d'une roche réservoir carbonatée en agissant sur les variables les plus accessibles à savoir la composition du fluide utilisé pour la stimulation d'une part et la vitesse d'injection d'autre part. Le critère d'optimalité retenu est la taille des fissures (wormholes) créés lors de la circulation du fluide acidifiant à travers la roche. La démarche retenue pour atteindre ces objectifs repose sur l'interaction entre le fluide utilisé et la matrice traversée.

Les résultats montrent que le taux de dissolution est élevé, pour le calcaire, lorsque le taux d'injection d'acide est croissant. Dans la dolomie, où les taux de dissolution sont beaucoup plus lents à froid, l'efficacité de la stimulation dans les roches diminue avec l'augmentation du taux d'injection.

**Mots clés :** Stimulation, roches carbonatées, acidification matricielle

# REMERCIEMENTS

**Mr le président Amar SEBAI**

*Pour l'honneur que vous me faites de présider ce jury, pour la qualité de votre travail et votre bienveillance, veuillez trouver ici l'expression de mon profond respect de mon admiration et de ma sincère reconnaissance.*

**Mr l'examineur Larouci CHANANE**

*Pour l'honneur que vous me faites en prenant part au jury de ce mémoire, veuillez recevoir l'expression de ma gratitude et mes sincères remerciements.*

**Mr l'encadrant Arezki AKKAL**

*Pour l'honneur que vous me faites d'avoir accepté la direction de ce mémoire, pour vos connaissances, veuillez trouver ici l'expression de ma gratitude.*

# DEDICACES

*Je dédie ce travail à*

*Mes parents*

*Merci pour les nobles valeurs, l'éducation que vous m'avez prodiguée  
et le soutien permanent que vous m'avez apporté.*

*Mes frères, ma belle-sœur et mes nièces*

*Merci pour votre soutient, vos encouragements et votre générosité.*

*Mes ami(e)s*

*Aida, Dallel, Romayssa, Sabrina, Yasmine, Ines et Nabil qui ont cru  
en moi, m'ont soutenu tout au long de mon cursus.*

*Sarra, Ahlam, Amira qui ont contribué à la réussite de ce mémoire, je  
vous remercie pour votre sincérité.*

*Mohamed Lamine « Pour notre amitié qui a dépassé le temps et notre  
fraternité qui a dépassé le sang »*

*Merci pour ton aide et ton soutient.*

*Toute ma famille.*

# TABLE DES MATIERES

## LISTE DES FIGURES

Introduction .....	7
1. L'acidification matricielle.....	10
1.1 Informations nécessaires pour toute opération d'acidification.....	10
1.2 Les fluides de traitement.....	11
2. Design & process de l'opération d'acidification.....	14
2.1 Méthodologie de sélection des puits à l'acidification.....	14
2.2 Choix du type d'acide.....	14
2.3 Tests au laboratoire d'un projet d'acidification.....	15
3. Etape d'une acidification matricielle .....	19
4. Effets de la vitesse d'injection et de réaction de l'acide .....	23
Conclusion.....	29
Références .....	30

## LISTE DES FIGURES

Figure 0-1 : Formation de wormhole durant le process de la dissolution de la roche carbonatée .....	8
Figure 4-1 : Appareil utilisé afin de réaliser les tests d'acidification .....	24
Figure 4-2 : Porte échantillon.....	24
Figure 4-3 : Courbe de réponse à l'acide .....	25
Figure 4-4 : V1=4ml/h                      V2=6ml/h                      V3=120ml/h.....	25
Figure 4-5 : Courbe de réponse à l'acide .....	26
Figure 4-6 : Courbe de réponse à l'acide .....	26
Figure 4-7 : V1=6ml/h                      V2=48ml/h .....	27

# Introduction

---



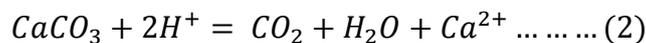
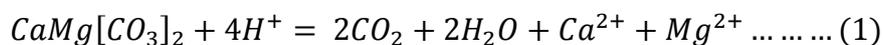
---

# Introduction

Les réservoirs carbonatés subissent en général des traitements de stimulation par acidification afin d'éliminer soit l'endommagement aux alentours d'un puits pétrolier (traitement matriciel), ou bien afin de créer des canaux d'interconnexions dans les réservoirs de faibles perméabilités (traitement de fracturation). Le traitement matriciel peut être effectif si la fracturation est non-désirable, tel que dans les puits d'injection d'eau ou bien proximité des nappes aquifères.

La productivité ou l'efficacité d'injection de l'acide augmente lors du traitement matriciel dans les réservoirs carbonatés, dépend étroitement de la profondeur à laquelle l'acide peut pénétrer et de l'élimination de l'endommagement autour d'un puits pétrolier. Dans les réservoirs gréseux, le traitement par acidification est significatif alors que la profondeur de pénétration dans les réservoirs carbonatés est extrêmement limitée à cause de la consommation rapide de l'acide avant qu'une possible pénétration de l'acide. Le rayon effectif dans la zone stimulée pour les réservoirs carbonatés est estimé de 0.3-1m.

