

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 :  
RAMDANI Lakhdar  
REBBOUH Moussa  
SENDJASNI Hamza

-THEME-

**Etude d'endommagement de la roche réservoir par  
le fluide de forage et le traitement à l'acide au  
champ Bir Robaa Nord (SH/AGIP), puits ROD 17**

Soutenu le : 28 / 05 / 2017 devant la commission d'examen

Jury:

<b>Président</b>	BRAHMIA Nabil	Maitre de conférence(B)	Univ. Ourgla
<b>Rapporteur</b>	KHEBBAZ Med Elghali	Maitre assistant(A)	Univ. Ourgla
<b>Examineurs</b>	FANAZI Billal	Maitre assistant(A)	Univ. Ourgla

# *Remerciement*

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

*Tous mes remerciements à mon promoteur Mrs.BENDJKLIL Med & KEDAID Med, qui m'a éclairé durant la réalisation de ce travail. Et mon Encadreurs Mr.Khabbaz Med Elghali. Pour avoir accepté de suivre cette étude. Ainsi que tous les enseignants du département Production, qui nous ont accompagnés tout le long de cette formation.*

*Nous remercier aussi à toute l'équipe du département ENPR de Bir Robaa Nord 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 RAMDANI.*

*A tous les amis que j'ai eu la chance d'avoir  
A tous mes camarades de la section.*

*RAMDANI Lakhdar*



*Dédicaces*

*Je dédie ce modeste travail aux deux être qui n'ont cessé de se  
Sacrifier pour que je réussisse.*

*A l'âme de ma chère mère et celle de mon père Que Dieu bénisse son  
âme, pour les sacrifices dont ils ont  
fait preuve et mon égard.*

*A mes chers frères et sœurs.*

*A toute ma famille Rebbouh.*

*A tous les membres de ma famille qui m'ont aidé durant toutes  
Mes études.*

*A mes camarades de promo master de Production LMD en  
générale*

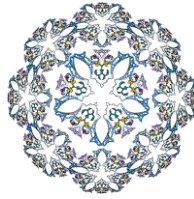
**REBBOUH Moussa**



## *Dédicace*

*J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail : A ceux qui m'ont encouragé et soutenu moralement et matériellement pendant les moments les plus difficiles et durant toute ma vie.*

*Ma très chère mère*



*Mon très cher père*



*A mes chers frères Aïssa, Izzidine et Ali.*

*A mes chères sœurs et leurs familles*

*Et surtout les petites*

*Redouane, Bedreddine, Hoda Nerdjes, Sid Ali,*

*Sofiane, Ibtissam, AbdelKader et Khaira.*

*A tous mes amis surtout Mohammed, Hocine et Noureddine.*

*A tous mes collègues d'Université de Kasdi Merbah.*

*A tout le monde qui me connaît.*

*Sans oublier à rendre un grand hommage à ma*

*Grands-parents éternels dans nos mémoires*

*M. Hamza Bendjassi.*

---

---

## Table des matières

---

---

Introduction générale.....	3
I. Situation géographique.....	5
I. 1 Présentation du champ Bir Robaa Nord.....	5
I.1.2 Les champs de BRN et leurs satellites .....	6
I.2 Aperçu géographique .....	6
I. 2.1 Cadre géographique.....	6
I.2.2 Les caractéristiques de reservoir de de champs ROD.....	7
II.1 Signification de l'endommagement .....	9
II.1.a Définition .....	9
II.1.b Caractéristiques d'endommagement.....	9
II.1.c. Localisation de l'endommagement .....	9
II.1.c .1. Au fond du puits.....	9
II.1.c.2. Aux abords du puits .....	10
II.2.a. Endommagement dû aux opérations de forage, de WorkOver .....	10
II.2.b. Gonflement des argiles .....	11
II.2.c. Dépôts de sel .....	11
II.2.d. Dépôts organiques (Asphaltes) .....	11
II.2.e. Dépôts minéraux .....	12
II.2.f. Migration des fines .....	12
II.2.g. Baisse de pression de gisement.....	12
II.2.h. Colmatage dû à la stimulation.....	12
II.2.i. Endommagement dû à l'injection d'eau .....	12
II.4. Effet des pseudos skin sur la productivité ou l'injectivité des puits .....	14
II.4.1 Les différents effets pseudo skin .....	15
II.4.1.1. Effet de l'endommagement.....	15
II.4.1.2. Effet de l'inclinaison du puits .....	15
II.4.1.3. Effet de perforation .....	15
II.4.1.4. Effet de pénétration partielle .....	15
II.4.1.5. Effet de la fracturation hydraulique .....	15

II.4.1.6. Effet de l'anisotropie de perméabilité .....	15
II.4.1.7. Effet de l'écoulement polyphasique .....	15
II.4.1.8. Effet de multicouches non communicants .....	16
II.4.1.9. Effet de fissuration naturelle .....	16
II.4.1.10. Effet de skin composite .....	16
II.5 Etude de laboratoire .....	16
II .5.1 Objectif .....	16
II .5 .2 Classification des analyses.....	16
III.1. Notion de stimulation : .....	19
III.2. les principaux types de stimulation : .....	20
III.3. Stimulation par acidification : .....	20
III.4. Traitement de matrice:.....	20
III.5. les différentes étapes d'un traitement à l'acide : .....	20
III.5.1. Le tube clean et nettoyage des perforations :.....	21
III.5.2. Le traitement matriciel.....	21
III.5.2.1. Le preflush : .....	21
III.5.2.2.Le traitement principal : .....	22
III.5.2.3. L'Overflush :.....	22
III.5.3 .Le dégorgement du puits : .....	22
III.5.4. Placement des fluides de traitement :.....	22
III.5.5. Diversion du traitement : .....	23
III.5.5.1 .Diversion mécanique (rarement utilisée) : .....	23
III.5.5.2.Diversion à la mousse (la plus utilisée):.....	23
IV .I Description de puits ROD17 .....	25
IV.I.1 Situation géographique de ROD 17 .....	25
Coordonnées Géographiques.....	25
IV.I.2 Informations sur la complétion .....	25
IV.I.3 Informations relatives à la mécanique et l'énergie du réservoir .....	26
IV.I.4 Informations sur les caractéristiques du réservoir.....	26
IV.I.5 Les moyens d'information : .....	26
IV.I.5.1 Rapports géologiques .....	27
IV.I.5.2 Rapports de production du puits .....	27
IV.I.6 Etude de réservoir .....	28

IV.I.6.1	Caractéristiques pétrophysiques.....	28
IV.I.6.2	La composition chimique de la formation <i>TAGI</i> .....	28
IV.I.6.4	Données de complétion.....	29
IV.I.6.5	Données de perforation de puits ROD17 .....	30
IV.I.7	Problème de puits.....	30
IV.I.7.1	Différents remèdes possibles .....	31
IV.I.7.2	Méthodes de diversion .....	31
IV.I.8.1	Réactions chimiques entre une roche argileux-gréseuse et le <i>HF</i> :.....	31
IV.I.8.1.a	Réactions primaires .....	31
IV.I.8.1.b	Réactions secondaires .....	31
IV .II	Fall Off Test.....	32
IV.II .1	Definition de fall off test: .....	32
IV.II.2	Objective de fall off test .....	32
IV.II.3	Procedure de fall off test.....	32
IV.II.4	Execution de fall off test.....	32
IV.II.5	Analyses.....	33
IV.II.6	Interprétation de FALL OF TEST .....	34
Figure IV.II.1:	Evaluation de pression tête au cour de fall of test .....	34
Figure IV.II.2:	Dérivation de pression en tête au cour de fall of test .....	34
Figure IV.II.3:	Relation entre le débit et le skin .....	35
IV .III .2	En déterminant la pente m.....	36
IV.II.3	En calculant la perméabilité K .....	36
IV.III.4	En calculant la valeur de skin .....	36
IV.III.4.a	skin due à la pénétration partielle .....	36
IV.III.4.b	-Effet de skin des perforations .....	37
IV.III.4.c	Endommagement alentours le puits et de perforations .....	39
IV .IV :	Performances de puits. ....	40
IV.IV.3.	Choix d'acidification : .....	41
IV. V.	Sélection des fluides. ....	42
IV.V.1	Volume d'acide utilisé pendant l'opération d'acidification sur ROD17.....	44
IV. VI.	Exécution d'opération d'acidification sur ROD17. ....	45
	Problèmes rencontrés au premier jour : .....	46
	Problèmes rencontrés au deuxième jour :.....	47



Troisième jour : SQUEEZ AU FOND : .....	47
IV.VI.2 Analyses des résultats : .....	48
1 <sup>ere</sup> Etape : .....	48
2 <sup>eme</sup> Etape : .....	48
3 <sup>eme</sup> Etape : .....	49
IV.VI.3 Evaluation de traitement. ....	49
c-Evaluation de la perméabilité de la zone endommagée.....	51
Conclusion.....	56
Recommandations .....	58
Référence : .....	60

---

## *Liste des abréviations*

---

**C<sub>t</sub>** : Compressibilité totale .(1/psi)

**FVF**: Facteur Volumétrique de fond.(Rm<sup>3</sup>/STm<sup>3</sup>)

**FWHP** : Following Well Head Pressure. (psia)

**GOR** : Gas Oil Radius. (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)

**H** : La hauteur .(m)

**HF** : hydro-florydrique

**K** : Perméabilité en milidarcy. (mD)

**POOH** : Pull Out Of Hole

**Q<sub>inj</sub>** : Débit d'injection .(l/min)

**r<sub>w</sub>** : Rayon de puits

**RIH**: Running In Hole

**S** : Skin d'endommagement

**K<sub>v</sub>** : perméabilité verticale.

**L<sub>perf</sub>** : longueur e la perforation

**h<sub>perf</sub>** : hauteur de la perforation.

**a<sub>θ</sub>, a<sub>1</sub>, a<sub>2</sub>, b<sub>1</sub>, b<sub>2</sub>, c<sub>1</sub>, c<sub>2</sub>** :des coefficients.

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

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

**II** : indice d'injectivité

**S<sub>θ+c</sub>** : skin de déviation de puits.

**Z<sub>w</sub>** : la hauteur de milieu des perforations jusqu'au fond.

**t<sub>p</sub>** : Temps de début d'injection jusqu'à la fermeture. (hr)

**μ** : Viscosité en centpoise. (Cp)

**V** : Volume .(m<sup>3</sup>)

**Δp** : Différence du pression statique. (bar)

**K<sub>h</sub>** : perméabilité horizontale.

**h<sub>w</sub>** : hauteur des perforations.

**H<sub>D</sub>** : hauteur dimensionnelle.

$\frac{z_w}{h}$  : rapport de l'élévation.

$\frac{h_w}{h}$  : rapport de complétion.

---

---

## *Liste des Figures*

---

---

	Page
Fig. I.1 : Situation géographique de Champ BRN Côté ROD.....	5
Fig. I.2 : Champs de la région ROD.....	7
Fig. II.1 Localisation de l'endommagement.....	9
Fig. III.1: Effet de la stimulation.....	19
Fig. III.2 : Acidification de matrices.....	20
Fig. IV.I .1 : Pétrographie de la roche Argileux-Graisseuse.....	27
Figure IV.II.1: Evaluation de pression tête au cour de fall of test.....	34
Figure IV.II.2: Dérivation de pression en tête au cour de fall of test.....	34
Figure IV.II.3: Relation entre le débet et le skin.....	35
Figure IV. III .1 : Interprétation de Fall Off Test.....	35
Figure IV.IV.1 : Performances de puit.....	40
Figure IV. IV.2 : Influence de fracturation sur l'uniformément de drainage.....	41
Fig. IV.V.2 : Injection d'acide dans la formation.....	44
Fig. IV.VI.1 : Installation de surface pendant l'opération d'acidification.....	45
Fig. IV.VI.1.2 : Pénétration d'acide dans la formation.....	46
Figure IV.VI.3 Evolution de débit d'injection en fonction de Skin.....	50
Figure IV.VI.4 Evolution de l'indice d'injectivité en fonction de skin.....	51
Figure IV.VI.5 Evolution de la perméabilité en fonction de skin.....	51
Figure IV.VI.6 Effet de traitement sur le débit et la pression tete.....	52

---

---

## *Liste des tableaux*

---

---

	Page
Tableau II .1 : Testes de laboratoire .....	17
Tableau IV.1 : Les caractéristiques pétrophysiques de réservoir.....	28
Tableau IV.2: la composition chimique de la fluide formation TAGI .....	28
.....	29
Tableau IV.3 : Les équipements de puits.....	30
Tableau IV.4 : Précipitations possibles pendant l'acidification d'une formation argileux- graisseuse.....	32
Tableau IV .5 : Acides et Additifs utilisés pendant l'opération.....	42
.....	43
Tableau IV .6: Comparaison entre les traitements dans champ de ROD.....	54

---

# *Introduction* Générale

---

## **Introduction générale**

A la fin du forage, les abords du fond du puits se trouvent souvent endommagés par l'effet de différents facteurs. 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.

Pour remédier à ce problème, on fait des opérations destinées à améliorer l'indice de productivité ou d'injectivité jugé insuffisant. Cette opération peut être effectuée de plusieurs manières : Lavage, acidification ou fracturation hydraulique.

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 de Bir Robaa Nord.

Le présent travail est structuré en quatre (04) chapitres : le premier chapitre est consacré à la présentation géologique de champ BRN, le deuxième chapitre présente un aperçu sur l'endommagement qui peut exister dans un puits. Ensuite, le skin, le troisième chapitre destiné à la Stimulation par traitement à l'acide et le quatrième chapitre est un étude d'un exemple de puits ROD 17 contient la partie calculs nécessaires pour l'acidification. Dernièrement on achèvera par une conclusion et des recommandations concernant la sélection optimale des interventions sur le puits de champs BRN.

# *Chapitre I*

---

## *Généralités sur le champs BRN, coté ROD*

---



## I. Situation géographique

### I. 1 Présentation du champ Bir Robaa Nord

Bir Robaa Nord (BRN): est un champ pétrolier exploité par une société mixte Algero-Italienne (Sonatrach/Agip), il est mis en production depuis 1995 avec une production qui ne dépasse pas 40000 bbl/j. D'autres champs et satellites ont été découvertes et sont mis en production en l'an 2000 et 2005, avec extension du centre de traitement d'huile (CTH) d'un deuxième et troisième train, et la production atteint les 120000 bbl/j.

Le champ Rhoud Ouled Djemaa (ROD) se trouve au bloc 401a et 402a de Hassi Berkine, situé à 250 Km Sud-est de Hassi Messaoud, et à 800 Km Sud-est de l'Algérie.

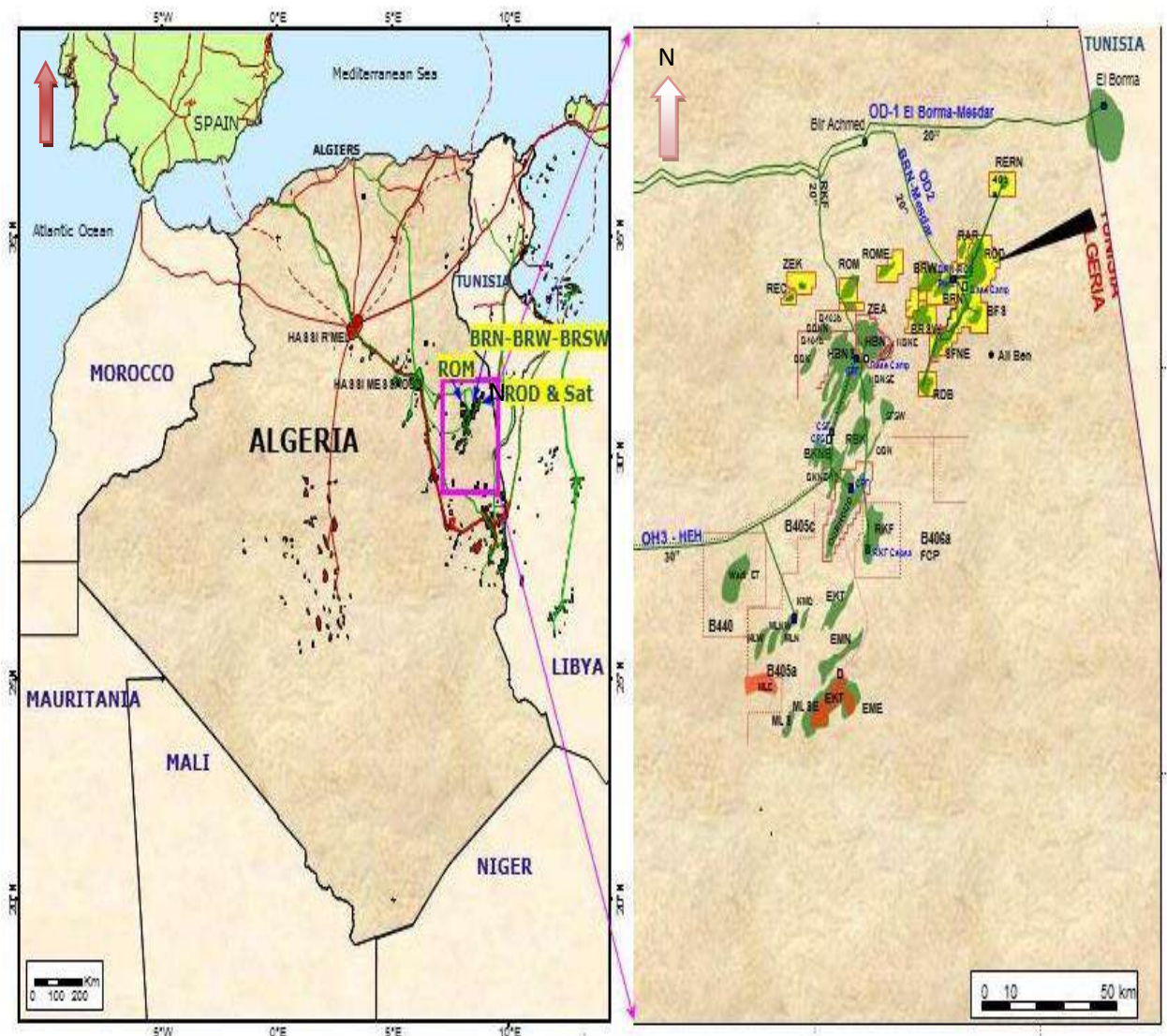


Figure I.1 : Situation géographique de Champ BRN côté ROD [4]

### **I.1.2 Les champs de BRN et leurs satellites**

**a- Champ BRN et satellites:** mis en service en 1994, comporte 04 satellites avec:

27 puits producteurs d'huile en service, 06 puits producteurs d'eau en service, 10 puits injecteurs eau et 07 puits injecteurs gaz.

