

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

BENYOUCEF Zahira , GHANDJOURI Nesma

-THÈME-

**Amélioration de l'indice de productivité par
acidification (Etude de cas : champ Zerzaitine
In aménas)**

Soutenu le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président : Mr. KADRI Ahmed Yassine

Docteur

Univ. Ouargla

Rapporteur : Mr. SIDROUHOU H.Med

Examineurs : Mr. GAREH Salim

Remerciement

Au premier temps, Nous remercions dieu tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté et de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail. Merci de nous avoir éclairé le chemin de la réussite.

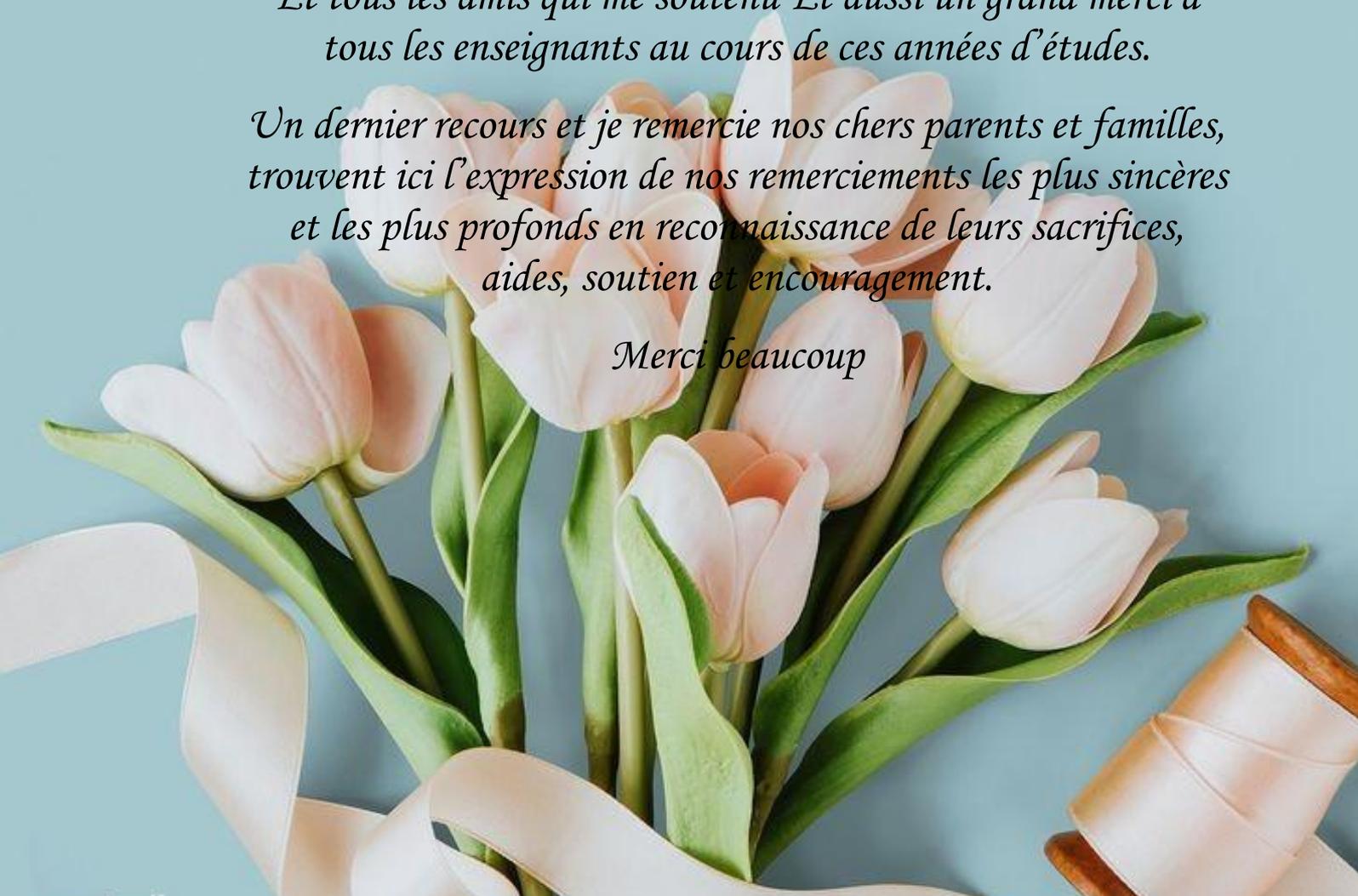
Ce mémoire a été réalisé grâce à l'aide fournie par plusieurs des ingénieurs de l'information et la recherche, Je tiens à exprimer ma gratitude et ses remerciements au professeur et l'encadreur 'Mr SIDROUHOU DJAMEL ' Pour toute l'aide à la fois en termes de fourniture des conférences et des leçons et de nous fournir des informations utiles et d'autres.

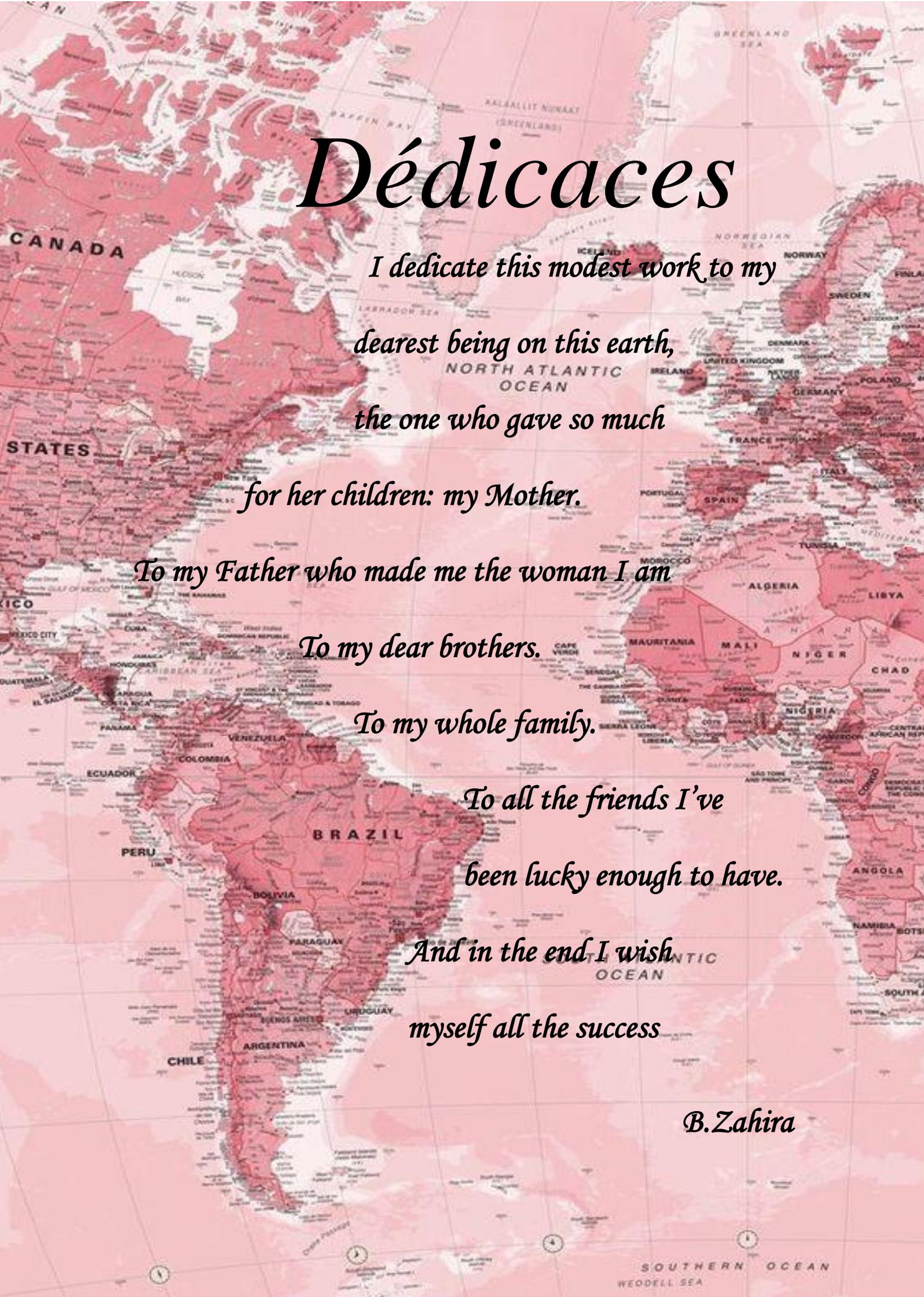
Je tiens à remercier vivement les membres de jury qui nous honore en jugeant notre mémoire fin d'étude

Et tous les amis qui me soutenu Et aussi un grand merci à tous les enseignants au cours de ces années d'études.

Un dernier recours et je remercie nos chers parents et familles, trouvent ici l'expression de nos remerciements les plus sincères et les plus profonds en reconnaissance de leurs sacrifices, aides, soutien et encouragement.

Merci beaucoup





Dedicaces

*I dedicate this modest work to my
dearest being on this earth,
the one who gave so much
for her children: my Mother.*

To my Father who made me the woman I am

To my dear brothers.

To my whole family.

*To all the friends I've
been lucky enough to have.*

*And in the end I wish
myself all the success*

B.Zahira

Dédicaces



*En premier lieu, au Dieu tout
puissant de m'avoir accordé
La puissance et la volonté pour
terminer ce travail.*

*A mes parents les plus chers que
ma vie, qui ont su m'apporter
amour et sentiment tendre et qui
ont fait de moi ce que je suis
Aujourd'hui; Et je leur serai
toujours redevable.*

A mes frères

A mes sœurs

A mes amis

A Les petits-enfants de la famille

A tous ce qui me sont chers.

Gh. Nesma

Résumé

Résumé

Le traitement matriciel vise à améliorer l'indice de productivité des hydrocarbures et l'augmentation de durée de vie d'exploitation du réservoir. Il vise aussi à réduire ou éliminer l'endommagement aux abords du puits.

Le stage réalisé au groupement Sonatrach-DP In Aménas nous a permis d'étudier l'amélioration d'indice de productivité par acidification.

L'acidification est un traitement de matrice (traitement de décolmatage) réalisé à une pression inférieure à la pression de fracturation qui consisté à l'élimination d'un éventuel colmatage. Ce procédé s'applique principalement au cas où il s'agit de restaurer la perméabilité aux abords du puits suite à un colmatage durant le forage, la complétion ou l'exploitation. Le succès de ce traitement dépendra principalement de l'analyse des causes de l'endommagement et de faire une étude préalable pour prévoir les résultats et le gain estimé afin de sélectionner les puits candidats au traitement matriciel et selon le classement des puits. Pour cela un programme d'acidification ne doit pas être décidé à la légère, il doit être étudié et réalisé avec soin.

Mots clés: traitement matriciel, endommagement, puits candidats, indice de productivité; acidification.

Abstract

The matrix treatment aims to improve the productivity index of the hydrocarbons and increase the operating life of the reservoir. It also aims to reduce or eliminate damage around the well.

The internship carried out at the Sonatrach-DP In Aménas group enabled us to study the improvement of the productivity index by acidification.

Acidification is a matrix treatment (unclogging treatment) carried out at a pressure lower than the fracturing pressure which consists in the removal of any clogging. This process is mainly applicable to the case where it is a question of restoring the permeability around the well following a plugging during drilling, completion or operation. The success of this treatment will depend mainly on the analysis of the causes of the damage and on making a preliminary study to predict the results and the estimated gain in order to select the candidate wells for the matrix treatment and according to the classification of the wells. Therefore, an

Résumé

acidification program should not be decided lightly, it should be studied and carried out with care.

Key words: matrix processing, damage, candidate wells, productivity index, acidification.

المخلص :

تهدف معالجة المصفوفة إلى تحسين مؤشر إنتاجية الهيدروكربونات وزيادة العمر التشغيلي للخزان. كما تهدف إلى تقليل أو إزالة الأضرار حول البئر.

مكننا التدريب الذي تم إجراؤه في مجموعة Sonatrach-DP In Aménas من دراسة تحسين مؤشر الإنتاجية عن طريق التحميص.

