

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

Présenté Par :

LARBI siham, BEN SGHIER chahinaze

-THEME-

**Etude d'endommagement de la roche réservoir par
le fluide de forage et le traitement à l'acide**

Soutenue le : 27 / 05 / 2014 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	FANAZI billal		
Rapporteur:	KADRI ahmed amine	Docteur	Univ. Ourgla
Examineurs:	REMITA abd raoufe		

Résumé :

L'objectif de cette étude est de discuter le processus d'endommagement du réservoir des nouveaux puits forés à Haoud Bekaoui, qui peut avoir plusieurs origines tel que l'interaction de la boue de forage avec les fluides de formation.

Une étude de performance d'acide est réalisée sur un puits EAAN1, de minéralogies différents, pour but de remédier au colmatage supposé dû à la boue de forage.

Un test sur cet puits pour déterminer ce phénomène est établie afin de prévoir la production des puits.

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

The objective of this study is to discuss the damage to the shell of the new wells drilled Haoud Bekaoui, which may have several origins such as the interaction of the drilling mud with formation fluids process.

A performance study was conducted on acid EAAN1 a purpose to remedy the well assumed to clogging due to the drilling mud.

A test on this well to determine this is established to provide for the well production.

Recommendations are suggested for wells, acid stimulation operations field Haoud Berkaoui.

الهدف من هذه الدراسة هو مناقشة الاضرار التي تلحق بخزانات الابار الجديدة في واد بركاوي , التي قد يكون لها عدة مصادر منها تفاعل طين الحفر مع سوائل التكوين

و اجريت دراسة فعالية الحوض على بئر (عرق العرمة الشمالي 1) بغرض معالجة الانسدادات المفترضة التي قد يسببها طين الحفر و قد اجريت اختبارات على هذا البئر من اجل تفسير هذه الظاهرة و كذا التوقع في انتاج الابار و اقتراح عدة توصيات بخصوص الابار بواسطة عمليات تنشيط بالحوض في حقل واد بركاوي

Remerciements

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

Tous mes remerciements à mon promoteur Mrs. FANAZI billal qui m'a éclairé durant la réalisation de ce travail. Et mon Encadreur Mrs. REDJAL hani pour avoir accepté de suivre cette étude. Ainsi que tous les enseignants du département Forage-Production, qui nous ont accompagnés tout le long de cette formation.

Nous remercions aussi à toute l'équipe du département EP de Haoud Berkaoui pour ces précieuses orientations.



Dédicaces

Nous dédie ce modeste travail

*A l'être qui m'est le plus cher sur cette terre, celle
qui a tant donné pour ses enfants : ma Mère.*

*A mon Père qui a fait de moi l'homme que nous
sommes*

A mes très chers frères.

A mes très chères sœurs.

A toute ma famille.

A tous les amis que j'ai eu la chance d'avoir

A tous mes camarades du proments

Siham, chahinaze.



Sommaire

1. Aperçu sur la région de HBK:.....	3
1.1. Situation géographique :	3
1.2. Champs de la région:	3
2. Etudes de champ HBK :.....	5
2.1. Caractéristiques du réservoir :.....	5
2.2. Stratigraphie du champ du HBK:	6
2.3. Aperçu sur les trois réservoirs :	7
3. Les problèmes d'exploitation sur HBK :	7
I. Signification de l'endommagement	9
1. Définition de l'endommagement :.....	9
2. Localisation de l'endommagement :.....	9
3. Les endommagements les plus fréquents à Haoud Berkaoui:.....	10
II. Notion de skin (coefficient d'endommagement) :.....	17
1. Définition :	17
2. Origine de skin :	18
3. Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits sur sa productivité :	18
3.1. L'effet de skin sur la perméabilité :.....	18
3.2. L'effet de l'endommagement sur la productivité :	19
1. Notion de stimulation :	21
2. les principaux types de stimulation :.....	22
3. Stimulation par acidification :	22
4. Traitement de matrice:	22
5. les différentes étapes d'un traitement à l'acide :	22
5.1. Le tube clean et nettoyage des perforations :	23
1. Introduction :.....	27
5. Résultats des différents jaugeages :	28
6. Evolution des paramètres de production :.....	28
7. Interprétation des diagraphies :	29
7.1. Top des formations:	29
8. Résultats des différentes mesures de pression:	30

9. Interprétation de SBU du 04 au 12/03/2014:	30
Skin total :	31
12.3. Calcul du débit d'injection de l'acide :	34
12 .4. Calcul de la pression d'injection de l'acide:	35
Programme d'acide.....	35
1. But de l'opération:	35
2. Boue de forage :	35
3. Complétion (Voir la fiche technique) :.....	36
4. Perforations: 3544 @ 3559 : C'est la hauteur totale des perforations (crépine).	36
5. Traitement :	36
6. Procédure de l'opération :	36
1 ^{er} jour : Tube Clean (7.5% HCL).....	36
2 ^{ème} jour : Traitement matriciel	37

Liste des figures

Fig1: Coupe situation géographique de HBK.

Fig2: Champs de la région HBK.

Fig3: Stratigraphie du champ du HBK.

Fig4: Localisation des endommagements.

Fig5: Evolution de la pression de fond après fermeture (cas du puits idéal).

Fig6: Evolution de la pression de fond après fermeture (cas du puits endommagé).

Fig7: Présentation de la chute de pression due à l'endommagement.

Fig8: Le Skin.

Fig9: L'influence de skin sur la productivité.

Fig10 : Effet de la stimulation.

Fig11 : Acidification de matrices.

Fig12 : Evolution des paramètres de production (Ptête et Duse).

Fig13 : Evolution de la production d'huile.

Liste des tableaux

Tab1: Résultats de tests jaugeages.

Tab2: Résultats du MDT du 01/12/2007(T1 + SI).

Tab3: Résultats du DST du 08/02/2008 (SI).

Tab4: Pression et température de fond dynamiques.

Tab5: Pression et température de fond statiques.

Tab6 : Comparatif de l'évolution de la pression du réservoir.

Liste des abréviations

HBK :haoud berkaoui

H : la hauteur

P_{wf} : pression dans le puits

P_f : pression de fond

P_g : pression de gisement

P_i : pression initiale

K : perméabilité

K_i : perméabilité initiale

K_d : perméabilité d'endommagement

IP : indice de productivité

r_w : rayon du puits

r_e : le rayon de drainage.

μ : viscosité d'huile (cp)

m : pente

S_p : Skin de perforation.

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

IP_r : productivité réelle (m³ /h)/ (Kg /cm²).

IP_{th} : productivité théorique (m³ /h)/ (Kg /cm²).

SBU : short build up

DST : drille system toole

Q_f : débit de puits

D_{CCE} : le diamètre de coiled tubing (inch).

μ_{MA} : la viscosité de main-acid (cp).

ΔP_{tbg} : les pertes de charge dans le tubing

Q_{oil} : débit d'huile

Q_w : débit d'eau

Q_g : débit de gaz

WC : water contacte

GOR :gradient oil ration

V_{sh}: le volume utilize

S: la saturation

PFD : pression de fond dynamique

GFD : gradient de fond dynamique

TFD : température de fond dynamique

GTD : gradient de température dynamique

PFS : pression de fond statique

GFS : gradient de fond statique

TFS: température de fond statique

GTS : gradient de température statique

C : la capacité de puits

Phyd : pression hydrostatique

CTU(CT) :coiled tubing

P_{T.fond} : la pression de traitement au fond du puits

Introduction générale

La stimulation de réservoir est une activité principale dans l'industrie pétrolière. le but principal de la stimulation est de maximiser la valeur actualisée nette sur le forage de puits et l'investissement de la complétion, par l'augmentation du taux de production d'hydrocarbures et l'augmentation de la durée de vie économique du réservoir, aussi elle vise à réduire ou éliminer l'endommagement des abords du puits.

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

Un tel traitement n'est pas toujours aisé et peut avoir un effet néfaste dans quelques cas. Pour cela, Une évaluation consistante des opération sera faite afin d'en sortir des solutions pratiques et rentables, qui assurent un bon rendement des puits du champ de Haoud Berkaoui. Le travail est organisé en quatre (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, le skin, Dans le troisième chapitre, on discutera à la chimie de l'acide ; et dans le quatrième chapitre on travaille sur la partie pratique de puits EAAN1 est les calculs nécessaires pour l'acidification On achèvera par une conclusion et des recommandations pratiques des puits de HBK.

Chapitre 1

Généralité de Haoud Berkaoui

1. Aperçu sur la région de HBK:

1.1. Situation géographique :

La région de Haoud-Berkaoui représente l'une des principales zones d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle fait partie du bloc 438 situé au Nord de la dépression d'Oued-Mya.

Cette région se trouve à une trentaine de kilomètres au Sud/Ouest de la ville de Ouargla, elle se positionne ainsi entre les deux régions de Hassi-messaoud et de Hassi-R'mel à 700 km au Sud-Est de la capitale Alger et à environ 100 km à l'ouest de Hassi-Messaoud à une altitude de 220 mètres(**Figure 1**).

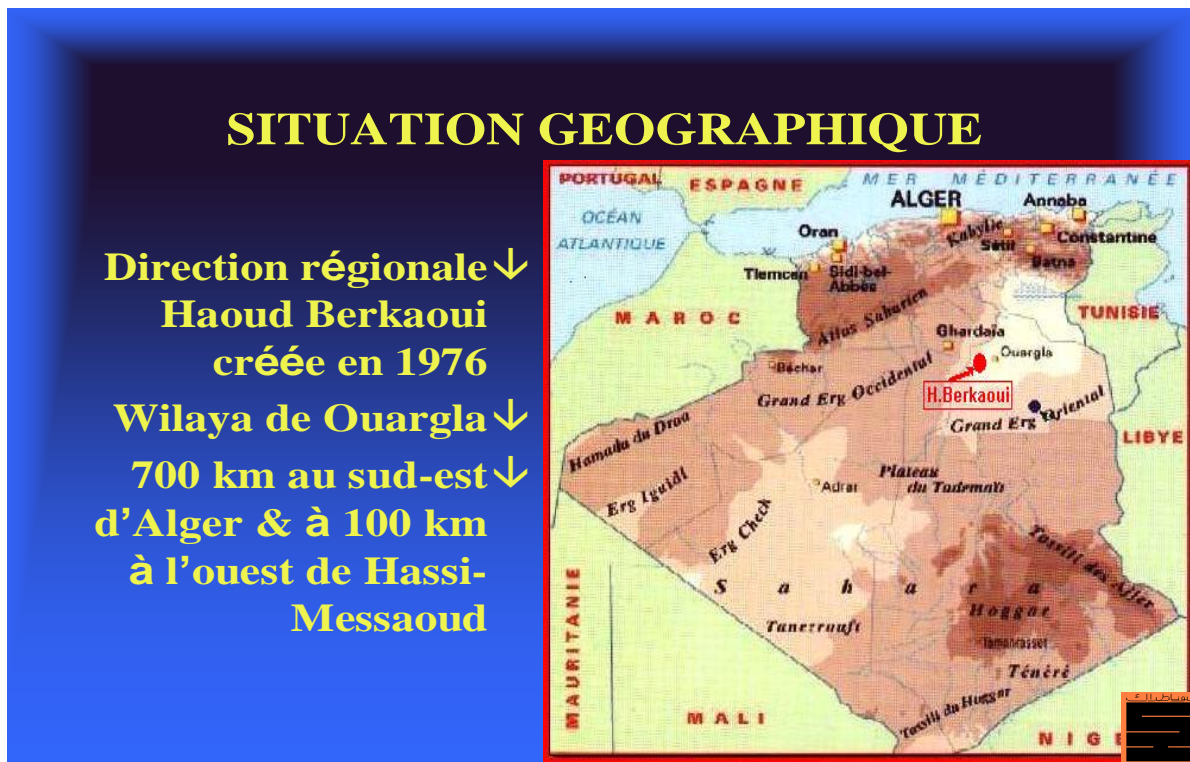


Fig1 : Situation géographique de HBK

1.2. Champs de la région:

La zone pétrolière de haoud Berkaoui, liée aux grès triasiques, est constituée de 20 champs pétroliers. La série inférieure de trias argilo-greux, située à une profondeur moyenne de 3350 mètre, est le principal réservoir productif d'huile du bloc, suivi par le réservoir T1 et à un degré moindre par le Gothlandien



Fig2 : Champs de la région HBK

A. Champs de Haoud Berkaoui :

Le champ de Haoud Berkaoui fut découvert en mars 1965 par la compagnie française de pétrole algérien (CFPA) par le forage du puits OK 101 situé au sommet de la structure. Il s'étend sur une superficie de 175km². La mise en production de ce gisement a eu lieu en janvier 1976. La profondeur moyenne est de 3550m. Il produit par sa propre pression de réservoir aidée par l'injection d'eau pour le maintien de pression (dans certaines zones) et le gaz lift. La nomination des puits pour les champs de HBK est OKN, OKM, OKJ.