**b- Champ ROM et satellites:** mis en service en 2010, comporte 05 satellites avec:

25 puits producteurs d'huile en service, 03 puits producteurs d'eau en service, 14 puits injecteurs eau.

**c- Champ ROD et satellites:** mis en service en 2005, comporte 07 satellites avec:

25 puits producteurs d'huile en service, 04 puits producteurs d'eau en service, 10 puits injecteurs eau et 05 puits injecteurs gaz.

La production des puits d'huile est acheminée vers le Centre de Traitement d'Huile CTH à l'aide de pipelines en passant par des manifolds intermédiaires ou ils vont connecter dans un seule collecteur d'un diamètre plus grand jusqu'à un autre manifold ou directement vers le CTH.

## **I.2 Aperçu géographique**

### **I. 2.1 Cadre géographique**

Le Sahara algérien a été divisée en trois provinces pétrolières différentes:

- Province occidentale.
- Province d'Illizi et Ghadamès.
- Province triasique.

Chaque province est composée de plusieurs bassins séparés par des séries d'axes majeurs, hors anticlinaux.

Le champ ROD se trouve sur le système de structure qui aborde la province d'Illizi et Ghadamès vers le nord-est.

Le champ ROD se compose de :

La productivité totale des tous les puits producteurs est égale à 45000 bbl /jour, et l'injectivité totale des puits injecteurs d'eau est de 27500 bbl/jour. Pour les injecteurs de gaz, l'injectivité totale est égale à : 88 MMscf/ jour.

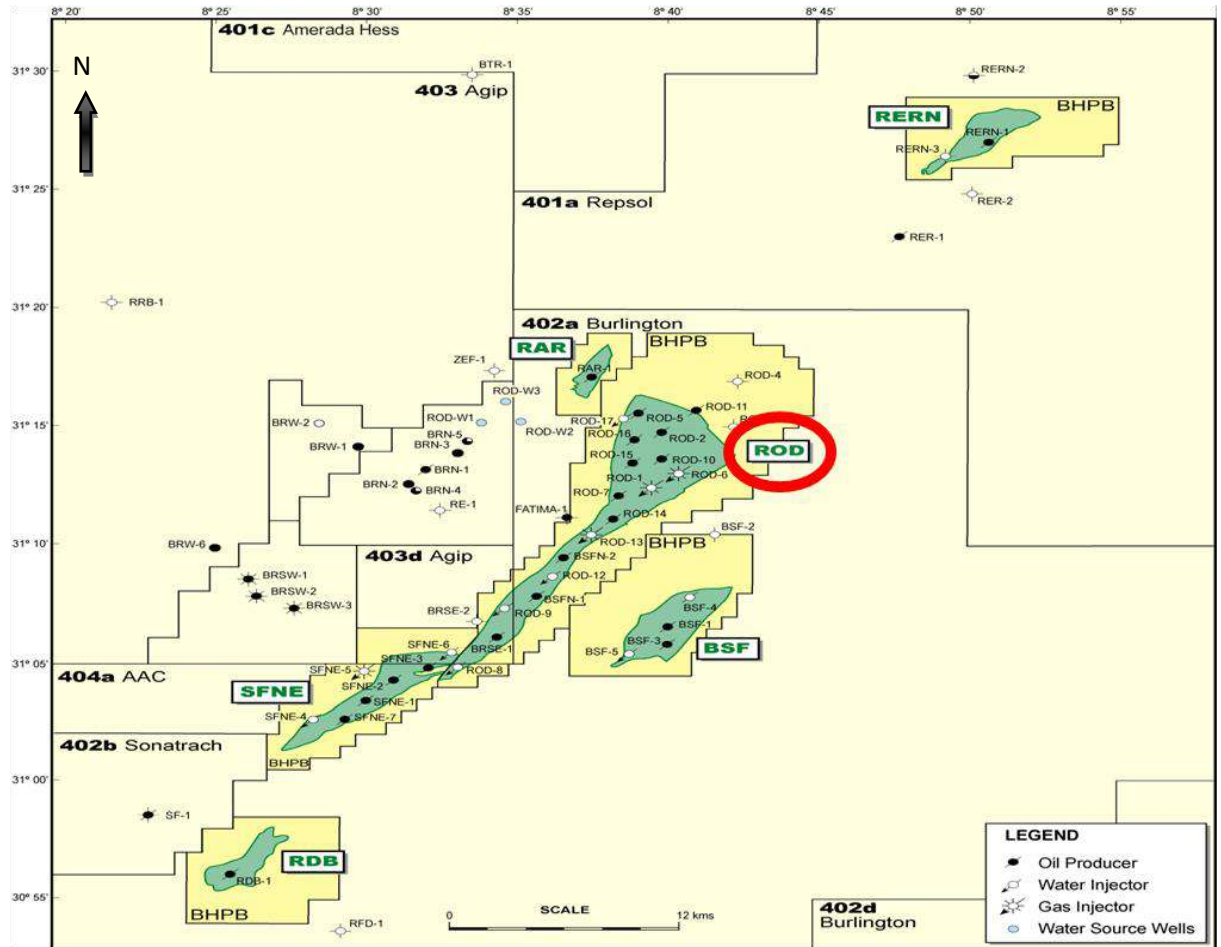


Figure. I.2 : Champs de la région ROD

**I.2.2 Les caractéristiques de réservoir de champs ROD :**

ROD est un réservoir d'huile sous saturé, caractérisé par les paramètres suivants :

Pression initiale	311 bar
La densité @P <sub>b</sub>	0.811
La Viscosité (μ <sub>o</sub> )	0.26 cp légère
FVF (B <sub>o</sub> )	1.71Rb/Std.
FVF (B <sub>g</sub> )	0.68 Rb/Mscf
La compressibilité totale (C <sub>t</sub> )	2.62 * 10 <sup>-4</sup> bar <sup>-1</sup>
Pression de bulle	216 bar
Température de réservoir	85 °c
GOR	233 Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>

Envisager en complément (ou au lieu) d'une stimulation.

# *Chapitre II*

---

## *Endommagement De puits*

---

## II.1 Signification de l'endommagement

### II.1.a Définition

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 ,peut être un bouchage partiel ou complet des alentours du puits, qui réduit la perméabilité originale du puits.

### II.1.b Caractéristiques d'endommagement

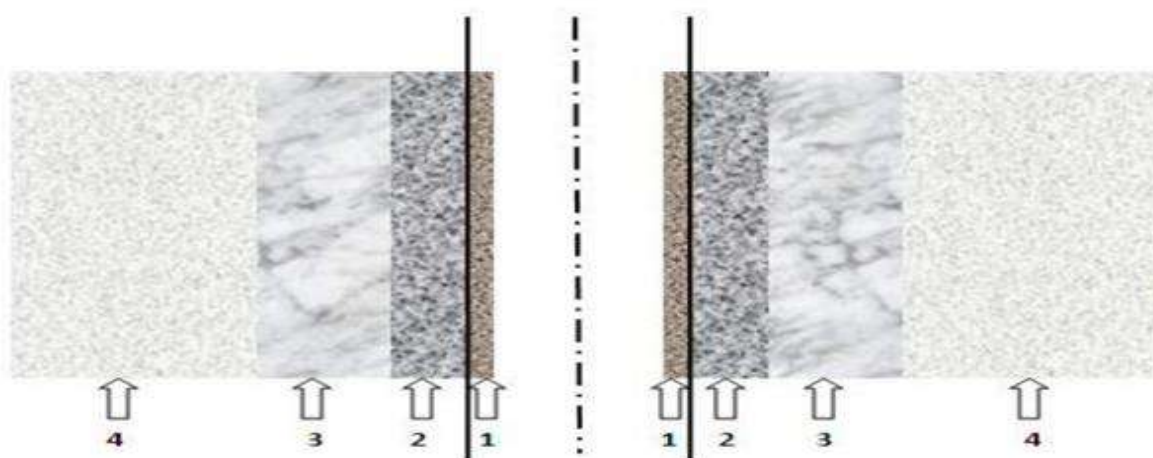
L'endommagement est caractérisé par deux paramètres importants :

- Composition : Est importante pour déterminer le fluide à utiliser pour la dissolution.
- Location : Est importante pour augmenter l'efficacité de traitement.

### II.1.c. Localisation de l'endommagement

La fig. II.1 ci-dessous illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits

Figure II.1 Localisation de l'endommagement<sup>[4]</sup>



- 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.

#### II.1.c .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).

### II.1.c.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.

## II.2. Les endommagements les plus fréquents à BRN Coté ROD :

Parmi les endommagements les plus rencontrés à BRN on peut citer:

### II.2.a. Endommagement dû aux opérations de forage, de WorkOver :

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 Figure. II.1.

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

Cet endommagement est représenté par la zone 3 de la Figure II.1 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, réduise 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 de 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.

**II.2.b. Gonflement des argiles :**

Il est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau de forage, de WorkOver et des fluides de complétion, ce qui trouble l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent la perméabilité, même aussi le problème de coincement au cour de forage

**II.2.c. Dépôts de sel :**

Le changement de la pression et de la température au cours de la production entraîne la précipitation des sels.

**II.2.d. 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.

#### **II.2.e. 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 :  $\text{CaCO}_3$  ;
- ✓ Les sulfates:  $\text{BaSO}_4$  ( $\text{H}_2\text{O}$ ),  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$  ;
- ✓ Les produits de corrosion du fer :  $\text{FeS}$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{FeCO}_3$ .

#### **II.2.f. 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.

#### **II.2.g. Baisse de pression de gisement :**

La pression de gisement du champ de BRN 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 BRN sont en gaz- lift (plus de 80%).

#### **II.2.h. 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 .

#### **II.2.i. Endommagement dû à l'injection d'eau**

L'injection d'eau dans le champ de ROD 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 le Blocage par des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection

### **II.3. Détection des endommagements :**

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

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

➤ **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

➤ **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.

➤ **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.

**II.4. Effet des pseudos skin sur la productivité ou l'injectivité des puits<sup>[6]</sup>**

**Définition de Skin :** C'est un effet d'endommagement (perte de charge) Beaucoup de traitements de stimulation des puits se décident en se basant sur la valeur du skin total déduit des essais de puits. Toutefois, ce paramètre est en réalité le résultat de plusieurs facteurs qui interviennent en même temps. Afin d'acheminer l'effluent hydrocarbure jusqu'à la surface, traditionnellement un puits doit être d'abord foré, complété, perforé avant d'être mis en production . A chaque étape du processus, la liaison couche-trou évolue. Tout changement par rapport à l'état idéal (puits en découvert avec réservoir homogène à l'état vierge du trou jusqu'à l'aire de drainage) est imputé à un facteur appelé communément skin qui peut être positif ou négatif). Lors de la mise en exploitation d'un puits, plusieurs phénomènes apparaissent aux abords du trou, dont : les effets de la perforation ; de pénétration partielle ; d'endommagement ; de fissuration naturelle ; de la fracturation hydraulique et celui d'inclinaison et de géométrie. Le facteur de skin total qui apparaît dans le dénominateur est la somme de plusieurs composants :

- Skin d'endommagement  $S_d$
- Skin d'inclinaison et de géométrie  $S_{inc}$
- Skin de pénétration partielle  $S_{pp}$
- Skin de perforation  $S_{perf}$
- Skin dû à la fracturation hydraulique  $S_{frac}$
- Skin dû à l'anisotropie de perméabilité  $S_{an}$
- Skin dû à l'écoulement poly phasique  $S_p$
- Skin dû aux multicouches non communicants  $S_m$
- Skin dû à la fissuration naturelle  $S_{fiss}$
- Skin composite  $S_{comp}$
- Pour un puits produisant sur toute sa longueur ; le skin total est la somme de ces

$$\text{paramètres : } S_t = S_d + S_{perf} + S_{frac} + S_{an} + S_m + S_{fiss} + S_{comp} + S_p$$

### II.4.1 Les différents effets pseudo skin <sup>[5]</sup> :

#### II.4.1.1. Effet de l'endommagement :

Lors d'un forage conventionnel (over balance), la couche productrice est soumise à un gradient de pression afin d'éviter toute venue d'effluent. Ceci provoque une invasion du fluide de forage dans le réservoir. Le fluide de forage n'est pas dans le cas général compatible avec celui de la couche et pourrait contenir des fractions de particules solides et des perméabilités relatives. Cette situation crée une zone de perméabilité altérée autour du puits dont la profondeur peut atteindre quelques pouces.

#### II.4.1.2. Effet de l'inclinaison du puits <sup>[1]</sup> :

Certains puits sont forés inclinés ; pour des relations de drainage (forte inclinaison), géologiques perpendiculairement au pendage des couches ou techniques dans le cas des sidetracks (faible inclinaison).

#### II.4.1.3. Effet de perforation <sup>[1]</sup> :

Ce facteur dépend des caractéristiques des charges utilisées ; profondeur et diamètre des perforations ainsi que la densité de tir (tir des explosives).

#### II.4.1.4. Effet de pénétration partielle <sup>[2]</sup> :

Actuellement, la majorité des puits sont complétés en tubes cimentés et perforés dans la zone d'intérêt afin d'éviter toute venue de fluide indésirable et contrôler le profil de production ou d'injection ultérieurement.

#### II.4.1.5. Effet de la fracturation hydraulique <sup>[10]</sup> :

Le skin dû à une fracturation hydraulique à une conductivité infinie peut-être approché par l'équation suivante :

$$S_{frac} = 0.81 - \ln\left(\frac{x_f}{2}\right).$$

#### II.4.1.6. Effet de l'anisotropie de perméabilité <sup>[2]</sup> :

Quand le réservoir présente une anisotropie de perméabilité ; il en résulte un phénomène de pseudo skin . Ce dernier peut être exprimé en fonction des valeurs de K max. et K min.

#### II.4.1.7. Effet de l'écoulement poly phasique <sup>[2]</sup> :

Cet effet prend de l'ampleur quand on est en présence du gaz (pression inférieure à celle de point de bulle ou en percée de gaz d'injection) ou en présence de production d'eau.

L'effet de skin, de la production simultanée d'huile et de gaz, peut être estimé en employant la corrélation de Vogel ou celle de Fetkovich.

**II.4.1.8. Effet de multicouches non communicants <sup>[2]</sup> :**

Ce pseudo skin résulte du contraste des caractéristiques pétrophysiques entre les différentes couches d'un réservoir.

**II.4.1.9. Effet de fissuration naturelle <sup>[2]</sup> :**

La présence de l'endommagement sur les blocs matriciels dans un effet de skin de fissuration.

**II.4.1.10. Effet de skin composite <sup>[2]</sup> :**

Lorsqu'on est en présence d'un milieu composite (changement latéral de mobilité de fluide ou de faciès); il en résulte un skin composite  $S_{comp}$ . Ce skin est en fonction du rayon de mobilité des fluides et du rayon  $r_d$  de l'interface de circulation.

**II.5 Etude de laboratoire <sup>[5]</sup> :****II .5.1 Objectif :**

L'étude de laboratoire est utilisée pour :

- Identifier le mécanisme d'endommagement.
- Analyser la roche et les fluides de formation.
- Choisir le type de traitement.

**II .5 .2 Classification des analyses :**

- Etude chimique : contenant les testes de solubilité.
- Etude pétrographique.
- Etude pétrophysiques

Tableau II .1 : Testes de laboratoire <sup>[5]</sup>.