التحميص هو معالجة المصفوفة (معالجة غير مسدودة) يتم إجراؤه عند ضغط أقل من ضغط التكسير والذي يتكون من إزالة أي انسداد. يتم تطبيق هذه العملية بشكل أساسي في الحالة التي تتعلق فيها باستعادة النفاذية حول البئر بعد الانسداد أثناء الحفر أو الإكمال أو التشغيل. يعتمد نجاح هذا العلاج بشكل أساسي على تحليل أسباب الضرر وعلى عمل دراسة أولية للتنبؤ بالنتائج والمكاسب المقدرة من أجل اختيار الآبار المرشحة لمعالجة المصفوفة ووفقاً لتصنيف الآبار. لذلك لا ينبغي تحديد برنامج التحميص بسهولة ، بل يجب دراسته وتنفيذه بعناية.

الكلمات المفتاحية: معالجة المصفوفة ، الضرر ، الآبار المرشحة ، مؤشر الإنتاجية ؛ تحمض.

Remercîment

Dédicace

Résumé

Liste des figures

Abréviations, Symboles et unité de mesure

Introduction générale.....01

**CHAPITRE I : GENERALITE SUR LES ENDOMMAGEMENTS ET
LE TRAITEMENT MATRICIEL**

I.1 Introduction.....03

I.2..Détection des endommagements:03

I.3 Évaluation de l'endommagement au moyen des essais de puits.....03

I.3.1 Introduction.....03

I.3.2 Principe des essais de puits:.....03

I.3.3 Build-up:.....04

I.3.4 Interprétation de test *Build-up* par la methode *d'Horner*:.....04

I.4 Traitement de matrice.....05

I.5 Critères pour une acidification.....06

I.6 Techniques de mise en place.....06

I.7 Les différentes étapes d'un traitement à l'acide.....07

CHAPITRE II : Partie pratique

II.1 La région d'In-Amenas.....11

II.1.1 Situation géographique.....11

II.1.2 Développent de la région.....12

II.1.3 Le Champ de Zarzaitine Nord-Est.....12

II.2 PARTIE CALCUL.....15

II.2.1 Introduction.....15

II.2.2 Exemple d'application puits ZRNE 304 (Zone ZRNE).....16

II.2.2.1 Test *build up* par la méthode de "Horner " (ZRNE304).....17

II.2.3 Exemple d'application PUITES ZRNE 314 (Zone ZRNE)22

II.2.3.1 Test build-up par la méthode de "Horner " (ZRNE314).....23

II.2.3.2 Calculs nécessaires a l'établissement d'un projet d'acidification matricielle24

II.2.4 Application de calcule: (puits ZRNE304).....26

II.3 Résumé des résultats.....28

Table de matières

II.4 Discussion des résultats	29
II.5 Recommandations.....	29
CHAPITRE III : Évaluation économique	
IV.1 Introduction.....	31
IV.2. Estimation de débit après l'acidification Pour ZRNE304	31
IV.3. Gain d'acidification.....	31
IV.4. Calcul du payout.....	32
IV.5. Conclusion.....	32
Conclusion générale	34
Synthèse bibliographique	
Annexe	

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Données et résultats obtenue par méthode de Horner du puits ZR304..... 19

Tableau II.2: comparaison des débits de test build up d'avant et d'après la stimulation de puits ZRNE304.....22

Tableau II.3 : Données et résultats obtenue par méthode de Horner du puits ZR31424

Tableau II.4 : Comparaison des résultats des puits ZRNE304 et ZRNE314.....28

Tableau II.5: Comparaison de skin de puits ZRNE304 avant et après la stimulation28

Tableau III.1 : calcul de gain estimé de puits Candidat ZRNE30432

Tableau III.2 : Résultats du calcul payouts..... 32

Liste des figures

Figure I.1 : Courbe de l'interprétation du test de *build-up* parla méthode de Horner04

Figure I.2 : Acidification des matrice06

FigureII.1: Situation géographique de la region d'in amenas.....11

Figure II.2 : Champs petroliers de la region d'IN AMENAS.....12

Figure II.3 : Carte isobathe de ZRNE304.....15

Figure II.4 : Courbe de l'interprétation du test de Build-up par la méthode de Horner (puits ZRNE 304).....18

Figure II.5 : Courbe de l'interprétation du test de Build-up par la méthode de Horner (puits ZRNE 314).....23

NOMENCLATURES

- Q** : débit d'huile (m^3/h)
- k** : la perméabilité (md)
- p_{wf}** : pression dynamique du fond de puits, (kg/cm^2)
- P_r (P^*)**: pression de réservoir, (kg/cm^2)
- P_g** : Pression de gisement, (kg/cm^2)
- h** : épaisseur de réservoir, (m)
- r_e** : rayon de drainage du puits, (m)
- r_w** : rayon du puits, (ft)
- d**: Densité d'huile
- μ_o** : viscosité d'huile, (cp)
- μ** : viscosité de fluide, (cp)
- B_o** : facteur volumétrique du fond, (m^3/m^3)
- ΔP** : Perte de charge (kg/cm^2)
- Re** : rendement d'écoulement
- WC**: water cut
- S** : skin facteur d'endommagement
- IP** : l'indice de productivité ($m^3.cm^2/h.kg$)
- IP_o**: l'indice de productivité idéale ($m^3.cm^2/h.kg$)
- HF** : acide fluorhydrique
- HCl**: acide chlorhydrique
- CTU**: unité de coiled tubing
- N_p** : cumule de production (STB)
- Ct**: la compressibilité totale (psi^{-1})
- Ø**: Porosité
- m**: la pente
- tp**: temps de production (h)
- ΔP_s** : Perte de charge (kg/cm^2)
- Kh**: La conductivité du réservoir (md.ft)

INTRODUCTION

Introduction

Introduction générale :

L'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz consiste à ramener les hydrocarbures du réservoir jusqu' en surface. L'amélioration des prévisions de production d'un gisement pétrolier Consiste l'un des préoccupations de l'ingénieur de production au sein des compagnies pétrolières, elle est aussi parmi les lignes d'action envisagées par cette dernière.

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 éventuelle endommagement de la roche réservoir.

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

La production d'un gisement pétrolier comprend généralement plusieurs étapes. Après la récupération primaire (qui utilise la pression du gisement comme moteur de la production) et la récupération secondaire (qui utilise l'injection d'eau ou de gaz pour maintenir la pression dans le gisement), la récupération améliorée du pétrole ou récupération tertiaire comprend tous les différents procédés qui peuvent être employés pour modifier la mobilité et/ou la saturation des hydrocarbures dans le gisement. Ces procédés permettent d'extraire entre 5 et 20 % supplémentaires d'huile, en plus des 30 % obtenus en moyenne après les étapes de récupérations conventionnelles, ces méthodes sont regroupées sous le terme de stimulation [3].

Et parmi les procédés utilisés pour la récupération améliorée on peut citer :

- L'injection de CO₂.
- La fracturation hydraulique.
- L'acidification.

Ce mémoire décrit la technique de stimulation par acidification matricielle utilisé a Champ **Zerzaitine**, pour aider à l'amélioration de la production des puits forer qui ont eu un déclin de production.

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, mais il serait faux d'en conclure que l'injection d'un acide dans une formation sédimentaire entraîne toujours une amélioration

Introduction

de la production. Bien au contraire, injecter un acide sans une étude approfondie préalable, peut provoquer un endommagement beaucoup plus sévère qui ne peut être enlevé que par des traitements très coûteux tels que le Skin By Pass ou la Fracturation.

Un tel traitement n'est pas toujours aisé et peut avoir un effet néfaste dans quelques cas. Pour cela, Une évaluation consistante des opérations sera faite afin d'en sortir des solutions pratiques et rentables, qui assurent un bon rendement des puits du champ **Zerzaitine**. Le travail est organisé en 04 chapitres : le premier chapitre est consacré à la présentation géologique, puis on donnera en deuxième chapitre un aperçu sur l'endommagement qui peut exister dans un puits. Ensuite, on discutera à théorie de l'acidification matricielle, et dans le troisième chapitre on travaille sur les différents calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification matricielle et méthode appliquée puis Évaluation d'un Programme d'acidification sur les Puits sélectionnés. Enfin on termine notre travail par une conclusion et quelques recommandations.

CHAPITRE I:
GENERALITE SUR
LE TRAITEMENT MATRICIEL

I.1 Introduction

Le traitement de réservoir est une activité principale dans l'industrie pétrolière. Le but essentiel du traitement matriciel vise à améliorer l'indice de productivité des hydrocarbures et l'augmentation de durée de vie d'exploitation du réservoir. Il vise aussi à réduire ou éliminer l'endommagement aux abords du puits.

L'indicateur principal d'endommagement de la formation est la décroissance de profil de production. De nombreuses techniques sont développées pour éliminer les endommagements et rétablir ou améliorer la productivité des puits. La méthode la plus couramment utilisée est "l'acidification matricielle" qui consiste à injecter un système acide dans la formation.

I.2 Détection des endommagements:

Il existe plusieurs méthodes qui nous permettent de dire qu'il y a un vrai endommagement de la formation, et ci-suit les plus connues:

- ❖ Etudes de laboratoire et analyses des carottes;
- ❖ Essais de puits;
- ❖ Historique complet des puits;
- ❖ Diagraphies de production;

I.3 Évaluation de l'endommagement au moyen des essais de puits:

I.3.1 Introduction:

L'ingénieur de production doit connaître les conditions des puits producteurs et injecteurs pour avoir la meilleure performance du réservoir. Beaucoup de cette information peut être obtenue à partir des essais de puits.

Les essais de puits donnent des informations détaillées sur les puits tels que la pression et la température de gisement, la perméabilité, l'indice de productivité, etc.[5]

I.3.2 Principe des essais de puits:

Le principe de base de l'essai de puits est de créer une perturbation (fermeture, ouverture, changement du débit) dans le système "réservoir-puits" et enregistrer la réponse transitoire de pression.[5]

I.3.3 Build-up:

Le test le plus utilisable pour détecter l'endommagement, évaluer le skin et la perméabilité est le test *Build-up*. Dans ce cas des enregistreurs (pression et températures) sont descendus au fond du puits par Wire-line, et un séparateur en surface.[5]

La procédure est de jauger le puits pour une période à débit stable, puis le puits sera fermé en surface, donc l'enregistreur de fond indique une augmentation de la pression appelée *Build-up*.

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

- La perméabilité effective de réservoir
- Le taux d'endommagement de la formation
- La pression moyenne de réservoir
- Les limites de réservoir (les failles)
- l'effet de capacité

I.3.4 Interprétation de test Build-up par la méthode d'Horner:

Pour un essai de Build-up, cette méthode d'interprétation se base sur les notions suivantes:

t_p : temps de production où $t_p = N_p / Q_{ST}$ (N_p : cumule de production, Q_{ST} : dernier débit stabilisé).

Δt : temps de test de build-up. Afin d'utiliser la méthode de Horner, on doit tout d'abord tracer un graphe à l'échelle semi-logarithmique qui exprime la variation de la pression de fond en fonction de $(\Delta t + t_p) / \Delta t$ (Figure II.4). Ensuite, on calcul les différents paramètres tels que : la pente, la perméabilité et le skin.[5]

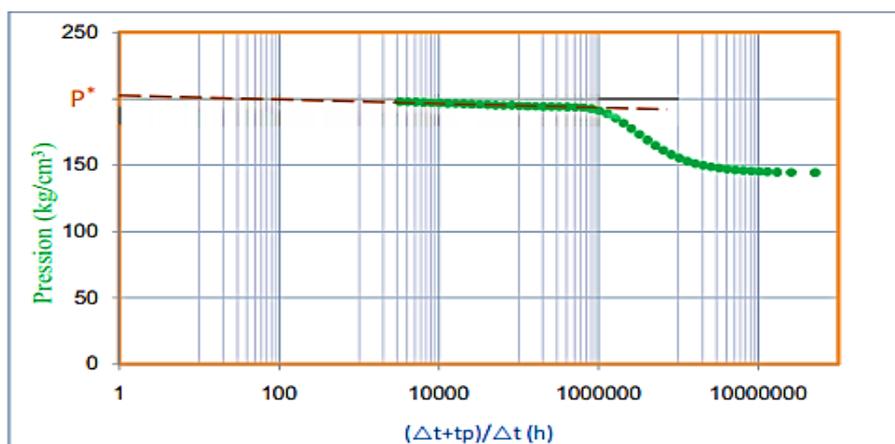


FIGURE I.1: COURBE DE L'INTERPRETATION DU TEST DE *BUILD-UP* PAR LA METHODE DE *HORNER*.