B. Champs de Benkahla :

Découvert en novembre 1966 par la même compagnie (CFPA) par le forage du puits OKP 24 sur une superficie de 72 km². Le champ de Benkahla a été mis en production le 02 Mai 1967. La profondeur moyenne est de 3550m. Il produit par son propre pression de réservoir aidée par le maintien de pression et le gaz lift.

Pour la nomination on trouve les : OKP, OKS, OKO, OKT.

C. Champ de Guellala :

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA 01. Il s'étend sur une superficie de 35km². Sa mise en production a eu lieu en février 1973. La profondeur moyenne est de 3500m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz lift.

Pour la nomination des puits de Guellala est : GLA.

D.Champ de Benkahla Est :

Le champ de Benkahla EST est un champ d'huile, deux puits ont été forés dans ce champ, BKHE 1, BKHE 2.

Le puits BKHE 1 est foré en 1990 et mis en production le 25/10/1991.

Le puits BKHE 2 est foré en 2001 mais c'était un puits sec.

La production du BKHE 3 est acheminée dans une pipe 8" vers le centre de Benkahla sur une longueur de 10 km

• Remarque :

Les autres champs constituant la périphérie de cette région exploiter par une société chinoise.

2. Etudes de champ HBK :**2.1. Caractéristiques du réservoir :**

La structure de HBK se situe sur les boulets Est de la dépression de Oued Mya. Les terrains d'âge mésozoïque reposent en discordance hercynienne sur les terrains plissés paléozoïque. Au niveau de la région de HaoudBerkaoui, le mésozoïque repose sur le Gothlandien argileux.

- On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud Berkaoui, divisés par deux (2) failles majeures d'orientation Sud-Ouest/Nord-Est (bloc des OKN à l'Est et bloc OKJ à l'Ouest).
- Le trias argilo gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont deux (02) sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact.
- La profondeur moyenne est de 3550m ;
- Les réserves initiales sont estimées à $143,910^{+6} \text{ stm}^3$;
- La pression initiale du gisement est 518 Kg/cm^2 pour le OKJ à la cote de référence 3100m ;
- La pression de bulle est de 189 Kg/cm^2 pour les OKJ, 193 Kg/cm^2 pour la zone des OKN ;
- Le contact huile/eau initial était à 3324m ;
- La température du réservoir est 100°C .

2.2. Stratigraphie du champ du HBK:

La série stratigraphie de Haoud Berkaoui se présente par le miopliocène qui affleure en surface, le crétacé, le jurassique, le trias, Gothlandien et l'ordovicien. Le cambrien qui repose sur le socle, dévonien, le carbonifère et le permien sont inexistants. Le trias productif repose en discordance hercynienne sur le Gothlandien.



Fig3 : La coupe stratigraphique du champ du HBK

2.3. Aperçu sur les trois réservoirs :

La région de Haoud Berkaoui est caractérisée par la présence de trois réservoirs qui sont :

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

➤ **Trias argilo gréseux T1** : cette formation représente séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement ;

➤ **Trias argilo gréseux T2** : ce réservoir directement sus-jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais était généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fin à très avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4 % avec des perméabilités moyennes de 0,1 à 34 md. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques.

3. Les problèmes d'exploitation sur HBK :

Après des années d'exploitation les problèmes liés à la production commencent à apparaître sont :

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

Chapitre 2

L'endommagement de puits

I. Signification de l'endommagement

1. Définition de l'endommagement :

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production.

2. Localisation de l'endommagement :

La fig.4ci-dessous illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits

2.1 Au fond du puits :

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

2.2 Aux abords du puits :

➤ **Cake externe** (zone 1): Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou (pour consolider les parois du puits et réduire l'infiltration de la boue dans la formation).

Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

➤ **Le cake interne** (zone 2): 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** (zone 3): Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :

- Changement de mouillabilité ;
- Formation d'émulsions ;
- Gonflement et /ou délitage des argiles ;
- Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.

3. Les endommagements les plus fréquents à Haoud Berkaoui:

Parmi les endommagements les plus rencontrés à Haoud- Berkaoui on peut citer:

3. 1. Endommagement dû aux opérations de forage, de workover et de snubbing :

La présence de certains produits dans la boue de forage peut provoquer la formation des émulsions. Vu la pression hydrostatique, le filtrat de boue a tendance de pénétrer dans le réservoir et les particules solides se déposent sur la paroi du puits sous forme de cake.

➤ Solides contenus dans le fluide de forage :

L'envahissement de la formation peut être représenté schématiquement par plusieurs zones s'éloignant de l'axe de puits comme illustré dans la Fig. 4

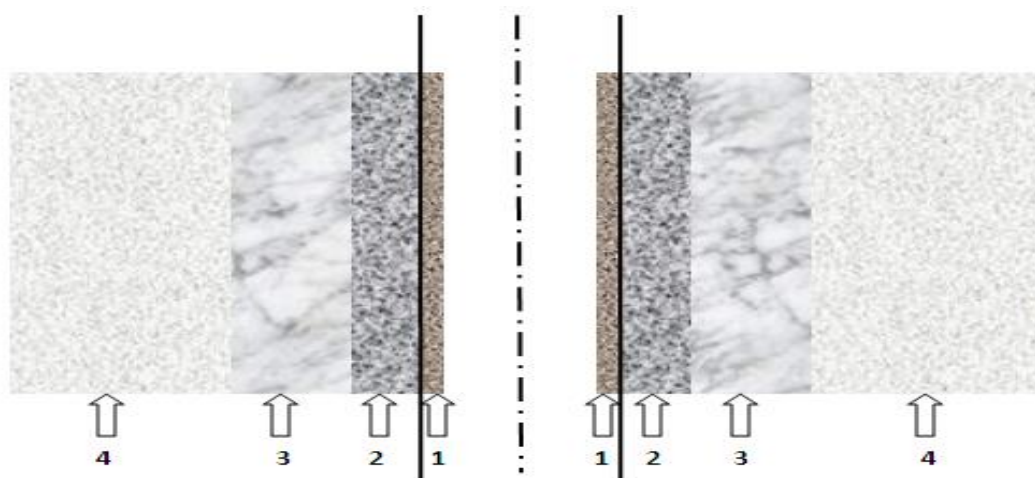


Fig4 : Localisation des endommagements.

- Zone 1 : cake externe tapissant les parois du puits ;
- Zone 2 : cake interne : solides ayant pénétré dans le milieu poreux ;
- Zone 3 : zone envahie par le filtrat boue ;
- Zone 4 : zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée.

➤ Filtrat du fluide de forage (invasion par la boue) :

Cet endommagement est représenté par la zone 3 de la Fig4 sa profondeur variable peut atteindre jusqu'à plusieurs mètres dans les cas d'invasion profonde.

L'endommagement par la boue peut être causé par :

- Un effet physique des particules de la boue qui remplissent la porosité matricielle, réduisent la perméabilité.
- Un effet chimique des produits dans la boue qui peuvent causer une émulsion avec les fluides de formation et/ou un changement de mouillabilité de la roche.

➤ **Le colmatage des perforations :**

Au cours des opérations de workover ou de snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations provoquant un bouchage.

➤ **Changement de mouillabilité :**

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau.

Les solvants et les tensioactifs présentent surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation des sludges ou d'émulsion) peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la Perméabilité relative à l'huile.

➤ **Formation des émulsions :**

Une émulsion est le résultat d'un mélange intime entre deux fluides non miscibles, à savoir ici:

- L'eau de filtrat de boue avec le brut de réservoir;
- Le filtrat d'une boue à l'huile avec l'eau de réservoir.

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle. Elle peut être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer leur tension inter- faciale et de la casser.

➤ **Formation des sludges:**

Ils se forment à cause de l'incompatibilité entre les fluides d'invasion, et les fluides de formation. Ils sont très difficiles à dissoudre une fois formés. Un moyen préventif est plus utilisé.

Les acides utilisés pour les traitements matriciels rentrants en réaction avec le brut, peuvent engendrer le problème de sludges.

➤ **Gonflement des argiles:**

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

3.2. Dépôts de sel :

Le sel, a été dès le début de la mise en exploitation du champ de Haoud Berkaoui un des principaux problèmes d'exploitation. Le changement de la pression et de la température au cours de la production entraîne la précipitation des sels. Ces sels sont essentiellement des chlorures de sodium (NaCl) dont la répartition est comme suit: 2/3 NaCl et 1/3 d'autres sels.

Malgré l'injection en continu de l'eau par des concentriques et les grattages fréquents par le Wire-line, les sels ne cessent de se précipiter causant des fois la fermeture totale des puits.

3.3 .Dépôts organiques (Asphaltes):

Des petites quantités d'asphaltes ont été remarquées dans les puits depuis leur mise en production. Ils se déposent dans le tubing et même dans le milieu poreux.

Le dépôt des asphaltes causent un grand problème de production. Bien que les mécanismes de déposition des asphaltes soient nombreux, les facteurs suivants sont les plus répandus :

- Les asphaltes vont se déposer là où la pression est au-dessous du point de bulle du brut produit, typiquement dans le tubing, et même dans la formation.
- Les sels contenus dans les eaux du cambrien forment des sites d'accumulation pour les asphaltes.

3.4 .Dépôts minéraux :

Les dépôts minéraux (scales) sont rencontrés dans l'ensemble du puits, de la formation jusqu'au réseau de collecte. Les principaux sont :

- Les carbonates de calcium : CaCO_3 ;
- Les sulfates: BaSO_4 (H_2O), BaSO_4 , SrSO_4 ;
- Le chlorure de sodium : NaCl ;
- Les produits de corrosion du fer : FeS , Fe_2O_3 , FeCO_3 .

3.5. Migration des fines:

Lors de la production, quand le débit choisi est grand et l'écoulement est turbulent, il se produit la migration des particules fines (des argiles, des sables...) de la formation vers les abords de puits provoquant un bouchage des perforations d'où la baisse de la productivité.

3.6. Baisse de pression de gisement :

La pression de gisement du champ de HaoudBerkaoui ne cesse de se chuter malgré les tentatives de maintien de pression qui n'a pas été ressenti sur toute la totalité des puits. Cette baisse de pression favorise les dépôts de sel, des paraffines et des asphaltées. De ce fait, la majorité des puits à HBK sont en gaz- lift (plus de 85%).