Type de test	But
<b>Test de solubilité</b>	
Etude pétrographique	-Comprendre la réaction entre la roche et fluide d'injection. -Déterminer la minéralogie, type de porosité , la taille des grains, la cimentation des fines et des minéraux, la distribution des fluides.
Etude sédimentologique	-Savoir la précipitation et la cimentation inter granulaire . - Choisir le type de fluide de traitement en cas d'endommagement.
Etude pétrophysiques	-Déterminer les caractéristiques pétrophysiques de la roche : porosité et perméabilité.
Core Flow test	-Mesurer l'effet de fluide injecté. -Déterminer la sensibilité d'eau de formation. -Examiner la réaction chimique entre la formation et le fluide.
Acid response curve test	-Etudier la dissolution et la précipitation des réactions .
Test de sensibilité d'eau	-Mesurer la K avant et après l'injection de fluide.
Analyses des fluides	-Identifier l'endommagement.
Test de compatibilité d'acide et d'huile	-Déterminer la possibilité de formation des émulsions et des précipitations. -Vérifier que le traitement ne va pas causer un endommagement.
Test d'identification d'endommagement	-Identifier l'endommagement. -Estimer la possibilité d'endommagement. -Etudier le mécanisme de traitement.
Analyses d'eau	-Identifier la source d'eau. -Etudier la compatibilité d'eau de réservoir et l'eau injectée. -Donner la composition chimique d'eau. -Donner la quantité des paraffines et des asphaltènes.
Test des paraffines et asphaltènes	-Identifier les causes de cristallisation et de précipitation. -Savoir la dispersion.
Analyses des solides	-Déterminer le type d'endommagement existé.

# *Chapitre III*

---

## *Stimulation par traitement à l'acide*

---



### III.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 a vise restaurer la perméabilité aux abords du puits en éliminant l'endommagement.

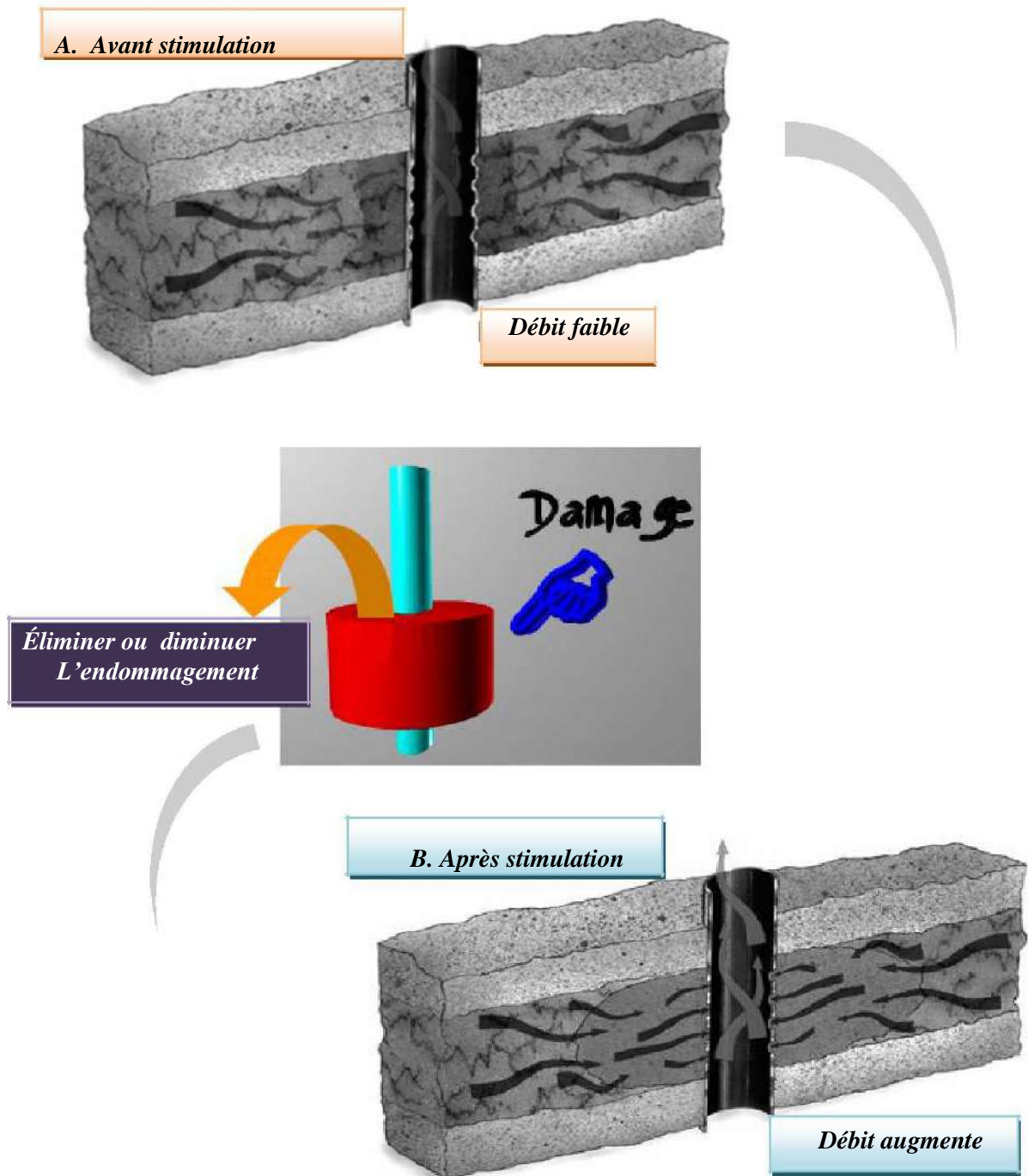


Fig. III.1: Effet de la stimulation

### III.2. les principaux types de stimulation :

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

### III.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.

### III.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.

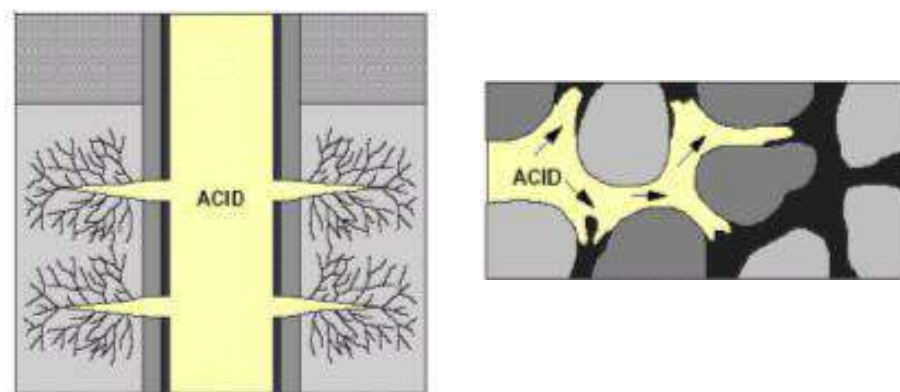


Figure III.2 : Acidification de matrices

### III.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 Bir Robaa Nord sont :

### **III.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) 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. 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.

### **III.5.2. Le traitement matriciel :**

#### **III.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.

### III.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. 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.

### III.5.2.3. L'Overflush :

Cette étape est utilisée dans tous 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.

### III.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.

### III.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.

**III.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 :

**III.5.5.1 .Diversion mécanique (rarement utilisée) :**

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.

**III.5.5.2.Diversion à la mousse (la plus utilisée):**

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

# *Chapitre IV*

---

## *Etude de Cas du Puits ROD 17*

---

## IV.I Description de puits ROD17 :

### IV.I.1 Situation géographique de ROD 17 <sup>[4]</sup>

ROD17 : se trouve approximativement à 10.8 km Nord-Ouest de ROD 2. Il a été foré le 10 janvier 2004 à une profondeur arrivée à 3091mDRT. Le forage est terminé le 29 janvier 2004. C'est est le vingt quatrièmes puits dans le champ RHOUE OULED DJEMAA. ROD17 est un puits injecteur d'eau, il a une inclination de 20.5° à une profondeur de 1903mMDRT.

### Coordonnées Géographiques :

N:31°15'26.94".

E:08°38'54.49".

Y:3448872m Au Nord.

X:464316m Au Est.

Z:200.4m.

### IV.I.2 Informations sur la complétion :

Les conditions de mise en œuvre d'une acidification dépendent de la façon dont le puits aura été complété. Les pressions limites supportables par les équipements de fond et de surface, la résistance à la corrosion par les acides des colonnes de production et des cuvelages devront être déterminées avec précision. La dimension des équipements sera prise en compte pour évaluer les pertes de charge lorsque des fluides seront injectés dans le puits. Enfin, deux informations relatives à la complétion devront être examinées avec soin :

**1-La boue présente dans le puits avant la mise en place de la complétion** : dans la plupart des cas c'est la cause principale de l'endommagement des abords des puits neufs. L'invasion des particules de boue est proportionnelle à la pression hydrostatique sur la formation. La densité de la boue utilisée ainsi que les pertes observées seront donc des paramètres très importants pour l'analyse. Il faut noter aussi qu'une descente trop rapide du cuvelage peut avoir provoqué des surpressions sur la couche et donc des pénétrations de particules de boue.

**2-La cimentation des cuvelages** : Selon sa densité, le ciment peut avoir sur la formation les mêmes effets néfastes que ceux énoncés pour la boue. Il sera utile de connaître les retours de ciment après la cimentation et d'évaluer les pertes de filtrat. Les diagraphies de contrôle des cimentations devront être attentivement examinées.



**IV.I.3 Informations relatives à la mécanique et l'énergie du réservoir :**

L'évolution de l'indice d'injectivité, à laquelle on se réfère d'ordinaire pour juger de l'opportunité d'une acidification, dépend de nombreux facteurs susceptibles de refléter les changements liés à un ensemble de données physiques rattachées à ce que nous appellerons ici la mécanique du réservoir. La stratigraphie du réservoir devra être étudiée non seulement au moyen de la géologie mais aussi de l'historique de production et des informations de pression. Par exemple, des puits forés dans des zones à haute perméabilité mais entourées de zones plus compactes verront leur injectivité. Dans ce cas, une acidification conventionnelle aura peu d'effets pour restaurer l'injectivité antérieure et s'avèrera inutile. Il sera donc nécessaire, avant de conclure sur une évolution de l'indice d'injectivité, d'opérer, à travers une analyse de la mécanique du réservoir (évolution des pressions et de la position des interfaces).

**IV.I.4 Informations sur les caractéristiques du réservoir :**

L'huile en production peut former des dépôts. De petites quantités d'asphaltées ou de bitumes se séparent du brut et précipitent lorsque la pression décroît. Une chute de température peut aussi contribuer au processus. L'eau de formation peut également provoquer des dépôts. Par changement de température de certains sels peu solubles peuvent précipiter comme par exemple les sulfates et carbonates. La viscosité du fluide produit, qui intervient au dénominateur dans l'expression de l' $IP$ , peut, par son accroissement, conduire à la réduction de la production dans des proportions qu'il sera nécessaire d'apprécier le mieux possible par des mesures sur échantillons. Le facteur de conversion  $B_o$ , liant le débit au fond au débit mesuré dans les conditions de référence et qui dépend outre des paramètres, de la compressibilité du fluide (laquelle varie avec la pression) et de sa température, peut aussi conduire à la réduction de l'indice et il est donc nécessaire d'analyser de façon précise son évolution.

**IV.I.5 Les moyens d'information :**

Les traitements à l'acide ne transforment pas obligatoirement des puits déficients en bons producteurs ou injecteurs. Pour sélectionner un puits candidat à l'acidification et le type de traitement adéquat, les données devront être analysées non seulement quantitativement mais aussi qualitativement. L'origine des informations a donc une grande importance et il est nécessaire de répertorier les moyens d'information. Compte tenu de la multiplicité des données et du fait que leur importance n'est pas la même selon les cas, une procédure d'examen systématique s'avère impossible.

Donc les moyens d'informations sont les suivants :

- Rapports géologiques.
- Rapports de production du champ (puits).
- Rapports de complétion.
- Historique de production.
- Rapports de tests.

#### IV.I.5.1 Rapports géologiques <sup>[5]</sup>

➤ Les données :

Analyses pétrographiques.

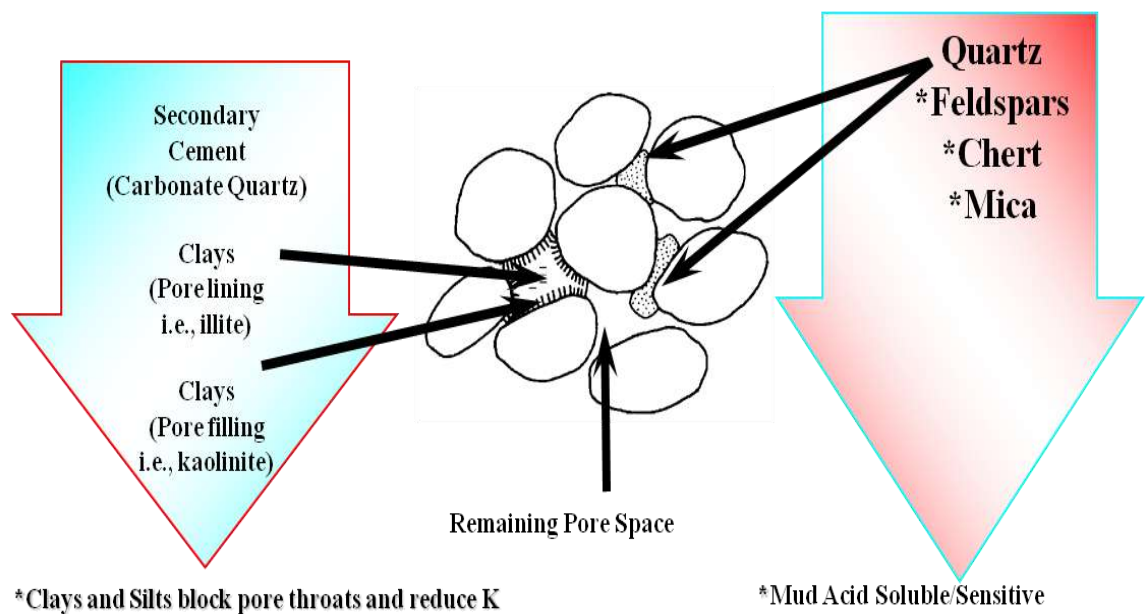


Figure IV.I.1 : Pétrographie de la roche Argileux-Grasseuse <sup>[5]</sup>.

Les informations :

- Nature de la roche : argileuse gréseuse d'âge triasique (TAGI).
- Teneur en argile 0.857.
- Porosité moyenne  $\phi_m = 0.20$ .
- Absence de fractures ou fissures.
- Type de perméabilité : relative.
- Existence de barrières de perméabilité.

#### IV.I.5.2 Rapports de production du puits <sup>[4]</sup>

- Champ en exploitation.
- ROD17 est un nouveau puits.

**IV.I.6 Etude de réservoir <sup>[4]</sup> :**

Le réservoir producteur du gisement est une formation argileux grasseuse d'âge géologique Triasique, à une profondeur moyenne de 2979m. Il est subdivisé en quatre zones principales :

- *Upper TAGI.*
- *Middle TAGI.*
- *Lower TAGI.*
- *Basal TAGI*

**IV.I.6.1 Caractéristiques pétrophysiques :**

Sont représentées dans le tableau IV.1 qui montre des valeurs de porosité, perméabilité et la saturation en eau de différentes zones selon qu'elles sont contenues en huile ou en eau.

**Tableau IV.1 : Les caractéristiques pétrophysiques de réservoir <sup>[4]</sup>.**

Zone	Le type de fluide	Top mMDRT (m)	Base MDRT (m)	La hauteur (m)	La Hauteur utile m	La porosité (%)	S <sub>w</sub> (%)	La perméabilité (mD)
<i>U - TAGI</i>	Huile	2964	2983	19	0.76	0.108	0.620	1.56
<i>M - TAGI</i>	Huile	2983	3012	29	6.10	0.207	0.142	150.141
<i>L - TAGI</i>	Eau	3012	3030.5	18.5	3.05	0.178	0.915	233.10
<i>B - TAGI</i>	Eau	3030.5	3042	11.5	6.10	0.144	0.849	27.04

**IV.I.6.2 La composition chimique et caractéristiques des fluides de formation TAGI <sup>[4]</sup>****Tableau IV.2: la composition chimique de fluide formation TAGI <sup>[4]</sup>**

Elément chimique	Teneur (mg/l)
<i>Na</i>	88.00
<i>Ca</i>	20.00
<i>Sr</i>	350
<i>Ba</i>	12
<i>Mg</i>	16.500
<i>K</i>	2.500
<i>Li</i>	26
<i>Mn</i>	90
<i>Fe</i>	800
<i>Si</i>	32
<i>P</i>	<7
<i>B</i>	40
<i>Al</i>	10
<i>Zn</i>	190
<i>Cl</i>	222

<i>Br</i>	1.800
<i>SO<sub>4</sub></i>	300
<i>I</i>	10
<i>Nitrate</i>	<20
<i>Formate</i>	<2
<i>Acetate</i>	50
<i>Propionate</i>	<20
<i>Butyrate</i>	<2ppm

- GOR de dissolution Rs: 214 – 250 Sm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- GOR: 179 – 202 Sm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- B<sub>0</sub>: 1.83 – 1.87 rb/stb.
- Le B<sub>g</sub> : 0.0198 – 0.0208rb/scf.
- La densité : 0.50g/cm<sup>3</sup>.
- La viscosité: 0.46 – 0.53 cp.
- Le gradient de fracturation : 1.90 bar/10m.
- Le gradient de pression des pores : 1.06bar/10m.
- La cote verticale jusqu'à niveau des perfos : 2991.
- La capacité : 23628.9lt.
- La pression de réservoir : 317bar.
- La pression de fracturation : 568 bar.
- La pression hydrostatique : 293bar.
- La conductivité : 600mD.
- Le rayon d'investigation : 200m.