La consommation en acide est très rapide durant la stimulation matricielle dans les réservoirs carbonatés que dans ceux gréseux pour plusieurs raisons. Premièrement, le taux de dissolution pour les roches carbonatées est très rapide, à titre d'exemple, la dissolution des dolomies est une réaction qui peut se faire à une température  $> 0^{\circ}\text{C}$ , alors que la dissolution des grès est une réaction chimique qui aura lieu sous des températures supérieures à  $150^{\circ}\text{C}$  selon les deux réactions suivantes :



Deuxièmement, la quantité de matériau disponible pour la dissolution est beaucoup plus grande dans une roche carbonatée, qui est habituellement presque pure. En grès, seuls les matériaux interstitiels sont dissous alors que le quartz lui-même est tout à fait inerte. Enfin, les traitements matriciels dans les carbonates ne sont généralement effectués que lorsque la fracturation est indésirable ou inefficace. Si les pressions d'injection doivent être faibles pour éviter la fracturation, les faibles vitesses de liquide entraînent une diminution de la pénétration de l'acide.

En général, le traitement de stimulation utilisé dans les réservoirs carbonatés est l'acidification par fracturation. Cette dernière est souvent nécessaire car la perméabilité de la

matrice carbonatée peut être très faible ou même absente. Pendant les traitements par fracturation, une forte pression d'injection de fluide est nécessaire pour créer la fracture et pour maintenir la conductivité de la fracture lors de l'injection. Cependant, une forte pression de fluide dans la fracture entraîne un écoulement d'acide, avec création des fissures (wormhole) (Figure1), de la fracture aux formations entourant le puits pétrolier. La dissolution résultant des wormholes augmente la perméabilité de la roche près de la face de la fracture. Ainsi, si elle est incontrôlée, les fissures peuvent devenir de plus en plus sévères à mesure que l'injection continue, ce qui réduit l'efficacité du traitement.

L'attaque à l'acide et la fuite des fluides à la face d'une fracture au cours d'un traitement acidifiant, en se basant sur la vitesse de dissolution des différents fluides utilisés durant le process d'acidification.

Plusieurs études ont examiné les effets de l'acidité matricielle dans les roches carbonatées, chacun soulignant que la perméabilité augmente parce que les canaux, appelés wormhole, se forment dans la roche suite à la dissolution (Figure1). Wormholing est le principal mécanisme d'augmentation de la perméabilité dans les carbonates et contrôle ainsi l'efficacité du traitement matriciel en créant des fissures et microfissures. Pour prédire la réponse d'un puits à un traitement acide matriciel, pour optimiser la conception du traitement et pour contrôler efficacement les fuites causées par l'acidification, il est important de savoir quels sont les facteurs qui influent sur la création de nouveaux canaux (wormhole).



**Figure 0-1 : Formation de wormhole durant le process de la dissolution de la roche carbonatée**

# Chapitre 1

## Acidification matricielle

## 1. L'acidification matricielle

La stimulation par acidification de la matrice est réalisée en injectant un fluide (par exemple, un acide ou un solvant) pour dissoudre et / ou disperser des matériaux qui nuisent à la production de puits, ou pour créer de nouveaux canaux de circulation intacts entre le puits de forage et une formation de carbonate. Dans la stimulation matricielle, les fluides sont injectés sous la pression de fracturation de la formation (McLeod, 1984).

### 1.1 Informations nécessaires pour toute opération d'acidification

Afin d'améliorer la productivité d'un puit par acidification matricielle, on doit prendre en compte les informations capitales ci-dessous : (HALLIBURTON, 2005)

- ✓ **Le rapport géologique** : Les analyses sédimentologiques et pétro-physiques nous renseignent sur :
  - La nature de la roche
  - La Teneur en argile
  - Le type d'argile
  - La présence de fracture ou de fissure.
  
- ✓ **Le rapport de production du champ** : Ce rapport concerne :
  - L'historique de production des puits
  - Etude de réservoir (porosité, perméabilité, saturation en eau, saturation en gaz, saturation en huile)
  - Type de stimulation employée et différents acides et additifs
  
- ✓ **Le rapport d'implantation et de complétion du puits** : Ce rapport contient :
  - **Historique de forage** : On se base sur les courbes d'avancement des fluides de forage (densité, pH, filtrat) afin de connaître la nature de la roche et les pertes éventuelles, rencontrées lors du forage.
  - **Diagraphie** : A partir de l'interprétation des différents enregistrements des outils de diagraphie (sonique, induction, gamma ray ...etc.). On aura des informations sur :
    - La nature de la roche et des fluides, la porosité et l'argilosité
    - Les paramètres mécaniques de la roche

- La 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)
  - **Analyse des carottes** : Cette analyse permet d'avoir des informations sur :
    - La nature de la roche
    - La porosité et la perméabilité
    - La mouillabilité
    - La solubilité des colmatant ou particules minérales dans les acides
    - Teneur en fer
- ✓ **Le rapport de test** : les données fournies par ce rapport sont :
- Débit Q
  - La pression de fond  $p_{wf}$  et pression en tête  $p_t$
  - WOR, GOR
  - L'analyse des fluides
  - L'interprétation des essais de remontée de pression

## 1.2 Les fluides de traitement

Les fluides de traitement sont des solutions acides essentielles dans toutes opérations de stimulation par acidification. Leur rôle est de réagir avec la roche réservoir et les fluides de formation pour enlever l'endommagement par dissolution.