3.7.Colmatage dû à la stimulation:

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par les réactions Secondaires de l'acide choisi et ses additifs suite au mauvais choix de ceux-ci ou leur évacuation incomplète ou retardée.

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

3.8. Endommagement dû à l'injection d'eau :

L'injection d'eau dans le champ de HBK est très nécessaire soit pour le maintien dépression ou bien pour le dessalage. Mais dans certains cas cette eau cause des problèmes dans le réservoir tels que :

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

4. Détection des endommagements:

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

- Echantillonnage et analyses de la boratoire.
- Historique complet des puits.
- . Essais de puits.
- Analyse du système de production.

4.1. Echantillonnages et analyses de laboratoire :

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

A- Réservoir :

Des essais obligent de disposer d'échantillons valable de terrain, c'est-à-dire de carottes même si certains sont ensuite réduits en poudre pour des raisons expérimentales (compatibilité de la roche avec les différents fluides,...).

B- Effluents :

De nombreuses causes de colmatage ont les effluents des puits comme origine : émulsions, sludgs, 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

4.2. Historique complet des puits:

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

On distinguera :

- Les phases forage et complétion,
- La phase exploitation.

A- Phases forage et complétion :

Les mécanismes d'endommagement sont nombreux durant ses deux phases initiales et il importe de bien les connaître. En général leur détection, du moins partielle en cas de cumul, peut être relativement rapide.

B- Phase exploitation :

Cette phase est normalement de longue durée et permet, à défaut d'une détection suffisamment avancée, de procéder de mesure des courbes de production.

4.3. Essais de puits:

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

Les essais de puits fournissent aussi d'autres renseignements dont la connaissance est primordiale : évolution de la pression statique de couche, perméabilité vierge en condition de fond qui peut différer notablement des mesures faites en surface, index de productivité et rendement de l'écoulement.

➤ **Evaluation et conséquences de skin d'endommagement :**

a. But des Essais de puits

Le but des essais est :

- Evaluer la capacité de production du puits,
- Contrôler l'efficacité des opérations de mise en production,
- Déterminer le taux de production efficace de chaque puits,
- partir de ces résultats confrontés avec les conditions économiques, déduire les règles d'une exploitation optimale du gisement.

➤ **Information obtenues des essais de puits :**

a. Description du réservoir

- Perméabilité horizontale K_h et verticale K_v ,
- Hétérogénéités (fractures naturelles, couches distinctes, changement de propriétés),
- Frontières (distance et géométrie),
- Pression (initiale P_i et P moyenne).

b. Description du puits

- Potentiel de production (index de productivité IP et skin factor S),
- Géométrie du puits.

3. Principe des essais de puits :

D'une façon générale, le but des essais de puits est d'obtenir des renseignements sur un puits et sur un réservoir, ceci en variant le débit du puits, provoquant une perturbation du régime des pressions existant dans le réservoir et en mesurant l'évolution de la pression en fonction du temps et en fin l'interprétation de cette dernière.

La mesure de pression peut être faite dans un 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.

A. Puits idéal

On définira un puits idéal comme un puits de rayon a , ouvert sur toute la hauteur h de la couche dont la perméabilité K n'a pas été altérée.

Dans un système infini, la relation entre la pression initiale du gisement P_G et la pression de gisement à une distance r du puits $P_r(t)$ à l'instant t peut s'écrire :

$$P_G - P_r(t) = \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} E_i\left(-\frac{\phi \mu c r^2}{4kt}\right)$$

Une expression approchée de cette équation s'écrit comme suit :

$$P_G - P_{(r,t)} = \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} \left(\ln \frac{kt}{\phi \mu c r^2} + 0.80907 \right)$$

Pour un système fini l'expression mathématique de la solution est plus compliquée, mais la solution en système infini reste applicable tant que l'influence des limites ne se fait pas sentir.

Si après un temps T de production à un débit constant Q_F on ferme le puits, l'évolution de la pression au fond du puits, $P_F(t)$, à l'instant $T+\Delta t$ pourra s'écrire, pour un système infini :

$$P_F(t) = P_G - \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} \ln\left(\frac{T + \Delta t}{\Delta t}\right)$$

La représentation graphique en coordonnées semi-logarithmiques de la variation de pression est une droite dont la pente permet de calculer la transmissivité du réservoir :

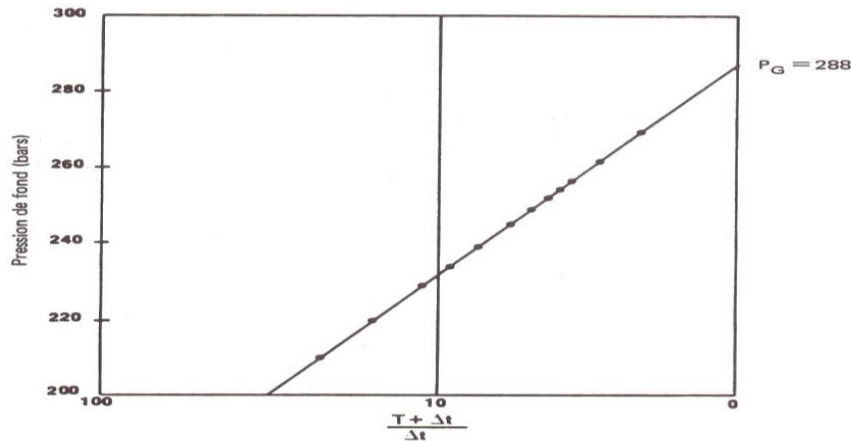


Fig5 : Evolution de la pression de fond après fermeture (cas du puits idéal)

B. Puits endommagé:

1. Notion d'effet pariétal:

La différence de qualité de la liaison Couche-trou entre les hypothèses de base (puits idéal sans altération de la perméabilité, liaison complète entre les couches et le trou) et la réalité à laquelle ont abouti, traduit un certain nombre de perturbations. Celles-ci sont regroupées sous le terme effet de Skin, ou effet de paroi car se trouvant aux abords de puits.

L'endommagement de puits va apporter une modification aux hypothèses faites précédemment, à savoir que la perméabilité aux abords du puits K_e devient différente de la perméabilité lointaine.

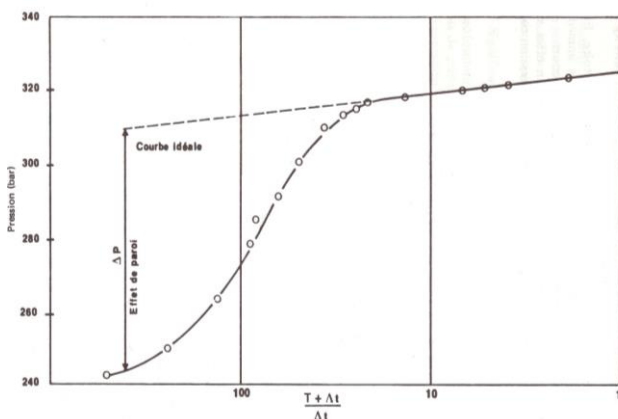


Fig6: Evolution de la pression de fond après fermeture (cas du puits endommagé)

Dans la pratique, la courbe d'évolution de la pression d'un puits ne coïncidera pas avec la courbe d'un puits idéal.

2. Expression de l'endommagement

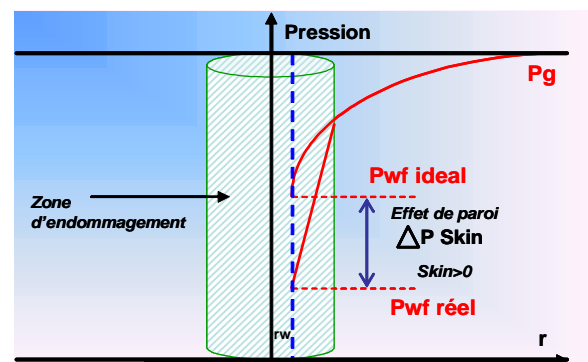


Fig7: Présentation de la chute de pression due à l'endommagement

L'expression de l'endommagement peut être le rapport : $\frac{IP_{colmaté}}{IP_{théorique}}$

Des auteurs ont défini un coefficient sans dimension **S** appelé « effet de paroi », est défini par la relation suivante :

$$\Delta P_s = S \left(\frac{uQ_f}{2\pi hK} \right)$$

Si l'on introduit l'effet de paroi dans l'expression de la pression de fond du puits en système infini, on obtient :

$$P_{wf}(t) = P_G - \frac{\mu Q_f}{4\pi Kh} \left[\ln \left(\frac{Kh}{\Phi \mu C r_w} 2 \right) + 0.80907 + 2S \right]$$

Ceci signifie que la pression de fond de puits est inférieure de : $S \frac{\mu Q_f}{2\pi Kh}$ à la pression sans effet de parois.

3. Signification Physique de L'endommagement

La profondeur de l'endommagement est difficile à déterminer au moyen des essais de puits. Seul un effet d'ensemble peut être apprécié avec un certain degré de précision.

Le rayon r_e et la perméabilité K_e de la zone endommagée sont reliés au coefficient de paroi **S** par l'expression suivante :

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

II. Notion de skin (coefficient d'endommagement) :

1. Définition :

Le skin « **S** » représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toute fois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits : le Pseudo-Skin. C'est un facteur sans dimension -déterminé par des essais de puits- qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

Le skin représente une perte de charge supplémentaire (ΔP_{skin}) localisée aux abords du puits.

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

➤ **S < 0** si la couche près du puits est

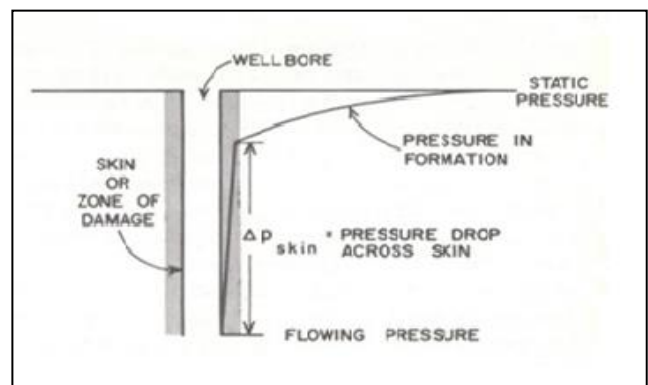


Fig 8 : Le Skin.

2. Origine de skin :

Le skin a plusieurs origines dont les plus importants sont :

- **Les perforations**

Le modèle du puits idéal suppose que son contact avec la formation s'étend sur 360°, mais avec des perforations on conçoit fort bien que la production soit forcée à travers les seules ouvertures.

Il en résulte une perte de charge qui se traduit par le skin S_p appelé coefficient d'effet pariétal et qui est en fonction du nombre des perfos, de leurs répartitions et leurs puissances de pénétration,

- **La pénétration partielle:**

La pénétration partielle se caractérise par le fait qu'un puits produit sur une épaisseur de formation inférieure à la hauteur totale exploitable. Ceci sera le cas lorsque l'on voudra se prémunir contre des venues d'eau ou de gaz prématurées, ou que l'on se trouvera en présence d'une barrière argileuse.

Elle contribue à l'existence d'un skin positif (pseudo skin S_c) qui varie en fonction de l'épaisseur de la formation, du diamètre du puits et de la hauteur perforée,

- **Endommagement global:**

Dans tous les cas, les pertes de charges additionnelles, localisées aux abords du puits (matrice), peuvent être traitées comme un skin. Donc le skin qui sera mesuré au cours d'un test, est une résultante de tous ces skins.

Couche entièrement perforée : $S = S_e + S_p$

Couche partiellement perforée :
$$S = S_c + (S_e + S_p) \frac{h_{totale}}{h_{perforée}}$$

S_e : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice),

S_p : la perte de charge due aux perforations,

S_c : l'étranglement de l'écoulement du à la pénétration partielle.

3. Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits sur sa productivité :

3.1. L'effet de skin sur la perméabilité :

Le rayon r_e et la perméabilité K_e de la zone endommagée sont reliés au Skin par l'expression de **Hawkins** :

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

On voit que si :

- ✓ **S>0** : La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement) ;
- ✓ **S<0** : Correspond à une amélioration ;
- ✓ **S=0** : **K_e = K** (pas d'endommagement).

3.2. L'effet de l'endommagement sur la productivité :

L'index de productivité (ou d'injectivité) d'un puits qui est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement, c'est un potentiel du puits et s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent :

$$IP = Q / P_G - P_f$$

Il existe deux types d'IP :

IP_r : productivité réelle en m³ /h/ Kg /cm²;

IP_{th} : productivité théorique de même dimension.

$$IP_{th} = Q / (P_G - P_f - \Delta P_s)$$

La connaissance de l'IP_r et l'équation

De **Hawkins** sont essentielles pour

comprendre l'effet de l'endommagement

de la formation sur la productivité du puits.

Pour un puits d'huile L'équation d' IP_r

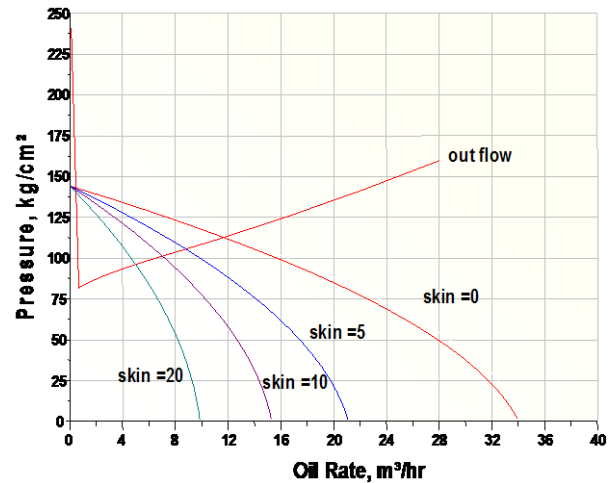


Fig9 :L'influence de skin sur la productivité

$$Q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141.2B\mu \left(\ln \frac{R_e}{r_w} + S \right)}$$

Chapitre 3

Traitement à l'acide

1. Notion de stimulation :

On entend par stimulation toute opération qui a pour but d'améliorer d'une façon considérable la productivité ou l'injectivité d'un puits, en agissant sur le facteur principal qui est la perméabilité, en d'autre terme la stimulation est toute opération qui à vise restaurer la perméabilité aux abords du puits en éliminant l'endommagement.

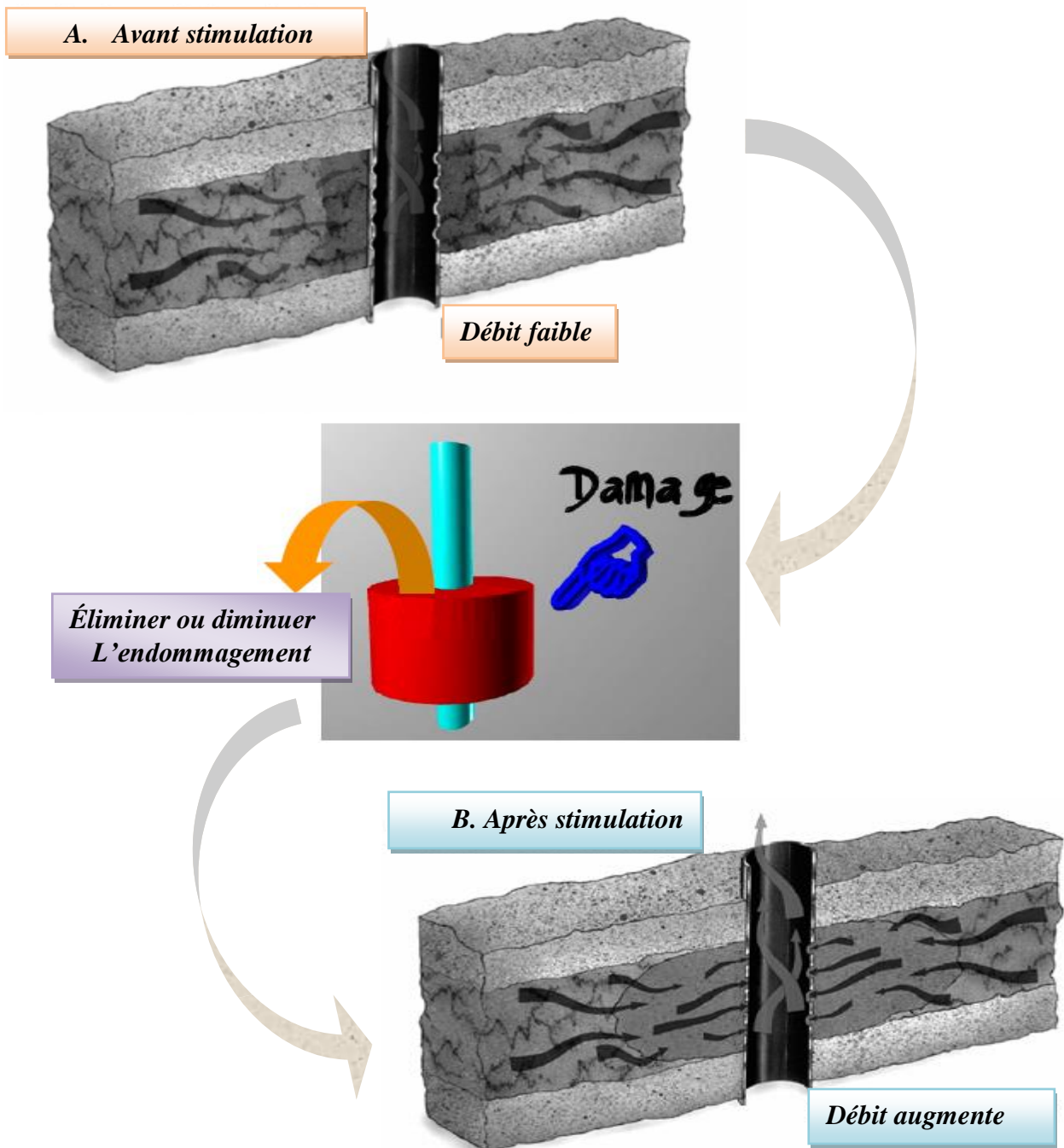


Fig10 :Effet de la stimulation

2. les principaux types de stimulation :

- La fracturation hydraulique
- La fracturation à l'acide
- L'acidification matricielle

3. Stimulation par acidification :

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

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

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.

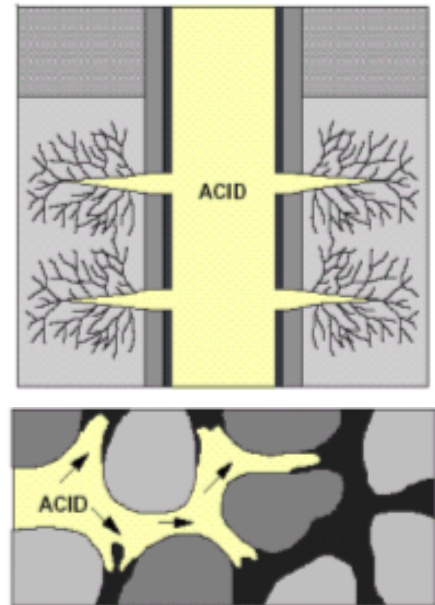


Fig11 : Acidification de matrices

5. les différentes étapes d'un traitement à l'acide :

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

Le type d'acide utilisé dépend principalement du type et de l'emplacement de l'endommagement. Une fois ceux-ci clairement identifiés, le type d'acide est facilement sélectionné et les volumes sont calculés en fonction des paramètres du réservoir et des résultats du laboratoire. Les principales étapes des acidifications matricielles exécutées sur les puits de Haoud Berkaoui sont :

5.1. Le tube clean et nettoyage des perforations :

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

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

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

Le nettoyage des perforations est indispensable pour les puits équipés en liner cimenté et perforé, le « **clean sweep** » ou le **Reformât** ou même l'acide **HCl** sont utilisés pour le nettoyage, et pour avoir une meilleure opération, on fait plusieurs passes en face des perforations.

La nitrification des fluides permet le nettoyage du puits en un der balance pour une meilleure évacuation des incrustations non solubles.

5.2. Le traitement matriciel : Le traitement comprend:

5.2.1. Le preflush :

Le preflush est utilisé dans tous les traitements. Le principal fluide utilisé dans cette étape est le **HCL(7.5% et 10%)** et **MSR100.**

Le preflush possède plusieurs fonctions importantes :

- _ Il réagit avec les carbonates dans la formation pour éviter leur réaction avec l'HF et pour minimiser la consommation d'HF.
- _ Il isole et déplace l'eau de formation loin des abords du puits pour éviter le contact entre le HF et l'eau riche en K^+ , Na^+ et Ca^{+2} pour prévenir les endommagements dus aux fluosilicates de sodium ou de potassium.

5.2.2. Le traitement principal :

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

L'acide fluorhydrique (HF) réagit avec les argiles, le filtrat de ciment et la boue de forage pour améliorer la perméabilité aux abords du puits(12).

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

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

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

5.2.3. L'Overflush :

Cette étape est utilisée dans toutes les opérations d'acidification après le traitement principal, le fluide utilisé est le **HCL 5%** ou **7.5%**, le **MSR100** ou un **hydrocarbure léger**, tel que **l'essence** ou le **gasoil**. Son but est de déplacer les précipités endommageant, loin des abords du puits. Un rayon de pénétration de 4 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 à l'eau de la formation ;
- _ Eviter la formation des émulsions stables.

5.3 .Le dégorgement du puits :

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

5.4. Placement des fluides de traitement :

Le placement des fluides de traitement peut être fait par Coiled Tubing (le plus utilisé), par concentrique ou en bull heading selon le cas.

L'utilisation de Packer gonflable est prise en considération dans le cas de communication des annulaires pour injection dans la formation.

5.5. Diversion du traitement :

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

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

5.5.1 .Diversión mecánica (raramente utilizada) :

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

5.5.2.Diversión à la mousse (la plus utilisée):

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

Chapitre 4

étude de cas du puits EAAN1

PUITS : EAAN1

1. Introduction :

Le présent travail est l'interprétation d'une remontée de pression de courte durée (SBU), enregistrée sur EAAN1, puits producteur d'huile. L'objectif du puits EAAN-1 est l'exploration des réservoirs triasique (Série Inférieure et le T1) et de l'Ordovicien (Quartzites de Hamra et Grès d'El Atchane).

Le but de cet essai de puits est de vérifier l'état des abords du puits (skin), de s'enquérir de l'évolution de la pression du gisement, après 216 jours (7 mois) de production, et de déterminer la configuration du système réservoir-puits ; c'est-à-dire le type du réservoir et les limites avoisinant le puits.

