

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département Génie Minier

Mémoire de master en génie minier

Thème

Contrôle continu de la stimulation par acidification de la roche réservoir à l'aide du facteur skin

Amira NAILI

Sous la direction de : M. Rezki AKKAL

Présenté et soutenu publiquement le : 03/07/2017

Composition du jury :

Président :	M. Amar SEBAI	Professeur, ENP
Promoteur :	M. Rezki AKKAL	M.C.A, ENP
Examineur :	M. Larouci CHANANE	M.A.A, ENP

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département Génie Minier

Mémoire de Master en Génie Minier

Contrôle continu de la stimulation par acidification de la roche réservoir à l'aide du facteur skin

Amira NAILI

Sous la direction de : M. Rezki AKKAL

Présenté et soutenu publiquement le : 03/07/2017

Composition du jury :

Président :	M. Amar SEBAI	Professeur, ENP
Promoteur :	M. Rezki AKKAL	M.C.A, ENP
Examineur :	M. Larouci CHANANE	M.A.B, ENP

Enp 2017

ملخص

الهدف من هذا العمل هو مراقبة عامل Skin أثناء عملية التحميض المصفوفة لصخر خزان من خلال التأثير على العوامل الأكثر يسرا وهي تكوين السائل المستخدم للتحفيز من جهة والضغط و معدل الحقن من جهة أخرى. المعيار المثالي هو أن يكون العامل Skin سلبيا أو صفر. وأظهرت النتائج أن السائل مناسب لتحفيز موثوق هو استخدام مركب حامضي ناتج من خليط حمض الهيدروكلوريك HCL و 7.5% الهيدروفلوريك HF بنسبة 1.5%. هذا الزوج، يسمح بتخفيض عامل Skin من 25 الى -1.

الكلمات الدالة: التحميض، المصفوفة، المخزون الصخري.

Abstract

The objective of this work is to follow the evolution of the skin factor during the process of matrix acidification of a reservoir rock by acting on the most accessible variables namely the composition of the fluid used for stimulation and The pressure, and injection rate. The criterion of optimality retained is the skin factor must be negative or zero.

The results show that the fluid suitable for reliable stimulation is to use an acidifying fluid composed of a mixture of 7.5% hydrochloric acid HCl and 1.5% hydrofluoric acid HF. This couple, allowed to fall the skin of $S = 25$ to -1

Key words: acidification, skin factor, reservoir rock

Résumé

L'objectif de ce travail est de suivre l'évolution du facteur skin durant la procédure d'acidification matricielle d'une roche réservoir en agissant sur les variables les plus accessibles à savoir la composition du fluide utilisé pour la stimulation d'une part et la pression et débit d'injection d'autre part. Le critère d'optimalité retenu est le facteur skin doit être négatif ou nul.

Les résultats montrent que le fluide adéquat pour une stimulation fiable est d'utiliser un fluide acidifiant composé d'un mélange de l'acide chlorhydrique HCl à 7.5% et l'acide fluorhydrique HF à 1.5%. Ce couple, a permis de chuter le skin de $S=25$ à -1 .

Mots clés: acidification, facteur skin, roche réservoir

Remerciements

Je voudrais remercier les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en prenant part au jury de ce projet, veuillez recevoir l'expression de ma gratitude et mes sincères remerciements.

Je remercie également, Monsieur R. AKKAL d'avoir accepté la direction de ce travail, veuillez recevoir l'expression de ma gratitude.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

À mes très chers parents Abd-elghani & Bourenane Leila qui Grâce à leurs tendres encouragements et leurs grands sacrifices, ils ont pu créer le climat affectueux et propice à la poursuite de mes études. Aucune dédicace ne pourrait exprimer mon respect, ma considération et mes profonds sentiments envers eux. Je prie le bon Dieu de les bénir, de veiller sur eux, en espérant qu'ils seront toujours fiers de moi.

À mes très chers frères Oussama et Seifeddin, à mes chers sœurs Roula et Ahlam pour leur amour et leur soutien, les mots ne suffisent guère pour exprimer l'attachement, l'amour et l'affection que je porte pour vous.

À Alia mon amie et binôme durant cette aventure de 5ans, à Sarra mon âme sœur pour leur amitié, amour, gentillesse et leur soutien

À Ghami mon cher cousin, Boulboul, Noussa, pour leur amour et leur soutien, aussi à Nadhir pour sa présence virtuelle et son passage exceptionnel

Merci à vous tous

Table des matières

Liste des figures

INTRODUCTION GENERALE 8

PARTIE THEORIQUE

1.Mécanismes de l'endommagement de la formation 11

1.1. Introduction 11

1.2. Signification et localisation de l'endommagement 11

1.3. Origine et types d'endommagements 13

1.3.1. Endommagement naturel: 13

1.3.2. Endommagement dû aux opérations exécutées sur les puits : 14

1.4. Identification de l'endommagement 15

2. Généralité sur les essais du puits 18

2.1. Introduction 18

2.2. Principe des essais du puits 18

2.3. Informations obtenues par les essais de puits 19

2.4. Données nécessaires pour l'analyse des essais 19

2.5. Différents Types Des Essais De Puits 20

3. Effet de skin 22

3.1. Définition 22

3.2. Efficacité D'écoulement 24

PARTIE EXPERIMENTALE

Introduction 26

Exemple 26

Etude de cas 28

CONCLUSION GENERALE 32

Bibliographie 33

Liste des figures

Figure 1-1: Localisation de différents types d'endommagements	12
Figure 1-2: Zones endommagées.	12
Figure 3-1: Présentation de la chute de pression due à l'endommagement.....	22
Figure 3-2: Skin Négatif	23
Figure 3-3: Skin positif	23
Figure 4-1: Evolution de pression en fonction du temps	26
Figure 4-2: Evolution de débit d'injection du fluide en fonction du temps	26
Figure 4-3: Evolution du facteur skin d'injection du fluide en fonction du temps	27
Figure 4-4: Evolution de pression de traitement de tête de puits en fonction du temps .	28
Figure 4-5: Evolution de débit d'injection du fluide en fonction du temps	29
Figure 4-6: Evolution du facteur skin en fonction du temps d'injection du fluide d'acidification.....	30

Introduction générale

Introduction générale

INTRODUCTION

De nombreuses techniques pour l'évaluation en temps réel de l'acidification de la matrice ont été présentées au cours des années. Toutes ces techniques dépendent du calcul du facteur skin de la formation au cours de la stimulation par acidification comme indicateur de l'efficacité du traitement. Deux approches générales sont actuellement utilisées pour calculer le facteur de skin d'un puits lors d'un traitement acidifiant matriciel. Le premier suppose qu'un régime d'écoulement stationnaire soit en vigueur pendant l'injection alors que le second utilise une solution transitoire de pression pour calculer le facteur de skin.

L'acidification de la matrice est une méthode efficace pour éliminer l'endommagement dans les formations proches du puits. Cette méthode a été prouvée par de nombreuses années d'application dans le monde entier. L'un des principaux avantages de l'acidification de la matrice est le coût relativement faible de l'exécution d'un traitement par rapport à d'autres méthodes de stimulation telles que la fracturation hydraulique. C'est en raison du faible coût des traitements acidifiants matriciels qu'il y a eu peu d'incitation à fournir une interprétation sophistiquée du traitement sur place et une analyse post-emploi comme celle qui existe actuellement pour les traitements de fracturation hydraulique.

L'avènement de systèmes compacts d'acquisition de données basés sur PC qui peuvent enregistrer des valeurs en temps réel de la pression de tête de puits et de tubing, le débit d'injection et la densité de fluide permettent désormais d'interpréter les effets des traitements acidifiants matriciels, la pression de traitement de fond être calculé en continu au fur et à mesure que le traitement progresse.