✓ **Calcul de la pente**

A partir de la courbe de Horner, on choisit la partie linéaire pour calculer la pente "m" qui est donné par la formule suivante :

$$m = \frac{\Delta P}{\text{cycle}} \dots\dots\dots(1)$$

✓ **Calcul de la perméabilité**

D'après les équations(II.10) et (II.11) on peut déterminer K une fois h connue. La perméabilité est donnée par l'équation suivant :

$$Kh = \frac{162,6 \cdot q \cdot B \cdot \mu}{m} \dots\dots(2) \quad \text{et} \quad K = \frac{kh}{Hu} \dots\dots\dots(3)$$

✓ **Calcul de skin**

A partir de la courbe de Horner, on cherche la pression qui correspond ($\Delta t = Ih$) puis on calcul la valeur de skin par la formule suivante :

$$S = 1,15 \cdot \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_p)}{m} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3,23 \right] \text{ (unités pratiques US)} \dots\dots(4)$$

$$S = 1,15 \cdot \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_p)}{m} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3,10 \right] \text{ (unités métrique)} \dots\dots\dots (5)$$

✓ **Pression extrapolée**

Pour $\Delta t \rightarrow \infty$ soit $(\Delta t + t_p) / \Delta t = 1$ cette valeur de pression est appelée pression extrapolée. Elle est notée (p^*)

I.4 Traitement de matrice:

Ce sont des traitements (acidification, injection de solvant,...) réalisés à une pression inférieure à la pression de fracturation. Ils n'ont qu'une action au voisinage du trou et sont surtout intéressants dans le cas où il existe un colmatage. Ils permettent en fait, s'ils sont adaptés, de rétablir la productivité. L'augmentation de productivité que l'on peut en attendre (en cas de succès de l'opération) est donc d'autant plus importante que la perméabilité naturelle de la formation est bonne.[2]

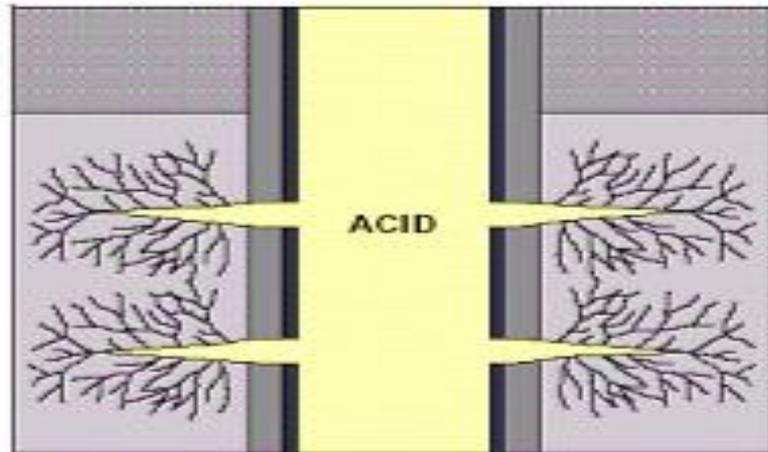


FIGURE I.2:ACIDIFICATION DES MATRICES

I.5 Critères pour une acidification :

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

- ✓ S'assurer que le puits est un candidat à une stimulation de la matrice par analyse de la courbe de déclin ;
- ✓ Déterminer la cause de l'endommagement, son degré et sa localisation par la revue des historiques de production et d'interventions ;
- ✓ Sélectionner la bonne formulation des fluides de traitement, afin de minimiser les risques d'échec (formation des précipités secondaires, sludges... etc.) ;
- ✓ Déterminer la pression et le débit d'injection pour ne pas fracturer la formation
- ✓ Déterminer le volume du traitement à injecter par foot d'intervalle pénétré ;
Si le réservoir est composé de plusieurs couches ou si la zone est épaisse, utiliser un nombre approprié de diversion pour que l'acide soit bien réparti ;
- ✓ Choisir le mode de placement en tenant compte de la configuration du puits considéré;
- ✓ Prévoir un plan de nettoyage et redémarrage du puits ;
- ✓ Evaluer la rentabilité du traitement en estimant l'augmentation de la productivité ou l'injectivité.[8]

I.6 Techniques de mise en place :

Après avoir sélectionné le puits candidat au traitement, il est souhaitable de vérifier que les équipements de surface et de fond de ce dernier supporteront le nouvel état de contraintes mécaniques et d'environnement chimique auxquels ils sont soumis. Il existe deux procédés d'exécution du traitement:[6]

a) Stimulation globale :

Elle consiste à traiter l'ensemble de la zone productrice, mais souvent insuffisante car il est courant que la majeure partie de l'acide pénètre dans les meilleures sections (cheminement indésirable), cas de réservoir hétérogène et épais.[6]

b) Stimulation sélective :

Elle consiste à traiter successivement les bans colmatés en les isolant l'un de l'autre dès la fin des différentes étapes du traitement. [6]

Ceci peut être réalisé de différentes manières par emploi des moyens suivants :

- ☞ Colmatant temporaire ;
- ☞ Billes (ancienne méthode) ;
- ☞ Packers ;
- ☞ Le choix du types de traitement (globale ou sélective) et de sa mise en œuvre sera en fonction de La hauteur de la zone à traiter ;
- ☞ L'homogénéité du réservoir ;
- ☞ Volumes à mettre en place ;
- ☞ La pression maximale du traitement ;
- ☞ La nature des fluides en place ;

Remarque : La pression limite de traitement doit être inférieure à la plus faible des deux pressions suivantes:

- a) La pression limite des équipements **5000 psi**, en général la pression de travail en tête de puits.
- b) La pression de fracturation pour éviter de by passer l'endommagement.

I.1 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.

✓ Le tube clean et nettoyage des perforations :

Avant chaque opération de traitement matriciel, un Tube clean est exigé pour le nettoyage du tubing de production. Le Tube Clean est pompé à travers le Coiled Tubing ou le concentrique.

Son objectif est de chasser tous les débris solubles dans l'HCl (les sédiments, la rouille) et toute sorte de produits indésirables à pénétrer dans la formation, et qui seraient collés sur les parois du tubing et du liner, lors du squeeze du traitement principal. Les principaux fluides utilisés sont : Tube clean qui est le HCl (7.5%, 10%, 15%), MSR100, Reformât et Gel.[6]

Il est conseillé d'utiliser un solvant comme le Réformât pour les puits qui souffrent de dépôts fréquents d'asphaltes, il doit être circulé dans un premier temps avant l'acide dilué à cause de l'incompatibilité des asphaltes avec l'acide. Le nettoyage des perforations est indispensable pour les puits équipés en liner cimenté et perforé, le « **clean sweep**» ou le **Reformât** ou même l'acide **HCl** sont utilisés pour le nettoyage, et pour avoir une meilleure opération, on fait plusieurs passes en face des perforations. La nitrification des fluides permet le nettoyage du puits en underbalance pour une meilleure évacuation des incrustations non solubles.[2]

✓ **Le traitement matriciel :**

Le traitement se compose de :

• **Le préflash:**

Le fluide principal utilisé comme préflash dans l'acidification des formations gréseuses par Mud Acid est l'HCl, il est pompe dans la formation pour la préparer au traitement principal.

Le préflash a les rôles suivants :

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

• **Le traitement principal:**

Le Mud Acid est utilisé comme traitement principal. La composition générale est de 6.5% - 1.5% mélange d'acides chlorhydrique et fluorhydrique plus les inhibiteurs ou tout autre additif spécial requis pour traiter la formation.

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

L'acide chlorhydrique 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 et de concentrations d'acide sont utilisés en fonction des conditions des puits et de la nature des endommagements.[6]

- **L'overflush:**

L'Overflush est injecté après le traitement principal dans toutes les opérations d'acidification. Il peut être le HCl ou un hydrocarbure léger, tel que l'essence ou le gasoil.

Il est utilisé pour but principal de déplacer les potentiels endommageant, loin des abords du puits. Un rayon de pénétration de 4 ft est d'habitude suffisant.

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

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

- **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 en solution et selon la concentration de l'acide (pH), se transforment-en d'autres produits qui se précipiteraient et boucheraient les pores de la matrice s'ils ne sont pas immédiatement dégorgés.[6]

- **Placement des fluides de traitement :**

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

- **Diversion du traitement :**

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

- **Diversion mécanique :**

Le principe consiste en la pose d'un packer a une zone bien choisis afin de permettre d'acheminer le fluide de traitement dans la sélectionné .Ce type de diversion pour les puits menus d'un concentrique ou en Open hole n'est pas possible.

- **Diversion a la mousse (la plus utilisée):**

Sous forme de bouchons en plusieurs étages en fonction de la hauteur du réservoir. Elle 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 II: PARTIE PRATIQUE

II.1 La région d'In-Amenas

II.1.1 Situation géographique:

La Région d'In-Amenas est située au centre-nord de la wilaya d'Ilizi, à 1600 Km au sud-est d'Alger, à 820 Km d'Ouargla et à 240 Km au Nord-Nord-Est du chef-lieu de la wilaya Illizi à proximité de la frontière libyenne, comme il est illustré dans **la figure I.1**.

La superficie de la région est d'environ 30.000 Km².

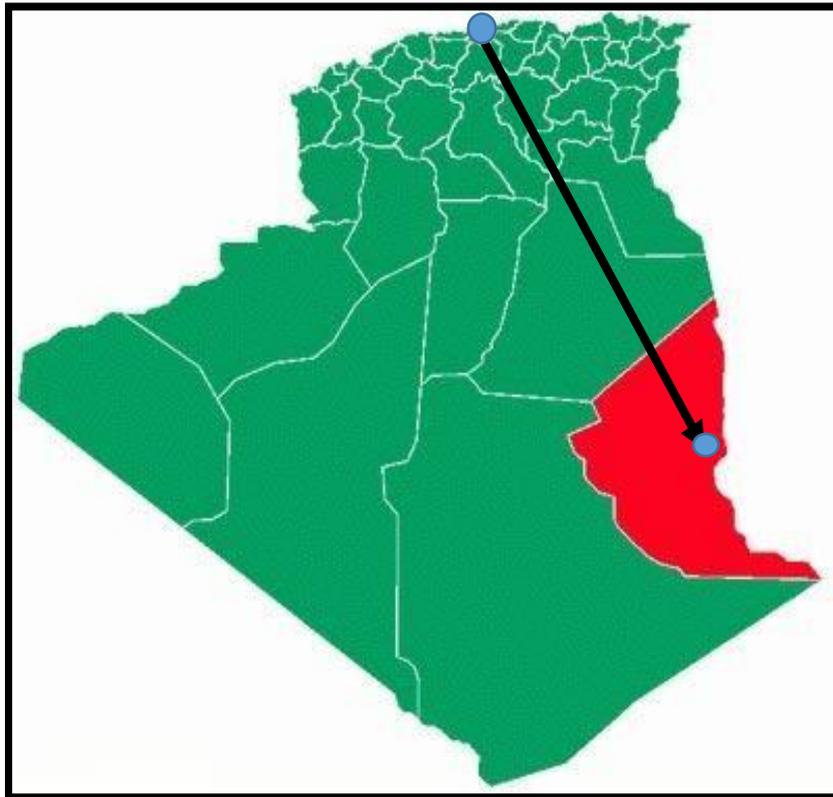


FIGURE I.1: SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA REGION D'IN AMENAS

II.1.2 Développement de la région:

La recherche, dans le bassin d'Ilizi a été commencée en 1955 et puis repoussée par le forage du puits DL101, en 1956 où jaillit pour la première fois du pétrole dans le Sahara Algérien. En 1956 et après cette découverte du champ d'Edjeleh fut le tour du champ de Tiguentourine par le forage de TG101 dont les horizons producteurs sont: Le carbonifère (B11, D2, D4 et D6), le Dévonien (F2, F4 et F6) et le Cambro-Ordovicien. [1]

La CREPS a foré le puits ZR1, en 1957, qui donna de l'huile dans les horizons suivants :