Les solutions acides conçues pour l'acidification des réservoirs ont des compositions très diverses telles que l'acide Chlorhydrique (HCl) et l'acide Fluohydrique (HF). Ces solutions acides doivent être adaptées au type d'endommagement à traiter, aux propriétés pétro-physiques et minéralogiques de la roche réservoir, aux conditions de température et de pression régnant en fond du puits. (Sandrine portier, may 2007)

**L'acide chlorhydrique** est généralement utilisé comme suit :

- 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.

**L'acide fluohydrique** 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 fluohydrique est utilisé comme suit :

- Toujours pompé comme un mélange HCl-HF (pour le traitement principal),
- Acidification matricielle des formations gréseuses,
- Solubiliser les fines particules 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.

# Chapitre 2

Design & process de  
l'opération d'acidification

## 2. Design & process de l'opération d'acidification

### 2.1 Méthodologie de sélection des puits à l'acidification

Pour entamer une opération d'acidification, il faut suivre les étapes suivant : (Schlumberger, 1998)

- 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,
- Vérifier que le réservoir est composé de plusieurs couches ou que la zone est épaisse en vue d'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 par rapport au coût du traitement.

### 2.2 Choix du type d'acide

Les qualités et notamment les propriétés chimiques à prendre en considération pour la sélection de l'acide sont :

- **La puissance de dissolution** : Elle dépend du type d'acide et de sa concentration.
- **La vitesse de réaction** : Elle dépend de la pression du réservoir, la température du réservoir et de la concentration de l'acide.

**La pression** : Dont l'influence sur la vitesse de réaction de certains acides est importante,

notamment pour l'acide fluohydrique. A mesure que le HF réagisse avec les grés, le tétrafluorure de silicium ( $\text{SiF}_4$ ) se forme, et sous l'influence de la pression de réservoir, ce dernier reste en solution, ce qui a pour résultat d'accélérer la réaction.

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

**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.

- **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, les caractéristiques sont :

- La nature de la roche (solubilité dans les acides) ;
- Le fluide contenu dans le réservoir ;
- La teneur en argiles et leur nature ;
- La température du gisement ;
- La porosité et perméabilité ;
- La solubilité à l'eau ;
- La friabilité de la roche.

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

### 2.3 Tests au laboratoire d'un projet d'acidification

Avant d'injecter des fluides quels qu'ils soient dans une formation pétrolifère, il est important d'avoir une bonne connaissance des caractéristiques pétro-physiques du réservoir.

L'objectif principal des études de laboratoire est de déterminer les propriétés physico-chimiques du réservoir afin de prévenir ou de restaurer tout endommagement, d'évaluer les possibilités de succès d'une acidification matricielle ou d'une fracturation à l'acide, de sélectionner les additifs adéquats afin d'éviter toute incompatibilité pouvant réduire ou annuler l'efficacité d'un traitement. Ces études sont appliquées aux échantillons de roche, aux

échantillons de fluides et parfois aux échantillons de dépôts. (Sandrine portier, may 2007)

### 2.3.1 Analyse des échantillons de roches

Les différentes analyses des échantillons de roche sont classées comme suit :

- **Les études pétrographiques**

Les études pétrographiques, incluent l'analyse de diffraction des rayons X (l'analyse radiocristallographique) et permettent la caractérisation minéralogique et pétro-physique (les mesures de la porosité et de la perméabilité) de l'échantillon.

- **Tests d'écoulement de l'échantillon**

Les tests d'écoulement dans les échantillons sont faits dans un appareil à haute pression et température, ils sont désignés pour déterminer les effets des différents fluides sur l'échantillon de formation en simulant les conditions de traitement du puits.

- **Test de solubilité**

Définir pour un échantillon de roche préalablement broyé, tamisé, lavé et séché, sa solubilité maximum dans les acides.

Les calcaires et dolomies sont entièrement solubles dans les acides chlorhydriques, formique, acétique...etc. Mais les silicates y sont insolubles, il sera nécessaire pour ces derniers d'utiliser le mud acid avec une concentration standard de 12% HCl et 3% HF.

Ce test contribue à fournir la présélection du traitement à appliquer à la formation et indiquera la quantité approximative de carbonates et de silicates solubles.

- **Test de colmatage**

Ce test se déroule en conditions de fond et consiste à simuler l'envahissement des échantillons de roche par la boue

- **Test ARC (Test de Réponse à l'Acide)**

C'est le test le plus important pour un projet d'acidification matricielle. Le but principal de ce test est de déterminer l'évolution de la perméabilité matricielle en fonction d'un volume d'acide injecté par unité de surface.

**Procédure :** L'échantillon de la roche est monté dans une cellule conçue de telle façon à ce qu'il n'y ait aucun passage de fluide entre la carotte et la paroi, l'échantillon est alors saturé

avec de l'eau de formation ou à défaut une eau de salinité contrôlée et considérée comme neutre vis-à-vis de la formation. On prendra soin de s'assurer que ce fluide de référence ne présente pas d'incompatibilité avec les acides. Après avoir déterminé la perméabilité de l'échantillon à ce fluide de référence, la séquence des acides sélectionnés est injectée au travers de l'échantillon. La perméabilité aux fluides de référence est redéterminée après les séquences des acides.

### **2.3.2 Analyse des échantillons d'huile**

- **Test d'émulsion**

L'utilisation des solutions aqueuses acides et sous l'effet de la turbulence due au pompage peut engendrer une émulsion visqueuse et stable. Le but de cet essai est de mettre en évidence l'existence de ce phénomène et de l'empêcher avec des agents désémulsifiants.