2. Historique du puits :

21/10/2007	:	Début de forage.
13/02/2008	:	Fin de forage.
31/07/2013	:	Nettoyage au CTU (Evacuation de la boue de forage).
01/08/2013	:	Mise en service du puits, à travers une duse de 6,8 mm.
04/08/2013	:	Nettoyage au CTU (suite évacuation de la boue de forage).
19/08/2013	:	Jaugeage du puits à travers une duse 6,8mm (Q huile = 9,187 m ³ /h).
04/03/2014	:	Jaugeage du puits à travers une duse de 6,8 mm (Qoil=4,038 m ³ /h).
04/03/2014	:	Fermeture du puits pour enregistrement d'une remontée de pression.
12/03/2014	:	Réouverture du puits, après une remontée de pression de 168,95 h

3. Données de base :

- Puits : EAAN1.
- Champ : EAAN
- Coordonnées UTM : X = 696 036.82 ; Y = 3 533 978.52
- Statut : PPH (Eruptif).
- Date de mise en service : le 01 Août 2013.
- Colonne de production : Tbg 4"½ x Liner 4"½.
- Compagnie : ENSP
- Jauges : ENSP – D8018 (élément supérieur).
ENSP – D8019 (élément inférieur).
- Période du test : du 04 au 12/03/2014.
- Durée du Build Up : 168,95 heures.
- Réservoir : Série Inférieure du TAG.

- Intervalles perforés :
3544,00 @ 3559,00 [15,0 m].
Hauteur totale perforée : 15 m.
- Cote d'enregistrement : 3500 m.
- Cote de référence : -3100 m.
- Mi-Perforation : 3551.50 m.
- Elévations : $Z_t = 234,41$ m ; $Z_s = 226,41$ m.
- Contrôle WL du 04/03/2014 : H 98 mm libre , recalé sur SSD "RA" à 3232 mcr. GC 86 mm libre, TS à 3724 m,Cr.

4. Situation géographique:

Le puits EAA-1 est situé sur le bloc 438c, appartenant au permis de recherche El M'Zaid Sud, dans le bassin d'Oued Mya. Il est implanté à 1.8 km au Nord du puits EAA-1.

5. Résultats des différents jaugeages :

Tab1: Résultats de tests jaugeages

Date	Ptête	Ppipe	Duse	Salinité H	BSW-s	Qoil	Qw	Qg	WC	GOR _{form}
	(Kgf/cm ²)	(Kgf/cm ²)	(mm)	(mg/l)	(%)	(m ³ /h)	(L/h)	(m ³ /h)	(%)	(m ³ /m ³)
19/08/13	133,8	24,8	6,8	15	0	9,187	0	5250,00	0	114
04/03/14	65,5	20,3	6,8	12	0	4,038	0	563,921	0	140

6. Evolution des paramètres de production :

Les graphes ci-dessous ; nous indiquent respectivement l'évolution de la pression de tête et l'évolution de la production mensuelle d'huile. On remarque que la pression de tête ainsi que la production d'huile observent une chute avec le temps. Le débit d'huile qui était de 9,187m³/h le 19/08/2013 a chuté de presque la moitié, il est actuellement de 4,038m³/h le 04/03/2014 avec la même duse (6.8mm).

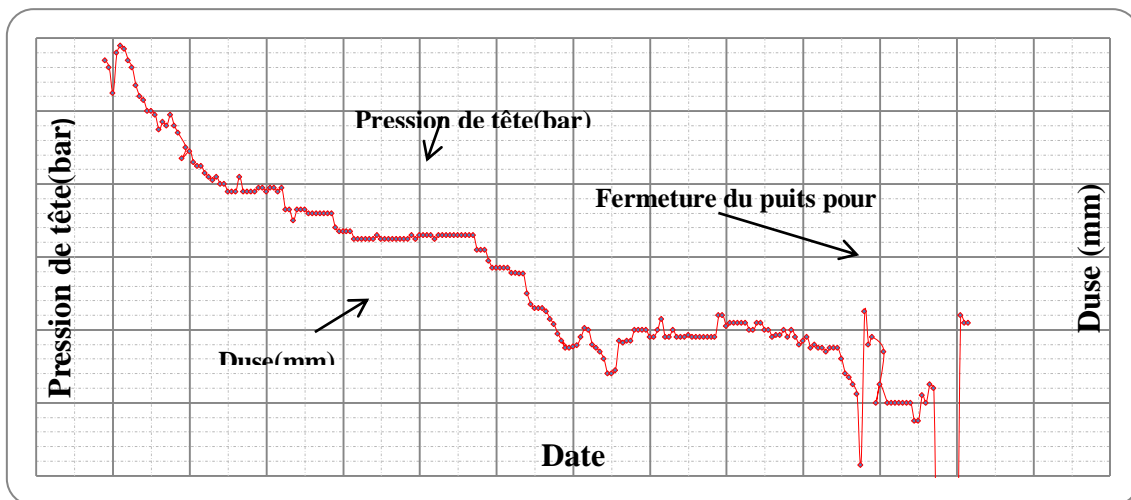


Fig12 : Evolution des paramètres de production (Ptête et Duse)

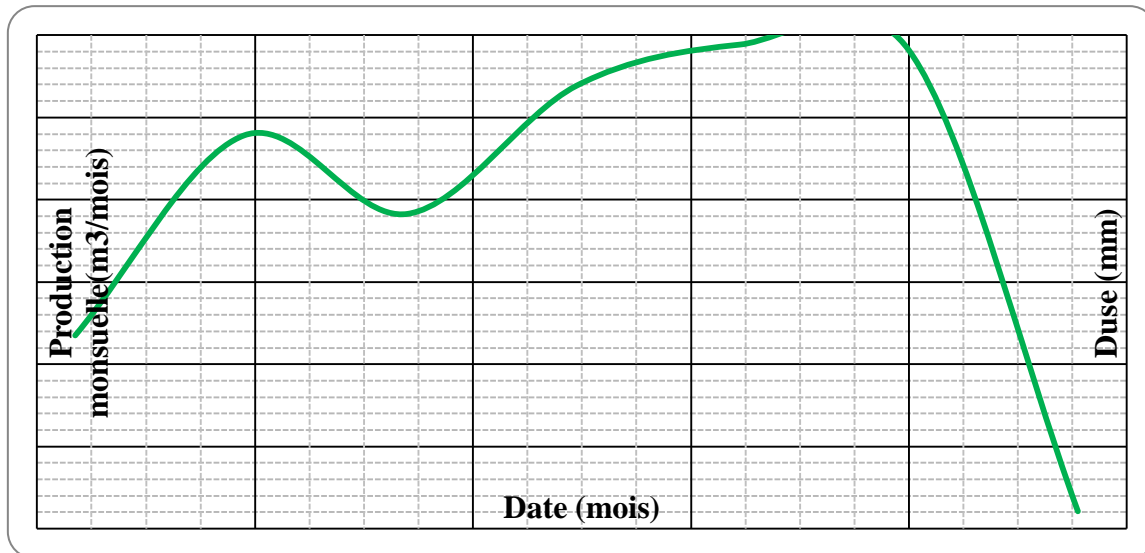


Fig13 : Evolution de la production d'huile

7. Interprétation des diagraphies :

7.1. Top des formations:

TAG- "T2"	@	3373,00 m.
TAG- "T1"	@	3381,00 m.
Roches éruptives	@	3427,00 m.
TAG- "SI"	@	3544,00 m.
Dalle de m'kratta	@	3776,50 m.
Quartzites de Hamra	@	4107.50 m
Profondeur finale	@	4282,00 m.

7.2. Résultats de l'interprétation:

- **Réservoir T1:** Compact.
- **Réservoir SI:** 3544 @ 3601,00 m.

Est à hydrocarbures au top mais aquifère vers la base.

Hauteur utile : 10 m.

Porosité utile moyenne : 9 %.

Vsh moyen : 14 %.

Sw moyenne : 28 %.

- **Réservoir Dalle de M'kratta:** 3776,5 @ 3783,00 m Compact..

- **Réservoir Quartzites de Hamra:** 4107,5 @ 4196 m.

Compact cependant, l'UBI montre la présence de fissures relativement ouvertes.

8. Résultats des différentes mesures de pression:

Tab2: Résultats du MDT du 01/12/2007(T1 + SI)

N°	Profondeur (m)	Pression Hydrostatique Avant (psia)	Pression Formation (psia)	Pression Hydrostatique Après (psia)	Mobilité (md/cp)	Observation
1	3418,00	7518,60	-	7515,80	-	Tight
2	3422,00	7530,30	-	7522,30	-	Tight
3	3423,00	7521,10	7413,40	7517,28	0,30	Supercharged
4	3424,20	-	-	7517,86	-	Tight
5	3425,50	7522,40	-	7518,83	-	Tight
6	3546,00	7801,69	6605,82	7797,59	4,40	Good Test
7	3547,50	7801,96	6607,21	7798,35	3,00	Good Test
8	3548,80	7799,31	-	7797,54	NA	Tight
9	3548,50	7799,60	6608,19	7795,91	17,00	Good Test
10	3553,50	7809,30	6693,50	7779,06	0,03	Tight
11	3556,50	7810,10	6637,90	7803,54	0,30	Tight
12	3557,00	7704,80	6636,87	7799,81	23,40	Good Test
13	3557,50	-	-	-	-	Lost Seal
14	3557,60	-	-	-	-	Lost Seal
15	3557,70	-	-	-	-	Lost Seal
16	3557,80	-	-	-	-	Lost Seal
17	3563,50	7822,00	6631,81	7819,16	32,40	Good Test
18	3564,00	-	-	7817,06	-	Lost Seal
19	3464,10	-	-	7836,50	-	Tight
20	3570,00	-	-	-	-	Tight
21	3576,00	-	6794,12	7849,84	1,80	Good Test
22	3576,50	7852,30	-	7849,30	-	Tight
23	3579,00	-	-	7849,60	0,03	Good Test
24	3580,00	7854,60	6794,80	7850,00	6,70	Ech n°1= Eau
25	3593,00	7894,60	-	7891,90	-	Tight

Pr = 450,69 kg/cm² @ -3100 m en utilisant un gradient 0.065kg/cm².

Δp = 84 kg/cm² sur la couche (SI) pendant le forage.

Tab3: Résultats du DST du 08/02/2008 (SI)

Duse (mm)	24/64 et 32/64
Pression de tête (kg/cm²) duse (24/64) mm	129,37
Pression de tête (kg/cm²) duse (32/64) mm	100,19
Débit (m³/h) duse (24/64) mm	14,40
Débit (m³/h) duse (32/64) mm	20,00
Cote de mesure (m)	3200,39
Pression de fond dynamique (kg/cm²)	312,76
Pression de fond Statique (kg/cm²)	437,11

PFS = 437.11kg/cm² @ 3200.93m (cote de mesure) soit 445.82 kg/cm² @(-3100m cote de ref) en utilisant un gradient de 0.065 kg/cm

9. Interprétation de SBU du 04 au 12/03/2014:

Tab4: pression et température de fond dynamiques

Profondeur (m)	PFD		GPD	TFD	GTD
	(Psi)	(kgf/cm²)	(kgf/cm²/m)	(°C)	(°C/100 m)
0	973,60	68,45	---	26,50	---
500	1327,00	93,30	0,05	45,09	3,717
1000	1724,00	121,21	0,06	58,20	2,622
1500	2162,00	152,00	0,06	69,32	2,225
2000	2628,00	184,77	0,07	80,70	2,276
2500	3089,00	217,18	0,06	89,55	1,770
3000	3539,00	248,82	0,06	97,21	1,531
3500	3952,00	277,85	0,06	104,65	1,488

GPDmoy = 0,060 kgf/cm²/m.

GTDmoy = 2,23 °C/100 m.

PFD = 277,85 kgf/cm² @ 3500 m ; soit 280,94 kgf/cm² @ 3551,5 m (cote mi-perforations), en utilisant un gradient moyen de 0,060 kgf/cm²/m.

Tab5:Pression et température de fond statiques.