Carbonifère : (B4, D0, D2), Dévonien : (F2, F4) avec un gas cap dans le réservoir F4 et du gaz dans le Cambro-Ordovicien et les autres champs tels que : La Reculée (1956), El-Adeb Larache (1958), Ouan Taredert (1958), Dome à Collenias (1958), Assekaifaf Sud (1958), Assekaifaf Nord (1962), Tan Emellel découvert par EURAFREP en (1960), Tenere El Beugra (1960), Gara (1962), Irlalène (1962), Ouest Ihansatene et Hassi Farida et Tihigaline (1963)[1]

La région dont le siège est à In-Amenas, a été scindée en plusieurs secteurs d'exploitation : secteur Est et secteur Ouest. Ces secteurs sont eux-mêmes composés de gisements que nous essayons d'énumérer ci-après par ordre d'importance :

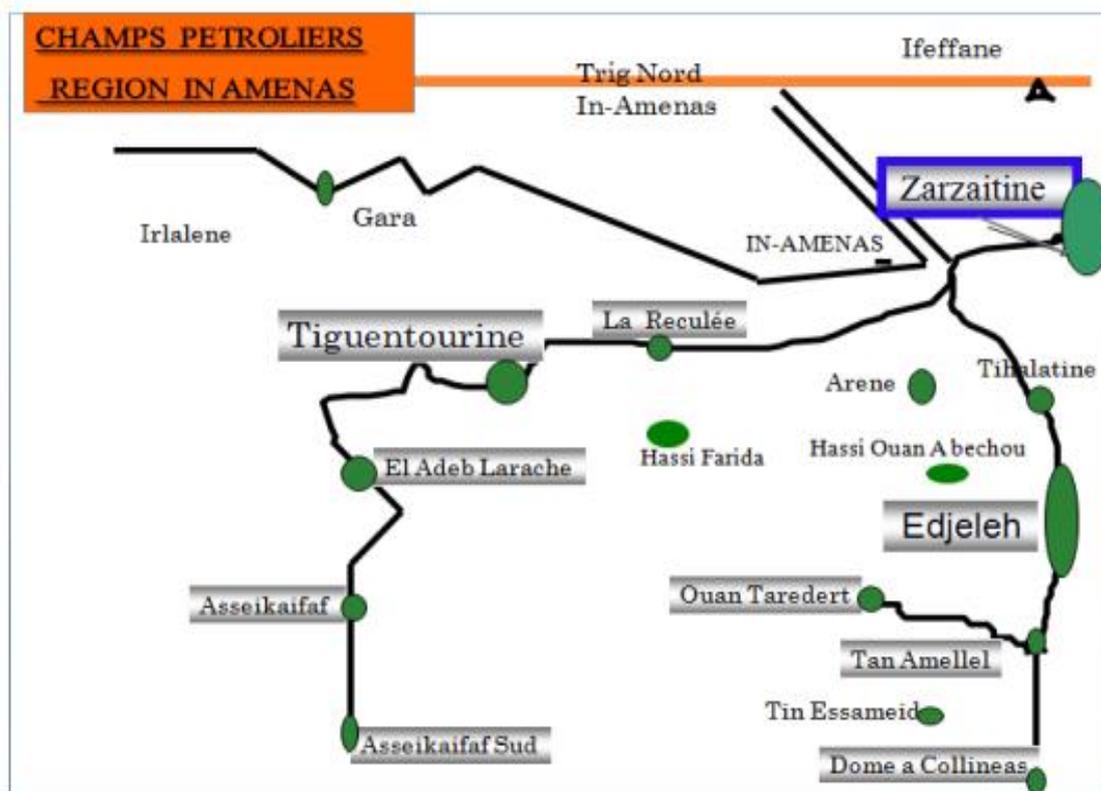


FIGURE II.2 : CHAMPS PETROLIERS DE LA REGION D'IN AMENAS.

II.1.3 Le Champ de Zarzaitine Nord-Est :

✓ Description Géographique :

Le Champ de Zarzaitine Nord-Est est situé dans le bloc 240, à 7Km environ au Nord du champ de Zarzaitine dans la partie Sud-Est du bassin d'Ilizi, à proximité de la frontière libyenne, à 1500 kilomètres d'Alger.

✓ **Le développement du champ:**

Il a été découvert en 1959 avec le forage du puits ZR 301 ; ce sondage a mis en évidence des hydrocarbures dans 8 réservoirs individuels qui ont subi des essais. Des résultats significatifs ont été obtenus, l'huile a été découverte dans trois zones, désignées comme Carbonifère B4, B6 et D0a ; des indices de gaz ont été trouvés dans cinq zones : le Carbonifère B2a et B2b, le Dévonien F2 et F4 et le Cambrien – Ordovicien. L'exploitation du champ a commencé en 1964 .[1]

✓ **Aperçu sur les réservoirs et les fluides du champ:**

Le gisement ZRNE est constitué par deux ensembles de réservoirs carbonifères B4 et B6 d'une part, et D0 d'autre part, situés respectivement autour de 750 m et 970 m de profondeur. Le réservoir B4 et D0 sont constitués respectivement: par deux bancs poreux et perméables A et C; Et par trois bancs poreux et perméables H, J et L, séparés par des niveaux imperméables.

✓ **Production d'huile des réservoirs du gisement de ZARZAITINE :**

La productivité du réservoir F4 a atteint sa valeur maximale en 1962 (Le pic de production) avec une production d'huile de 897.5758.104 m³ soit un taux de récupération de 2.64%. Les réservoirs secondaires sont mis successivement en production de 1963 à 1965 (régime de drainage naturel). Durant cette période, plusieurs puits ont été fermés suite à leurs rapports gaz/huile (GOR) élevés (allant jusqu'à 700 m³/m³).

Actuellement, le gisement produit avec 82 puits d'huile de l'ensemble de tous les puits forés et/ou implantés, dont 78 puits exploités sur le "F4", 3 puits sur le Carbonifère et un (01) puits sur le "F2". Le nombre de puits injecteurs sur le F4 est de 36 puits.

La production d'huile actuelle (Début 2013) est de l'ordre de 3000 m³/j avec un pourcentage d'eau (Water cut) de 30% et un GOR de 125 m³/m³.

La production d'huile cumulée depuis l'origine (soutirage depuis la mise en exploitation du gisement de ZARZAITINE) est de 149.3.106 m³ ce qui représente un taux de récupération de l'ordre de 40.6% des réserves en place.

Le champ a été arrêté durant dix-huit mois à compter du mois de novembre 2009. Tous les puits (producteurs et injecteurs) ont été fermés suite à un problème technique survenu sur les installations de surface. Le redémarrage du champ a eu lieu le mi-mai 2011, après rétablissement des installations de surface.

✓ **Problèmes spécifiques au champ de ZARZAITINE :**

Formation des dépôts: Sur les puits producteurs d'huile du champ de ZARZAITINE, les opérations C.T.F (contrôles fond de puits par Wire-line) indiquent souvent la présence de dépôts sur les parois des colonnes de tubing 2" 3/8 ou 2" 7/8 ainsi qu'aux fonds des puits.

Ces dépôts sont essentiellement :

- Sulfate de baryum (BaSO₄) (qui résulte de l'incompatibilité de l'eau injectée et l'eau du réservoir) à l'état pâteux ou solide au tubing et/ou aux fonds des puits (en face les zones de production).
- Sel aux parois des colonnes de tubing.
- Paraffine aux parois des colonnes de tubing.
- Production et accumulation de sable de formation aux fonds des puits.
- Venues d'eau / percées d'eau.
- La disposition non uniforme des puits producteurs par rapport au puits injecteur d'eau (non uniformité des patterns ou spots).
- La différence des ΔP (pertes de charges) entre les puits injecteurs d'eau et les puits producteurs d'huile.
- L'avancement rapide du front d'eau causé par un débit d'injection non optimisé.

➤ **Le puits ZR304 :**

Champ : Zarzaitine.

La zone de production : D0.

Données du puits:

q: Débit moyen = 62,9 STB/Day

β : Facteur volumétrique de fond = 1,202 bbl/STB **μ :** Viscosité de l'huile = 0,79cp

H_u: Hauteur utile = 22,97 ft

Ø: Porosité = 0,17

Ct: Compressibilité totale = $1,7 \cdot 10^{-6}$ (psi)⁻¹ **r_w:** Rayon du puits = 0,198ft

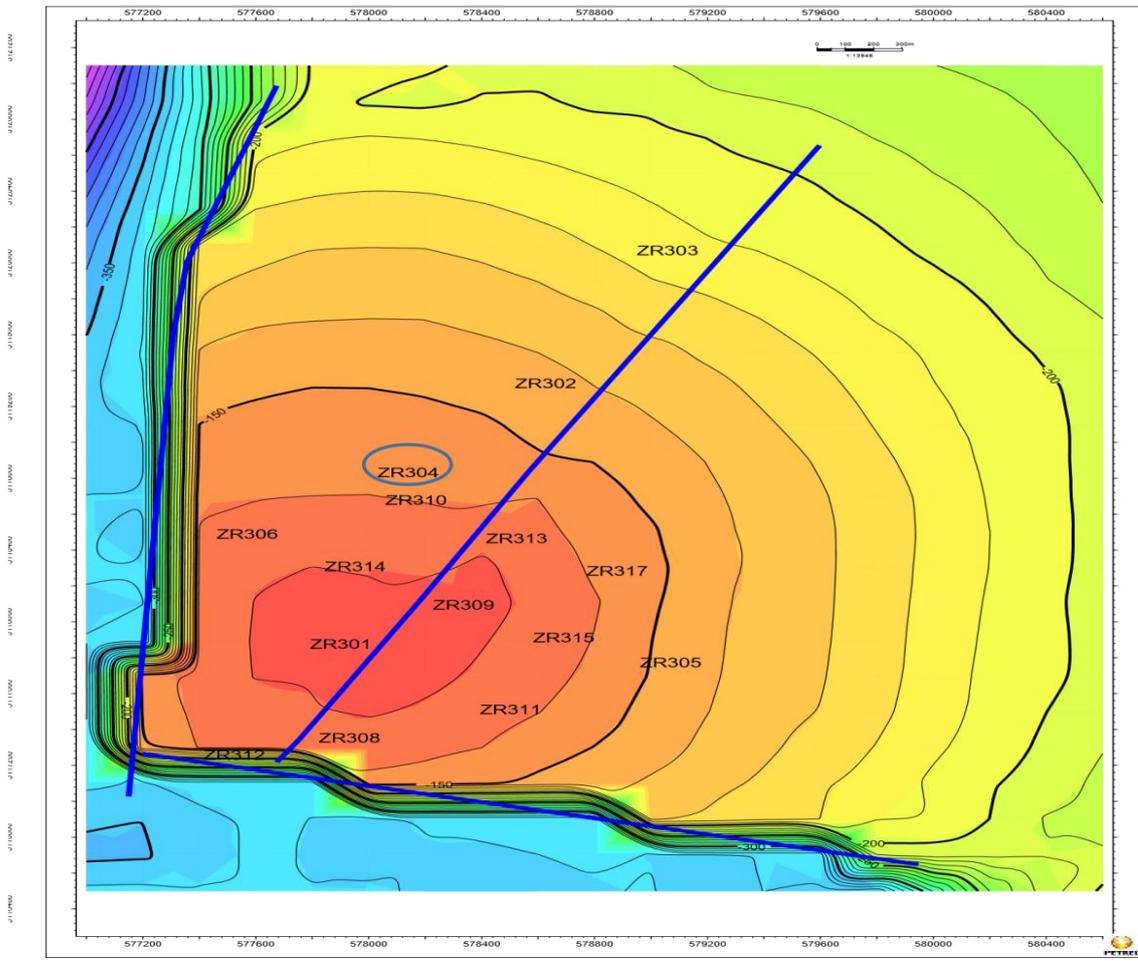


FIGURE II.3: CARTE ISOBATHE DE ZRNE304 [1]

II.2 PARTIE CALCUL

II.2.1 Introduction

Dans cette partie, l'étude a été faite sur 2 puits, à savoir: ZRNE304, ZRNE314, aussi les calculs nécessaires pour l'acidification (Exemple sur le puits ZRNE304). La stimulation de ces puits a été déjà faite 1998 et le débit a chuté de 12m³/j jusqu'à 5m³/j en 2016, il faut le test de build up pour évaluer l'endommagement j'ai évité dans la sélection les puits qui produisent l'eau avec le pétrole car la zone dans le réservoir d'où se produisent les fluides subit une diminution de perméabilité relative de pétrole et augmentation de perméabilité relative de l'eau (water block), et même risque de traiter la zone à eau ce qui est défavorable, qui favorise l'augmentation de water Cut, et aussi les puits qui ont un GOR élevé, ces puits sont des candidats à l'étude de opérations workover pour changement de niveaux de perforations pour éviter le plus possible, la production de l'eau et de gaz et produire plus de pétrole.