- **Test de précipitation des sludges**

Le but de cet essai est de détecter la tendance de la précipitation des produits organiques lourds dénommés " Sludge " lors du contact des différentes solutions acides avec le brut de la formation et de déceler cette tendance et d'y remédier par la sélection d'additifs appropriés.

# Chapitre 3

Etapes d'une opération  
d'acidification matricielle

### 3. Etape d'une acidification matricielle

Après avoir sélectionné le puits candidat au traitement, il est souhaitable de revérifier que les équipements de surface et de fond de ce dernier supporteront le nouvel état de contraintes mécaniques et d'environnement chimique auxquels ils seront soumis. Et après vérification de l'état du puits et son équipement qui peuvent influencer sur la technique à mettre en œuvre, on passe à l'exécution des principales étapes de la majorité des stimulations matricielles qui sont : (Moore E.W, 1965)

#### 3.1 Tube clean et nettoyage de perforation

Le tube clean est exigé avant chaque opération de traitement matriciel, pour le nettoyage du tubing de production. Son objectif est de chasser tous les débris solubles dans l'HCl (les sédiments, la rouille) et toute sorte de produits indésirables qui pourraient pénétrer dans la formation, et qui seraient collés sur les parois du tubing et du liner, (Voir annexe 2) lors du squeeze du traitement principal.

Les principaux fluides utilisés sont : Tube clean qui est le HCl (7.5%, 10%, 15%), MSR100, Reformât et Gel.

Le nettoyage des perforations est indispensable pour les puits équipés en Liner Cimenté et perforé. Le « clean sweep » ou le Reformât ou même l'acide HCl sont utilisés pour le nettoyage, et en vue d'avoir une meilleure opération, on fait plusieurs injections en face des perforations. La nitrification des fluides permet le nettoyage du puits pour une meilleure évacuation des incrustations non solubles.

#### 3.2 Le traitement matriciel

La conception adéquate du traitement peut être très efficace pour diminuer les effets négatifs du pompage des acides en grès grâce à l'utilisation d'étapes d'injection multiples et à la sélection de fluide correct. Un traitement matriciel typique dans un grès comprendra un Preflush, Traitement principal (Main fluid) et Overflush.

- **Le preflush**

Le preflush est un fluide pompé avant le fluide de traitement principal. Plusieurs fluides de preflush sont parfois utilisés pour traiter les multiples endommagements et préparer la surface pour les principaux fluides de traitement, il est utilisé dans tous les traitements. Le principale fluide utilisé dans cette étapes est le HCl (7.5% et 10%) et MSR100.

Le preflush possède deux fonctions importantes :

- Il réagit avec les carbonates dans la formation pour éviter leur réaction avec le HF et pour minimiser la consommation de 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 fluorosilicates de sodium ou de potassium.

- **Le traitement principal (Main fluid)**

Le fluide principal du traitement matriciel est utilisé pour éliminer l'endommagement, c'est appelé Mud-acid il est constitué d'un mélange d'HCl et d'acide HF avec des inhibiteurs et tous les autres additifs spéciaux requis pour traiter la formation.

L'acide fluohydrique (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 (1 ou 1.5) mètre de rayon de pénétration.

- **L'overflush**

Cette étape est importante pour un traitement matriciel efficace. Elle 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 let que l'essence ou le gasoil.

Son but est de déplacer les précipités endommagement, loin des abords du puits, tels qu'elle effectue les fonctions suivantes :

- Le déplacement de la non réaction boue-acide dans la formation
- Le déplacement de la boue acide produite de réaction loin du puits de forage
- L'élimination des problèmes potentiels de perméabilité relative huile-humide causés par certains inhibiteurs de corrosion

### 3.3 Le dégorgement du puits

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

### 3.4 Placement des fluides de traitement

Le placement des fluides de traitement peut être fait par Coiled Tubing (le plus utilisé), par concentrique ou en bull heading selon le cas. L'utilisation de Packer (Voir annexe 2) gonflable est prise en considération dans le cas de communication des annulaires pour injection dans la formation.

### 3.5 Diversion du traitement

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

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

La diversion consiste à traiter successivement les bancs colmatés en les isolant l'un de l'autre. Ceci peut être réalisé de différentes manières : (Sandrine portier, may 2007)

- **Diversion mécanique (rarement utilisée)**

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

- **Diversion à la mousse (la plus utilisée)**

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

# Chapitre 4

Effets des vitesses

d'injection et de réaction

## 4. Effets de la vitesse d'injection et de réaction de l'acide

La minéralogie et la chimie de la formation, ainsi que celle du fluide de formation et de l'endommagement, sont combinées pour donner les critères de sélection des fluides de la stimulation. Cela peut être résumé comme une balance entre le :

L'effet positif par exemple de la solubilité de la formation et l'endommagement de la formation dans le fluide sélectionné.

### Partie expérimentale

Dans le but de créer des wormholes, des expériences de déplacement du fluide à travers des roches ont été effectuées pour simuler les conditions d'acidification du réservoir. Deux types de roches ont été utilisés, le premier est de type calcaire ayant une perméabilité de 2 à 5 md et l'autre est de type dolomitique avec une perméabilité de 1 et 5 md. Le fluide utilisé est à base de l'acide chlorhydrique (HCl) aqueux qui est injecté axialement à travers des plugs cylindriques pour chaque type de roche avec un débit constant. La perméabilité a été calculée en fonction du volume de fluide injecté en utilisant la loi de Darcy.