Une fois que la pression de traitement et le débit d'injection sont connus, on peut calculer le facteur skin du puits à tout moment du traitement, en fournissant certaines paramètres du puits et des fluides de traitement qui sont connus a priori tel que la perméabilité de la formation, la hauteur du réservoir, la pression initiale du réservoir et la viscosité du fluide traitement.

Les valeurs du facteur skin calculées au cours du traitement ont plusieurs utilisations. Pour l'essentiel, ils fournissent une mesure quantitative de l'efficacité du traitement global, avec l'objectif final de mettre fin au traitement lorsque le facteur de skin est négatif ou avec un facteur de skin aussi proche que possible de zéro.

Dans ce travail, nous allons utiliser une approche pour le calcul du facteur skin durant la stimulation par acidification d'un puits pétrolier. Dans cette approche, la pression du puits et le débit du fluide sont utilisés continuellement durant le traitement par stimulation afin de prédire le skin factor sur toute la période d'injection d'un fluide acidifiant.

Chapitre 1

Mécanismes de l'endommagement de la formation

1. Mécanismes de l'endommagement de la formation

1.1. Introduction

Dans le domaine du Réservoir Engineering, l'endommagement de la Formation est un concept générique traduisant des variations indésirables de la perméabilité de la roche réservoir par divers mécanismes adverses. Il s'agit d'un problème qui peut survenir durant les différentes phases de l'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz, allant du forage jusqu'à la production. L'évaluation de l'endommagement de la formation, son contrôle et sa remédiation figurent donc parmi les questions qu'il faut résoudre pour assurer une exploitation pétrolière efficiente.

Les causes d'endommagement sont très nombreuses et plusieurs facteurs peuvent les déclencher. Parmi ces facteurs, citons les phénomènes physico-chimiques, chimiques, biologiques, hydrodynamiques, les interactions fluide-particules à l'intérieur de la roche et de la déformation de celle-ci en raison des contraintes et des forces de cisaillement du fluide[1]

1.2. Signification et localisation de l'endommagement

C'est une détérioration de la formation, due à l'altération de la perméabilité du réservoir autour du puits. Elle se rapporte simplement à la diminution de la perméabilité qui se produit autour du puits de forage d'un réservoir et implique l'immobilisation de l'écoulement des fluides des réservoirs vers les puits. L'endommagement nuit aux caractéristiques de la formation, ce qui entraîne une production ou une injection faible ou nulle. Cette diminution de production se rencontre dans différentes zones distinctes. (Figure 1).[2]

A. Au fond des puits :

Généralement, on trouve des dépôts constitués de sédiment d'origine diverse (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltènes). (Figure 2).

B. Sur les parois des puits :

- **Cake externe** : Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposés lors du forage de la paroi du trou, ce cake consolide les parois du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation. Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides. (Figure 2).

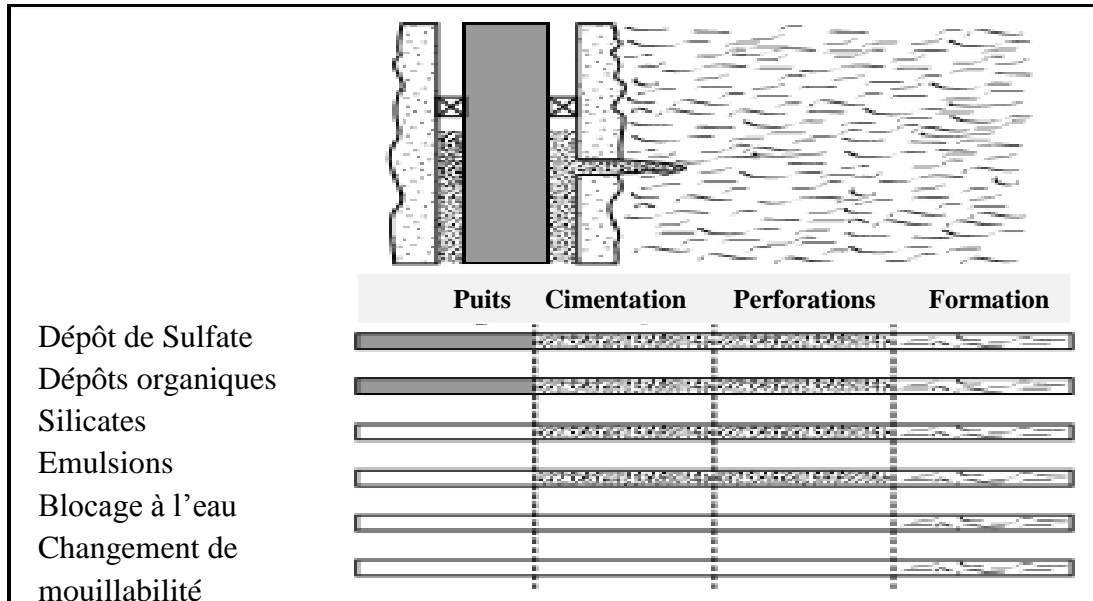


Figure 1-1: Localisation de différents types d'endommagements

C. Aux abords des puits :

- **Cake interne** : Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.
- **La zone envahie** : Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. (Figure 2).

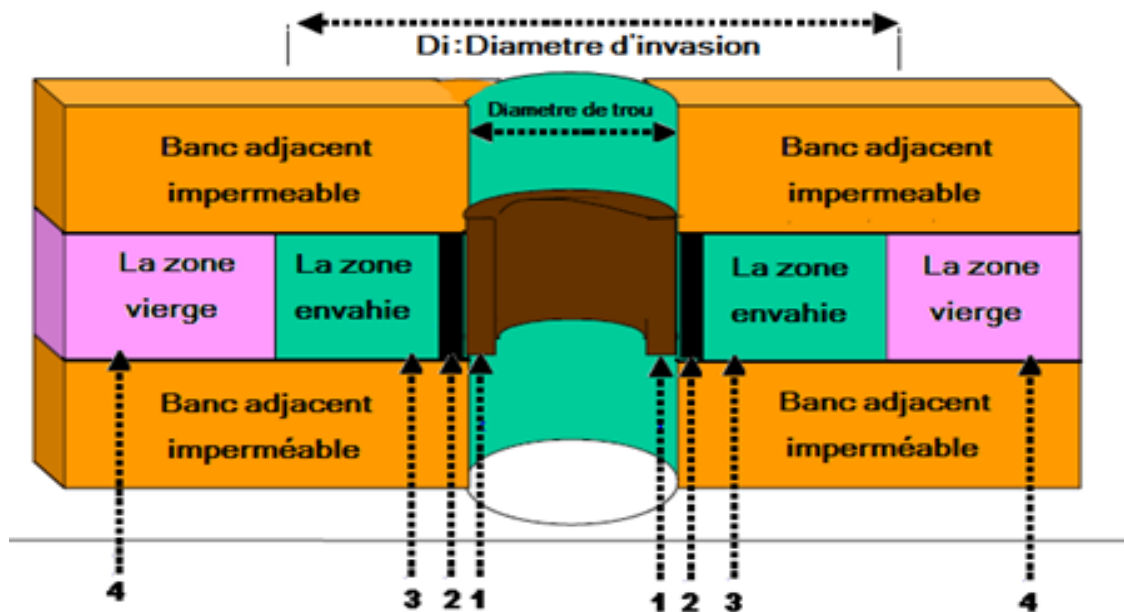


Figure 1-2: Zones endommagées.

D. Accumulation de particules :

Divers types de particules organiques résultants des modifications des conditions thermodynamiques, liées à la production, peuvent être la cause du colmatage du réservoir. (Figure 2).