Pour chaque puits on a étudié:

- L'historique de production et les dernières opérations exécutées sur le puits.
- Les causes de chute de production et le traitement préconisé.
- L'exécution de l'opération.
- Procédure de traitement.
- Test build up par la méthode de "**Horner**" pour :
 - Détermination des Skins d'endommagement avant et après acidification.
- Commentaires

Les calculs nécessaires pour l'acidification de ZRNE 304 :

- 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.

II.2.2 Exemple d'application PUITES ZRNE 304 (Zone ZRNE)

a) Historique:

ZRNE 304 est un puits verticale qui produise l'huile est foré en 1963 dans la zone ZRNE (Zarzaitine Zone Nord-Est), Complété par 2"3/8 Tubing de production jusqu'à 961.09 m, et 5" Casing jusqu'à 1026.10m.

La fiche technique de ce puits (voir l'annexe).

b) Les dernières opérations:

- Complétion en Novembre 1963.
- Workover en 07/01/2010.
- Complétion en 28/02/2010 au 25/02/2010.
- Réperforation et optimisation du gaz lift.
- Reprise en 20/02/2010 en production.

c) Type d'endommagement:

- Le puits est endommagé par l'invasion de la boue durant workover /snubbing.

d) Traitement préconisé :

- Nettoyage du tubing et des perforations avec circulation de Tube clean **HCl (6%)** et eau traitée au NH_4Cl nitrifié, bbl avec outil jetting haute pression, suivi de l'évacuation des produits de lavage à l'azote sur torche.
- Traitement matriciel des abords de puits au Mud Acid (HCL 6%+HF 1.5%) avec diversion à la mousse en trois étages.

e) **Caractéristiques de production:**

➤ **Dernière mesures :** (Build Up en 21/04/2011)

$P_g = 650$ psi; $P_{wf} = 176$ psi; $Q = 62.9$ STB/day;

$P_{tête} = 42$ psi; $Skin = +6$; $Duse = 9$ mm.

➤ **Situation avant l'opération :**

Puits en production avec $Q = 62.9$ STB/day.

II.2.2.1 **Test build up par la méthode de "Horner" (ZRNE304):**

Pour savoir si le puits est endommagé nous calculons l'endommagement par la méthode de Horner comme ce qui suit :

Données du puits:

q : Débit moyen = 12,9 m³/j

β : Facteur volumétrique de fond = 1,202 bbl/STB

μ : Viscosité de l'huile = 0,79cp

H_u : Hauteur utile = 22,97 ft

\emptyset : Porosité = 0,17

C_t : Compressibilité totale = $1,7 \cdot 10^{-6}$ (psi)⁻¹

r_w : Rayon du puits = 0,198ft

L'évolution de la pression de fond en fonction du temps, une fois l'effet de capacité de puits terminé, est donnée en unités pratiques par l'équation suivante :

$$P_i - P_{ws}(\Delta t) = \frac{162,6 \cdot q \cdot \mu \cdot \beta}{k \cdot h} \cdot \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad [5]$$

La variation de la pression du fond en fonction de $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ est représentée graphiquement comme suit :

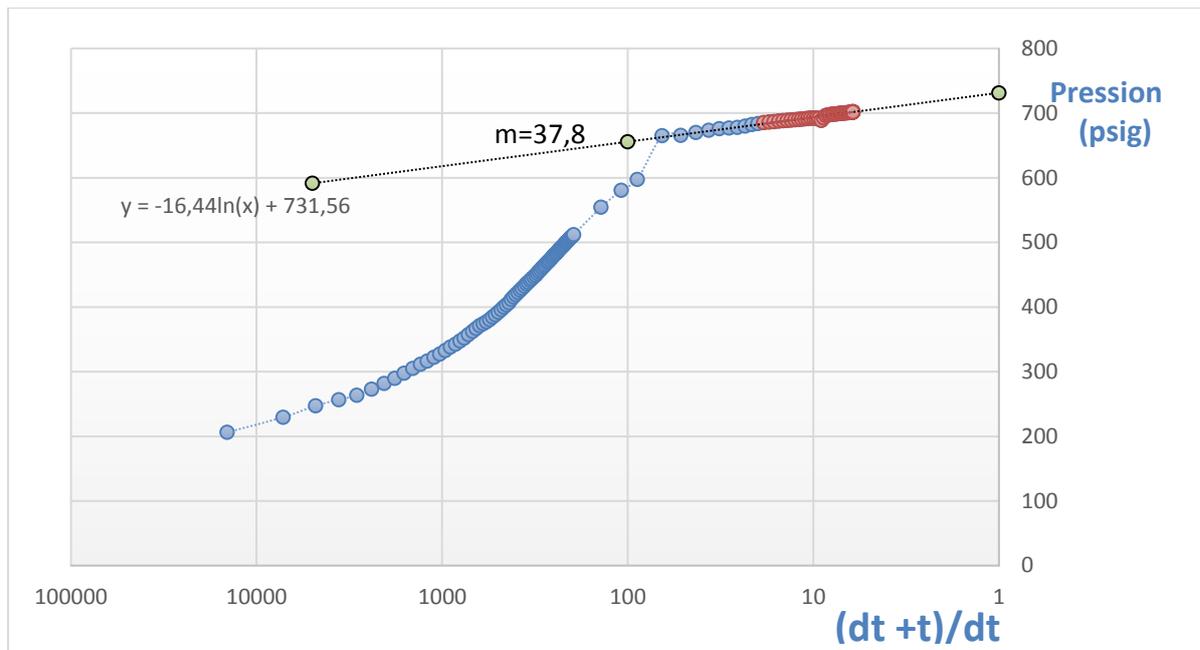


FIGURE II.4: COURBE DE L'INTERPRETATION DU TEST DE BUILD-UP PAR LA METHODE DE HORNER (PUITS ZRNE 304)[7]

A partir du graph semi-log on calcul des paramètres du réservoir suivants :

- **La pente :**

$$m = \frac{\Delta P}{\text{cycle}} = \frac{2454 - 2447}{1 \text{ cycle}}$$

m = 37,85 psi/cycle

- **La conductivité (kh) du réservoir :**

La valeur de la pente **m** permet de calculer la conductivité du réservoir :

$$Kh = \frac{162,6 \cdot q \cdot B \cdot \mu}{m}$$

$$Kh = \frac{162,6 \cdot 62,9 \cdot 1,202 \cdot 0,79}{37,85}$$

Kh = 261. 69md.ft

- **La perméabilité:**

$$K = \frac{kh}{Hu} = \frac{261,69}{22,97}$$

K = 11,39 md

- **Le skin (coefficient d'endommagement) :**

Le skin est calculé d'après la formule suivante en utilisant les unités pratiques US :

$$S = 1,15 \cdot \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_p)}{m} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3,23 \right]$$

Le terme : $\log \frac{t_p + 1}{t_p}$ est le plus souvent négligeable devant les autres termes.

$$P_{1h} = 500 \text{ psi}$$

$$P_{wf}(t_p) = 176.5 \text{ psi}$$

$$S = 1,15 \cdot \left[\frac{500 - 176.5}{37.85} - \log \frac{11.3}{0,17 \cdot 0,79 \cdot 17 \cdot 10^{-5} \cdot 0,198^2} + 3,23 \right]$$

S = 5.58

$$S = 1,15 \cdot \left[\frac{500 - 176.5}{37.85} - \log \frac{11.3}{0,17 \cdot 0,79 \cdot 17 \cdot 10^{-5} \cdot 0,198^2} + 3,23 \right]$$

• **La perte de charge due au skin:**

Elle est donnée par :

$$\Delta P_s = 0,87 \cdot S \cdot m$$

$$\Delta P_s = 0,87 \cdot 5,05 \cdot 37,85$$

Résultats

$\Delta P_s = 183.944 \text{ psi}$

• **La pression extrapolée (pression du réservoir)**

Elle peut être lue sur la courbe de remontée de pression pour $\Delta t \rightarrow \infty$ soit

$$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$$

$P^* = 731,56 \text{ psi}$

	Paramètres	Valeurs	Unités
Données	Q	62.9	STB/D
	Np	15096	STB
	rw	0.198	ft
	h	22.69	ft
	B	1.202	
	Ct	0.00017	psi ⁻¹
	Ø	0.25	
	µ	0.79	cp
Résultats (HORNER)	M	37.85	
	tp	240	h
	k	11,3084314	md
	P	323,8868	psi
	S	5,58587087	
	C	-0,003150	
	ΔPs	-183,9399	psi
P*	731,569	psi	

Tableau II.1: Données et résultats obtenue par méthode de Horner du puits ZRNE304.

La valeur de skin trouvé est **5.58** ce qui signifie que le puits est endommagé donc c'est un bon candidat de stimulation.

✓ **Exécution de l'opération :**

Le programme a été fait le 25/09/2014 dans le département engineering service technique puits est exécuté le 01/10/2014 dans le cadre des opérations spécial.

➤ **Les équipements:**(voir l'annexe)

- ☞ 01 Unité de Coiled tubing
- ☞ 01 unité de pompage à haute pression
- ☞ 01 convertisseur N2 a haute pression
- ☞ 02 bacs pour transport et mélange les produits

➤ **Les produits:**

- ☞ 43 m³ eau traité mélange avec (**3% NH₄Cl et 0.3% Surfactant**)
- ☞ 06 m³ nettoyage tubing (7.5% HCl).
- ☞ 18 m³ Preflush/Overflush (HCl 7.5 %).
- ☞ 21 m³ Mud Acid (HCL 6%: HF 1.5%).
- ☞ 12 m³ Nitrogène liquide.
- ☞ 02 m³ Foam.

Remarque:

- ✓ Habituellement, le HCL est utilisé comme preflush dans l'acidification du grès pour accomplir ce qui suit :
 - Déplacer la saumure du wellbore lorsqu'une entretoise en chlorure d'ammonium n'est pas utilisée, afin d'éviter de contenir K⁺, Na⁺ ou Ca²⁺.
 - Dissoudre une quantité maximale de carbonate pour minimiser la précipitation de CaF₂. L'acide acétique peut remplacer le HCl pour dissoudre les carbonates. Il agit comme un tampon à faible pH et un agent complexant qui aide à minimiser la tendance des composés de fer à précipiter comme HCl dépensé.
- ✓ **Overflush:** déplacer le rinçage acide principal plus de quatre pieds du puits. La précipitation des produits de réaction provenant de l'acide usé entraînera une légère diminution de la production.
- ✓ Un tensioactif et/ou un solvant mutuel sont recommandés pour laisser l'eau de formation humide et faciliter le retour de l'acide usé.

- ✓ L'azote (Nitrogène) est recommandé dans les puits à basse pression pour faciliter la dégorgement.[8]
- ✓ **Procédure de traitement:**

L'opération exécutée en deux journées par Coiled Tubing sans incident.

➤ **1^{er}jour:**

Tube Clean et Nettoyage des perforations :

- Mise en place des unités de pompage de fluides et d'azote et des citernes de produits.
- Gonflage des annulaires.
- Montage de l'ensemble des équipements, et remplissage des lignes de traitement à l'eau traitée, suivi d'un test en pression à 5000 Psi pendant 15 minutes.
- Ouverture du puits sur torche, et pompage des fluides de lavage sous Duse, comme suit: 03m³ nitrogène/eau traité à 500 scf/bbl

04 m³de nettoyage tubing par le nitrogène à 500 scf/bbl

03 m³Nitrogène /eau traité à 500 scf/bbl-

04 m³de nettoyage tubing/Nitrogène à 500 scf/bbl

03 m³Nitrogène/ eau traité à 500 scf/bbl

- Ouverture du puits et évacuation complète des produits sur torche à l'azote.
- Remplissage du puits avec 16m³ d'eau traitée au NH₄Cl.
- Arrête CT a 997 m et continue la pompe de nitrogène jusqu'à ce que les tous traitements de fluide sort a la torche.