Les expériences ont été menées à une température ambiante et une pression minimale de 1000 psi [6890 kPa]. Les concentrations d'acides étudiées étaient de 0,125 N et de 1,0 N HCl aqueux.

### Protocole

Les essais de déplacement sont réalisés après vieillissement des fluides préparés durant 16h et ce afin de retenir les échantillons qui présentent une stabilité suffisante.

L'installation de l'échantillon dans le porte échantillon exige un traitement spécial. Le fluide injecté doit être stable pour ne pas se décanter. La filtration dynamique à travers l'échantillon est montrée sur la (Figure 4-2-a). Les tests d'acidification de la roche réservoir ont été réalisés en vue de simuler l'effet de la vitesse du fluide injecté sur l'efficacité de la stimulation de la roche réservoir. L'équipement utilisé est composé des éléments suivants : Un porte échantillon de type cellule Hassler (Figure 4-2-b) qui permet de garder l'échantillon sous les conditions naturelles de réservoir (Pression et température).

- Le porte échantillon est composé d'un cylindre en acier spécial évidé pour recevoir l'échantillon enrobé dans un manchon en caoutchouc et de deux embouts permettant la circulation du fluide à travers l'échantillon. Le confinement se fait par l'injection d'eau à l'aide d'une pompe dans l'espace annulaire entre la cellule et le manchon. Un régulateur de

pression permet de maintenir la pression à la valeur souhaitée.

- Une étuve dans laquelle sont placés les éléments suscités ainsi que les différents circuits hydrauliques (Tubings et vannes). Sur le côté droit, à l'extérieur sont fixés les différents capteurs de pression et les tubes de connexion. Deux pompes seringues de type ISCO placées en parallèles permettent de générer une pression allant jusqu'à 10000 psi et un débit de 36 cc/min. Ces pompes sont utilisées pour pousser le fluide désiré contenu dans l'un des accumulateurs dans l'échantillon. Un coffret de commande et de contrôle des différents paramètres (Pression et température) (Figure4-1).