1.3. Origine et types d'endommagements

L'endommagement de la formation peut-être dû à la nature de la formation ou provoqué par les opérations appliquées sur les puits. En outre certains endommagements induits, peuvent déclencher des mécanismes d'endommagements naturels. Le choix de la technique de traitement va découler du diagnostic de l'origine ainsi que du type de formation.[3]

1.3.1. Endommagement naturel:

• **Migration des fines particules** : les particules en suspension dans le fluide traversent les pores, migrent vers les puits de forage et réduisent la productivité des puits, en obstruant les pores. Ces particules nuisibles qui proviennent de la roche réservoir peuvent être de différents matériaux : des argiles (phyllosilicates), des limons (Silicates ou alluminosilicates) ainsi que les kaolinites et illites qui sont les particules qui migrent le plus.

• **Gonflement des argiles** : La variation de la perméabilité dans la formation résulte de l'altération de l'argile (gonflement) due aux échanges d'ions ou de l'abaissement de la salinité en dessous de la concentration critique. Les argiles les plus propices à cette modification sont les smectites et smectites mélangées, car ils peuvent absorber plusieurs fois leurs masses en eau. Ce gonflement réduit la perméabilité de la formation en occupant le volume des pores, et crée une barrière imperméable à l'écoulement. [2]

• **Dépôts organiques** : Ce sont des hydrocarbures lourds (paraffines et asphaltènes) qui se précipitent lors d'une chute de pression ou de température et sont une forme de distillation. Ils sont localisés dans le tubing, les perforations ou la formation. Bien que les mécanismes qui favorisent la formation de ces dépôts soient nombreux et complexes, le principal mécanisme est le changement de température et de pression dans le système d'écoulement.

- **Les paraffines** : apparaissent le plus souvent en tête de puits. Leur formation est en général liée à une baisse de la température, par exemple lorsque des fluides injectés sont à une température inférieure à celle du fond du puits.
- **Les asphaltènes** : Sont déclenchés par des chutes de pressions brutales ou des perturbations de l'équilibre chimique, par exemple, l'injection de fluides aux pH extrêmes

• **Dépôts de sels** : Créés par la précipitation de minéraux qui sont généralement associés à des percées d'eau. Le changement de température et de pression associé à la production,

engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés. Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perforations même du tubing de production. Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ou par le nettoyage de fond.

• **Dépôts de sulfates** : Ce sont les problèmes les plus courants et difficiles à éliminer. Les dépôts de sulfates sont solubles dans l'eau des produits chimiques, ils se précipitent hors de la solution, ce phénomène est causé par la variation de la température, pression ou par le mélange d'eaux incompatibles. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation. Ces dépôts sont influencés par n'importe quels paramètres déséquilibrant l'eau : Chute de pression, variation de température, gaz dissous, viscosité du fluide. Les plus courants sont : Sulfate de Barium ($BaSO_4$), Sulfate de Calcium ($CaSO_4$), Sulfate de Strontium ($SrSO_4$), et aussi des dépôts de Fer, Chlorure et Silica.

1.3.2. Endommagement dû aux opérations exécutées sur les puits :

A. Manipulation (Forage, work-over et Snubbing) :

• **Obstruction des perforations** : En plus de la migration de fines particules naturellement, d'autres s'introduisent dans la formation durant les opérations de Work-Over et Snubbing, et forment un filtrat cake.

• **Altération de la mouillabilité** : Proviens de l'interaction entre la formation et les différents types de fluides utilisés dans les opérations de forage, et est causée par les tensioactifs et autres additifs ajoutés lors du forage, la formation devient mouillable à l'eau, ce qui diminue la perméabilité relative de la roche

• **Formation d'émulsion** : Une émulsion est un mélange de deux substances liquides. Ce sont toujours deux liquides qui en situation normale sont non miscibles (ne se mélangent pas), comme l'eau et l'huile, mais qui vont par des opérations spécifiques (agitation, mélange, ajout de quelques principes actifs) réussir à avoir un aspect macroscopiquement homogène, mais microscopiquement hétérogène. L'une des substances sera donc dispersée dans la seconde substance sous forme de petites gouttelettes. L'émulsion est donc la combinaison de deux ou plusieurs fluides immiscibles qui ne se dispersent pas moléculairement. Les fluides injectés dans le puits où les filtrats de fluide utilisés lors des opérations de traitement se mélangent avec le fluide du réservoir pour former des émulsions.

• **Water Block** : Le phénomène de water blocking peut être défini comme un obstacle au flux des fluides de réservoir et il est causé par une élévation de la saturation en eau aux abords du puits ainsi cette augmentation se traduit par une baisse de perméabilité relative à l'huile ou au gaz. Il se produit par suite de l'invasion de la boue dans la formation au cours du forage ou pendant les travaux de chantier (work over, snubbing) ou bien pendant la production avec un WOR (Water Oil Ratio) élevé.

• **Bactéries** : Les bactéries se cultivent dans différents environnements et conditions : (Température, pH, Salinité, Pression). Les bactéries pétrolifères les plus gênantes sont les bactéries réductrices des sulfates (Sulfate-reducing bacteria) qui sont des bactéries pouvant obtenir de l'énergie en oxydant des composés organiques ou de l'hydrogène moléculaire (H_2) tout en réduisant le sulfate (SO_4^{2-}) au sulfure d'hydrogène (H_2S), l'accumulation de cette bactérie entraîne la corrosion de l'acier qui en présence du Sulfure d'Hydrogène sa réaction sera plus rapide. Les bactéries oxydantes du fer (iron-oxidizing bacteria), convertissent le Fe^{2+} en Fe^{3+} , produisent une gélatine d'Hydroxyde de fer insoluble. Ces bactéries entraînent une corrosion, mais surtout couvrent et protègent les bactéries de sulfates des attaques, et les bactéries qui attaquent les polymères. Toutes ces bactéries peuvent être contrôlées par l'application d'une variété de biocides.

B. Perforation:

Formation d'un filtrat cake dans les parois de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits.

C. Cimentation du liner:

Le filtrat de ciment envahit la matrice, causant ainsi un endommagement.

D. Stimulation:

Sludges: C'est un mécanisme d'endommagement causé par l'opération d'acidification. La formation des sludges sont des émulsions visqueuses produites par la réaction entre l'huile à l'état brut et les acides inorganiques (Moore et al, 1965 ; Houchin et al, 1990). Certains additifs acides contribuent également à la formation des sludges.

Lors d'une acidification, l'endommagement est causé par l'effet secondaire de l'acide sur le puits, si ce dernier n'est pas évacué à temps, et engendre le dépôt des asphaltènes. Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut-être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement.[4]

E. Injection d'eau :

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

1.4. Identification de l'endommagement

Les phénomènes d'endommagement de la roche réservoir sont toujours accompagnés d'une perte de productivité du puits de pétrole ou de gaz. Par conséquent, il est essentiel de développer des méthodes expérimentales et même analytiques pour comprendre et prévenir ou du moins contrôler ces phénomènes.[3] Les démarches entreprises par les pétroliers sont les suivantes :

A. Echantillonnage et analyse de laboratoire :

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

- **Echantillon du réservoir :** Il est nécessaire de disposer d'échantillons valables de terrain, par carottage, même si certains sont ensuite réduits en poudre pour des raisons expérimentales (compatibilité de la roche avec les différents fluides,...).

- **Echantillon des effluents :** De nombreuses causes de colmatage ont les effluents des puits comme origine: émulsions, sludges, dépôts minéraux et organiques. Ceux-ci doivent donc également être échantillonnés, que ce soit lors d'un test de formation ou en cours d'exploitation. Cette disposition est simple, son intérêt est vital et les résultats de laboratoire tout à fait fiables.[4]

B. Historique du puits :

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

C. Essais de puits :

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

L'opération consiste à faire varier le débit du puits, cette variation provoque une perturbation du régime des pressions existant dans le réservoir. La mesure de l'évolution de ce paramètre en fonction du temps et son interprétation fournissent des renseignements sur le réservoir et le puits, (évolution de la pression statique de couche, perméabilité vierge, indice de productivité et rendement de l'écoulement) dont la connaissance est primordiale pour identifier le type et l'origine d'endommagement. Toutefois, l'essai de puits est employé également comme outil d'évaluation de l'endommagement.