#### IV.I.6.4 Données de complétion :

**Le puits est complété le 05 février 2004. La complétion est de type "MONOBRE STYLE" d'un diamètre de 4.5" à une longueur de 2282.678m qui contient les équipements suivants :**

*Tubing* 4.5" 12.6# /ft L80 à VAM TOP le nombre des tubing : 166

*Packer* 7" L80.

SUB- SURFACE SAFETY VALVE (TRSSV).

*PUP Joint* 4.5" 12.6# L80 VAM TOP. Le nombre : 16.

Le puits contient un système de commande à distance concernant les vannes de sécurité de fond SSV et TRSV à l'aide d'un panneau pubère.

**Tableau : IV.3 : Les équipements de puits<sup>[4]</sup>**

La tête de puits	<i>FMC13.625"6650psi</i> la tête de production avec un tubing hanger.
L'arbre de Noël	<i>FMC13.625"6650psi</i> avec un adapter intégral.
Le tubage intermédiaire	9.625" 47lb/ft <i>BTC</i> à 2140m <i>MDRT</i> .
Le tubage de production	7.29" lb/ft+180 <i>VAMTOP+ HSC</i> à 2785m <i>MDTRT</i> .
Liner de production	4.5" <i>VAMTOP</i> 12.6lb/ft <i>L80</i> à 3090 m <i>MDRT</i> . Le sommet de liner est à 2280m <i>MDRT</i> .
tubing de production	4.5" <i>VAMTOP</i> 12.6lb/ft <i>L80</i> .
<i>TRSV</i>	4.5" à 71.81m <i>MDRT</i> .
La chambre de <i>TRSV</i>	7.625" 33.7lb/ft <i>P-110 FJL/XO</i> à 7" <i>VAMTOP</i> de 67.18m <i>MDRT</i> à 76.48m
La profondeur de packer	2255.73m <i>MDRT/Packer</i> 7" <i>SB-3</i> .
Le volume de tubing	114.0 <b>bb</b> l (la tête de puits à <i>WEG</i> ).
Le volume d'annulaire	129.2 <b>bb</b> l (la tête de puits à packer)
Le volume de liner	40.4 <b>bb</b> l .
Le fluide de tubing	L'huile.

**IV.I.6.5 Données de perforation de puits ROD17 :**

Le puits est perforé le 15-02-2004 au milieu de la formation *TAGI* de 2991.5 à 2999.5 m .

**IV.I.7 Problème de puits :**

On a met le puits ROD17 en injection pour le maintien de la pression. Le puits perforé en janvier-février est ouvert dans la zone à huile du niveau (Middle *TAGI*) du champ de ROD (2991.5-2999.5 m ). Le clean-up, effectué en avril et évalué par estimation avec choke performance, est résulté en 505 m<sup>3</sup>/day, avec 126 bars en tête de puits, une perméabilité de 250 mD. La mise en injection du puits en février a montré une injection d'eau nulle. Un build up réalisé le 20 février a donné une perméabilité estimée à 85 mD et la valeur de skin de 56, qui indique un endommagement aux abords de puits.

Pour savoir la cause essentielle d'endommagement, on a émis trois hypothèses :

- La perméabilité relative à l'eau et l'huile de formation.
- La formation des émulsions : Elles peuvent se former quand il y a un contact eau-huile, elles sont difficiles à évacuer.
- Le bouchage au niveau des perfos : à cause de :

- Migration des fines.
- Boue de forage ou la cimentation.

Dans les puits d'injection, les solides en suspension dans l'eau peuvent nuire à l'injectivité ; il est donc important de connaître la qualité et la composition des eaux d'injection et des eaux de formation. Le mélange d'eaux de différentes provenances pour l'injection doit être fait avec précaution en raison des réactions chimiques possibles entre des eaux incompatibles provoquant la précipitation des produits qui peuvent boucher les puits. Le mélange d'eau contenant des sulfates (eau de mer par exemple) avec de l'eau de formation contenant du baryum créera des précipités de sulfates de baryum miscibles. Des produits de décomposition de bactéries peuvent apparaître et les traitements par bactéricides s'avéreront nécessaires.

#### IV.I.7.1 Différents remèdes possibles

- Nettoyage de la colonne
- Nettoyage des perforations.
- Traitement de matrice.

#### IV.I.7.2 Méthodes de diversion

On a deux méthodes de diversion :

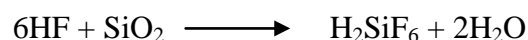
- Diversion par un packer.
- Diversion par des produits chimiques.

Dans le puits ROD17, on a utilisé la diversion par des produits chimiques (Foam) parce que :

- Cette méthode est moins chère que celle des packers.
- Utilisée pour les formations de petites épaisseurs.
- Pour éviter les problèmes assemblés avec les packers comme :
  - Problème de coincement.
  - on ne peut pas savoir si l'acide passe vers la zone considérée.

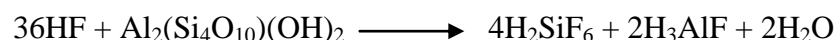
#### IV.I.8.1 Réactions chimiques entre une roche argileux-gréseuse et le $HF$ <sup>[8]</sup> :

##### IV.I.8.1.a Réactions primaires



Présence de calcium ( $Ca^+$ ) provoque la précipitation de fluorure de calcium ( $CaF^{+2}$ ).

##### IV.I.8.1.b Réactions secondaires



**Tableau IV.4 : Précipitations possibles pendant l'acidification d'une formation argileux-graisseuse<sup>[8]</sup>.**

Précipité	Origine
-Floride de calcium (CaF <sub>2</sub> ).	-Réaction entre carbonate et HF.
-Amorphous silica.	-Dissolution de silicate et l'argile dans HF.
-Sodium et potassium fluo aluminates.	-Dissolution de silico-aluminate dans HF .
-Aluminium hydracides et fluoride.	-Dissolution d'argile et feldspath dans HF.

## IV .II Fall Off Test :

### IV.II .1 Definition de fall off test:

En puits producteur en fait des testes de remonté de pression par la fermeture des vannes de surfaces pour déterminer le maximum de pression et différents paramètres (build-up), la même chose pour un puits injecteur le fall off test est un enregistrement des perturbation dans le réservoir et analyse la phase transitoire qui nous aide à déterminer les paramètres de puits et de réservoir ; est le meilleur moyen pour mesurer le temps de chute de pression de réservoir pendant le profil statique qui nous aide à déterminer la valeur de skin.

### IV.II.2 Objective de fall off test :

Le Fall off test nous donne le facteur le plus important du temps de la chute de pression de réservoir pendant le profil statique : si le temps de diminution de pression est très faible, cela veut dire qu'il n'y a pas d'endommagement dans le puits et l'absorption de puits est élevée, mais si la chute de pression est lente cela veut dire qu'il y a un endommagement au niveau de la formation productrice.

### IV.II.3 Procedure de fall off test

- Descente de Memory gauge par le wireline.
- Injection d'eau .
- Déclenchement des pompes.
- Fermeture de puits
- Injection d'eau
- Déclenchement des pompes
- Fermeture de puis pour le Build up .

### IV.II.4 Execution de fall off test

- Descente de la Memory gauge.
- Remontée de la Memory gauge avec bombe .

**IV.II.5 Analyses**

La fall off test nous a donné les informations suivantes :

- La mobilité estimée est de 225mD/cp,  $K=85\text{mD}$  avec une viscosité de  $\mu=0.4\text{cp}$ .
- Le skin estimé  $S= 56$ .
- La porosité = 0.20cp.
- La compressibilité totale  $C_t = 2.2 * 10^{-5}$ .
- Le rayon de puits  $r_w = 0.25 \text{ ft}$ .
- Le facteur volumétrique de fond  $FVF = 1 \text{ Rb/Stb}$ . (fluide injecter c'est l'eau).
- La pression de réservoir au rayon de drainage est de 317 bar.



IV.II.6 Interprétation de FALL OF TEST :

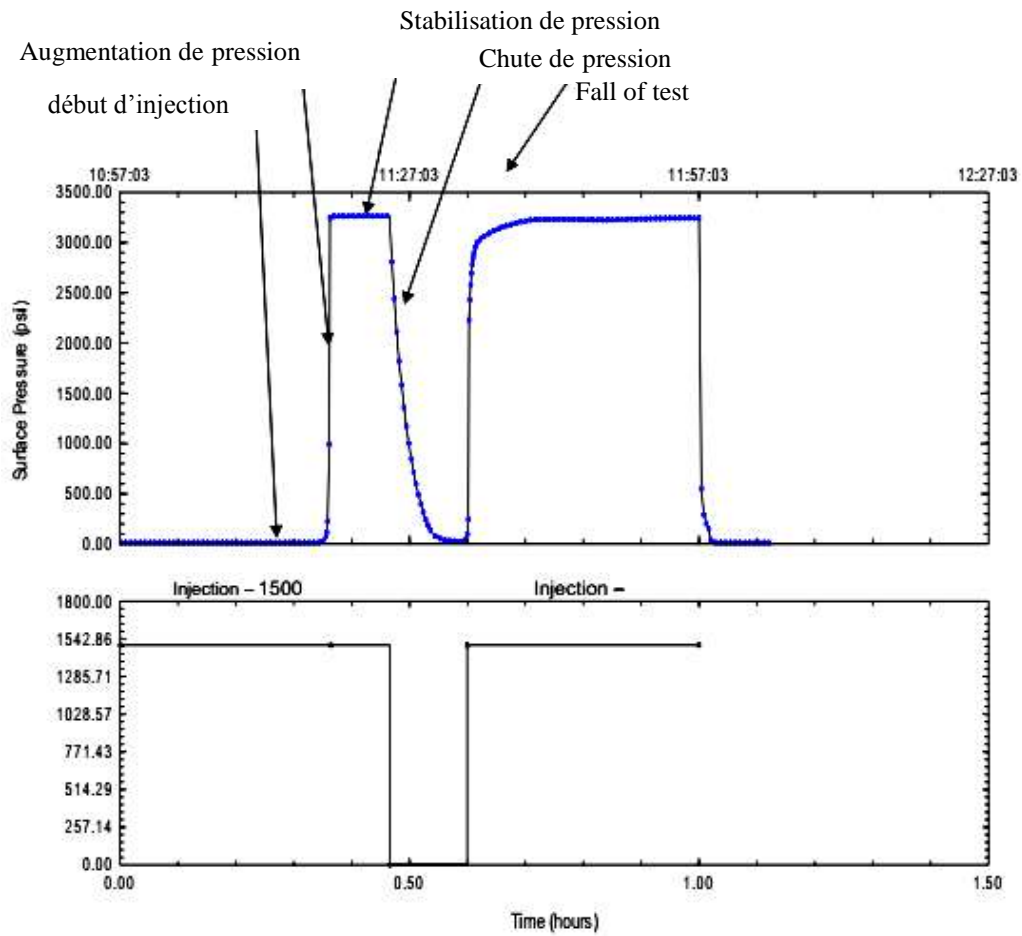


Figure IV.II.1: Evaluation de pression tête au cour de fall of test [5]

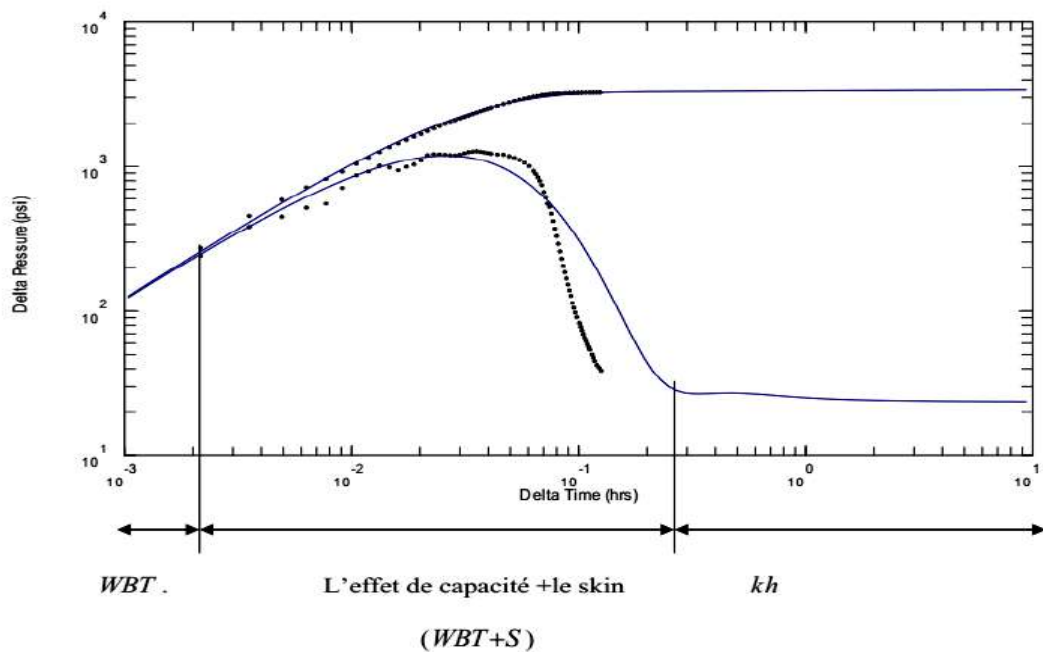


Figure IV.II.2: Dérivation de pression en tête au cour de fall of test [5]

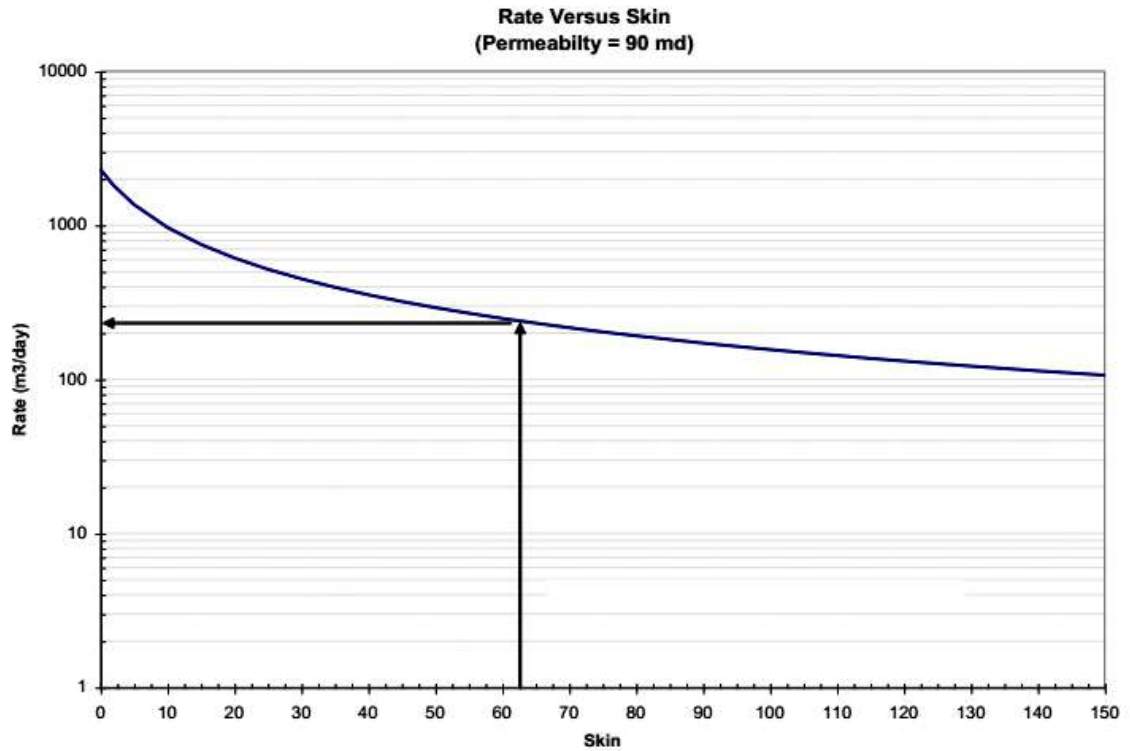


Figure IV.II.3: Relation entre le débit et le skin [5]