Profondeur (m)	PFS		GPS	TFS	GTS
	(Psi)	(kgf/cm ²)	(kgf/cm ² /m)	(°C)	(°C/100 m)
0	1819,00	127,89	---	28,656	---
500	2339,00	164,45	0,073	43,689	3,007
1000	2826,00	198,69	0,068	56,242	2,511
1500	3313,00	232,93	0,068	67,008	2,153
2000	3816,00	268,29	0,071	78,979	2,394
2500	4255,00	299,16	0,062	89,317	2,068
3000	4709,00	331,08	0,064	96,589	1,454
3500	5180,00	364,19	0,066	102,312	1,145

GPSmoy = 0,068 kgf/cm²/m

GTSmoy = 2,103 °C/100 m.

PFS = 364,19 kgf/cm² @ 3500 m ; soit 352,93 kgf/cm² @ -3100 m (cote de référence), en utilisant un gradient moyen de 0,068 kgf/cm²/m.

Niveau statique : en surfa

10. Résultats de l'interprétation du test de puits:

➤ Modèle retenu:

Model Option : Standard Model
 Well : Puits vertical.
 Reservoir : Homogeneous
 Limite : Intersecting faults-Pi/N

➤ Résultats sur le plot log-log:

Parameters du matching.

TMatch : 47,4[hr]⁻¹
 PMatch : 0,358[kgf/cm²]⁻¹
 P @ dt=0 : 278,071kgf/cm²
 Lissage : 0.001

Paramètres du modèle.

C : 0.072m³/(kgf/cm²).
 Skin total : 19
 ΔP skin total : 53,1283kgf/cm².
 Pi : 388,634 kgf/cm².
 k.h : 459 md x m.
 kmoy : 30,6 md

L1-No flow	:	328m.
L2-No flow	:	467m.
N	:	2

➤ **Résultats sur le plot semi-log:**

Intervalle de temps	:	de 5217,67 à 5219,34 h.
Slope	:	3,2326kgf/cm ² .
P1hr	:	351,135 kgf/cm ² .
P @ dt=0	:	278,071kg/cm ²
PMatch	:	0,356[kg/cm ²] ⁻¹
k.h	:	456md x m.
k	:	30,4md
k/mu	:	101/md/cp
P*	:	364,224 kgf/cm².
Skin	:	18,7
ΔP skin	:	52,65kgf/cm ² .
Prod index	:	0,0554434 [m³/hr]/ [kgf/cm²].
Prod index Ideal	:	0,10673 [m ³ /hr]/ [kgf/cm ²].
Flow efficiency (FE)	:	0,519475 ; soit 51,9475 %.

Pression de gisement extrapolée:

$P^* = 364,224 \text{ kgf/cm}^2 @ 3500 \text{ m}$ (pression extrapolée à la cote de mesure).

$P^*_{\text{réf}} = 352,96 \text{ kgf/cm}^2 @ -3100 \text{ m}$, pression extrapolée à la cote de référence, en utilisant un gradient de $0,068 \text{ kg/cm}^2$

11. Calcul de l'indice de productivité et du rendement de l'écoulement:

$P = 364,19 \text{ kgf/cm}^2 @ 3500 \text{ m}$ (cote mesure) : pression de fond statique.

$PFD = 277,85 \text{ kgf/cm}^2 @ 3500 \text{ m}$ (cote mesure) : pression de fond dynamique.

$IP \text{ actuel} = Q_o / (PFS - PFD) = 4,038 (\text{m}^3/\text{h}) / (364,19 - 277,85) (\text{kgf/cm}^2) = 0,04677 [\text{m}^3/\text{hr}] / [\text{kgf/cm}^2]$.

$IP \text{ idéal} = Q_o / (PFS - PFD - \Delta P_{\text{skin}}) = 4,038 / (364,19 - 277,85 - 52,65) = 0,1198 [\text{m}^3/\text{hr}] / [\text{kgf/cm}^2]$.

$RE = IP \text{ actuel} / IP \text{ idéal} = 0,3904$; soit un rendement d'écoulement de 39,04

Tab6 : comparatif de l'évolution de la pression du réservoir

Types de mesures	Dates	Cotes de mesure(m) cote de réf	Pression de fond statique mesurée (kg/cm ²)
MDT	01/12/2007	-3100,00	450,69
DST	08/02/2008	-3100,00	445,82
SBU	Du 04 au 12//03/2014	-3100,00	352,93

Comme le montre le tableau ci-dessus, on note une chute de pression d'environ 92,89 kg/cm² en l'espace de 8 mois depuis sa mise en service le 01/08/2013.

Commentaires:

- La configuration du système Puits-Réservoir la plus appropriée à l'enregistrement de la remontée de pression du puits EAAN1 est celle d'un réservoir vertical, homogène, limité par deux intersecting faults.
- De façon globale, la dérivée de pression illustre trois différentes périodes d'écoulement à savoir :
 - **La première période :** Caractérisée par le WellBore Storage et le Skin. La capacité du puits est de $C = 0.072 \text{ m}^3/\text{bar}$, et une valeur du skin qui est égale à +19, qui indique l'endommagement important des abords du puits.
 - **La deuxième période :** caractérisée par un écoulement radial qui apparaît à environ 2hr de la fermeture du puits, avec une perméabilité moyenne du réservoir de 30,6 md, et une capacité d'écoulement de 459 md x m.
 - **La troisième période :** Indique que le réservoir est limité par deux failles intersectées de distances respectives $L1 = 328 \text{ m}$ et $L2 = 467 \text{ m}$. La présence de ces failles est très plausible vu que dans la carte sismique (**Fig N°3 en annexe 3**) indique la présence de deux failles au voisinage du puits.
- Pour ce qui est de la pression extrapolée (Pression moyenne du réservoir) elle est de 352,96 kgf/cm², et la pression de fond statique est de 352,93 kgf/cm², mesurées à la cote de référence (-3100m)

12. Les calculs nécessaires pour l'acidification:

Dans ce chapitre, 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 degré d'endommagement de la formation (le SKIN).
- ☞ 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 ;

12.1. Calcul du degré d'endommagement de la formation (le SKIN):

Pour déterminé ce facteur on utilise la formule suivante :

$$S = 1.151 \frac{P + h_r - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{C. \mu. \phi. r_w^2} - 0.894$$

$$S = 1.151 \frac{351.135 - 278.071}{4.5} - \log \frac{14.37 \times 10^4}{0.072 \times 0.3 \times 0.9 \times (3.92^2)} - 0.894$$

En trouve que : $S = 19$

12.2. Calcul du volume d'acide nécessaire pour le traitement de la matrice :

$$V_t = \phi \pi h (R_s^2 - R_w^2)$$

- V_t : volume d'acide utilisé pour le traitement principal en (m³).
- R_s : rayon d'endommagement en (m), (déterminé par les essais de puits).
- H : hauteur utile du réservoir en (m).
- R_w : rayon du puits en (m).
- Φ : la porosité utile du réservoir (%).

Donc : $V_t = 0.09 \times 3.14 \times 15 (1.5 - 0.0092)$

$$V_t = 6.31 \text{ m}^3 / h = 7 \text{ m}^3 / h$$

12.3. Calcul du débit d'injection de l'acide :

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

- KH : la capacité d'écoulement (md.ft).
- G_f : Le gradient de fracturation (psi/ft).
- $H_{mi,perfos}$: la hauteur du puits, elle est prise au milieu des perforations (ft).
- $\Delta P_{sécurité}$: la marge de sécurité (psi).
- P_g : la pression de gisement (psi).
- μ : la viscosité de l'acide (cp).

$$\left\{ \begin{array}{l} \beta \quad : \text{le facteur volumétrique de fond (bbl/STB).} \\ S \quad : \text{le skin ou le degré d'endommagement (sans dimension).} \\ R_d \quad : \text{le rayon de drainage (ft).} \\ r_w : \text{le rayon du puits (ft).} \end{array} \right.$$

$$q_{i,\max} = \frac{4,917 \cdot 10^{-6} \cdot 30.6 \times 49.21 [(0.7 \cdot 11651.87) - (84 \times 145) - (437.11 \times 14.5)]}{0.3 \times 1.523 (\ln \frac{4.921}{0.3266} + 19)}$$

$$q_{i,\max} = 0.447 \text{ bbl/min}$$

12 .4. Calcul de la pression d'injection de l'acide:

Donc la pression de traitement en surface est :

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

$$\text{A.N : } P_{\text{Tsurface}} = (6938 - 5304.165) + 52.175$$

$$P_{\text{Tsurface}} = 1686.01 \text{ psi}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Ou : } P_{\text{Tfond}} = P_{\text{frac}} - \Delta P_{\text{sécurité}} \text{ et } P_{\text{frac}} = g_f \times H_{\text{mi.perfos}} \\ P_{\text{hyd}} = H_{\text{mi.perfos}} \times d/10 \\ \Delta P_{\text{CCE}} = \frac{518 \rho_{MA}^{0.79} q_{I,\max}^{1.79} \mu_{MA}^{0.207}}{D_{\text{CCE}}^{4.79}} \end{array} \right.$$

Programme d'acide

1. But de l'opération:

➤ Nettoyage la boue de forage décantée au fond du puits .suite liner laissé sous boue à la fin du forage. Nettoyage les perforations et les abords de puits au tube clean en utilisant la technique du jetting un volume de 6 m³ d'acide HCL 7,5% est préconisé le premier jour pour être squeezé dans la formation juste après le tube clean.

➤ Traitement matriciel pour enlever l'endommagement de formation dû à la boue de forage afin d'essayer de restaurer la perméabilité et augmenter un gain en production en utilisant HS BJ Sandstone Acid (HalfStrength)

2. Boue de forage :

Densité :1 ,56

Hauteur à nettoyage :15m

3. Complétion (Voir la fiche technique) :**4. Perforations: 3544 @ 3559 : C'est la hauteur totale des perforations (crépine).****5. Traitement :**

Le traitement s'effectuera en deux étapes, comme suit :

- Nettoyage avec Jetting Nozzle (orifices latéraux et centre dirige vers le bas) à haute pression de l'intervalle des Perfos au Tube Clean HCl 7.5% et à l'eau traitée nitrifiées avec plusieurs passes de Jetting. Le tout sera évacué à l'azote sur torche.
- Traitement Matriciel des abords de puits au HS BJ Sandstone Acid (Half Strength) à travers le Coiled Tubing, un Preflush Acide Formique 10% et un Overflush HCl 5% seront pompés avant et après le HS BJ Sandstone Acid et le remplissage du puits se fera à la mousse.

6. Procédure de l'opération :**1^{er} jour: Tube Clean (7.5% HCL)**

1. Vérification de circuit tête de puits, torche, etc.
2. Installer l'équipement de BJSP en place.
3. Réunion de sécurité des opérateurs BJSP en présence du superviseur SONATRACH. Et information du personnel sur les consignes de sécurité :
 - Sécurité sur location, et aux alentours des équipements
 - Revoir le programme du traitement
 - Maximum test/ pression de traitement.
 - Mixage et manutention des produits chimiques.
 - Plan d'urgence.
4. Equiper les annulaires avec des manomètres étalonnés.
5. Vérifier les volumes, les produits chimiques, les différentes connections, etc.
6. Tester le CTU et les lignes de pompage avec de l'eau traitée à 5000 Psi pendant 15 minutes.
7. Gonflage des annulaires
 $7'' \times 4 \frac{1}{2}''$ à 70 kgf/cm² (1000 psi) et observer l'annulaire $9 \frac{5}{8}'' \times 7''$
8. Montage de la BHA : CTU Connecteur /DFCV/ Knuckle joint/ Straight Bar/ Jet Standards.
9. Tester le CTU, BOP, Swab Valve & stripper à 5000 psi pendant 15 minutes.
10. Ouvrir le puits sur borbier, et mettre une duse adéquate pour faciliter l'évacuation des fluides et sédiments (la plus grande possible).