D. Diagraphies de production (PLT « Production Logging Tool »):

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

Chapitre 2

Généralité sur les essais du puits

2. Généralité sur les essais du puits

2.1.Introduction

Jusqu'aux années 70 les méthodes conventionnelles ont été les seules disponibles. Elles consistent à repérer sur l'évolution de pression les différentes périodes d'écoulement caractéristiques qui succèdent. Au cours d'un écoulement caractéristique l'évolution de la pression est représentée par une fonction du temps $f(t)$. Cette représentation se traduit par une droite qui permet de déterminer selon l'écoulement certaines caractéristiques du puits et du réservoir. N'utiliser que les méthodes conventionnelles pour interpréter un essai de puits présente plusieurs inconvénients : [5]

- Diagnostiquer un écoulement est parfois délicat.
- L'interprétation ne prend en compte que les points situés sur la droite.
- Tracer le bon droit est parfois délicat.

2.2.Principe des essais du puits

D'une façon générale, le but des essais de puits est d'obtenir des renseignements sur un puits et sur un réservoir. Pour ce faire, on fait varier le débit du puits. Cette variation de débit provoque une perturbation du régime des pressions existant dans le réservoir.

La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournit des renseignements sur le réservoir et le puits.

La mesure de pression peut être faite dans le puits émetteur de la perturbation de débit : c'est le mode opératoire utilisé dans la majorité des essais, comme elle peut être faite dans un autre puits : c'est l'objet des tests d'interférences.

L'évolution de la pression est interprétée en utilisant quelques lois de la mécanique des fluides.

En général, les débits sont mesurés en surface alors que la pression est enregistrée au fond du puits. Avant l'ouverture du puits, la pression initiale p_i est constante et uniforme dans le réservoir. Pendant la période de production, la pression en débit Δp s'exprime :

$$\Delta p = p_i - p(t) \dots (1)$$

Lorsque le puits est fermé, la remontée de pression Δp s'exprime à partir de la dernière pression de débit p ($\Delta p = 0$) :

$$p = p(t) - p(\Delta p = 0) \dots (2)$$

La réponse en pression est analysée en fonction du temps écoulé depuis le début de la période (temps d'ouverture ou de fermeture).

2.3. Informations obtenues par les essais de puits

Chaque test de puits doit être suivi par une interprétation pour en tirer les informations nécessaires pour le Réservoir Engineering à savoir : [5]

- La perméabilité moyenne du réservoir aux fluides mobiles.
- La productivité de puits (IP).
- Le skin.
- L'aire de drainage.
- La pression moyenne du réservoir.
- Le rayon d'investigation.
- L'anisotropie des perméabilités.
- L'efficacité d'écoulement.
- Les limites de réservoir.
- La détection des failles, et les distances entre les failles et le puits.
- La configuration de puits et réservoir.

2.4. Données nécessaires pour l'analyse des essais

- **Données de l'essai** : débit et la pression de fond en fonction du temps.
- **Données de puits**: rayon de puits, géométrie (incliné, horizontal,...), profondeurs.

• **Paramètres réservoir et fluides** : épaisseur de la formation h , porosité Φ , compressibilité de l'huile C_o , de l'eau C_w et de la formation C_f , Saturation en eau S_w , viscosité de l'huile μ , et le facteur de volume B. Les différentes compressibilités servent à définir la compressibilité totale C_t :

$$C_t = C_o (1 - S_w) + C_w S_w + C_f \dots (3)$$

Les paramètres du réservoir et du fluide servent pour le calcul des résultats. Ils peuvent toujours être changés ou ajustés si besoins, sans pour autant modifier le choix du modèle d'interprétation.

Des données additionnelles peuvent être parfois nécessaires : diagraphies de production, pression de bulle etc.

Des informations géologiques et géophysiques sont nécessaires pour valider les résultats d'interprétation.[5]

2.5. Différents Types Des Essais De Puits

- ◆ **Essais en débit (draw down)** : Le test de draw down est l'enregistrement continu de la pression de fond d'un puits qu'on le fait produire à débit différent que le débit initial. Idéalement le puits doit produire à débit constant mais, en pratique les mesures faites pendant les débits sont brutes, et l'analyse n'est pas précise.
- ◆ **Essais en fermeture (Build up)** : La remontée de pression de fond après la fermeture du puits est utilisée pour l'analyse. Avant la fermeture, le puits doit avoir été produit assez longtemps pour que le débit se soit stabilisé. Pendant la période de fermeture, le débit est précis (zéro).
- ◆ **Essais d'injection** : Lorsqu'un fluide est injecté dans le réservoir, la pression de fond augmente, après fermeture elle diminue (fall-off period). Les propriétés du fluide injecté sont en général différentes de celles du fluide en place.
- ◆ **Essais d'interférence** : La pression de fond est enregistrée dans un puits d'observation fermé et situé à une certaine distance du puits producteur. Les essais d'interférences permettent d'établir la communication entre les puits. Avec l'essai « pulse test », le puits actif est produit en alternant les périodes d'ouverture et de fermeture et c'est l'oscillation de pression qui en résulte au puits d'observation qui est interprétée.
- ◆ **Drill Stem Test (DST)** : le conditionnement du puits est temporaire avec en particulier une vanne de fond. Souvent le puits est tubé mais les essais de DST se font aussi en trou ouvert. Ces essais sont en général courts. Le train de tiges de forage n'est plus utilisé, une colonne de production est préférée.[2]

Chapitre 3

Effet De Skin

3. Effet de skin

3.1. Définition

Le skin est une perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits. Il traduit la liaison entre le réservoir et le puits. Le skin est un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits. Il représente le degré d'endommagement total d'un puits.

L'anglicisme « skin » caractérise à l'échelle du réservoir la connexion entre le puits et le réservoir. Cette donnée est essentielle à la fois pour l'opérateur qui cherche à définir une procédure de stimulation, et pour l'ingénieur de production qui cherche à modéliser le champ pétrolier et simuler sa production.

Van Everdingen et Hurst (1949) ont défini le facteur « Skin », comme un paramètre mathématique sans dimension causé par un état de déséquilibre de pression (Figure 3-1), il est représenté par la formule suivante [3]

$$\Delta P_S = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \dots (4)$$

- ✓ q : débit entre le puits et la formation,
- ✓ k : la perméabilité initiale de la formation,
- ✓ μ : la viscosité,
- ✓ S : le skin
- ✓ h : la hauteur de puits dans lequel l'écoulement se produit,