IV. III. Détermination de type d'endommagement :

IV. III.1 En traçant le graphe suivant l'équation suivante :

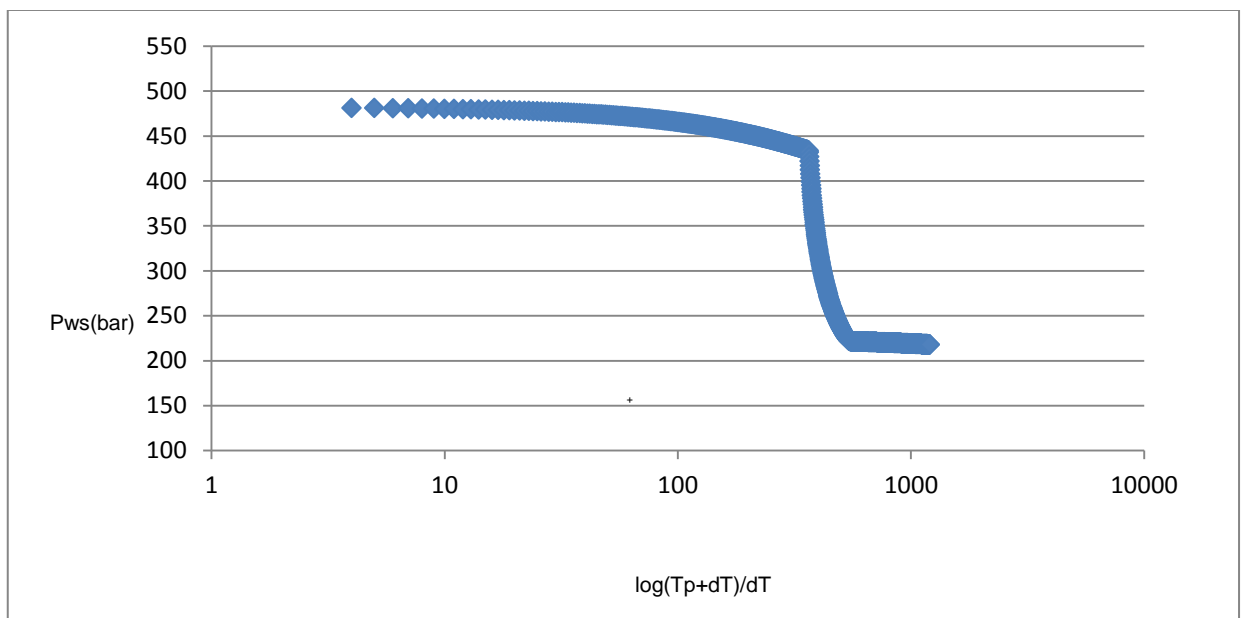


Figure IV. III .1 : Interprétation de Fall Off Test [5]

➤ Les données de calcul :

- $t_p = 8h$
- $B_w = 1 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- $\mu = 0.4 \text{ cp}$
- $Q = 2.12 \text{ m}^3 / h = 332 \text{ bbl/j}$
- $r_w = 0.25ft$
- $h = 20 \text{ ft}$
- $C_t = 2.2 * 10^{-5}$
- Porosité = 0.20
- La pression d'une 01 heure après la fermeture = 433 bar

$$\Delta p = \frac{m \log(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$$

IV .III .2 En déterminant la pente m <sup>[9]</sup>

$$m = \frac{\Delta p}{\text{cycle}}$$

$$m = 248 - 250 = -2 \text{ bar/cycle} = -28.89 \text{ psi/cycle.}$$

IV.II.3 En calculant la perméabilité K <sup>[9]</sup>

$$k = \frac{-162.6 \Phi B_w \mu}{-mh} \tag{eq}$$

$$k = \frac{-162.6 * 0.20 * 1 * 0.4}{-28.89 * 20} = 84.9 \text{ mD.}$$

$$K = 84.9 \text{ mD.}$$

IV.III.4 En calculant la valeur de skin <sup>[9]</sup>

$$S = \frac{\Delta p}{m} \left[ (\log k / \Phi \mu c_t r_w^2) + 3.2275 \right] \tag{eq}$$

$$S = \frac{433 - 255}{-28.89} \left[ (\log 84.9 / 0.2 * 0.4 * 2.2 * 10^{-5} * (0.25)^2) + 3.2275 \right] = 56.$$

$$S = 56$$

IV.III.4.a skin due à la pénétration partielle <sup>[9]</sup>

Les données de calcul :

$$r_w = 0.25ft. \quad h_p = 6.10m. \quad h = 29m. \quad \theta = 60^\circ. \quad l_{perf} = 0.667ft. \quad a_\theta = 0.813. \quad \frac{k_h}{k_v} = 10.$$

$$r_{perf}=0.019ft. \quad h_{perf}=0.5ft.$$

$$a_1=1.989. \quad a_2=0.1023. \quad b_1=1.3654. \quad b_2=1.6490. \quad c_1=3*10^{-4}. \quad c_2=7.509.$$

$$S_{pp} = \frac{(1-b)}{b} (\ln h/r_w - G). \quad (eq)$$

$$S_{pp} = \frac{(1-0.27)}{0.27} (\ln 29/0.0762 - 3.3854) = 12.19.$$

$$b = \frac{h_p}{h}. \quad (eq)$$

$$b = \frac{6.10m}{29m} = 0.21.$$

$$G = 3.3236 - 11.35b + 31.18b^2 + 38.22b^3 + 18.94b^4. \quad (eq)$$

$$G = 3.3236 - 3.0645 + 2.2735 + 0.7522 + 0.1006 = 2.7$$

#### IV.III.4.b -Effet de skin des perforations <sup>[10]</sup>

$$S_p = S_h + S_v + S_{wb}$$

- Calcul de  $S_h$  (pseudo skin horizontal) <sup>[10]</sup>

$$S_h = \ln \frac{r_w}{r_w(\theta)}.$$

$$r_w(\theta) = \begin{cases} l_{perf} & \text{Pour } \theta=0. \\ a_{\theta} (r_w + l_{perf}) & \text{pour } \theta \neq 0. \end{cases} \quad (eq)$$

$$\text{On a } \theta=60^\circ \Rightarrow r_w(\theta) = a_{\theta} (r_w + l_{perf}) \text{ pour } \theta \neq 0.$$

$$\Rightarrow r_w(\theta) = 0.813 * (0.25 + 0.667) = 0.745.$$

$$S_h = \ln \frac{0.25}{0.745} = -1.09.$$

- Calcul de  $S_v$  (pseudo skin vertical) <sup>[10]</sup>

$$S_v = 10^a h^{b-1} r_D^b \quad (eq)$$

$$h_D = \frac{h_{perf}}{l_{perf}} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (eq)$$

$$h_D = \frac{0.5}{0.66} \sqrt{10} = 2.$$

$$r_D = \frac{r_{perf}}{2h_{perf}} \left(1 + \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}\right) \quad (eq)$$

$$r_D = \frac{0.019}{2 \cdot 0.5} (1 + \sqrt{0.1}) = 0.025.$$

$$a = a_1 \log r_D + a_2 \quad (eq)$$

$$a = -1.898 \log 0.025 + 0.1023 = 3.143$$

$$b = b_1 r_D + b_2 \quad (eq)$$

$$b = 1.3654 \cdot 0.025 + 1.6490 = 1.683.$$

$$S_v = 10^a h^{b-1} r_D^b$$

$$S_v = 10^3 \cdot (2.39)^{683-1} \cdot (0.025)^{683.1} = 5.04.$$

- L'Effet de skin aux abords de puits  $S_{wb}$  <sup>[10]</sup>

$$S_{wb} = c_1 e^{c_2 r_{wd}} \quad (eq)$$

Avec

$$r_{wd} = \frac{r_w}{(l_{perf} + r_w)} \quad (eq)$$

$$r_{wd} = \frac{0.25}{(0.66 + 0.25)} = 0.27.$$

$$r_{wd} = 0.27$$

$$S_{wb} = 3 \cdot 10^{-4} e^{7.509 \cdot 0.27} = 2.27 \cdot 10^{-3}.$$

$$S_{wb} = 2.27 \cdot 10^{-3}$$

- L'effet de Skin Perforation <sup>[10]</sup>

$$Sp = S_h + S_v + S_{wb} = -1.09 + 5.04 + 2.27 \cdot 10^{-3} = 3.95.$$

IV.III.4.c Endommagement alentours le puits et de perforations <sup>[10]</sup>

$$(S_d)p = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_s}{r_w} + Sp \right) + Sp. \quad (eq)$$

$$(S_d)p = \left( \frac{84.9}{4.04} - 1 \right) \ln \left( \frac{2.8}{0.0762} + 3.95 \right) + 3.95 = 155.$$

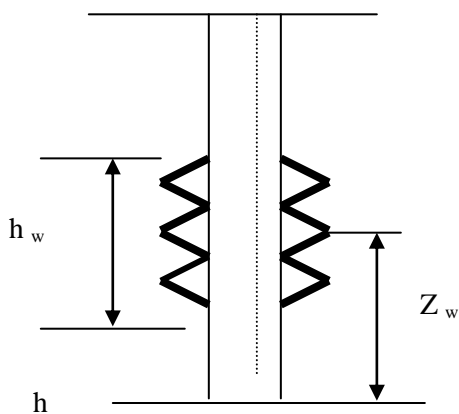
$$(S_d)p = 155$$

IV.III.4.d Skin d'achèvement partiel et inclinaison <sup>[10]</sup>

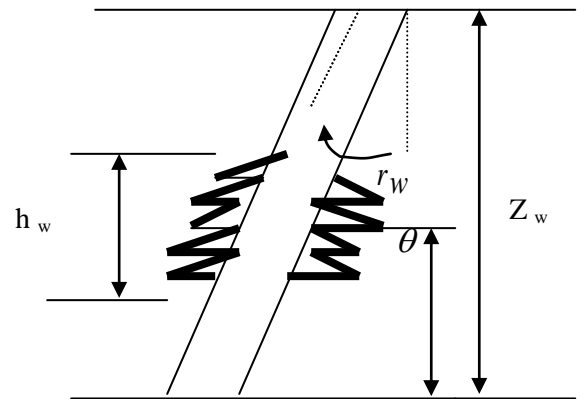
$$h_D = \frac{h}{r_w} \quad (eq)$$

$$h_D = \frac{29}{0.0762} = 380.57.$$

$$h_D = 380.57$$



Puits vertical



Puits dévié.

Elévation  $\frac{z_w}{h}$  :

$$\frac{z_w}{h} = \frac{14.5}{29} = 0.5.$$

- **Rapport de complétion :**

$$\frac{h_w}{h} \tag{eq}$$

$$\frac{h_w}{h} = \frac{6.10}{29} = 0.21.$$

$$\frac{h_w}{h} = 0.21$$

A partir de ces données on peut avoir les valeurs de skin  $S_{\theta+c}$ ,  $S_c$  et  $S_{\theta}$  :

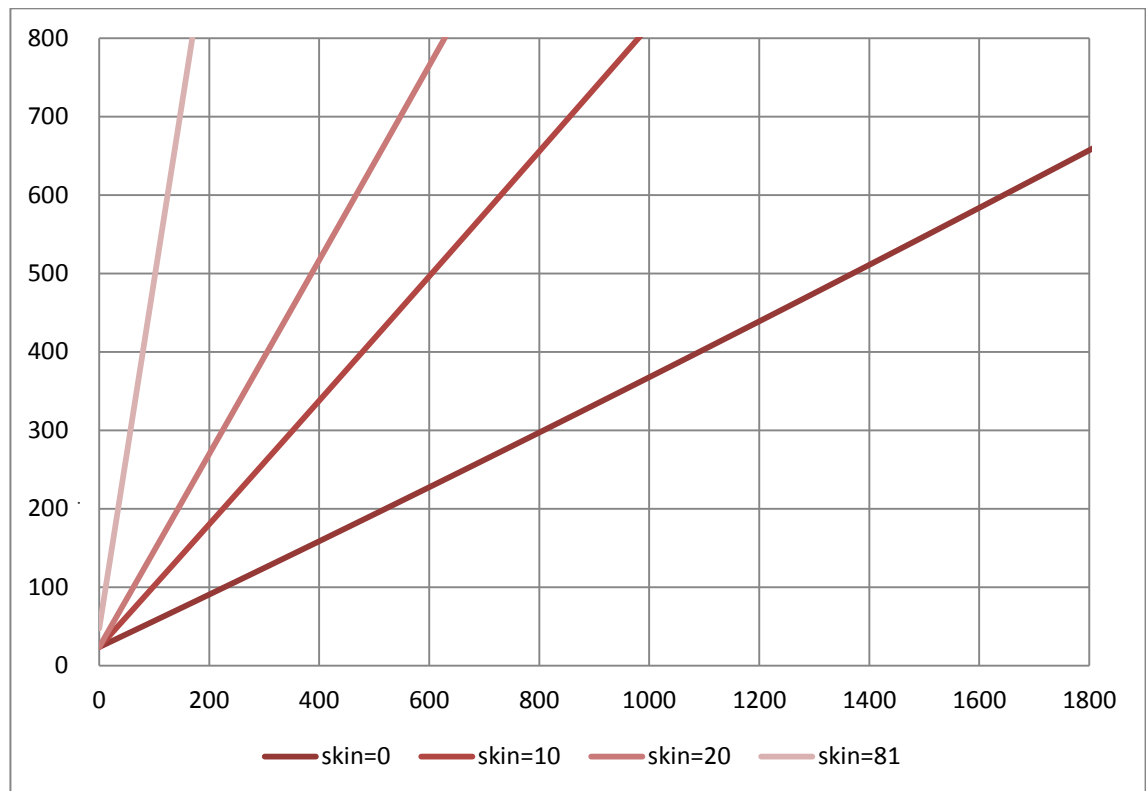
$$S_{\theta+c} = 6.361$$

$$S_c = 6.611$$

$$S_{\theta} = -0.249$$

**Résultat:** la valeur de skin la plus élevée c'est celle **des perforations**, qui indique que le type d'endommagement de puits est **un bouchage des perforations et des alentours de puits**.

**IV .IV : Performances de puits.**



**Figure IV.IV.1 : Performances de puits** <sup>[5]</sup>

- **Commentaires :**

On remarque qu'avant le traitement, le skin était très élevé et le débit était presque nul.

Après le traitement, et avec le temps ; le skin a commencé à diminuer de plus en plus et le puits a commencé à injecter de plus en plus ce qui indique que les résultats de traitement sont positifs.

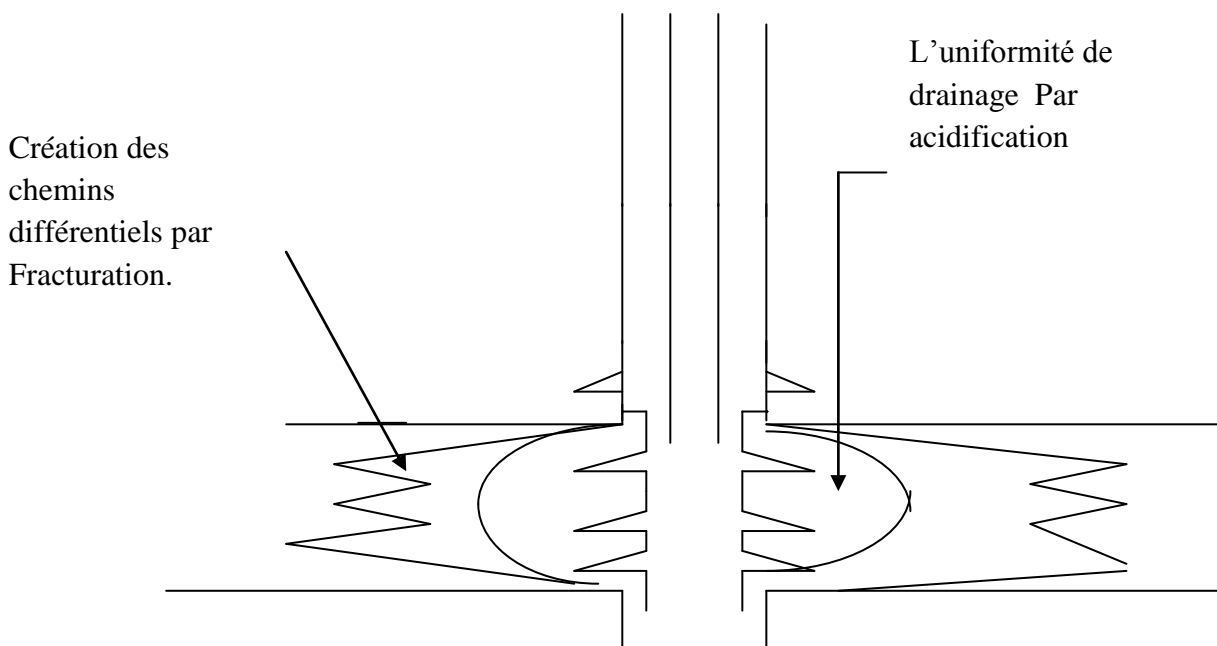
#### IV.IV.3. Choix d'acidification :

Par le fall off test, on obtient toutes les informations nécessaires pour décider du type de stimulation. Dans notre cas l'acidification c'est la meilleure solution pour les raisons suivantes :

**De point de vue économique :** l'acidification est moins chère que la fracturation.

**De point de vue pratique :** l'acidification n'a pas besoin des moyens compliqués comme la fracturation.

- Si on passe directement à la fracturation, on va influencer sur les contraintes et l'injection va être dans le sens des contraintes faibles, c'est à dire par la fracturation on crée des chemins différentiels qui influent sur l'uniformité de drainage. Mais par l'acidification on l'augmente.
- L'endommagement n'est pas vraiment fort, il suffit de l'éliminer par les produits chimiques.