➤ **2^{er}jour:**

Traitement matriciel

Le traitement matriciel: est divisé en 3 étapes

- Fermeture du puits et pompage en squeeze des fluides du traitement matriciel comme suit :

1^{ère} étape :(en 1044 m)

- 03 m³eau traité avec 400scf/bbl.
- 03 m³ preflush HCL (7.5%) avec400sfc/bbl).
- 06 m³mud acide 6:1 avec400scf/bbl pour ouvrir et nettoyer les pores.
- 03 m³Overflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl).
- 0.5 m³ eau traité 1 m³faom diversion (2000scf/bbl).

2^{ème} étape :(en 1038 m)

- 03 m³perflush HCL (7.5%) avec 400sfc/bbl-

- 06 m³ mud acide 6:1 avec 400scf/bbl
- 03 m³ overflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl

3^{ème} étape : (en 1029 m)

- 03 m³ perflush HCL (7.5%) avec 400sfc/bbl-
- 06 m³ Mud acide 6:1 avec 400scf/bbl
- 03 m³ overflush HCL (7.5%) avec 400scf/bbl-
- 4 m³ nitrogène (eau traité avec NH₄CL avec 400 scf/bbl)
- Ouverture du puits et évacuation complète des produits sur torche à l'azote.
- Remplissage du puits avec 16m³ d'eau traitée au NH₄Cl.

Etat du puits	Date	Skin	Q huile (m ³ /j)	P tête (Psi)	GOR (m ³ /m ³)	Duse (mm)
Avant stimulé	21/04/2011	+5.58	12.9	42	800	9
Après stimulé	10/10/2014	+1.48	24	76	500	11

Tableau II.2: comparaison des débits de test build up d'avant et d'après la stimulation de puits ZRNE304

La comparaison des débits de test build up d'avant et d'après stimulation montre que la production de puits a augmenté de 24m³/j, et le skin est réduit de +5.58 à +1.48.

II.2.3 Exemple d'application PUITIS ZRNE 314 (Zone ZRNE)

a) Historique:

ZRNE 314 est un puits verticale qui produise l'huile est foré le Novembre 1963 dans la zone ZRNE (Zarzaitine Zone Nord-Est), Complété par 2"3/8 Tubing de production jusqu'à 929.91m, et 5" Casing jusqu'à 997.16m, le 19/01/2014 le puits est fermé.

La fiche technique de ce puits (voir l'annexe).

b) Les dernières opérations:

- Mise en production sur réservoir D0 en 1963.
- Fracturation hydraulique en 1998 pour atteindre un potentiel maximum de 6.32 m³/h.
- Acidifié le 28/09/ 2010 avec un bon résultat.
- Complétion simultanée de B4 et B6 à 1964.
- Une opération de workover septembre 2014 (Chemisage avec 5 et perforation sure le réservoir D0).

- Reprise en Novembre 2014 en production sur un seul niveau le D0 (Chemisage de casing 7" par un casing 5") avec un faible débit d'huile après la reprise

c) **Type d'endommagement:**

- Migrations de fines argileuses.

d) **Traitement préconisé :**

- Nettoyage du tubing et des perforations avec circulation de Tube clean **HCl (6%)** et eau traitée au NH_4Cl nitrifié, bbl avec outil jetting haute pression, suivi de l'évacuation des produits de lavage à l'azote sur torche.
- Traitement matriciel des abords de puits au Mud Acid (**HCL 6% :HF1.5%**) en 3 étages séparés par mousse de diversion précédé de bouchons désémulsifiants (type Clean SWEEP).

e) **Caractéristiques de production:**

- **Dernière mesure:** (Build Up en 02/01/2014)

$P_g = 599\text{Psi}; P_{wf} = 400\text{ psi}; Q = 31.44\text{STB/D}; P_t = 12\text{ psi};$

$I_p = 0.037\text{STB/D/psi}; \text{Skin} = +2; \text{Duse} = 9.5\text{ mm}.$

- **Situation avant l'opération :**

Le Puits est fermé; le 19/01/2014

II.2.3.1 **Test build-up par la méthode de "Horner "** (ZRNE314)

Pour savoir si le puits est endommagé nous calculons l'endommagement par la méthode et les résultats des calculs sont représentés dans le tableau (VI.2) et la figure (VI.2) ci-dessous :

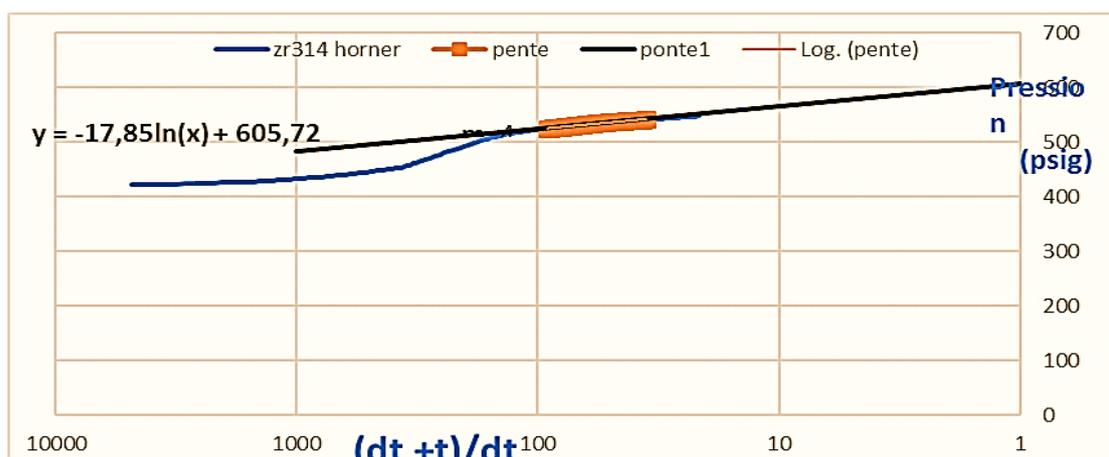


FIGURE II.5: COURBE DE L'INTERPRETATION DU TEST DE BUILD-UP PAR LA METHODE DE HORNER (PUITS ZRNE 314)[7]

	Paramètres	Valeurs	Unités
<i>Données</i>	Q	31,44	STB/D
	Np	2780	STB
	rw	0,198	ft
	h	22,96	ft
	B	1,202	
	Ct	0,00017	psi ⁻¹
	Ø	0,17	
<i>Résultats (HORNER)</i>	µ	0,79	cp
	M	41	
	tp	480	h
	k	5,15678348	md
	P	210	psi
	S	1,83173321	
	C	0,00157462	
	ΔPs	-65,3379236	psi
P*	605,72	psi	

Tableau II.3: Données et résultats obtenue par méthode de Horner du puits ZR314

II.2.3.2 Calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification matricielle:

Dans cette partie, on présentera la méthode appliquée pour faire les différents calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification matricielle.

Ces calculs sont principalement :

- ↪ 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 volume d'acide nécessaire pour l'acidification :**

Le volume d'acide injecté est déterminé par plusieurs méthodes qui ont évolué depuis les premières années d'application de la technique d'acidification jusqu'aujourd'hui. Ces méthodes sont :

1. Calcul géométrique (il donne un volume d'acide approché) ;
2. Test ARC au laboratoire (il donne un volume d'acide optimal) ;
3. La simulation et les logiciels (logiciel STIMCADE) :(donne interactivement des volumes en fonctions de différents paramètres et conditions)

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

V_{acide} : ?;

$R_e = 1 \text{ m}$;

$H_u = 7 \text{ m}$;

$r_w = 3,5 \text{ pouces} = 0,089 \text{ m}$;

$\Phi_{\text{utile}} = 17 \%$;

$$V_{\text{acide}} = V_{\text{cylindre}} = 3,14 \cdot (1^2 - 0,089^2) \cdot 0,177$$

D'où $V_{\text{acide}} = 1,74 \text{ m}^3$

➤ **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 suit :

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

✓ **Utilisation des logiciels**

C'est la méthode la plus récente utilisée pour le calcul des volumes d'acide utilisés pour le traitement matriciel. Généralement on utilise le logiciel " **STIMCADE**".

Cette moderne méthode nous donne des résultats efficaces, car le logiciel tient compte de plusieurs paramètres comme :

- ☞ Le diamètre des perforations en (pouce)
- ☞ La longueur des perforations en (pouce)
- ☞ La pression de réservoir en (psi)
- ☞ La perméabilité moyenne de la zone endommagée en (md)
- ☞ Le rapport des perméabilités verticale et horizontale : K_v/K_h
- ☞ La porosité moyenne en (%)
- ☞ Le gradient de fracturation en (psi/ ft)
- ☞ Le skin
- ☞ Le rayon d'endommagement en (pouce)
- ☞ La densité de perforation en "shatparft" (spf).

II.2.4 Application de calcul : (puits ZRNE304)

• **Données de puits:**

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{K}=11.3\text{md} \\ \mathbf{H}_{\text{utile}}=7\text{m}=23\text{ft} \\ \mathbf{G}_f=0,7\text{psi/ft} \\ \mathbf{H}_{\text{puits}}=\mathbf{H}_{\text{mi.perfo}}=3234\text{ ft} \\ \mathbf{\Delta P}_{\text{sécurité}}=200\text{psi} \\ \mathbf{P}_g=650\text{psi} \\ \mathbf{\mu}=0,79\text{cp} \end{array} \right. \quad \left\{ \begin{array}{l} \mathbf{B}=1,2\text{bbl/STB} \\ \mathbf{R}_d=250\text{ m}=820,21\text{ft} \\ \mathbf{r}_w=0,198\text{ft} \\ \mathbf{d}=1,03 \\ \mathbf{D}_{\text{CCE}}=1,25\text{inch} \\ \mathbf{L}_{\text{CCE}}=323\text{ft} \end{array} \right.$$

➤ **Estimation du débit d'injection :**

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

$$q_{i,\max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} \times 261.69 [(0,7 \times 3234) - 200 - 650]}{0,79 \times 1,2 \times \left(\ln \frac{820,21}{0,198} + 5 \right)} = 1,17 \text{ bbl/min}$$

D'où :

$q_{i,\max} = 1,17 \text{ bbl/min}$

➤ **Calcul de la pression maximale d'injection :**

a. Pression de fracturation :

$P_{\text{frac}} = g_f \times H_{\text{puits}} = 0,7 \times 3234 = 2263,8 \text{ psi}$

$P_{\text{frac}} = 2263.8 \text{ psi}$

N.B : g_f : gradient de fracturation en psi/ft ($g_f = 0,7$ dans le champ de ZRNE).

b. Pression de traitement au fond du puits :

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{\Delta P}_{\text{sécurité}}: \text{La marge de sécurité de pression est compris entre 200 et 500psi.} \\ \mathbf{g}_f: \text{le gradient de fracturation en psi/ft } (\mathbf{g}_f = \mathbf{0,7 \text{ psi/ft}}) \end{array} \right.$$

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

A.N : $P_{Tfond}=2263,8 - 200$

D'où :

$P_{Tfond}= 2063.8\text{psi}$

c. La pression hydrostatique :

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

$P_{hyd}= (3234 \times 1,03/10) \times 14,7$

D'où :

$P_{frac}= 4896.52 \text{ psi}$

d. Les pertes de charge dans le CCE :

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

A.N : $\Delta P_{CCE}= \frac{518 \times 1.03^{0.79} \times 1,17^{1.79} \times 0,8^{0.207}}{1,25^{4.79}}$

D'où :

$\Delta P_{CCE}= 24,20 \text{ psi/1000ft}$

Remarque :

$\Delta P_{CCE} = 24,20 \text{ psi/1000ft}$ sont les pertes de charge dans 1000 ft du tube de CCE, et pour les déduire dans la totalité de CCE il faut les rapporter à la profondeur du CCE :



$X = \frac{1 \times 24,2}{1000} \Rightarrow$

$\Delta P_{CCE} = 78,2628 \text{ Psi}$

Donc la pression de traitement en surface est :

$P_{Tsurface}= (P_{Tfond} - P_{hyd}) + \Delta P_{tbg}$

A.N : $P_{Tsurface}= (7565,40 - 5317,52) + 357,23$

D'où :

$P_{Tsurface}= 2605,11 \text{ Psi}$

Cette dernière est la pression maximale d'injection d'acide du traitement sans risque de fracturer la roche (sans by passer l'endommagement).