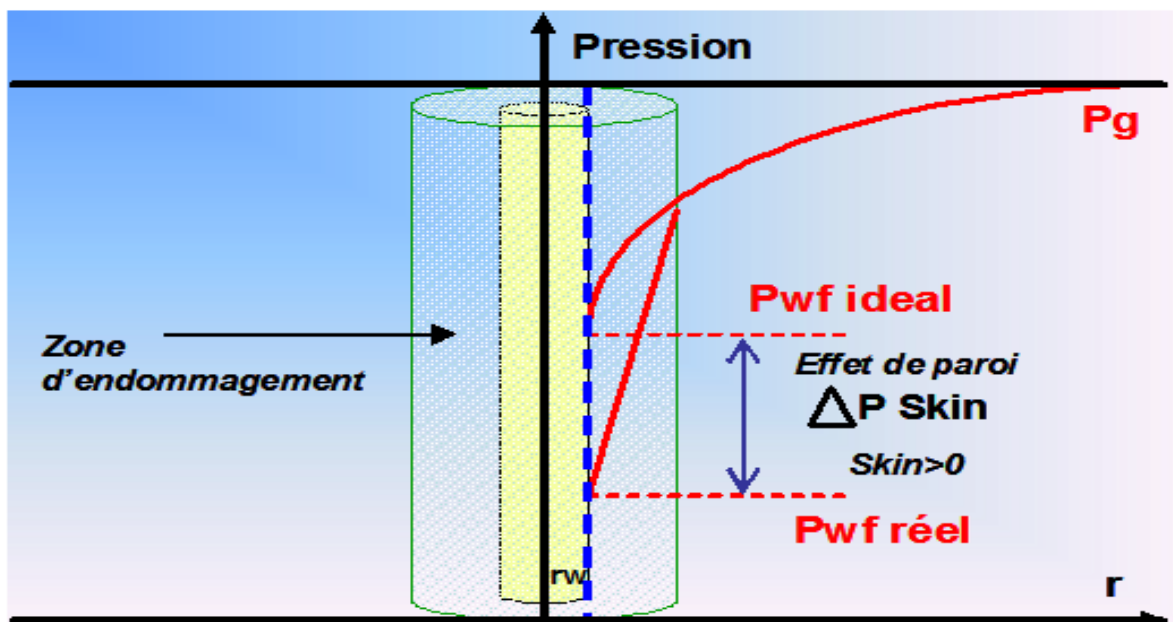


Figure 3-0-1: Présentation de la chute de pression due à l'endommagement

Cette expression ajoutée à la chute de pression dans la formation à son état initial (sans endommagement) donne la formulation suivante qui lie le skin au débit et à la chute de pression totale dans la formation.(COHEN, 2007)[3]

$$q = \frac{kh(P_G - P_w)}{B\mu \ln(\frac{r_i}{r_w} + s)} \dots (5)$$

B : Facteur volumétrique de fond

ri : Rayon de drainage

PG : Pression de gisement

rw : Rayon du puits

Pw : Pression du puits

Si l'on souhaite exprimer le skin en fonction du rayon de l'endommagement r_s et de la perméabilité de la zone endommagée k_s , on utilise la définition suivante:

$$S = (\frac{k}{k_s} - 1) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots (6)$$

$S = 0$ Un skin nul « 0 », correspond à un puits non endommagé,

$S > 0$ Un skin positif traduit un endommagement,

$S < 0$ Un skin négatif un puits non endommagé (après stimulation)

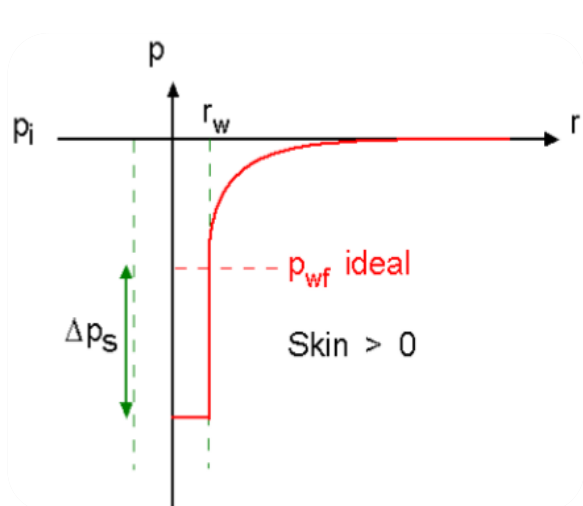


Figure 3-3: Skin positif

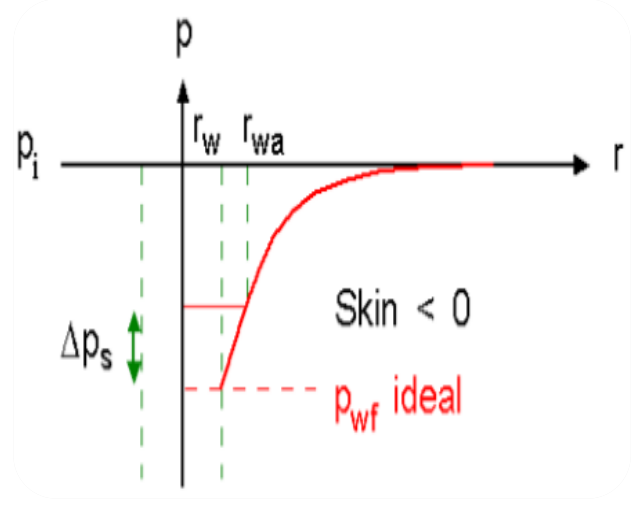


Figure 3-2: Skin Négatif

Une stimulation acide réussie diminue le skin jusqu'à parfois obtenir une valeur négative. Cela signifie que la perméabilité des abords du puits est devenue supérieure à celle de la formation à son origine. Ces formulations sont obtenues à partir de la loi de Darcy.

3.2. Efficacité D'écoulement

L'efficacité d'écoulement est déterminée par le rapport entre l'indice de productivité actuel et l'indice de productivité théorique.(Jelmert, 2013)[5]

- **Indice de productivité** : Il est souvent utilisé pour prédire la façon dont les changements de pression entre le fond du puits et le gisement affectent le débit.

On a

L'indice de productivité actuel « Skin » exprimé par la formule suivante :

$$IP_{\text{actuel}} = \frac{Q_0}{(PFS - PFD)} \dots (7)$$

Et

L'indice de productivité théorique exprimé par la formule suivante :

$$IP_{\text{théorique}} = \frac{Q_0}{(PFS - PFD - \Delta P_{\text{skin}})} \dots (8)$$

On peut exprimer le degré d'endommagement dans le cas d'une stimulation par l'efficacité d'écoulement **E_{ff}** « **Flow Efficiency** » défini par cette formule :

$$E_{ff} = \frac{IP_{\text{actuel}}}{IP_{\text{théorique}}} \dots (9)$$

- Un puits sans endommagement et sans stimulation **E_{ff} = 1**
- Un puits endommagé **E_{ff} < 1**
- Un puits stimulé **E_{ff} > 1**

Partie
Expérimentale

Partie
Théorique

PARTIE EXPEREMENTALE

Introduction

La surveillance continue du facteur de skin pendant le traitement acidifiant peut être utilisée pour modifier la conception du traitement à partir de la formulation originale en fonction de la réponse réelle du puits plutôt que de la réponse anticipée aux fluides pompés. L'utilisation d'un enregistrement du facteur de skin au cours du traitement est d'évaluer l'effet des différents niveaux de fluide pompé au cours du traitement. Cette information pourrait être utilisée comme base pour changer les fluides de stimulation ou les volumes utilisés sur les traitements ultérieurs et pour évaluer l'efficacité des étapes de fluides pompés pendant le traitement.[3]

Différentes méthodes ont été proposées pour calculer le facteur de skin au cours d'un traitement acidifiant matricule. Cette méthode est basée sur l'écoulement stationnaire inspirée de la formule de Darcy

$$S = \frac{0.00708 kh (P_{inj} - P_i)}{\mu q_i} + \frac{r_b}{r_w} \dots (10)$$

k : Perméabilité (md)

h : Hauteur du réservoir (ft)

P_i : Pression initiale (psi)

P_{inj} : Pression d'injection (psi)

μ : viscosité (cp)

q : Débit (bbl/jr)

r_b : Rayon du puits endommagé (ft)

r_w : Rayon du puits avant endommagement (ft)

Où r_b est défini comme le rayon autour du puits de forage dans lequel la majorité de la chute de pression se produit et est supposé être de 4 psi.

Exemple

Illustre un exemple pour un débit d'injection variable et un facteur de skin changeant en fonction du temps. Cet exemple comprend des régions où le facteur de skin du puits diminue, augmente et se stabilise sur un intervalle de temps donné. Les figures 4-1 et 4-2 montrent l'évolution de la pression et le débit d'injection du fluide pour un puits pétrolier. Le facteur de skin calculé est présenté sur la figure 4-3.