**Figure IV. IV.2 : Influence de fracturation sur l'uniformément de drainage.**



## IV. V. Sélection des fluides.

Tableau IV. 5 : Acides et Additifs utilisés pendant l'opération .

Les fluides utilisés	Le volume	Le but d'utilisation
<p><u>-LINEAR GEL</u> : <i>WF-140</i> : se compose de :</p> <p>-additives et les produits chimiques :</p> <p>- <i>J312</i> agent de gel :</p> <p><i>J285</i> chlorite d'ammoniaque</p> <p>- <i>H2O</i> l'eau douce</p>	<p>1 m<sup>3</sup>.</p> <p>5 . m<sup>3</sup></p> <p>20 m<sup>3</sup>.</p> <p>985 lt</p>	Il peut évacuer les particules solides qui sont difficiles à évacuer.
<p><u>-DIVERSION</u> :se compose de :</p> <p>-additives et des produits chimiques :</p> <p>- <i>F105</i> Mutual Solvent :</p> <p>- <i>F097</i> Surfactant :</p> <p>- <i>F103</i> Surfactant :</p> <p>- <i>W054</i> Anti- émulsifiants :</p> <p><i>J285</i> Chlorite d'ammoniaque :</p> <p>- <i>H2O</i> l'eau douce :</p>	<p>1 m<sup>3</sup>.</p> <p>100 lt.</p> <p>20 lt;</p> <p>2 lt.</p> <p>10 lt.</p> <p>20 kg</p> <p>843 lt.</p>	Il peut séparer entre les pores qui sont déjà traités par l'acide et les pores qui sont encore bouchés pour que l'acide y soit plus efficace.
<p><u>-MSR100:</u></p> <p>c'est une solution acide soit <i>HCl</i> soit MudAcid, contenant un agent tension actif <i>F78</i> et un agent complexe de fer et de deux additifs donnent à la solution des remarquables propriétés de dispersion et de suspension des fines libérés par l'action de l'acide <i>MSR100</i> et <i>MSR150</i>.</p> <p>Il se compose de :</p> <p>-Additives et des produits chimiques : <i>HCl</i> Acide Hydrochloriques (0.33) :</p> <p>- <i>A261</i> inhibiteur de corrosion :</p> <p>- <i>A201</i> Assistant d'inhibiteur de corrosion :</p> <p>- <i>F103</i> Surfactant :</p> <p>- <i>L58</i> Chelating Agent</p> <p>- <i>W054</i> Anti-Emilsifiant :</p>	<p>1 m<sup>3</sup></p> <p>202 m<sup>3</sup></p> <p>6 lt.</p> <p>20 lt</p> <p>5 lt</p> <p>15 lt</p> <p>10 lt.</p> <p>727 lt</p>	il est utilisé pour améliorer le contact acide-formation. Pour améliorer la pénétration d'acide dans la formation.

<p>- H20 l'eau douce :</p> <p><b>MudClean OB</b> : se compose de :</p> <p>des additives et des produits chimiques</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- F103 un solvant mutuel</li> <li>- F097 surfactant</li> <li>- F103 surfactant</li> <li>- W054 anti-émulsifiant</li> <li>- J285 Chlorite d'ammonium</li> <li>H20 l'eau douce</li> </ul>	<p>1 m<sup>3</sup></p> <p>100 lt.</p> <p>20 lt.</p> <p>2 lt.</p> <p>10 lt.</p> <p>20 kg</p> <p>843 lt.</p>	<p>Le but : Mud clean OB : est une solution à base d'eau utilisée comme un fluide de nettoyage pour l'enlèvement la boue à base d'huile, avant un traitement de la stimulation.</p>
<p><b>-L'EAU TRAITÉE (02 NH<sub>4</sub>Cl):</b></p> <p>se compose de :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Additives et des produits chimiques :</li> <li>-0.02 NH<sub>4</sub>Cl Brine</li> <li>- H20 l'eau douce :</li> </ul>	<p>1 m<sup>3</sup></p> <p>20 kg</p> <p>970 lt.</p>	<p>pour le nettoyage de tubing. et circulation</p>
<p><b>-MUD ACID 6 :1</b> (0.06 HCl et 0.01 HF) :c'est un mélange de HCl et HF à différentes concentrations. Il se compose de :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Additives et des produits chimiques :</li> <li>-HCl Acide Hydrchlorique (0.0 3) :</li> <li>- A261 Inhibiteur de corrosion :</li> <li>- A201 Assistant d'inhibiteur de corrosion :</li> <li>- F103 Surfactant :</li> <li>-U42 Chelating Agent :</li> <li>-W054 Anti –Emilsifiant :</li> <li>- Y001 Intensifier :</li> <li>- H20 l'eau douce :</li> </ul> <p>Le HF peut être obtenir par la réaction chimique suivant :</p> $HCl + NH_4F_2 \rightarrow 2HF + NH_4Cl$	<p>1m<sup>3</sup></p> <p>200 lt</p> <p>6 lt.</p> <p>20 lt .</p> <p>5 lt .</p> <p>30 lt.</p> <p>10 lt</p> <p>84 kg.</p> <p>784 lt.</p>	<p>-changer la mouillabilité de la roche.</p>

## IV.V.1 Volume d'acide utilisé pendant l'opération d'acidification sur ROD17

$$v_{acide} = \eta r^2 h \Phi \quad (eq)$$

Pour  $r = 0.5 m \Rightarrow v_{acide} = 3.14 * (0.5)^2 * (6.10) * 0.2 = 0.96 m^3$

Pour  $r = 1 m \Rightarrow v_{acide} = 3.14 * 1^2 * (6.10) * 0.2 = 3.83 m^3$ .

Pour  $r = 1.5 m \Rightarrow v_{acide} = 3.14 * (1.5)^2 * (6.10) * 0.2 = 8.62 m^3$

Pour  $r = 2 m \Rightarrow v_{acide} = 3.14 * 2^2 * (6.10) * 0.2 = 15.32 m^3$

Pour  $r = 2.5 m \Rightarrow v_{acide} = 3.14 * (2.5)^2 * (6.10) * 0.2 = 23.94 m^3$

Pour  $r = 2.8 m \Rightarrow v_{acide} = 3.14 * (2.8)^2 * (6.10) * 0.2 = 30.03 m^3$

Pour  $r = 3 m \Rightarrow v_{acide} = 3.14 * 3^2 * (6.10) * 0.2 = 34.47 m^3$

Le volume estimé par la société de services " Schlumberger " est de  $33 m^3$ .

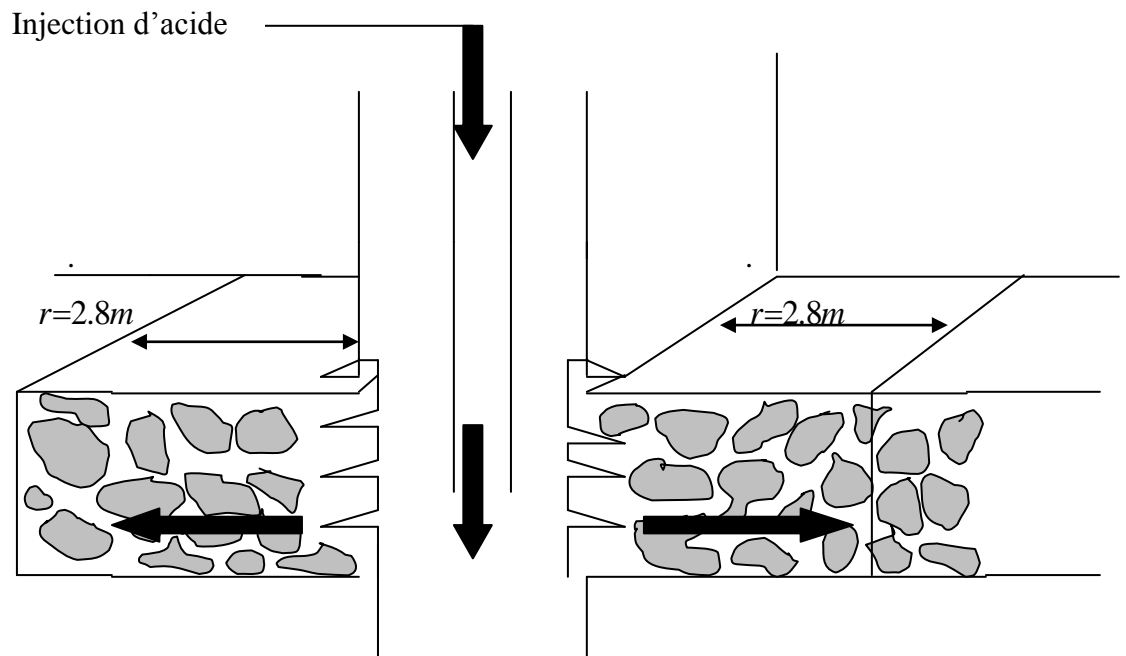


Figure IV.V.2 : Injection d'acide dans la formation.

IV. VI. Exécution d'opération d'acidification sur ROD17.

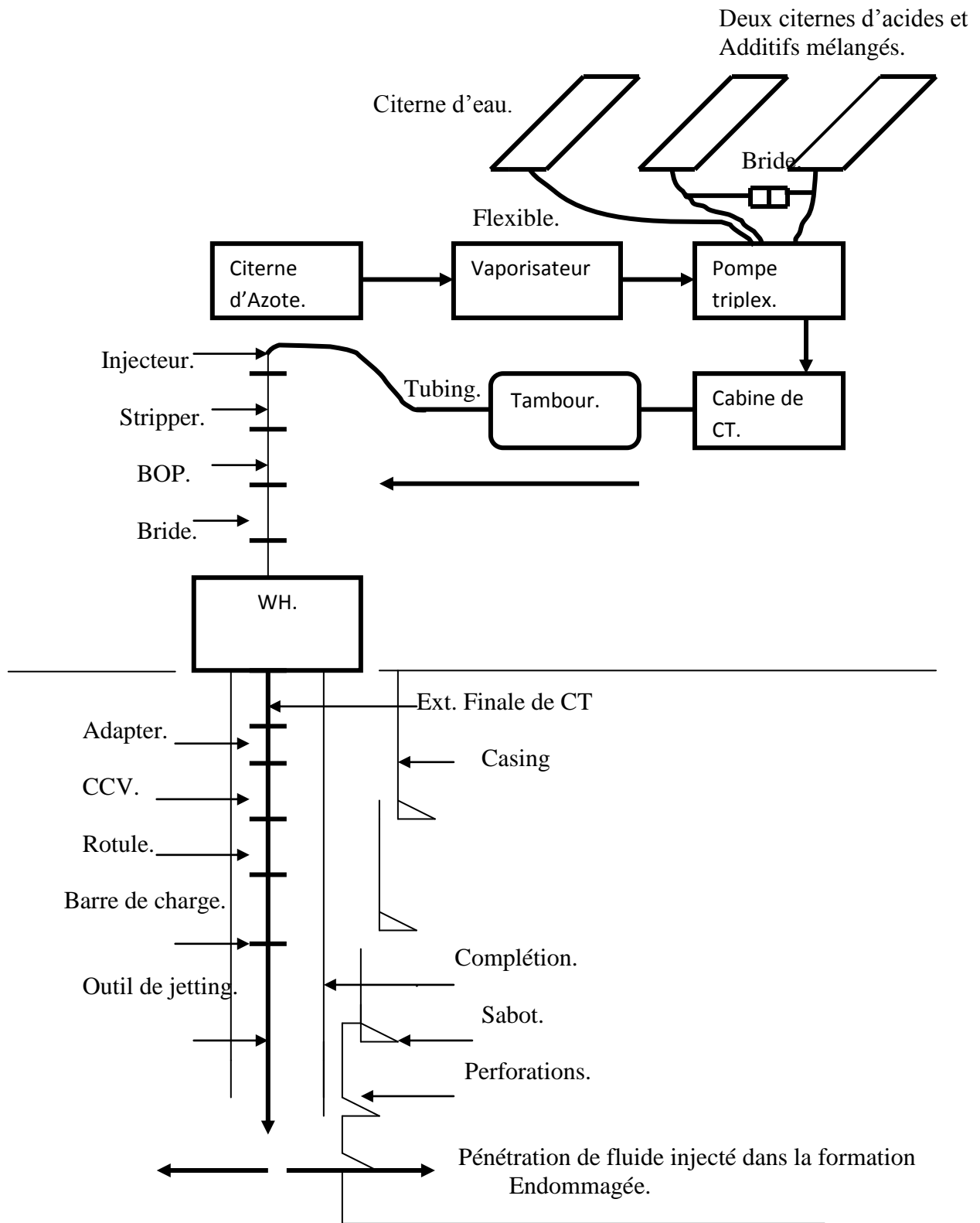


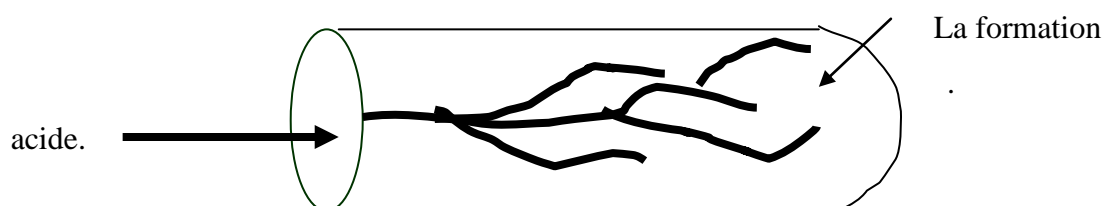
Figure IV.VI.1 : Installation de surface pendant l'opération d'acidification.

➤ **Premier jour : TUBE CLEAN : Nettoyage de la colonne:**

- Montage des équipements(les BHA) avec un safety metting.
- On parle dans un safety metting de :-
- La procédure de job
- Des points principaux d'assemblage en cas d'urgence.
- Des interventions en cas d'urgence.
- Test de pression des équipements de CT à 4000 psi
- Début de Running In Hole (RIH) avec le pompage d'eau traitée pour le préflush avec un débit de 0.36 bpm
- Pull test tous les 500 m .
- Pompage d'azote Q = 0.3 bbl/min
- Pompage de MudAcid après 30 min
- Reciprocating en face de la zone des perfos pendant presque 01heure.
- La chasse par l'eau traitée avec un Q = 0.5 bbl/min
- Pull Out Off Hole( POOH ) jusqu'au surface avec un Q = 1.2 bbl/min.
- Test d'injectivité :
  - Fermeture de *BOP* pour assurer la sécurité.
  - Ouverture et fermeture de Duse successivement pour créer un coup sur la formation.
  - Le débit d'absorption lu sur le débitmètre était presque nul ce qui nécessite la deuxième étape d'opération pour le deuxième jour.

➤ **Problèmes rencontrés au premier jour :**

Le premier jour, le programme prévoyait de faire le nettoyage des perfos ; mais pendant la descente du *CT* on a eu un problème au niveau de la *TRSV*, le panneau indiquait que la vanne était ouverte mais on l'a touchée deux fois avec le *CT* . Les opérateurs ont pu résoudre le problème mais le retard accumulé n'a pas permis de procéder avec le nettoyage des perfos (08 h de travail), on a décidé de laisser le nettoyage pour le lendemain.



**Figure IV.IV.1.2 : Pénétration d'acide dans la formation.**

➤ **Deuxième jour : PERFORATION JETTING (la diversion) :**

- Montage des équipements de CT
- Changement de l'outil qu'on a utilisé hier par un autre d'une pression plus élevée pour améliorer l'influence sur la formation.
- Préflush par l'eau traitée avec un  $Q = 0.3$  bbl/min et une vitesse  $V = 24.6$  m/min.
- Pull test tous les 1000 m
- Arrêt de pompage d'eau et la circulation de MudClean *OB* avec  $Q = 0.8$  bbl/min.
- Pompage MSR100 après 40 min et MudClean *OB* successivement  $Q = 0.2$  bbl/min.
- Pompage de MSR100 avec un  $Q = 0.8$  bbl/min.
- Pompage de Foam et l'azote puis le MudClean *OB* après une demi-heure.
- Pompage de MSR100 à l'arrivée de Foam au nozzle avec un  $Q = 0.8$  bbl/min.
- La chasse par l'eau traitée après d'arrivée MSR100 au nozzle avec  $Q = 1$  bbl/min.
- POOH avec un  $Q = 0.3$  bbl/min.
- Arrêt de pompage et augmentation de vitesse de remonté jusqu'à la surface.
- Test d'injectivité sur le puits.

\* A la fin du traitement le débit était encore faible ( $8.5\text{m}^3/\text{h}$ ), donc les résultats de débit indiquent que les perforations sont nettoyées mais la formation reste toujours endommagée, ce qui nécessite la continuation de la troisième étape pour le troisième jour.