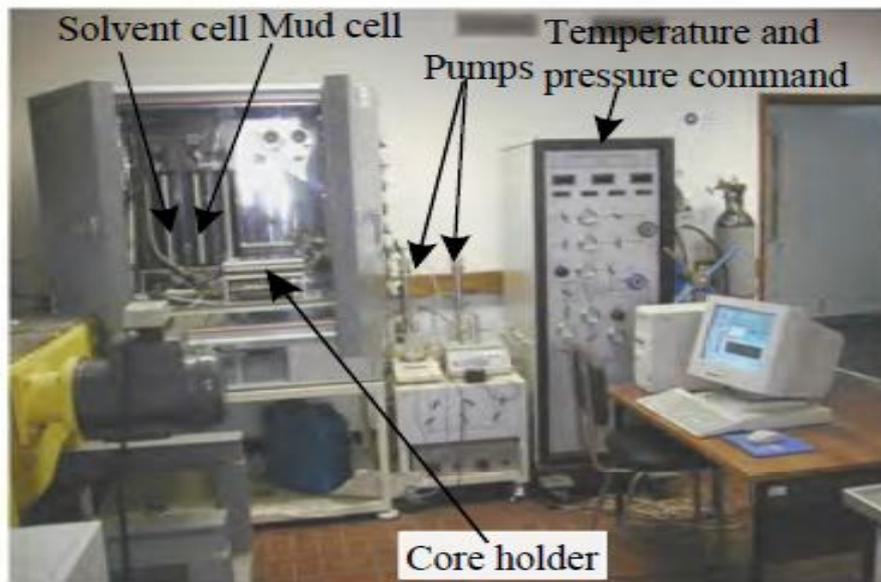


Figure 4-1 : Appareil utilisé afin de réaliser les tests d'acidification

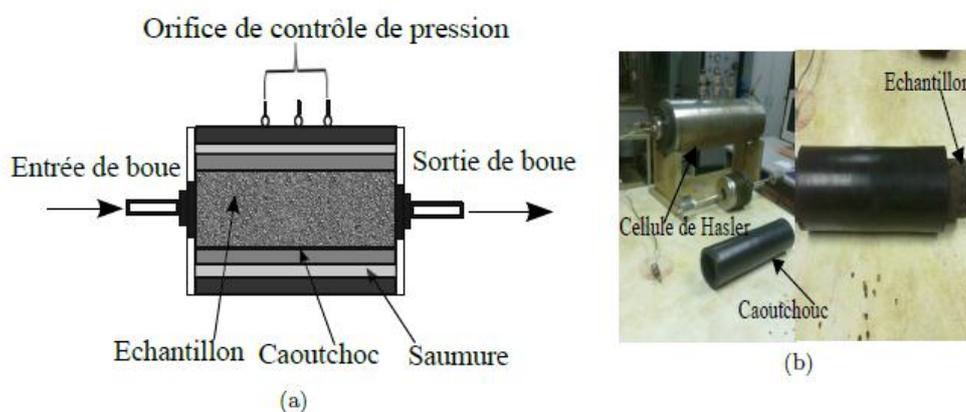


Figure 4-2 : Porte échantillon

a) Schéma du porte échantillon, b) Cellule Hasler

## Résultats et interprétation

### Pour les roches de type calcaire

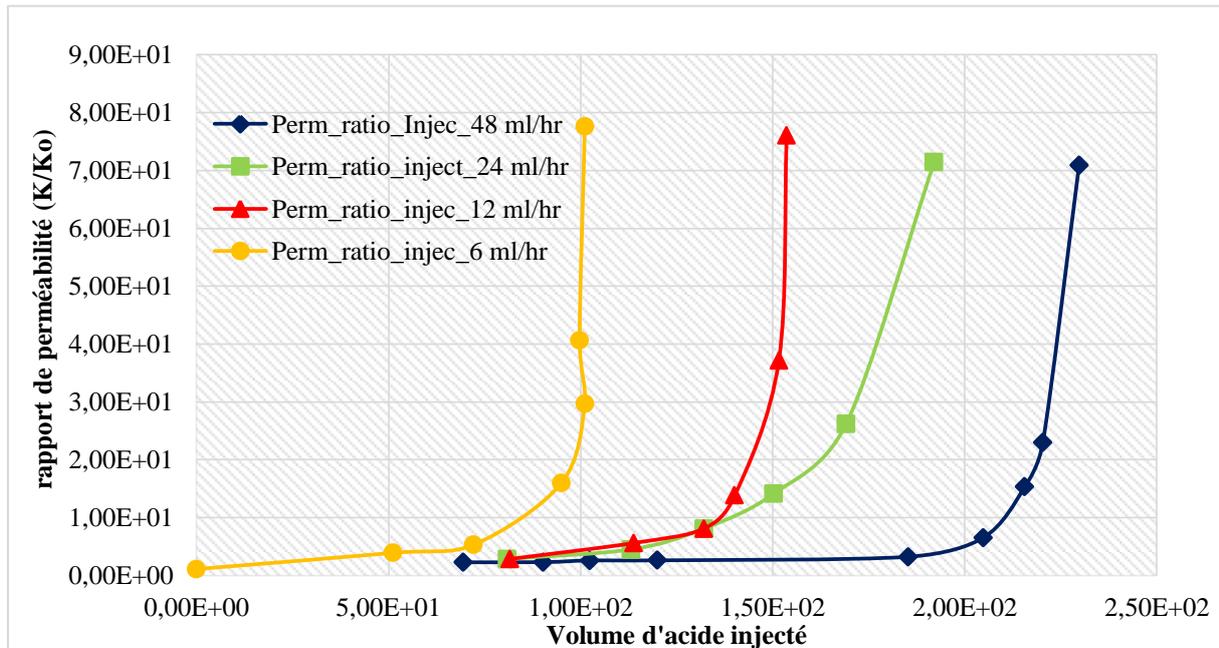


Figure 4-3 : Courbe de réponse à l'acide

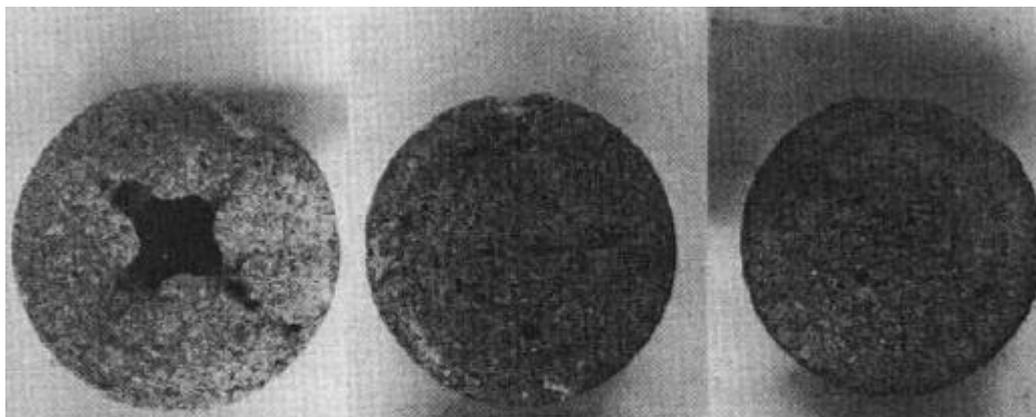


Figure 4-4 : V1=4ml/h

V2=6ml/h

V3=120ml/h

Les résultats de déplacement du fluide acidifiant sont montrés respectivement sur les Figures 4-3 et 4-5 montrent l'effet du taux d'injection de fluide sur la réponse de la perméabilité des roches de type calcaire en utilisant le fluide à base d'acide HCl aqueux. Des canaux (wormholes) bien définis apparaissent sur les faces d'écoulement des plugs utilisés (figure 4-4) tant que les taux d'injection sont suffisamment élevés. Lorsque le fluide est injecté avec des vitesses extrêmement faibles, l'acide s'étale complètement sur la face de l'échantillon et aucun résultat de pénétration d'acide ou de canalisation (wormhole) n'est remarqué. Les données sur les carottes (plugs) de calcaire montrent que l'augmentation du taux d'injection d'acide entraîne une augmentation dans la taille du wormhole avec un volume minimal du fluide requis pour stimuler une roche carbonatée.