Il est à remarquer qu'une variation du débit d'injection conduit à une variation du facteur de skin comme le montre les figures 2 et 3. Pour de faibles débits d'injection, le skin a chuté en atteignant une valeur $S=1$, ensuite se stabilise lorsque le débit d'injection est maintenu stable pendant un temps $t=30$ min à peu près. Au fur et mesure que le débit d'injection augmente, le

Partie expérimentale

skin diminu en atteignant une valeur nulle ($S=0$) dans l'intervalle [48min-1hr]. A la fin, une augmentation du facteur skin ($S=1$) est remarquée lorsque le débit d'injection est chuté.

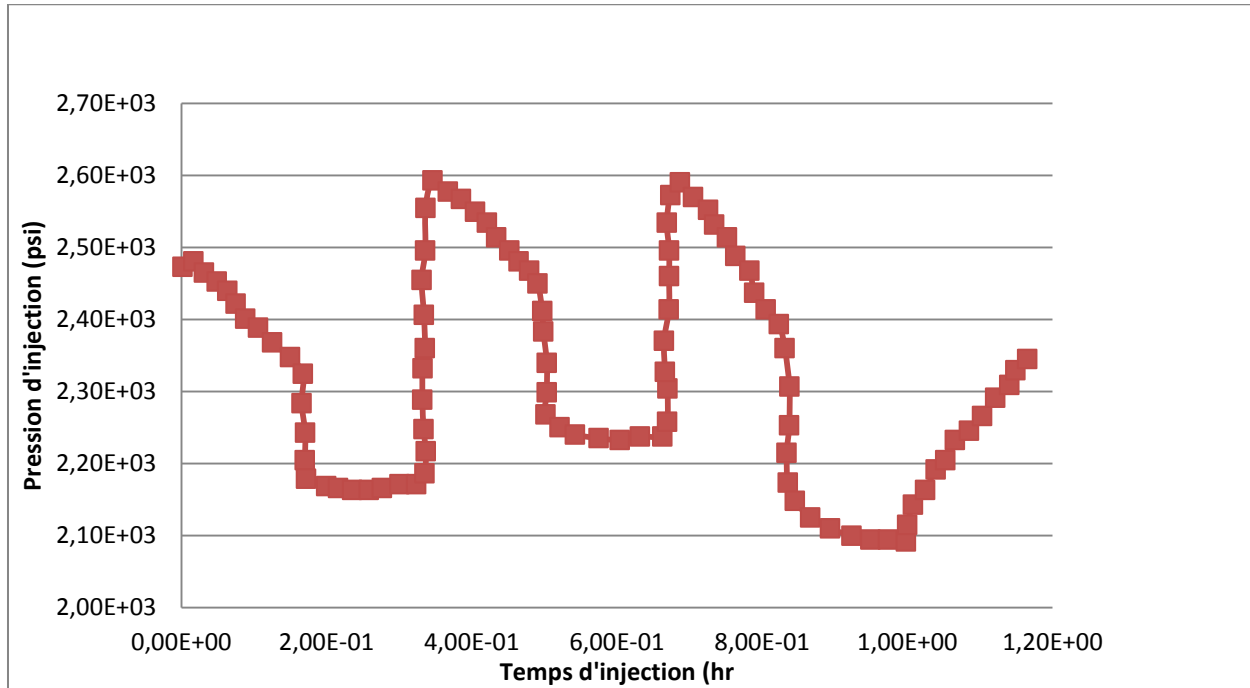


Figure 4-1: Evolution de pression en fonction de temps

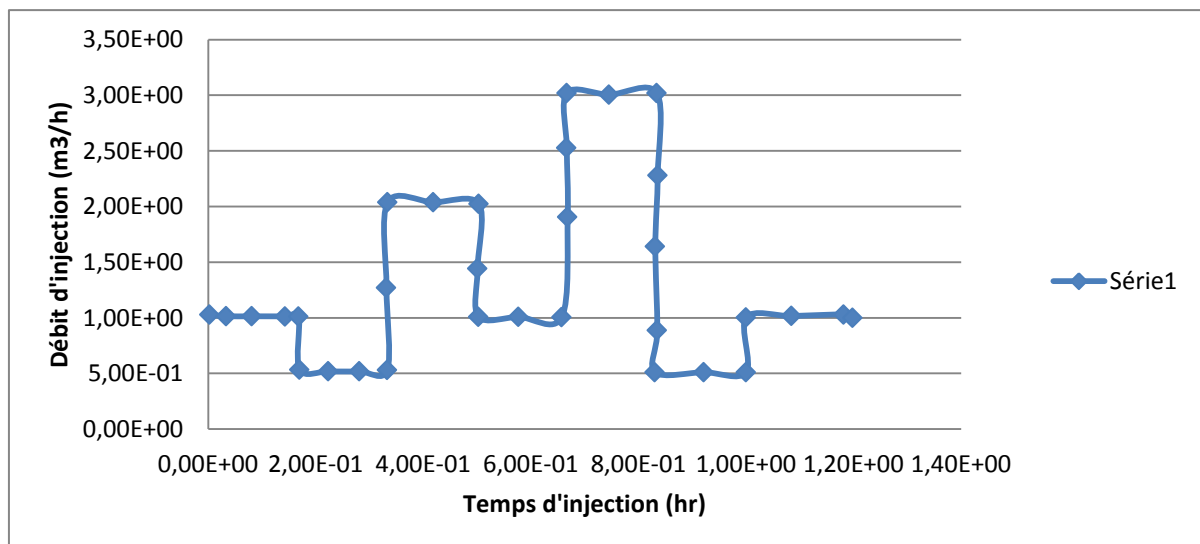


Figure 4-2: Evolution Débit d'injection de l'acide en fonction du temps

Partie expérimentale

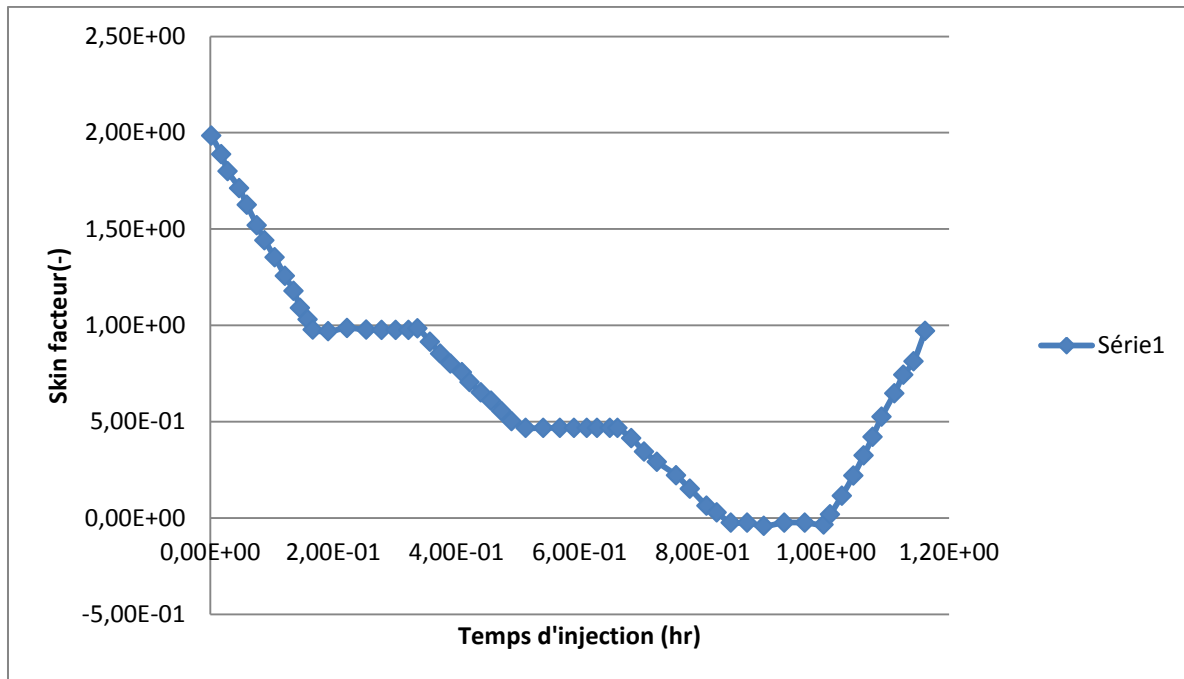


Figure 4-3: le skin calculé en fonction du temps d'injection

La figure 4-3 montre le skin calculé pour le puits. Il est évident que la méthode de calcul en régime permanent entraîne une surpression du facteur de peau réelle pendant toute la durée de l'injection. Ceci est dû au fait que la chute de pression de l'état stationnaire sera toujours supérieure à la chute de pression dans le régime de pression transitoire à action infinie pris pour cet exemple (et cela sera très probablement en vigueur au cours d'un traitement réel).