➤ **Problèmes rencontrés au deuxième jour :**

Pendant le deuxième jour, deuxième étape du travail (perforation jetting), l'unité Coil Tubing a manifesté des problèmes de « slipping » et le compteur de profondeur du CT n'a pas été fiable (la côte du CT en surface après le travail était de « - 49 » mètres!!!). Le problème était clair déjà avant d'arriver à la côte des perfos, et pour être sûr de faire le jetting à la côte juste, on a taggué le fond pour calibrage (TS à 3064 *MDRT* par rapport *WL* du 22 février) et on est remonté en face des perfos pour le jetting.

➤ **Troisième jour : SQUEEZ AU FOND :**

- Safety metting.
- Test de pression des équipements de *CT*.
- Préflush par l'eau traitée avec un  $Q=0.2\text{bpmin}$ .
- Pull test à la côte de 2200 m
- Pompage de *MSR100* et l'acide avec un  $Q=0.8\text{bpmin}$ .

- Remontée jusqu'au milieu des perforations, l'arrêt de la circulation et la fermeture de la wing valve pour commencer le squeeze.
- Pompage de MSR100 et le Foam successivement avec  $Q = 1.2$  bbl/min.
- Pompage de l'acide et MSR100 à l'arrivée de au nozzle.
- Squeeze par l'eau traitée au temps de pompage de tout le volume qu'il faut pomper.
- Arrêt de pompage et POOH jusqu'à la surface.
- Démontage des équipements de CT.
- Test d'injectivité.

Après le traitement le débit était 23bbl/min, donc l'augmentation de débit de 0.3 bbl/min à 23 bbl/min veut dire que les résultats de l'acidification sont positifs.

➤ **Problèmes rencontrés au troisième jour :**

Pendant le squeeze du premier bouchon de MudClean (troisième jour de travail) le débit de pompage était limité par la pression de circulation du CT le débit max. était de 0.3 bbl/min à la place de 0.8 bbl/min du programme) et on a décidé d'anticiper le pompage d'un mètre cube d'acide (MSR100) pour ouvrir la formation et augmenter le débit du pompage; le pompage d'acide a eu un effet direct sur la formation et en conséquence sur le débit de pomper qui a augmenté à 0.8 bbl/min comme prévu par le programme.

#### IV.VI.2 Analyses des résultats :

- **1<sup>ère</sup> Etape :**

La perforation jetting a été réalisée avec un acide nitrifié ( $HCl$  7.5% et  $HCl:HF$  6:1). Plusieurs passages ont été effectués en face des perfos avec une vitesse du CT de 1-3 m/min. L'acide est arrivé à jour inerte et le gel a ramené en torche beaucoup de débris noirs. Au début du pompage on avait un retour des fluides presque total sur torche, mais pendant la remonte du CT en pompant 1.2 bbl/min d'eau on a perdu le retour pour une heure et demi, ça veut dire qu'une connexion s'est créée entre le puits et la formation. Quand le puits a été remis en injection le débit était très bas ( $0.5 m^3/h$ ,  $WHP = 255 bar$ ): les perfos étaient nettoyés, mais la formation est toujours endommagée.

- **2<sup>ème</sup> Etape :**

Le Mud Clean a été pompé alternativement avec des volumes d'acide ( $HCl$  7.5%). Pendant l'opération l'action du Mud Clean n'a pas été évidente, au contraire on a eu besoin d'anticiper un volume d'acide d' $1 m^3$  pour atteindre le débit du programme (voir paramètres). Pendant le pompage, des chutes de pression de tête ont été enregistrées seulement à l'arrivée de l'acide

en formation. A la fin du pompage des fluides de traitement on a eu un débit d'injection de  $1bpm$  avec 1100 psi à la tête (76 bar). Le résultat du pompage n'a pas été optimal, et plus important, il semble que l'amélioration est dû seulement au MSR100 et pas au Mud Clean. Quand le puits a été remis en injection, le débit a chuté très rapidement aux valeurs d'avant le travail ( $0.5m^3/h, WHP=255bar$ ).

• **3<sup>eme</sup> Etape :**

Pendant le pompage du traitement ; l'action de l'acide a été évidente et directe. Au début du pompage en formation (squeeze) on avait un débit de pompage de  $0.8bpm$  avec 2300psi à la tête, après  $11m^3$  d'acide en formation et avec  $1.25bpm$  de débit d'injection, la pression en tête a chuté à zéro. La WHP est restée zéro durant toute l'opération et toute la remontée du CT. Elle a commencé à augmenter seulement une demi-heure après la remise du puits en injection. L'opération a donné un résultat positif:  $Q_{inj}$  avant =  $0.3m^3/day$  ( $WHP=260bar$ ),  $Q_{inj}$  après 24h est égale à  $29.5m^3/day$  ( $WHP=260bar$ ). Les données enregistrées montrent une amélioration d'injectivité qui est surtout due au mud acide. La perte de pression en tête n'a pas permis d'évaluer si la quantité d'acide utilisée a été optimale. Le pompage du foam a engendré une réduction du débit des fluides exactement au moment où on avait l'acide en action sur la formation..

**IV.VI.3 Evaluation de traitement.**

**L'évaluation de traitement :** a pour but de savoir l'efficacité de l'opération sur l'endommagement, Pour évaluer le traitement, on a besoin d'évaluer les paramètres suivants :  $Q_{inj}$ ,  $\Pi$ ,  $K_s$  et le Skin.

**a-Evaluation de débit d'injection :**

$$Q_{inj} = \frac{\left[ 7.08kh10^{-3}(p_e - p_{wf}) \right]}{\left[ \mu B_w \ln(r_s/r_w) - 0.75S \right]} \quad (eq)$$

$$\text{Pour } S=56 \Rightarrow Q_{inj} = \frac{\left[ 7.08*84.9*6.10*10^{-3}*(317-543) \right]}{\left[ 0.4*1*\ln(8.53 / 0.0762 ) - 0.75*56 \right]} = 20.65 m^3/h.$$



$$\text{Pour } S=20 \Rightarrow Q_{inj} = \frac{\left[ 7.08 \cdot 84.9 \cdot 6.10 \cdot 10^{-3} \cdot (317-543) \right]}{\left[ 0.4 \cdot 1 \cdot \ln(8.53/0.0762) - 0.75 \cdot 20 \right]} = 63.19 \text{ m}^3/\text{h} .$$

$$\text{Pour } S=10 \Rightarrow Q_{inj} = \frac{\left[ 7.08 \cdot 84.9 \cdot 6.10 \cdot 10^{-3} \cdot (317-543) \right]}{\left[ 0.4 \cdot 1 \cdot \ln(8.53 / 0.0762) - 0.75 \cdot 10 \right]} = 147.63 \text{ m}^3/\text{h} .$$

$$\text{Pour } S=3 \Rightarrow Q_{inj} = \frac{\left[ 7.08 \cdot 84.9 \cdot 6.10 \cdot 10^{-3} \cdot (317-543) \right]}{\left[ 0.4 \cdot 1 \cdot \ln(8.53 / 0.0762) - 0.75 \cdot 3 \right]} = 2282.8 \text{ m}^3/\text{h} .$$

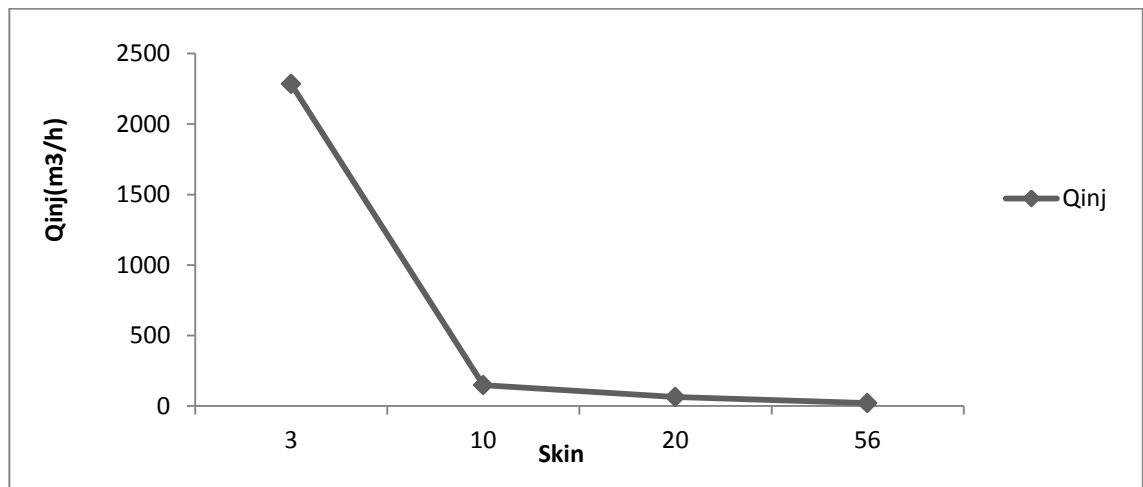


Figure IV.VI.3 Evolution de débit d'injection en fonction de Skin.

**b-Evolution de l'indice d'injectivité avec la valeur de skin :**

**l'indice d'injectivité :** c'est un débit à un draw down (perte de charge) bien déterminé.

$$II = \frac{Q_{inj}}{(p - p_{wf} + S)} \tag{eq}$$

Pour  $S=56 \Rightarrow II = \frac{20.65}{(543-317)+56} = 0.073.$

Pour  $S=20 \Rightarrow II = \frac{63.19}{(543-317)+20} = 0.256.$

Pour  $S=10 \Rightarrow II = \frac{147.63}{(543-317)+10} = 0.625.$

Pour  $S=3 \Rightarrow II = \frac{2282.8}{(543-317)+3} = 9.96.$

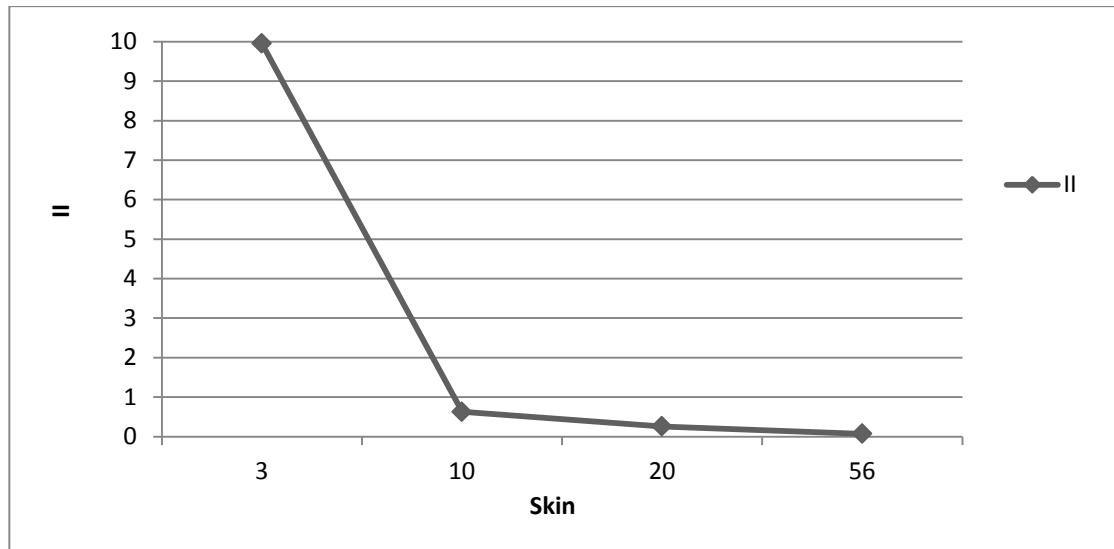


Figure IV.VI.4 Evolution de l'indice d'injectivité en fonction de skin

**c-Evaluation de la perméabilité de la zone endommagée**

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right) \quad (eq)$$

$$\text{Pour } S = 56 \Rightarrow k_s = \frac{84.9}{\left( \frac{56}{2.8} + 1 \right) \ln \frac{0.0762}{0.0762}} = 4.04 mD.$$

$$\text{Pour } S = 3 \Rightarrow k_s = \frac{84.9}{\left( \frac{3}{2.8} + 1 \right) \ln \frac{0.0762}{0.0762}} = 40.98 mD.$$

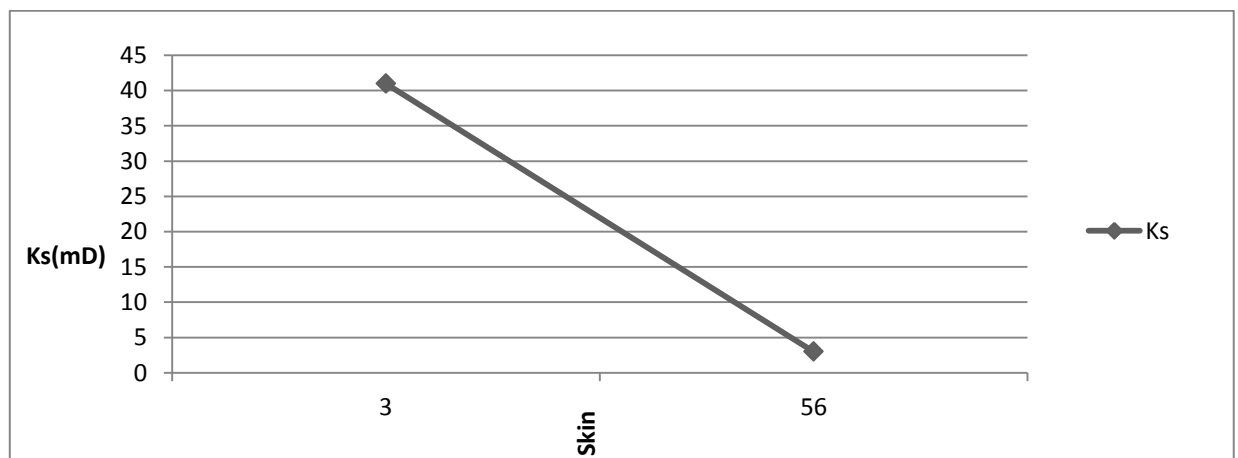


Figure IV.VI.5 Evolution de la perméabilité en fonction de skin

**Commentaire :**

Diminution de  $Q_{inj}$ ,  $H$  et  $k_s$  avec l'augmentation de Skin.

Zone endommagée.

Zone non endommagée

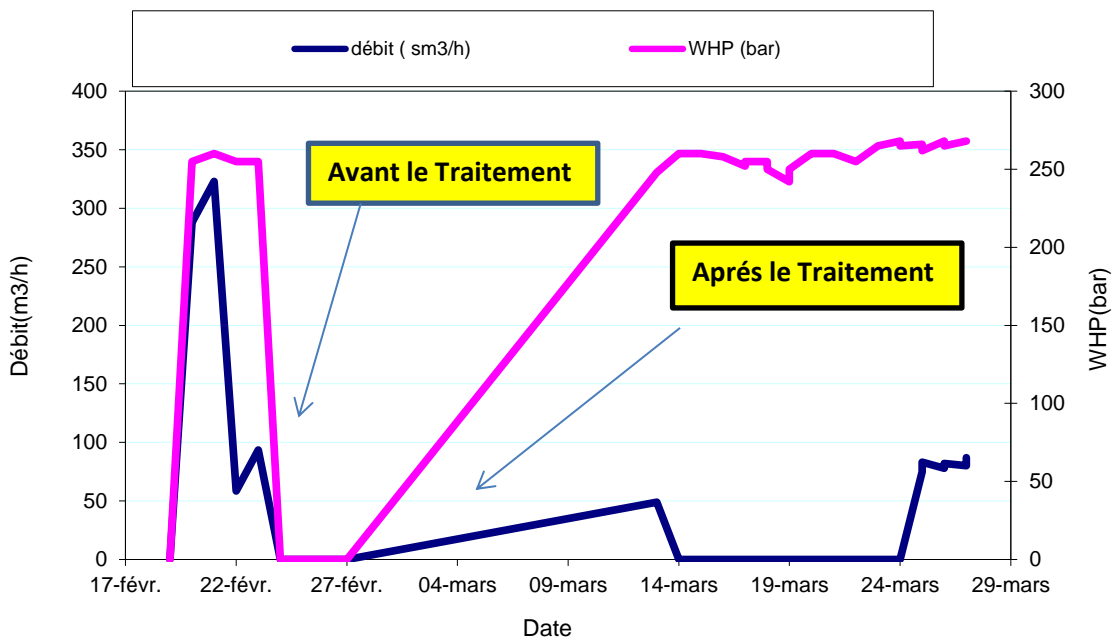
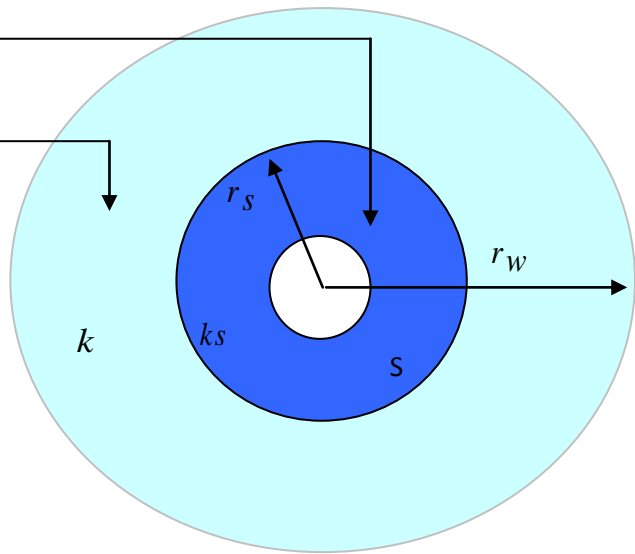


Figure IV.VI.6 Effet de traitement sur le débit et la pression tête

➤ **Comparaison entre le débit d'injection de puits ROD17 avant et après le traitement :**

➤ **Avant le traitement**

- Augmentation de FWHP jusqu'à la stabilisation à 250 bar
- Chute de FWHP jusqu'à zéro (temps de fermeture).
- Chute de  $Q_{inj}$  après une augmentation c'est a dire le puits à une faible injectivité.