11. Entamer la descente du CT à 20 m/min en pompant de l'eau traitée nitrifiée à 0.4 Bpm. Et QN2 =15 Lpm.

Réduire la vitesse du CT au passage des éléments de la tête de puits et des restrictions.

NB : S'assurer que le retour en surface soit continu, sinon, augmenter le débit jusqu'à la fin du nettoyage du tubing 4"½ (3250,83 m). Si le retour du puits n'est pas maintenu, arrêter le CTU à la cote 2800 m, augmenter le débit d'injection d'azote, et attendre le retour du puits.

12. Continuer le nettoyage jusqu'au fond, à la cote 3724 m (anneau de ciment), en pompant de l'eau traitée à 1.2 bbl/min, nitrifiée à 20 lpm.

13. remonter le CT à 5 m au-dessous des bas Perfos et commencer le nettoyage des perforations en faisant du Jetting avec plusieurs passes le long de l'intervalle perforé à (+/- 5m) (3544 - 3559 m) avec les fluides suivants :

03 m ³ d'eau traitée nitrifiée	1 bpm@ 25 lpm.
06 m ³ de Tube Clean HCl 7.5% nitrifié	1 bpm@ 25 lpm
03 m ³ d'eau traitée nitrifiée	1 bpm@ 25 lpm

Ajuster la vitesse du CT et les débits de pompage afin de couvrir tout l'intervalle des perforations (3544 -3559)

14. Redescendre le CT au fond et pomper 1 m³ de bouchon de Gel suivi de 2 m³ d'eau traitée nitrifiée et 1 m³ d'azote à 50 lpm.

15. Commencer la remontée du CT en circulant de l'azote à 15 lpm jusqu'à 2800 m.

16. CT à 2800 m si le puits ne se maintient pas, initier un kick off en pompant de l'azote à 25 lpm pour évacuer tous les fluides pompés en surface.

17. Une fois tous les fluides pompés sont évacués en surface, Remonter le Coiled Tubing en pompant de l'azote à faible débit (10-15 lpm),

S'assurer du retour des fluides en surface, confirmer avec l'utilisation du papier PH.

POOH du CT avec diminution de la vitesse au niveau des éléments de fond.

18. CT en surface, fermer le puits et démontage de l'injecteur de la tête du puits.

19. Se préparer pour la deuxième phase.

2^{ème} jour : Traitement matriciel

1. Vérification de circuit tête de puits, torche, etc.

2. Installer l'équipement de BJSP en place.

3. Réunion de sécurité des opérateurs BJSP en présence du superviseur SONATRACH. Et information du personnel sur les consignes de sécurité :

- Sécurité sur location, et aux alentours des équipements

- Revoir le programme du traitement
 - Maximum test/ pression de traitement.
 - Mixage et manutention des produits chimiques.
 - Plan d'urgence.
4. Tester le CTU et les lignes de pompage avec de l'eau traitée à 5000 Psi pendant 15minutes.
 5. S'assurer du remplissage de l'annulaire 4"½ x 7".
 6. Mettre une duse adéquate pour faciliter l'évacuation des fluides et sédiments, et ouvrir le puits sur borbier.
 7. Entamer la descente du CT à 25 m/min, en circulant avec l'eau traitée pompée à 0.4 bbl/min. Effectuer des pulls test chaque 500 m, ou selon la situation et comparer le poids.
 8. CT au fond, Commencer le remplissage du puits sous duse, avec la mousse à 1000 scf/bbl (70% FoamQuality) jusqu'au retour sur torche (Volume du puits ~17 m3), une fois la mousse sort au niveau de la torche fermer le puits et continuer à pomper jusqu'à stabilisation de la pression de tête à 500 psi.
 9. Remonter le CT au à 3551,5 m, pomper sous duse en circulation les fluides du traitement matriciel comme suit :
 - ◆ 1.5 m3 de Preflush (Acide Formique 10%) @ 1.2bpm.
 - ◆ 2.8 m3 de HS BJ SSAcid @ 1.2bpm
 10. Une fois Le Preflush arrive au niveau du Nozzle (Volume du CT : 4.3 m3), Fermer le puits et continuer à pomper en squeeze les fluides suivants :
 - 3.5 m3 de HS BJ SSAcid @ 1.2bpm
 - 1.5 m3 d'Overflush (HCl 5%) @ 1.2bpm
 - **Ne pas dépasser 4500 psi en pression de pompage et la pression de frac en squeeze à vérifier avec le superviseur ou ingénieur SHDP Berkaoui.**
 - **Si la pression de pompage augmente lors de la diversion, arrêter la diversion et passer directement au second étage.**
 11. Déplacer avec 4.3 m3 d'eau traitée à 1.2 bpm et laisser réagir pendant 1 heure.
 12. Après le temps de réaction, Ouverture du puits et commencer la remontée du Coiled Tubing à 25 m/min en pompant de l'azote à 25 lpm jusqu'à 2500 m, et observer le maintien du puits, sinon initier un kick off jusqu'au retour de tous les fluides pompés en surface.
- Prendre des échantillons des fluides de retour**
13. Une fois tous les fluides évacués en surface, Remonter le CT au jour en pompant de l'azote à faible débit 10-15lpm

14. fermer le puits

15. Remise en état du site après l'opération (Circulaire MEM/ARH/N°02/CAB/ARH/12 du 19/09/12)

Composition des fluides :

- l'eau traitée : 100 m³
- 7,5% HCL 6 m³
- Mousse 26 m³
- 10% Acide HI BJ SSA 6.3 m³
- Préflache 1.5 m³
- Nitrogen NO₃ 10 m³
- Overfluche 1.5 m³

Conclusion général

En général l'objectif de ce travail consiste à appliquer ces formules et approches sur le puits dont le but d'évaluer, d'analyser le phénomène de skin d'endommagement dans le flanc est du champ de **Haoud Berkaoui**, avec les résultats obtenus après l'interprétation des essais de puits sélectionnés. Et La stimulation par acidification utilisé à Haoud Berkaoui, pour aider à l'amélioration la production et éliminé l'endommagement des puits.

Les puits ayant subi des opérations de workover de sont systématiquement candidats à une opération d'acidification à cause de leurs endommagements par les fluides (boues) utilisées lors de ces opérations (**puits EAAN1**) est le déclin de pression du réservoir de production, et la chute du débit de $9,187 \text{ m}^3/\text{h}$ jusqu' à $4,038 \text{ m}^3/\text{h}$, et le skin $S=+19$ nous indiquent que le réservoir est endommagé, ce qui nécessite un nettoyage à l'acide afin d'éliminer l'endommagement du réservoir.

D'après opération d'acidification le débit de cette puits est augmenter jusqu'à $8,438 \text{ m}^3/\text{h}$ donc l'opération et donnait un bon résultat.

Recommandations

D'après la présente étude, et pour rendre le traitement plus efficace et plus rentable, nous pouvons suggérer les recommandations suivantes :

- De forer la partie réservoir avec une boue moins endommageant, ou forer le TAG T1 en une phase séparée des autres phase en utilisant ;
- Etude de l'historique du puits (rapport de forage, de Work Over, de complétion, et de snubbing) afin d'identifier le type d'endommagement existant et d'établir un diagnostic adéquat au problème. L'identification de l'endommagement est très importante pour sélectionner le bon traitement ;
- L'identification de l'endommagement dans certains puits est basée sur les études des puits voisins qui ne donneront pas une estimation précise de taux d'endommagement. Pour cela il est nécessaire de faire un test de Build up avant toute opération d'acidification.
- Suivre de près la production du puits, en programmant des jauges périodiques.
- Suivi de la pression du fond statique qui peut fausser l'évaluation du traitement
- Etablir un programme d'acidification afin d'éliminer l'endommagement du réservoir.

Annexe

ANNEXE1 :Fiche technique:



S O N A T R A C H	EAAN-1
Direction Régionale Haoud - Berkaoui	
Service - Puits / Section: WO	

E Q U I P E M E N T D E S U R F A C E				
Tête de puits série 5000 psi				
Designation	Const.	Type	Dimension	Observ
TOP CAP	FMC	ACME	4"1/16	
VANNE DE CURAGE	FMC		4"1/16	
CROIX	FMC		4"1/16x3"1/8	
03 VANNES LATERALES	2 FMC+ 1 CIW		3"1/8	
02 VANNES MAITRESSES	FMC		4"1/16	
PORTE DUSE	FMC		3"1/8	Reglable
ADAPTEUR	FMC		7"1/16 x 4"1/16	
TBG HEAD	FMC		11" x 7"1/16	
02 VANNES LATERALES CSG	FMC		2"1/16	
ADAPTEUR			11"5M x 11"10M	

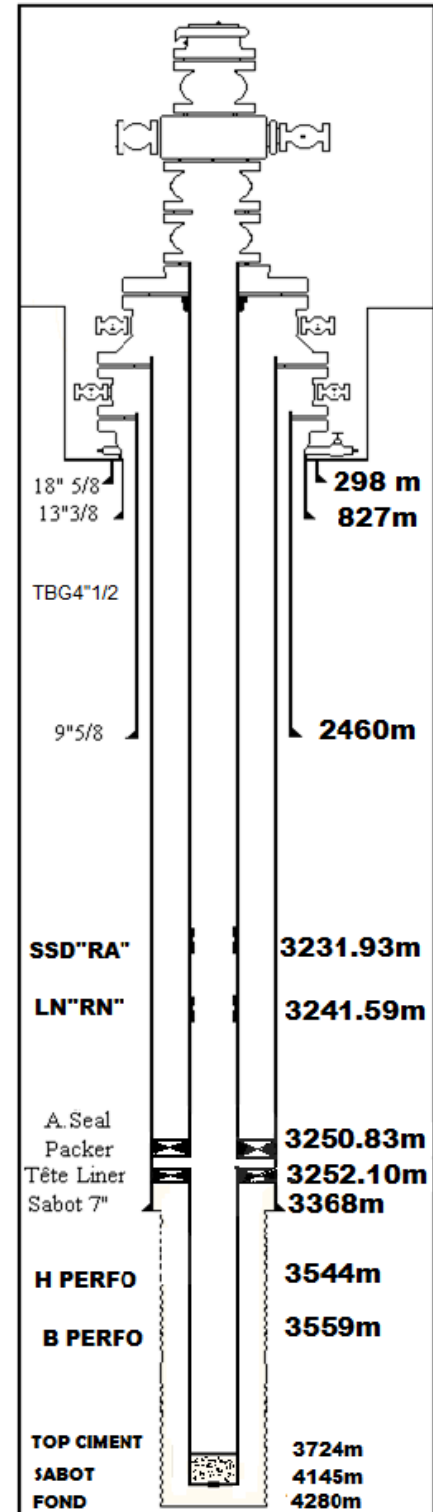
Le csg 7" est coupé à 30cm du spool 9"5/8 et posé à 140 T sur bushing

E Q U I P E M E N T D E F O N D					
Designation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/ SPE-m
HTR			6,75	6,75	
OLIVE	FMC		0,45	7,20	
1 TBG 4"1/2 N.VAM	gaz de fran	N80-12#60	9,26	16,46	
1 PUP JT 4"1/2 N.VAM	gaz de fran	N80-12#60	1,96	18,42	
1 PUP JT 4"1/2 N.VAM	gaz de fran	N80-12#60	0,96	19,38	
344 TBGS 4"1/2 N.VAM	gaz de fran	N80-12#60	3206,26	3225,64	
SSD 4"1/2	OTIS	"RA"	1,19	3226,83	3231,93
01 TBG 4"1/2 N.VAM	gaz de fran	N80-12#60	9,28	3236,11	
SIEGE 4"1/2	OTIS	"RN"	0,38	3236,49	3241,59
01 TBG 4"1/2 N.VAM	gaz de fran	N80-12#60	8,94	3245,43	
ANCHOR SEAL 4"1/2 N.VAM	BAKER	81FA47	0,30	3245,73	3250,83
PACKER DE PRODUCTION	BAKER	83FAB47		3245,73	3250,83
TETE LINER 4"1/2			3247,00	3247,00	3252,10