Il est également évident que chaque variation du taux d'injection provoque une fluctuation immédiate du facteur de skin calculé.

Etude de cas

Dans cet exemple, la procédure prévue pour le traitement d'acidification était de maintenir une pression approximative de tête de puits de 16500 psi pendant tout le traitement en faisant varier le taux d'injection au cours de la procédure de stimulation.

Les figures 4-4 et 4-5 montrent les pressions de traitement de tête de puits et les débits d'injection du fluide enregistrés pendant le traitement d'acidification. L'arrivée de chaque étape de différents fluides aux perforations est notée sur la trajectoire de pression. Il est à noter que durant la procédure de stimulation, la pression de tête de puits a été maintenue entre 1300 psi et 1700 psi en augmentant ou en diminuant le débit d'injection.

La figure 4-6 montre la variation en temps réel du facteur skin calculé sur la base de la formule (10) en se basant sur les données de la pression et débit d'injection du fluide obtenues lors de la procédure de l'acidification.

Partie expérimentale

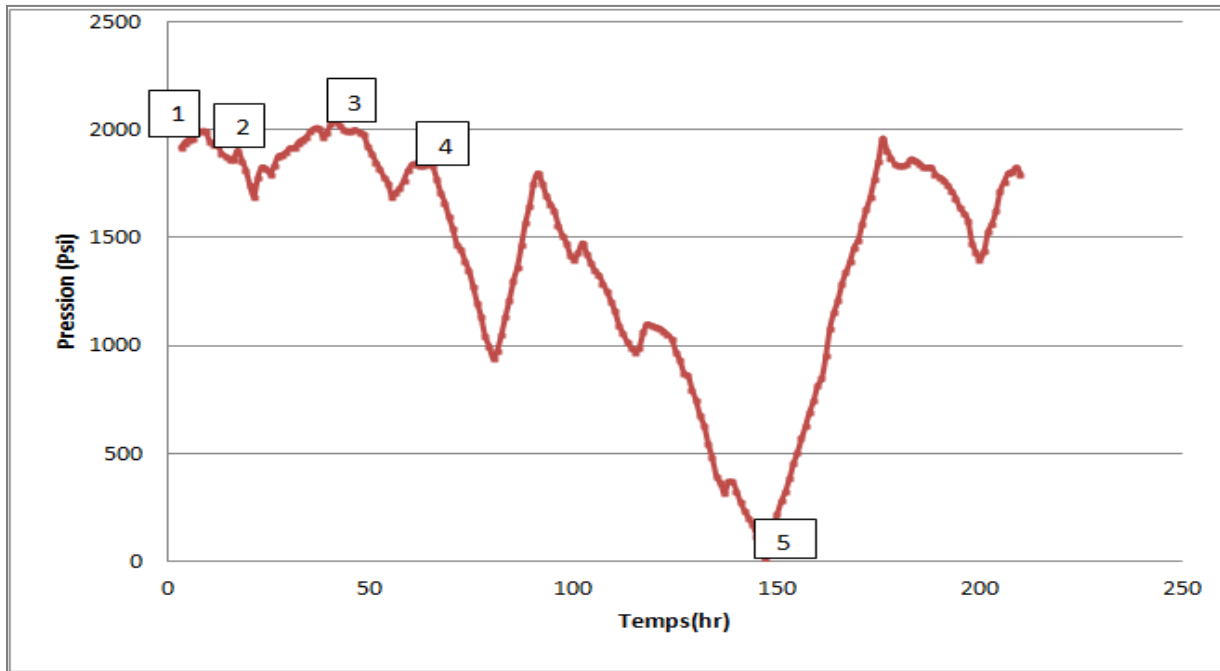


Figure 4-4: Evolution de pression de traitement de tête de puits en fonction du temps