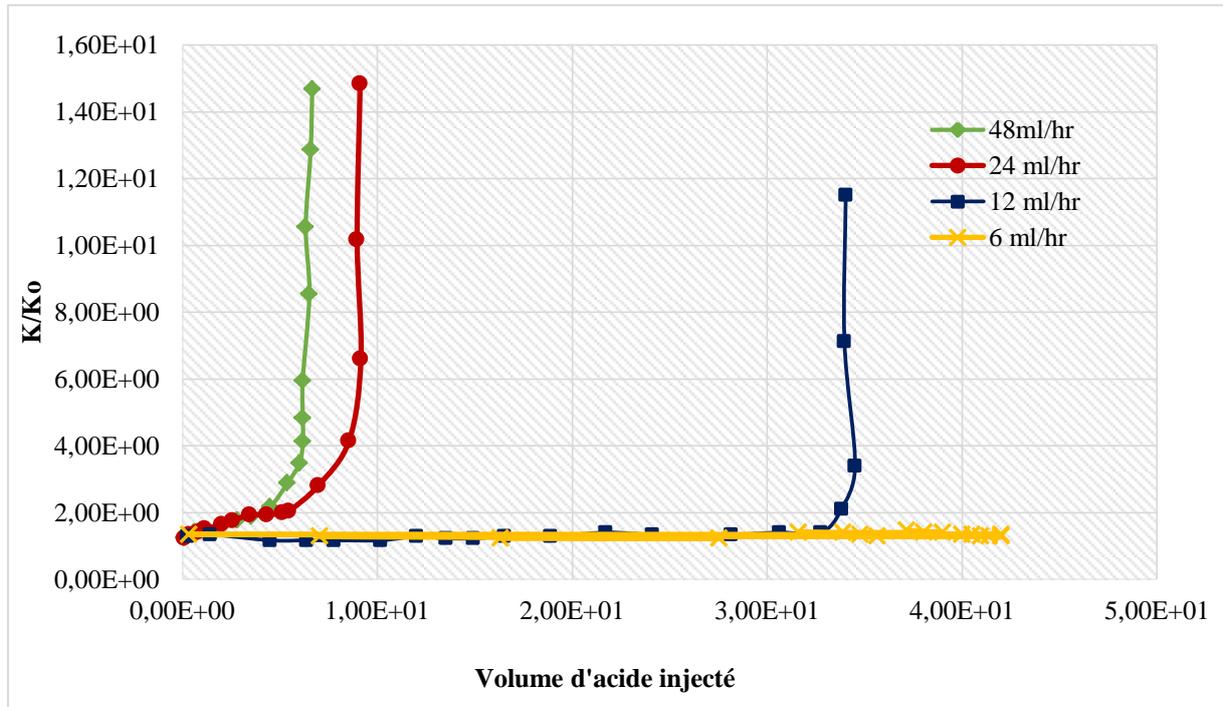


Figure 4-5 : Courbe de réponse à l'acide

**Pour les roches de type dolomie**

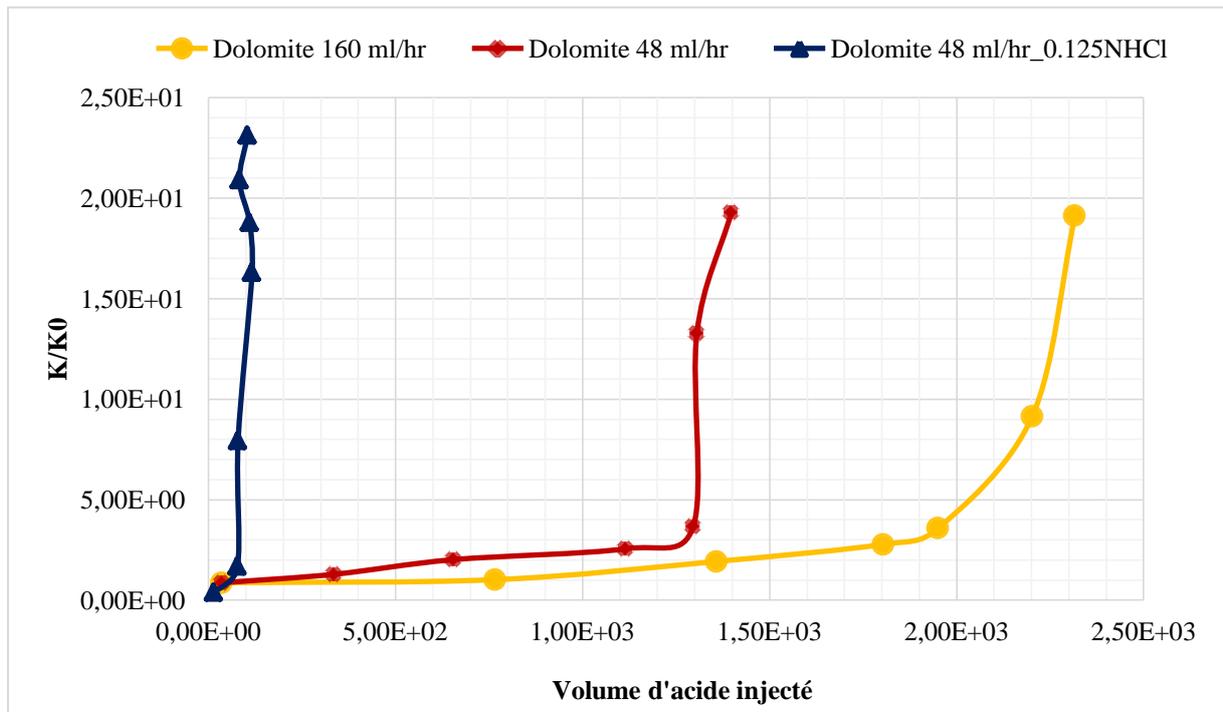
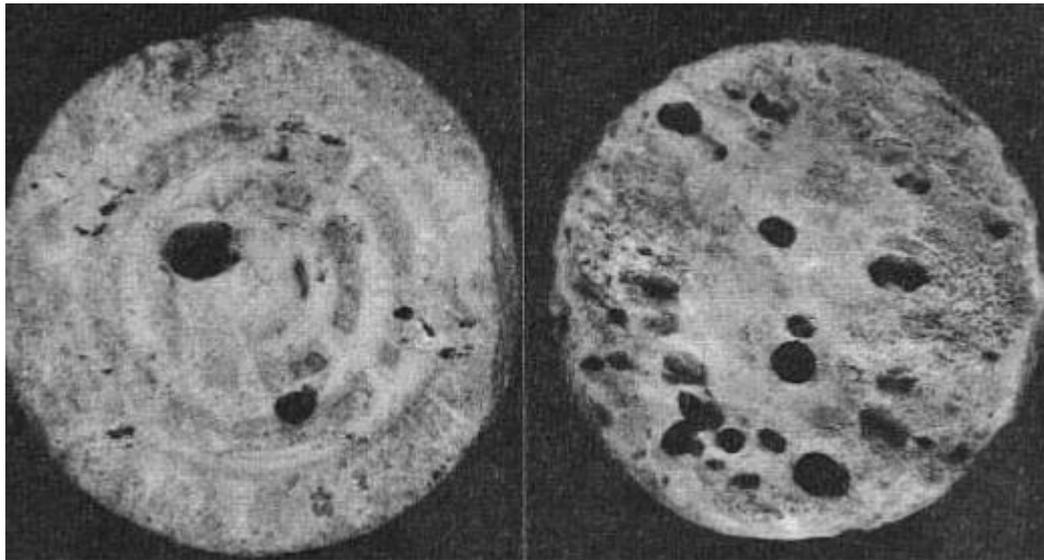