C O N C E N T R I Q U E

Designation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/ Elec-m
P E R F O R A T I O N S - (m)					

3544 m	@	3559 m	=	15 m
	@		=	
	@		=	
Soit au total :				15 m



Complétion réalisée	Fiche réalisée par M.Benchenief
le : 20/02/08	HBK le25/02/08
NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'appareil TP 180.& sont des côtes SPE	

ANNEXE 2:

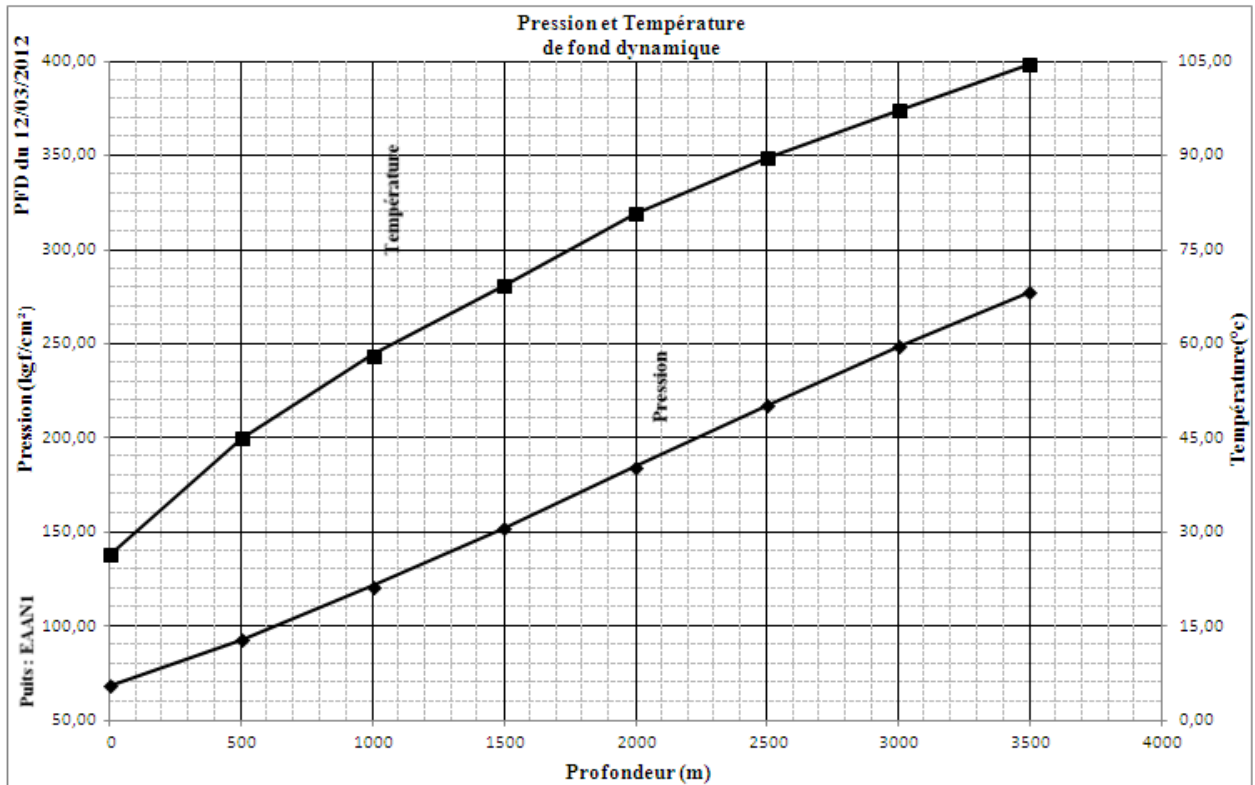


Fig14: Evolution de la Pression et Température du fond Dynamique

ANNEXE 3 :

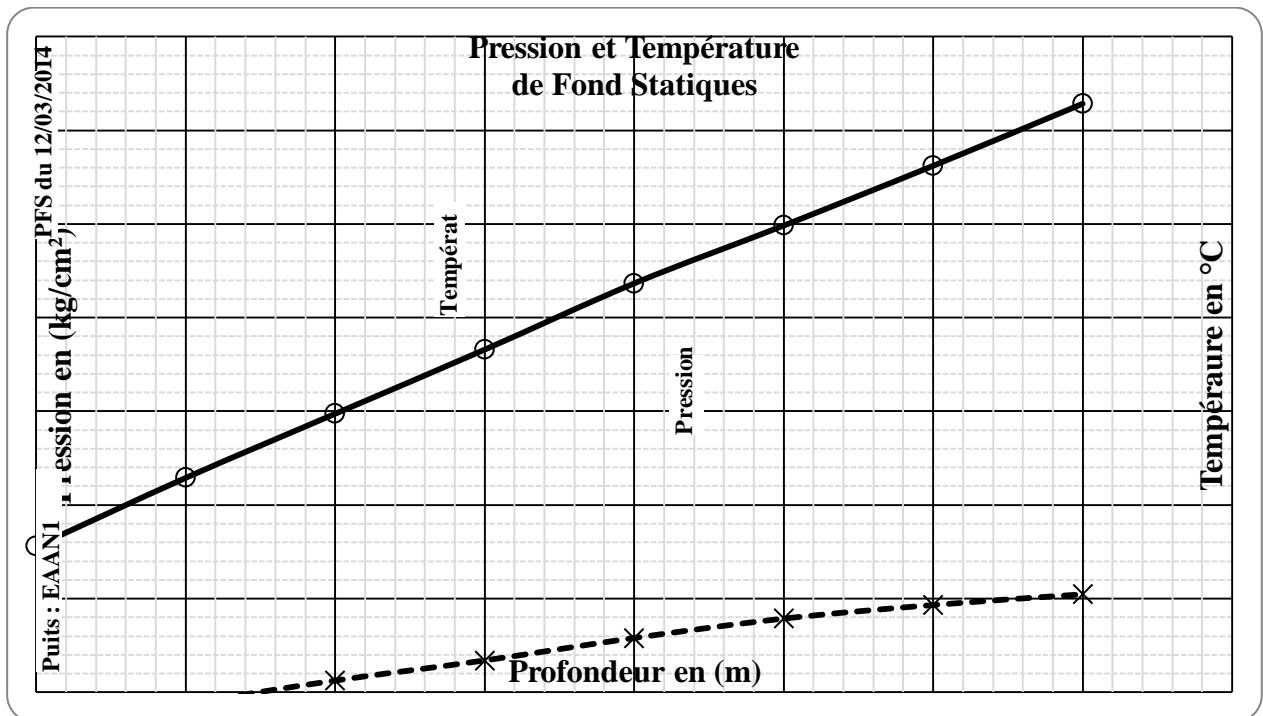


Fig15: Evolution de la Pression et Température du fond statique

ANNEXE 3.

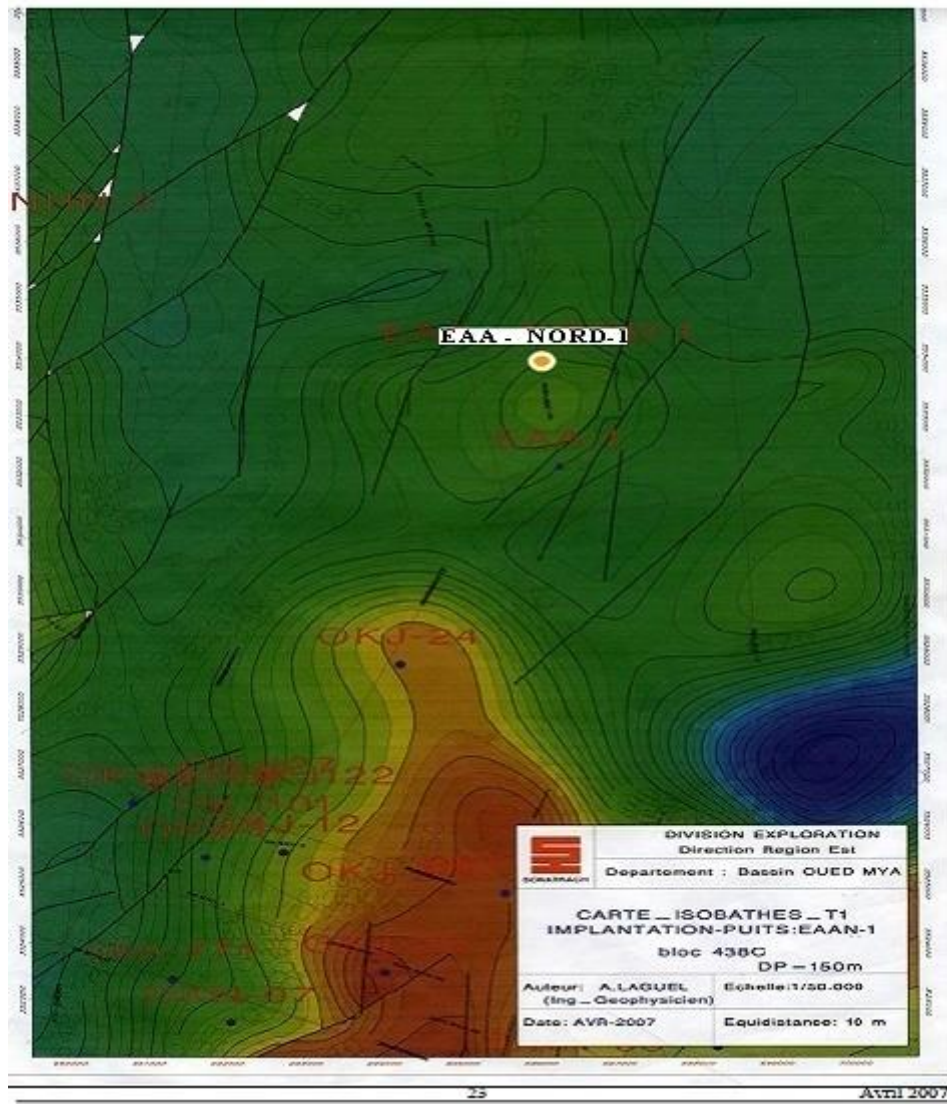


Fig16: Réseau de failles au voisinage du puits eaan1.

BIBLIOGRAPHIE

1. "Manuel d'acidification des réservoirs". Editions Technip, paris 1983.
2. "Formulaire du producteur". Editions Technip, 1970, IFP.
3. "Les essais de puits; méthodes d'interprétation" par G.Bourdarot. Editions Technip, 1996, IFP.
4. "Réservoir stimulation" par Michel. J. Economie, Kenneth. G. Nolte. Schlumberger éducationnel services, 1989, Houston.
5. "Le gisement, Techniques d'exploitation pétrolière", par R.Cossé, Paris 1988.
6. "Cours de production Tome1, Caractéristiques des Roches Réservoirs (ANALYSE DES CAROTTES)" par R.MONICARD, Editions Technip 1980.
7. Données (SH/DP/EP/service géologie, interventions sur puits, techniques puits),HBK.
8. Programmes d'acidification des puits et Rapports journaliers des opérations (SH/DP/EP/Service techniques puits), HBK.