Sachant que la pression de service des équipements de surface est de 5000 psi, il est donc possible d'exécuter le traitement en toute sécurité.

II.3 Résumé des résultats :

	puits	Date d'acidification	Qavant m³/j	Qaprès m³/j
Bons résultats	ZRNE 304	25/09/2014	12.9	24
Résultats négatifs	ZRNE 314	/	/	/

Tableau II.4 : Comparaison des résultats des puits ZRNE304 et ZRNE314.

✓ **Commentaires : Pour ZRNE 304**

- ↪ Après l'acidification le traitement matriciel a été efficace.
- ↪ Le puits est bien réagit au traitement.

↪ **Commentaires : Pour ZRNE 314**

D'après les données récentes (build up 72h). Donc de la même méthode utilisée pour **ZR304**, on a trouvé le skin de ZR314 égal à $s = 1,8$ qui n'est pas significatif donc malgré la réduction de l'endommagement de puits ZRNE314 donc:

- ↪ Le puits n'est pas un bon candidat pour stimulation.
- ↪ le puits reste fermé.

Puits	Skin avant	Type d'endommagement	Skin après
ZR304	+5.58	Invasion de la boue	+1.48

Tableau II.5 : Comparaison de skin de puits ZRNE304 avant et après la stimulation.

II.4 Discussion des résultats:

On a juste le test build up après l'acidification, et d'après la méthode de Horner, l'évaluation de skin est de 1,48, ainsi on constate que le traitement matriciel a été efficace.

La comparaison des débits de test build up d'avant et d'après stimulation on assiste à une augmentation du débit de 24 m³/j, et le skin est réduit de +5.58 à +1.48.

➤ Commentaires :

- ↪ Le skin calculé confirme la présence d'endommagement pour le puits, et le valeur, varie d'un puits à un autre suivant le type d'endommagement.
- ↪ On remarque que le skin de puits étudié est réduit après l'acidification ce qui signifie que le traitement matriciel fait l'objet prévu malgré que l'augmentation du débit dans certains puits est négligeable (le cas du puits ZRNE304).

II.5 RECOMMANDATIONS:

L'acidification participe à la production totale du champ de **Zerzaitine** par l'amélioration d'indice de productivité des puits, mais nécessite un investissement important, pour réduire les risques d'échec et rendre le traitement efficace et plus rentable, nous proposons les recommandations suivantes :

- ✓ Un diagnostic du type d'endommagement, par étude approfondie de l'historique, des paramètres de production des puits.
- ✓ La connaissance du type d'endommagement permet de déterminer les remèdes adéquats aux problèmes.
- ✓ Les puits candidats au traitement matriciel doivent être faire un test de jaugeage et build-up avant et après l'opération pour une meilleure évaluation des traitements.
- ✓ Pour une réussite d'une opération, une évacuation complète de l'acide de traitement est fort souhaitable, un acide laissé dans la formation crée un endommagement secondaire qui ne peut être enlevé que par fracturation ou skin bypass.
- ✓ Eviter d'utiliser de l'acide sur des puits ayant un problème d'asphaltène, car l'expérience et l'analyse de laboratoire montrent que le contact asphaltène- acide forme un dépôt pâteux.

- ✓ Préparation du puits :
 - Test de puits à 5000 psi avant l'opération pour éviter les attentes
 - Test d'injectivité pour les puits de mauvaise perméabilité
- ✓ Prévoir le meilleur procédé d'exploitation du puits après stimulation afin de profiter de l'amélioration de son potentiel selon les résultats d'optimisation.
- ✓ Evaluer les résultats après traitement afin de recommander les solutions adéquates pour les puits non réussis.
- ✓ Eviter d'acidifier les puits : à faible perméabilité, à fort GOR ou les puits au WOR élevé.
- ✓ Eviter l'acidification des puits qui ont un débit réel inférieur à 2 m³/h par rapport au potentiel maximum.

CHAPITRE III

ÉVALUATION ECONOMIQUE

III.1 Introduction:

L'évaluation économique des opérations d'acidification est indispensable pour justifier leur application sur les puits. Cela consiste d'une part ; à calculer le coût total de l'opération, et d'une autre part à connaître la production du puits (exprimée en monnaie) avant et après la stimulation, pour pouvoir calculer le gain en débit et l'amortissement (le nombre de jours nécessaires pour récupérer la valeur de l'investissement). De cette façon et avec des simples calculs, on pourrait juger la rentabilité des opérations.

III.2 Estimation de débit après l'acidification Pour ZRNE304:

Utilisant l'analyse nodal sur le logiciel Prosper pour prévoir le débit de fonctionnement dans le cas où on a éliminé l'endommagement donc le skin=0 ; on fait varier le skin, impliquer le changement de skin sur la courbe IPR, le point d'intersection de deux courbes IPR et VLP et le point de fonctionnement d'un puits non endommagé, qui nous aide à estimer le débit et la rentabilité (voir l'annexe).

$$Q_{\text{réel}} = 10 \text{ m}^3/\text{j} \text{ (s=5)} \qquad Q_{\text{prévue}} = 17 \text{ m}^3/\text{j} \text{ (s=0)}$$

Donc le gain de débit prévu après l'acidification de puits ZRNE304 est de **7 m³/j**

III.3 Gain d'acidification :

Le gain annuel d'acidification est calculé comme étant la différence entre le cumul de production réel du puits et le cumul projeté, déterminé par extrapolation du comportement du puits endommagé, on a fait un exemple de calcul sur le puits qu'on a choisi pour lui faire une étude technico-économique.

Afin de garantir sa rentabilité et prendre la décision. Le calcul du gain se fait de la manière suivante :

$$\text{Gain} = (Q_i - Q_s) \cdot T_p$$

Où :

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_i : \text{débit après l'acidification (m}^3/\text{j)} \\ Q_s : \text{débit avant acidification (m}^3/\text{j)} \\ T_p : \text{temps de production (j)}. \end{array} \right.$$

On peut déterminer pour tous les puits acidifiés leur gain en production annuel et le gain estimé pour le cas de puits ZRNE304.

Le tableau ci-dessous (V.1) présente les résultats de calcul de gain estimé de puits Candidat ZRNE304

<i>Puits</i>	Débit (m3)	Débit New (m3)	Tpi (j)	Cumul Fictif (m3)	Cumul Réel (m3)	Coût d'opération (\$)	Gain Pro (m3)	Gain Pro (\$)	Gain Économique (\$)
ZRNE304	10	17	330	3300	5610	50000	2310	726379.5	676379.5

Tableau III.1 : Calcul de gain estimé de puits Candidat ZRNE304

III.4 Calcul du payout:

Le Payout d'une opération est égale au nombre de jours de production d'un puits traité, pour couvrir le coût investi de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement :

$$Payout(jours) = \frac{\text{coût de l'acidification}(\$)}{\text{gainnetéquivalent}(\$/jour)}$$

Les résultats du calcul des payouts sont présentés dans le tableau ci-dessous :

<i>Puits</i>	Coût d'opération (\$)	Gain net (\$/jour)	Payout (jours)
ZRNE304	50000	2201.15	22.71

Tableau III.2 : Résultats du calcul payouts

➤ **Remarque**

Les calculs sont faits en prenant le prix du baril de pétrole 50 \$.

III.5 Conclusion

- ☞ 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 Zarzaitine Nord-Est 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.

L'acidification de puits ZRNE304 est considéré rentable, et la récupération de coût d'opération est estimée à 23jours.

CONCLUSION

➤ CONCLUSION GENERALE

Les sources d'endommagement d'un puits sont diverses, l'invasion de la formation par la boue de forage et workover provoquent une altération de la perméabilité aux abords du puits.

La technique d'acidification est toujours efficace et donne des résultats acceptables, qui consistent à l'élimination de l'endommagement aux abords du puits, dans le but de restaurer la perméabilité initiale de la couche et augmenter l'indice de productivité.

À la fin de notre projet d'étude, une expérience précieuse nous est offerte pour, d'une part se familiariser avec le côté pratique de la technique de l'acidification, et bien sûr mettre en application nos connaissances déjà acquises durant notre scolarité, d'autre part.

Une telle expérience nous a permis donc d'acquérir des connaissances idoines par une meilleure compréhension des problèmes d'exploitations rencontrés sur le champ de In amenas en général, et particulièrement ceux relatifs aux problèmes du réservoir parmi lesquels figure celui relatif à l'endommagement et le moyen curatif qui a fait l'objet de notre mémoire

Avant de procéder à tout type de traitement, il est indispensable de commencer par faire une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres de production et/ou d'injection, 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 interpréter les résultats des traitements, afin de pouvoir améliorer leur efficacité et réduire les coûts d'investissement.

Il serait faux de croire qu'acidifier un puits entraînerait automatiquement un gain en production (cas ZRNE304) car si les lois d'écoulement régissant l'acidification sont identiques à celles des écoulements dans les milieux poreux, les lois chimiques y afférentes sont complexes et incontrôlables aux conditions du réservoir.

L'analyse des résultats des acidifications effectuées dans le champ de Zerzaitine Nord-Est nous a permis de conclure ce qui suit :

1. Les puits ayant subi des opérations de workover ou de snubbing sont systématiquement candidats à une opération d'acidification à cause de leurs endommagements par les fluides (boues) utilisés lors de ces opérations (ZRNE 304).

Conclusion

2. L'acide optimal conclue de stimulation pour le puits ZRNE304 est moins chère que les acides utilisé à In amenas qui sont généralement des acide standards pour des réservoirs gréseux.
3. L'utilisation de l'overflush est importante, afin d'éviter la précipitation, aux abords du puits, de certains composés formés et qui peuvent causer un autre endommagement.
4. La rentabilité économique d'une acidification varient d'un puits à un autre suivant le coût de l'opération et le gain en débit.
5. Evaluer les résultats après traitement afin de recommander les solutions adéquates pour les puits non réussis.

Le puits ZRN304 ayant fait l'objet d'un traitement matriciel au Mud Acid a répondu positivement au traitement pour voir son potentiel passer de 12.9 à 24 m³/J ceci peut être expliqué par le respect des points ci-dessus et surtout les caractéristiques du puits qui sont assez bonnes.

REFERENCE

RÉFÉRENCE

RÉFÉRENCE

- [1] Données (SH/DP/EP/service géologie, interventions sur puits, techniques puits), INAS.
- [2] "Manuel d'acidification des réservoirs". Editions Technip, paris 1983.
- [3] "Le gisement, Techniques d'exploitation pétrolière", par R.COSSE, Paris 1988.
- [4] Houzé O, Viturat D, Ole S.F., Dynamic data analysis- v.4. 12.02, 1981-2011.
- [5] "Les essais de puits; méthodes d'interprétation" par G.BOURDAROT. Editions Technip, 1996, IFP.
- [6] MICHEL J. ECONOMIDES. KENNETH G. NOLTE. Réservoir stimulation Schlumberger Education Services (1987).
- [7] Programmes d'acidification des puits et Rapports journaliers des opérations (SH/DP/EP/Service techniques puits), INAS.
- [8] "Fluid selection guide for matrix treatments". DOWELL SCHLUMBERGER.