Figure 4-6 : Courbe de réponse à l'acide

**Figure 4-7 : V1=6ml/h****V2=48ml/h**

Les résultats d'injection du fluide acidifiant à travers la roche de type Dolomitique sont présentés sur les Figures 4-6 et 4-7 dont la perméabilité varie de 1 et 50 md. La dolomie présente de manière inattendue un comportement de réponse à la perméabilité contraire à celui de la roche de type calcaire en termes d'effet de la vitesse d'injection d'acide sur l'efficacité de la stimulation. Un volume supplémentaire est nécessaire pour stimuler les roches dolomitiques à mesure que le taux d'injection augmente. Le calcaire nécessitait moins de liquide pour obtenir une percée d'acide lorsque le taux d'injection était augmenté. Cet acide est consommé plus rapidement dans la dolomie lorsque la vitesse du fluide augmente.

# Conclusion

## Conclusion

Des expériences d'acidité ont été réalisées pour évaluer l'effet des vitesses d'injection ainsi que le taux de dissolution de la roche sur l'efficacité de l'acidification des roches carbonatées. On a constaté que les échantillons de calcaire et de dolomie se comportaient fondamentalement différemment en ce qui concerne la réponse à la perméabilité en fonction du taux d'injection du fluide acidifiant. Les résultats de l'acidification sont étroitement liés à l'effet du taux de dissolution sur la formation de canaux d'écoulement (wormhole) dans la roche.

Lorsque le taux de dissolution est élevé (comme dans le calcaire), l'efficacité de la stimulation augmente avec des taux d'injection d'acide croissants, sauf à des taux très élevés, où l'efficacité diminue avec le taux croissant. De même, l'efficacité est médiocre à des taux très bas, où l'acide s'étale complètement sur face d'injection.

Dans la dolomie, où les taux de dissolution sont beaucoup plus lents, l'efficacité de la stimulation dans les roches diminue avec l'augmentation du taux d'injection. La dissolution est plus uniforme dans tout le milieu, et les wormholes sont moins susceptibles de se former. Étant donné que les faibles taux de dissolution inhibent les wormholes, le volume d'acide requis pour créer de nouveaux wormhole plus élevés dans la dolomie que dans le calcaire à des taux d'injection comparables.

L'efficacité des traitements à proximité du puits dans les roches carbonatées est fortement affectée par la tendance aux canaux créés (wormhole) et au taux de propagation du front de dissolution des minéraux.

## Références

HALLIBURTON. (2005). Chemical Stimulation. Dans Stimulation.

Moore E.W, C. a. (1965). Formation effect and prevention of asphaltene sludges during stimulation treatments. paper SPE 1163.

Sandrine portier, L. a.-D. (may 2007). Review on chemical stimulation techniques in oil industry and applications to geothermal systems . CREGE – Centre for Geothermal Research, Neuchâtel, Switzerland.

Schlumberger. (1998). Treatment Design "Sandstones". Dans Matrix engineering manual (p. 600). DOWELL.