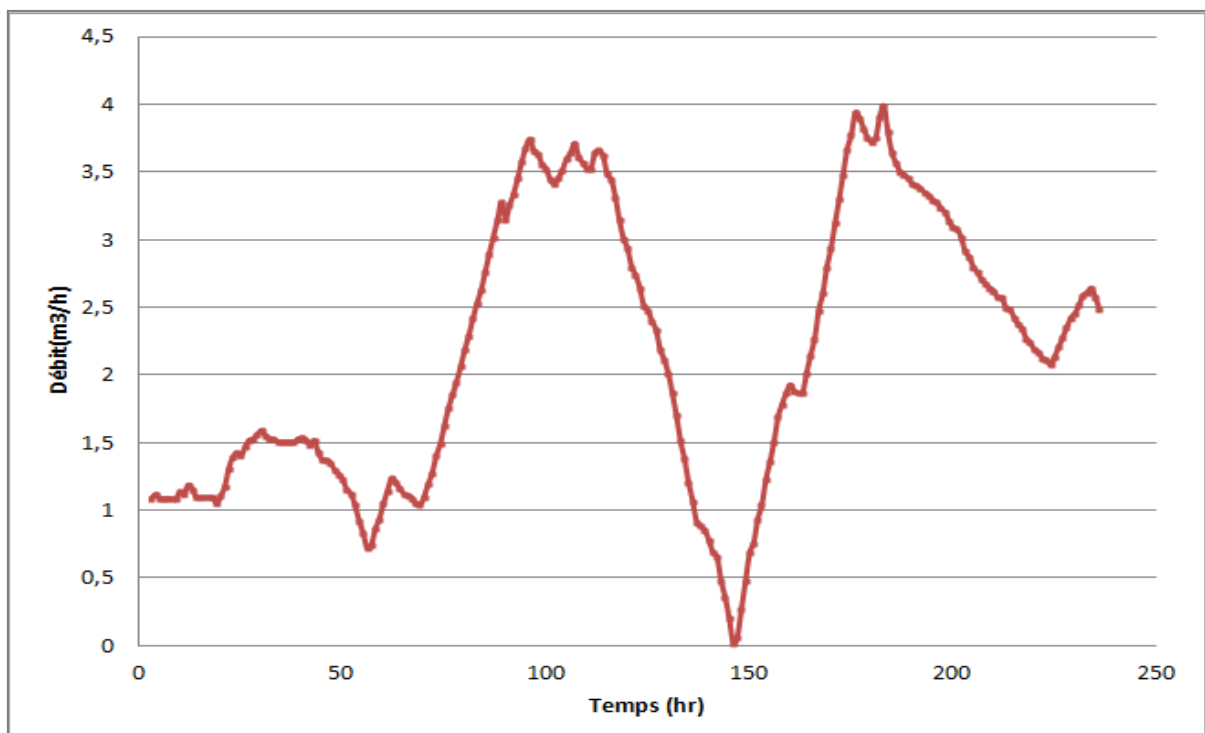


Figure 4-5: Evolution de débit d'injection du fluide en fonction du temps

Partie expérimentale

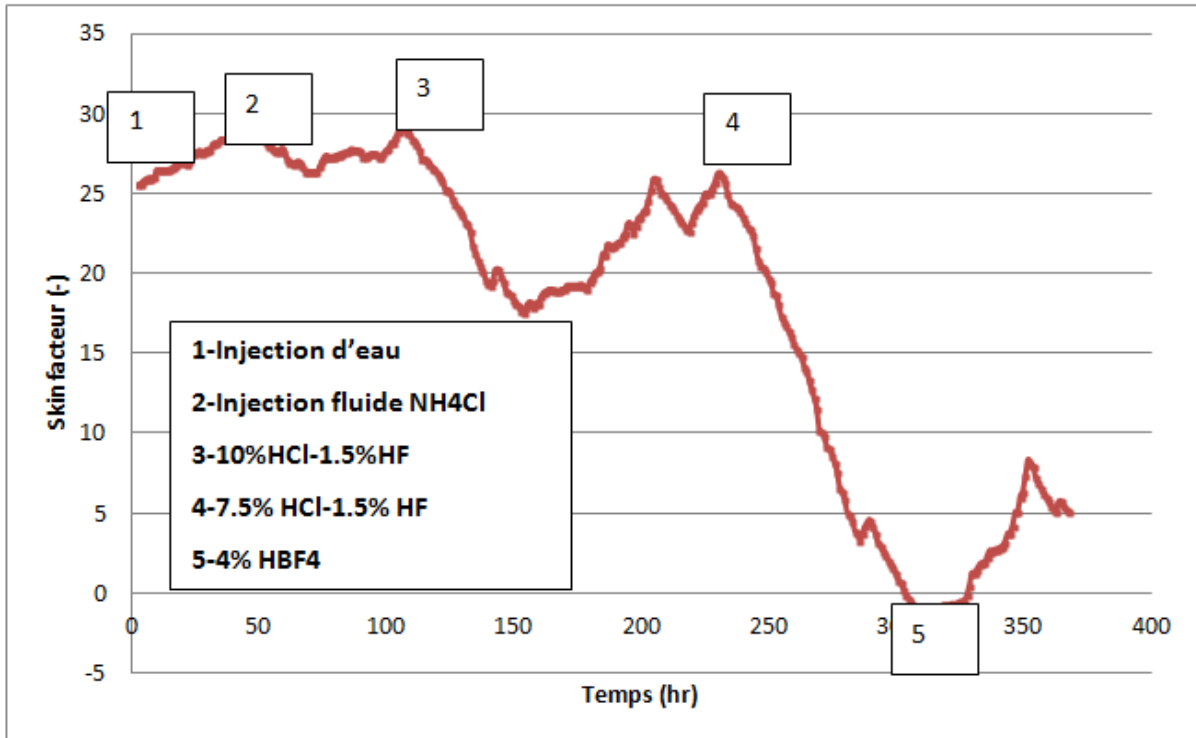


Figure 4-6: Evolution du facteur skin en fonction du temps d'injection du fluide d'acidification

Au cours des premières minutes du traitement, l'eau d'injection qui était initialement présente dans le tubing est envahie dans la formation par le preflush NH_4Cl à 15%. Au cours de cette période, le facteur de skin calculé augmente de 22 à 27, ce qui indique que l'injection de cette eau a causé un endommagement de la formation réservoir. Une fois que le fluide preflush NH_4Cl a atteint les perforations, le facteur de skin diminue légèrement et devient stable, ce qui signifie que l'endommagement causé pendant le déplacement de l'eau d'injection est légèrement éliminé lors de l'injection du chlorure d'ammonium NH_4Cl .

Au fur et à mesure que le preflush de HCl à 15% (phase 3) entre dans la formation, une diminution importante et immédiate du facteur de skin (de 26 à 15) a été observée. Ceci signifie qu'il y a une amélioration du skin mais reste toujours positif, ce qui implique que certains matériaux solubles dans HCl contribuent à l'endommagement de la formation réservoir. Cet endommagement semble avoir été complètement éliminé par l'injection de l'acide HCl à 15%. À mesure que l'injection d'HCl continue, le facteur de skin calculé devient assez stable et, dans la dernière partie de cette période, commence à augmenter de façon significative, ce qui indique qu'à ce stade, HCl provoque plutôt que d'éliminer l'endommagement à cause des particules qui sont dissoutes lors de l'attaque de la roche par l'HCl. Le dépôt de ces particules provoque une diminution de la porosité et de la perméabilité ce qui à son tour provoque l'endommagement.

Partie expérimentale

Lorsque le mélange d'acide HCl à 7.5% et HF à 1,5% (phase 4) atteint les perforations, l'élimination de l'endommagement est immédiate. La valeur du facteur de skin passe de 22 à 3, ensuite la valeur de skin à chuter en atteignant -1 environ lorsque le volume du mélange d'acide HF et HCl ait totalement injecté. Ceci est expliqué par le fait qu'un mélange d'HCl et d'HF, permet d'éliminer l'endommagement et est plus efficace que le fluide contenant l'acide HCl seul dans les roches gréseuses

Ensuite un fluide est composé de l'acide fluoroborique à 10% (HBF_4) a été injecté, le facteur de skin calculé a commencé à augmenter graduellement de $S = -0,3$ en atteignant une valeur finale de $S = 5,5$. Ceci implique que la réaction de l'acide fluoroborique avec la roche produit dans certains cas des borosilicates conduisant à un endommagement de la formation en réduisant sa porosité et sa perméabilité dont le résultat se traduit par une augmentation du facteur skin.

Conclusion générale

Conclusion

Dans le présent travail, nous avons étudié l'évolution en temps réel du facteur skin au cours du traitement par acidification. Ce facteur skin, permet de donner des informations importantes sur l'efficacité du traitement de la matrice par l'acide avec l'objectif final d'obtenir un skin facteur négatif ou avec un facteur aussi proche que possible de zéro. Sur la base des résultats obtenus, il a été constaté qu'un fluide composé uniquement de l'eau permet d'augmenter le facteur skin de $S= 25$ à 29 , ce qui signifie l'injection de cette eau à la zone perforée permet d'endommager la formation productrice que de l'éliminer. L'utilisation d'un fluide à base d'acide de chlorure d'ammonium NH_4Cl , a permis de diminuer légèrement le skin et stabilise autour de $S=25$ environ.

La stimulation de la formation productrice par un fluide contenant l'acide HCl à 10% permet de diminuer davantage le skin en atteignant une valeur de $S= 17$ environ. L'idéal est d'utiliser un fluide acidifiant composé d'un mélange de l'acide chlorhydrique HCl à 7.5% et l'acide fluorhydrique HF à 1.5%. Ce couple, a permis de chuter le skin de $S=25$ à -1 .

Bibliographie

- R. AKKAL, Thèse de Doctorat - Département Génie Minier - Ecole nationale polytechnique d'Alger - Optimisation des fluides de forage et endommagement de la formation, Alger, 2014.
- [1]
- Schlumberger, «Fluid selection guid for matrix treatments,» Sugar Land texas, TSL-2069, 2001.
- [2]
- M.-E. COHEN, «Thèse: Modélisation et simulation de la stimulation acide des puits carbonatés,» 2007. Toulouse
- [3]
- Schlumberger, «Reservoir stimulation,» Third Edition (SMP-7075), 1999.
- [4]
- T. A. Jelmert, Introductory well testing, 1st Edition, 2013.
- [5]
- Manuel d'acidification des réservoirs, Paris: Edition Technip, 1983.
- [6]
- HALLIBURTON, «Chemical Stimulation,» chez *Stimulation*, 2005.
- [7]