ANNEXE

Annexe

Folio N° 02				EQUIPEMENT DU PUIT			
ZR 304		Puits Producteur Huile (PPH)		COMPLETION SIMPLE		RESERVOIR : D0a	
TETE D'ERUPTION						COUPE SCHEMATIQUE DU PUIT	
Marque : CROWN		Type : CTCM	Ract. Sup. : CB 15A		Susp. Tbg		
Pression de service : 2000		Attache Tbg : Olive			Olive : CTC 1A EST		
Embase : 11" . 2000		Réduction : 7" 1/16 x 2" 9/16 . 2000			Taraudée 2" 7/8		
VANNES	SAS	Maitresse	LAT-TBG	LAT-CSG.	Etan. s/ tbg.		
MARQUE	CROWN	CROWN	CROWN	CROWN	PKR de tête: //		
NOMBRE	01	02	02	02			
Ø et Série	2" 9/16 2000	2" 9/16.2000	2" 9/16.2000	2" 1/16.2000			
COLONNE TUBING							
Désignation	Nb.	Type	Diam	Longueur	Cote Product	Ø. Mini	Observations
Sabot	01	EU	2" 3/8	0.13	961.09		Manchon 2" 3/8 EU
Siège	01	D	//	0.47	960.96		CAMCO - Bore 1.812
Tubing	01	EU	//	0.95			J55 - 4.70 # - RI
Packer	01	Perma-Latch	5"	1.60	958.79		HALLIBURTON, 15 - 18# Ht = 0.85 - Bs = 0.75
Tubing	01	EU	2" 3/8	9.33			N80 - 4.70 # - RII
Mandrin	01	SMO1	//	2.01	948.61		WEATHERFORD
Tubing	40	EU	//	384.83			N80 - 4.70 # - RII
Mandrin	01	SMO1	//	2.01	561.77		WEATHERFORD
Tubing	33	EU	//	317.37			N80 - 4.70 # - RII
Mandrin	01	SMO1	//	2.01	242.39		WEATHERFORD
Tubing	25	EU	//	240.36			N80 - 4.70 # - RII
Réduction	01	EU	//	0.12			2" 3/8 EU.M x 2" 7/8 EU.M
Olive	01	CTC	7"	0.34			CTC 1A EST
					961.53		
PERFORATIONS							
NIVEAUX PERFORES	Hauteur	Type de Perfo.	Diamètre du Perfo.	Densité au m.	Calage	Nbr. de Cps. Tirés	
De 972.01 à 976.51	04.50	CC	3" 3/8	20	CCL	90	
De 984.01 à 985.51	01.50	//	//	//	//	30	
OBSERVATIONS:							
<ul style="list-style-type: none"> * Chemisage avec casing 5" suite à l'état très dégradé du casing 7" et de sa mauvaise suspension au niveau du casing hanger. * Reperforation du réservoir «D0a» 							
						Annule le folio N° 01 Mis à jour le : 28 / 02 / 2010 Fin opération le : 25 / 02 / 2010 Vu N. BENLAREDJ	

Ø 10" 3/4 col. Surface

Foré Ø : 15"

Sabot à 48.00

Foré jusqu'à 50.00

Top ciment à : 42.00

Top ciment à : 237.00

Foré Ø 9" 7/8

Sabot 5" à 1026.10

Sabot 7" à 1043.10

Foré jusqu'à 1045.00

0.44 Sp.att. tbg Sp. Prod.

Ø : 7" Gr. : J55 Lbs. : 20 - 23

Ø : 5" Gr. : J55 Lbs. : 15

Ø : 2" 3/8 Gr. : N80 Lbs. : 4.70

972.01

976.51

984.01

985.51

fond à 1020.01

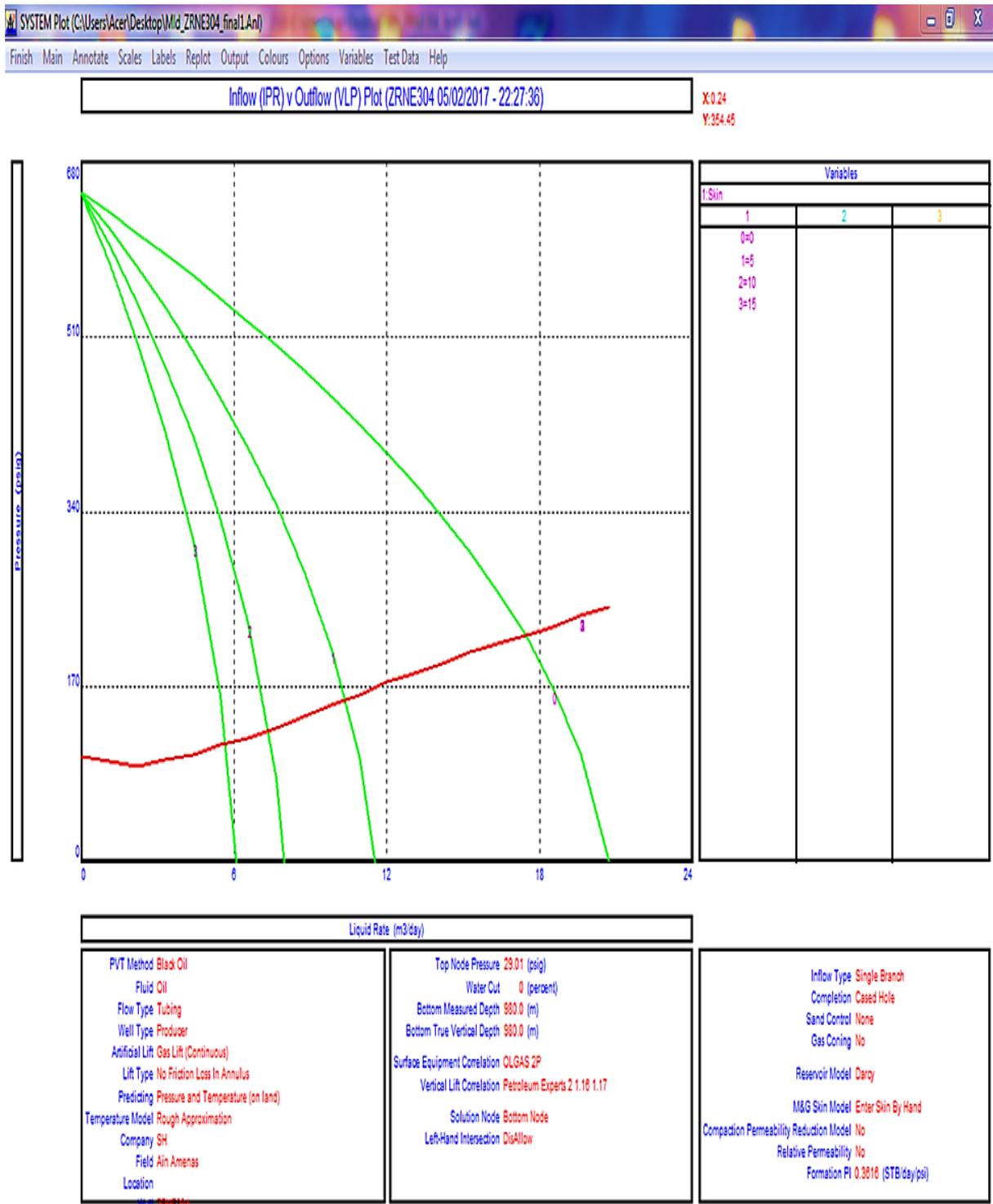
Fiche technique [1]

Annexe

Folio N° 03		EQUIPEMENT DU PUIT					
ZR 314		Puits Producteur Huile (PPH)		COMPLETION SIMPLE GL direct		RESERVOIR : D0	
TETE D'ERUPTION						COUPE SCHEMATIQUE DU PUIT	
Marque : CROWN Pression de service : 2000 Embase : 11" - 2000		Type : CTCM Attache Tbg : OLIVE Réduction : 7"1/16x2"9/16 x2"9/16 - 2000		Ract. Sup. : CB 15A Susp. Tbg Olive : CROWN CTC1 Taraudée 2"7/8		Z Sol : 572.95 Origine cotes Z Forage : 576.01 Spool Prod. : Z Production : 572.17 Ø 10" 3/4 col. Surfac +0.57 Sp.att. tbg Sp. Prod. Foré Ø : 15" → Csg { Ø : 7" Gr. : J55 Lbs. : 20 - 23 # Sabot à 78.23 → Csg { Ø : 5" Gr. : J55 Lbs. : 15 Foré jusqu'à → Tbg { Ø : 2"3/8 Gr. : J55 Lbs. : 4.70 Top ciment à : 431.58 344.82 646.02 918.07 Foré Ø 9" 7/8 → 928.04 = 929.80 ▽ 929.91 946.16 D0 960.16 Sabot 5" à Fond à 992.16 997.16 Sabot 7" à 1020.18 Foré jusqu'à 1022.58	
VANNES	SAS	Maitresse	LAT-TBG	LAT-CSG.	Etan. s/ tbg. PKR de tête: //		
MARQUE	CROWN	CROWN	CROWN	CROWN			
NOMBRE	01	02	02	02			
Ø et Série	2"9/16-2000	2"9/16-2000	2"9/16-2000	2"1/16-2000			
COLONNE TUBING							
Désignation	Nb.	Type	Diam	Longueur	Cote Product	Ø. Mini	Observations
Sabot	01	NU	2"3/8	0.11	929.91		Manchon 2"3/8 NU
Siège	01	D	2"3/8	0.49	929.80		CAMCO - Bore 1"812 ,NU
Tubing court	01	NU	2"3/8	0.80			J55 - 4.60 # - RI
Réduction	01	NU		0.17			2"3/8EU.M x 2"3/8NU.M
Packer	01	CUP	5"	0.62	928.04		BAKER 15-18# Bs= 0.31
Tubing	01	EU	2"3/8	9.65			J55 - 4.70 # - RII
Mandrin	01	SMO1	//	1.98	918.07		WEATHERFORD
Tubing	28	EU	2"3/8	270.07			J55 - 4.70 # - RII
Mandrin	01	SMO1	//	1.98	646.02		WEATHERFORD
Tubing	31	EU	2"3/8	299.22			J55 - 4.70 # - RII
Mandrin	01	SMO1	//	1.98	344.82		WEATHERFORD
Tubing	35	EU	//	337.35			J55 - 4.70 # - RII
T-court	01	EU	//	5.62			J55 - 4.70 # - RI
Réduction	01	EU	//	0.12			2"3/8EU.F x 2"7/8EU.M
Olive	01	CTC	7"1/16	0.32			CROWN - CTC 1A EST
					930.48		
PERFORATIONS							
NIVEAUX PERFORES	Hauteur	Type de Perfo.	Diamètre du Perfo.	Densité au m.	Calage	Nbr. de Cps. Tirés	
946.16 à 951.16	05	C.C	3"3/8	20	CCL	100	
958.16 à 960.16	02	C.C	3"3/8	20	CCL	40	
OBSERVATIONS:							
*Puits chemisé en 5", cimenté au jour et perforé sur le réservoir D0 (Work over 2014)							

Fiche technique[1]

Annexe



Analyse nodal avec logiciel Prosper[4]



Situation géographique des champs de la région d'In Amenas[1]

Annexe

SYSTEME		ETAGE	SERIE	RESERVOIR	LITHOLOGIE	PROFONDEUR	DESCRIPTION	TYPE DE BOUE	OPERATIONS ELECTRIQUES	TUBAGE ET CIMENTATION									
SILURIEN	DEVONIEN	GOTHL	SILURIEN				Argile noire, schisteuse et micacee.	Boue a emulsion inverse (70 a 80% de Brul) de Brul d = 0.85 - 0.92 v = 70 - 80 f = 2 - 3	GR-FDC-CNL-CALI	8" 1/2 x 7"									
							IN F				F4			Gres poreux nvx argile.					
		SUP-MOY				Argile noire schisteuse.													
		TOURNAISIEN-VISEEN	serie d'Issendjel	DEVONIEN							Gres fins/argile noire	Boue bentonitique douce d = 1.12 - 1.15 v = 55 - 65 f = 2 - 3	CBL - VDL - GR (GR seul jusqu'en surface)	12" 1/4 x 9" 5/8					
											D8 a D0					Alternances de niveaux argilo-greux Argile gris fonce a noir induree + micacee Gres fin a moyen a ciment argilo-siliceux parfois legerement carbonate Presence de pyrite.			
											B10 a B0					Ensemble argilo-greux			
		NAMURIEN	S. DES. DE EAL	TRIAS							Calcaires multicolores et marnes.				Boue bento. d = 1.05 - 1.10 v = 50 - 60 f = naturel	DIL - PS CBL - VDL	17" 1/2 x 13" 3/8		
											WESTP								Argile rouge brique avec bancs de gypse.
											STEPH. AUTUN.								Alternances de sables et d'argiles multicolores.

Colonne Stratigraphique type du champ Zarzaitine NE[1]

Annexe

TFS < 200 °F

CLASSE	MINERALOGIE	>100 MD	20 à100 MD	<20MD
1	Beaucoup de Quartz(>80%) Peu d'argile(<10%)	12% HCl 3% HF	10% HCl 2% HF	6% HCl 1.5% HF
2	Beaucoup d'argile (>10%) Peu de silt (>10%)	7.5% HCl 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% HCl 1.5% HF	10% HCl 1% HF	8% HCl 0.5% HF

TFS >200 °F

CLASSE	MINERALOGIE	>100 MD	20à100 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% HCl 1% HF	8% HCl 0.5% HF	8% HCl 0.5% HF

Guide de sélection du Mud Acid[7]