➤ **Après le traitement**

- Augmentation de FWHP jusqu'à la stabilisation (temps de l'ouverture).
- Augmentation très lente de  $Q_{inj}$  (le temps pour que l'acide puisse ouvrir les pores).
- Stabilisation de  $Q_{inj}$  à  $84 \text{ m}^3/\text{h}$

**Résultat** : les résultats positifs de traitement matriciel nous indiquent que l'acidification a une grande efficacité sur l'endommagement..

➤ **Commentaire Sur les Comparaison entre les traitements dans les puits injecteurs d'eau dans champ de ROD :**

Comme indiquée sur le tableau suivant en remarque que les différents puits de champs ROD ont les mêmes problèmes ( valeur de skin considérable ) , en conséquence quand il diffère les méthode de traitement on aura des résultats différents , ainsi que la méthode de Nettoyage des perfos -Diversion -Squeeze , plus convenable que la méthode Tube Clean-Traitement de matrice et donne une bonne résultats pour la diminution de skin .

Tableau IV .6: Comparaison entre les traitements dans champ de ROD

Puits	Formation	$Q_{inj}$ avant le traitement.	Skin	Type de traitement	Opérations	$Q_{inj}$ après le traitement	Skin après le traitement	$Q_{inj}$ actuel (bbl/day)	FWHP (bar)
ROD 17	Middle TAGI	0	56	Acidification	- <b>Nettoyage des perfos</b> : par-eau traitée, N <sub>2</sub> , eau douce. - <b>Diversión</b> : par-Foam, MSR100, eau traitée. - <b>Squeeze</b> : par-eau traitée, MudAcid6 :1. MSR100 7.5%,Foam.	4450	3	15100 PUIT NOVELLE	250
ROD 12	Middle TAGI	1000	60	Acidification	- <b>Tube Clean</b> : par- N <sub>2</sub> , eau traitée,7-1/2%.HCL Foam Gel Pill. - <b>Traitement de matrice</b> : par-eau traitée, Clay Fix-5, Clay-safe-5, Foam Diverter, SCSA.	3800	7	4500	260
ROD 09	Middle TAGI	1000	58	Acidification	- <b>Nettoyage des perfos</b> :par-eau traitée, N <sub>2</sub> , eau douce. - <b>Diversión</b> :par-Foam, MSR100, eau traitée. - <b>Squeez</b> : par-eau traitée, MudAcid6 :1. MSR100 7.5%,Foam.	4500	4	3800	260

---

## *Conclusion*

---

## **Conclusion**

A la lumière de cette étude, on peut tirer les conclusions suivantes :

Le réservoir principale de champ de ROD est le *TAGI* qui possède des caractéristiques pétrographiques comme la porosité moyenne  $Q=15.9$  % et le perméabilité moyenne  $k_m=250mD$  .

Problème principal dans le champ de ROD est la chute de pression de réservoir.

La plupart des puits injecteurs d'eau ont le même problème de chute d'injectivité.

L'opération de stimulation assistée est l'acidification sur puits injecteur d'eau ROD17.

A partir les différents composants de skin calculés :  $S_p=3.95$  ,  $(S_d)_p=61.89$  ,  $S_{pp}=6.91$  et  $S_{\theta+c}=6.361$  ; on pouvait juger que l'endommagement se trouve aux abords de puits(indiqué par la plus grande valeur).

Le volume des fluides de traitement utilisés est analogue au volume estimé par la société de service(Schlumberger)

Opération d'acidification a donné des bons résultats :  $S = 3$  ,  $K_S = 40,98$  mD ,  $II = 9,96$

Parmi les bons résultats qu'on a arrivés, on peut généraliser ce type de traitement sur tous les puits de champ de ROD.

---

## *Recommandations*

---



## **Recommandations**

- L'eau injectée doit être bien traitée pour éviter les problèmes causés par l'activité des bactéries.
- Un traitement d'eau injectée doit être successif pour arrêter toute activité bactérienne.
- Il doit avoir un bon nettoyage après le forage.
- Les tests de laboratoires doivent être bien analysés pour choisir le traitement le plus efficace.
- Utilisation de *HCl* 7.5% au lieu de *HF* pour augmenter l'efficacité de nettoyage des perforations.
- L'étape de Mud Clean peut être éliminée ou bien substituée avec un traitement plus économique et performant du Toluène/Xylène.
- Le pompage du foam pendant le traitement principal doit être revu, il engendre une réduction de pompage en surface en impliquant une diminution de l'énergie d'acide en formation. En plus le foam rend difficile l'analyse du comportement du puits pendant l'opération.
- Pendant le premier Fall Off Test avant le traitement ; les memory gauge doivent avoir beaucoup plus de temps pour enregistrer les données plus précisément.
- La grande efficacité de l'opération d'acidification nécessite de généraliser le traitement sur tous les puits injecteurs d'eau qui ont le même type d'endommagement.
- Un Fall Off Test doit être fait après l'opération pour évaluer le traitement.
- Nodal Analyses doivent être fait pour déterminer le débit qu'il faut avoir.

---

# *Références*

---

**Référence :**

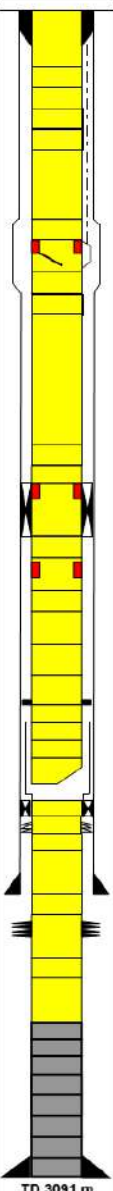
1. La Production De Fond ;D. Perrin, M. Caron, G. Gaillot
2. Gisement.
3. Petroleum Production Systems ; Michels .J.Econodies, A.Daniel.Hill
4. Documents Groupement Agip Sonatrach (GSA).
5. Documents société de service Schlumberger (Matrix Acidizing).
6. Documents société de service Halliburton (Stimulation).
7. Sonatrach BHP Documents .
8. Sonatrach Service Documentation «Formulaire de Producteur» Edition Technip.
9. Reservoir et Production Fundamentals
10. Schlumberger Hand Book Data

---

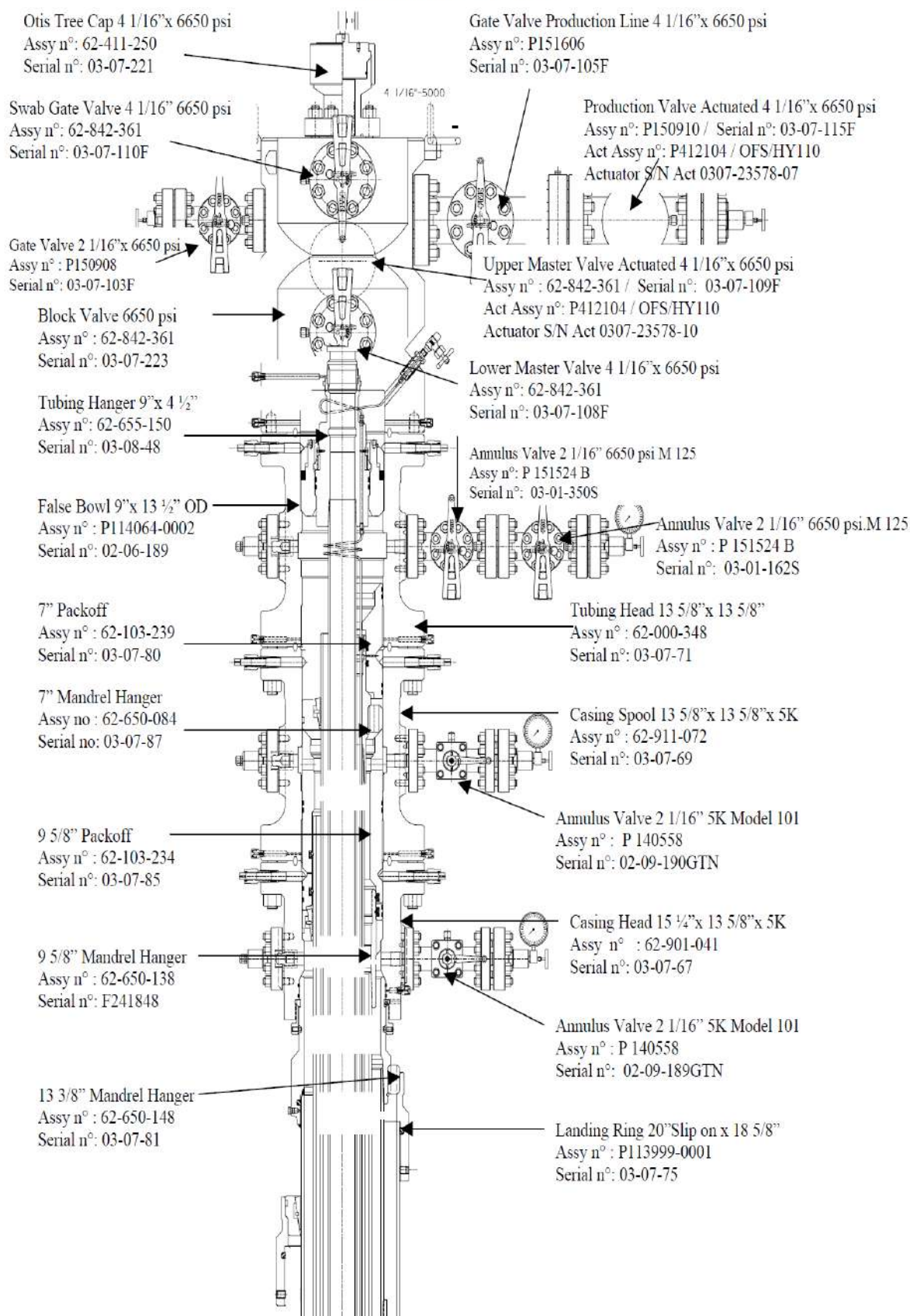
# *Annexes*

---

## - ROD-17 Complétion Diagramme

bhpbilliton		ALGERIA ASSET - RHOURDE OULAD DJEMAA DEVELOPMENT RHOURDE OULAD DJEMAA-17 ROD-17 (WD) COMPLETION DIAGRAM							Revision Date: 15/04/2004	
SCHEMATIC	ITEM	QTY	DESCRIPTION	OD max	ID min	LENGTH (m)	MD (m)	TVD (m)	REMARK	
	1		RT to Tubing Head Flange (Salgrem Rig 93)			8.50	0.00			
	2	1	Tubing Hanger, FMC 13-9/8" TC-1A-EN-CL, 6-3/8" ACME running thread, 4-1/2" VAM TOP box down, 4" ISA BPV prep	13.625	3.900	0.20	8.50			
	3	1	Tubing Hanger length below hang-off point			0.06	8.70		R-Cr-20A	
	4	1	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft 13Cr80 VAM TOP (PxP)	4.500	3.880	0.65	8.76			
	5	1	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft 13Cr80 VAM TOP	4.966	3.880	1.81	9.41			
	6	1	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft L 80 VAM TOP	4.966	3.880	3.03	11.22		Space out	
	7	1	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft L 80 VAM TOP	4.966	3.880	2.39	14.25		Space out	
	8	4	Tubing, 4-1/2" 12.6 lb/ft L80 VAM TOP (Rge 3)	4.966	3.880	53.37	16.64		Tubing Jts.	
	9	1	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft 13Cr80 VAM TOP	4.966	3.880	1.80	70.01			
	10	1	TRSSV, 4-1/2" Baker TUSM(E)-5, 13Cr80 VAM TOP c/w 3.81" B profile	5.970	3.812	2.13	71.81		R-Cr-21B	
	11	1	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft 13Cr80 VAM TOP	4.966	3.833	1.80	73.94			
	12	2	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft L 80 VAM TOP	4.966	3.880	9.10	75.74		Space out	
	13	162	Tubing, 4-1/2" 12.6 lb/ft L80 VAM TOP (Rge3)	4.966	3.833	2168.89	84.84		Tubing Jts.	
	14	1	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft 13Cr80 VAM TOP	4.966	3.833	1.81	2253.73			
	15	1	Coupling, 4-1/2" 12.6 lb/ft 13Cr80 VAM TOP	4.966	3.833	0.19	2255.54			
	16	1	Packer, 7" Baker SB-3 Size 85 x 3.75, 13Cr80 c/w 3.75" AOF profile	5.875	3.750	1.26	2255.73		R-Cr-20C	
	17	1	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft 13Cr80 VAM TOP	4.966	3.833	4.55	2256.99			
	18	1	Seating Nipple, 4-1/2" Baker c/w 3.75" AOR profile, VAM TOP (BxP)	5.250	3.695	0.60	2261.54			
	19	1	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft 13Cr80 VAM TOP	4.966	3.833	1.81	2262.14			
	20	1	Tubing, 4-1/2" 12.6 lb/ft L80 VAM TOP	4.966	3.833	13.25	2263.95		Tubing Jt.	
	21	1	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft 13Cr80 VAM TOP	4.966	3.833	1.82	2277.20			
	22	1	Coupling VAM TOP c/w Stop Ring 5.50" x 4.530"	4.966	3.833	0.21	2279.02		R-Cr-21D	
	23	1	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft 13Cr80 VAM TOP (PxP)	4.500	3.833	0.63	2279.23			
	24	1	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft 13Cr80 VAM TOP (PxP)	4.500	3.833	1.03	2279.86			
	25	1	Half Mule Shoe Guide, 4-1/2" 13Cr80 VAM TOP (B Top)	4.882	3.833	0.21	2281.79			
			End of tubing				2282.00		EOT	
L1	1	Tie-back PBR, 7" x 5.25" Weatherford	5.750	5.250	4.13	2280.00		Liner Top		
L2	1	Liner-top Packer, 7" x 5" Weatherford ILTCP 10.000psi (box down)	5.890	4.280	5.01	2284.13		2280.00		
L3	1	Liner Hanger, 7" x 5" Weatherford LRGH L80 New VAM (pin x pin)	6.050	4.170	3.12	2289.14				
L4	1	Xover 5" 18 lb/ft New VAM box x 4-1/2" 12.6 lb/ft VAM TOP	5.626	3.963	1.91	2292.26				
L5	49	Production Liner, 4-1/2" 12.6 lb/ft L80 VAM TOP	4.966	3.833	652.95	2294.17				
L6	1	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft L80 VAM TOP	4.966	3.833	1.78	2947.12		Marker Jt.		
L7	6	Production Liner, 4-1/2" 12.6 lb/ft L80 VAM TOP	4.966	3.833	80.15	2948.90				
L8	1	Pup Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft L80 VAM TOP	4.966	3.833	1.77	3029.05		Marker Jt.		
L9	2	Production Liner, 4-1/2" 12.6 lb/ft L80 VAM TOP	4.966	3.833	28.16	3030.82				
L10	1	Xover, 4-1/2" 12.6 lb/ft L80 VAM TOP x NEW VAM (box x pin)	4.966	3.833	1.71	3058.68				
L11	1	Landing Collar Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft L80 NEW VAM	4.966	3.833	9.23	3060.69				
L12	1	Landing Collar, 4-1/2" 12.6 lb/ft NEW VAM	5.000		0.32	3069.92		PBTD		
L13	1	Float Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft L80 NEW VAM	4.966		9.26	3070.24		PBTD Tagged at 3091 on 30/01/04 (CBL/VDL)		
L14	1	Float, 4-1/2" 12.6 lb/ft L80 NEW VAM	5.000		0.51	3079.50				
L15	1	Shoe Joint, 4-1/2" 12.6 lb/ft L80 NEW VAM	5.000		9.33	3080.01				
L16	1	Shoe, 4-1/2" 12.6 lb/ft L80 NEW VAM	5.000		0.66	3089.34				
			Setting Depth, 4-1/2" Casing Shoe				3090.00		Shoe	
			TD 3091 m							
ITEM	QTY	FISH DETAILS			OD max	ID min	LENGTH (m)	MD (m)	TVD (m)	REMARK
PERFORATED INTERVALS										
Zone	Top (m)	Btm (m)	Interval (m)	Gun Description	Date	Comment				
Middle TAG-1	2991.5	2999.5	8.0	3-1/8" 6SPF, 60 DEGREE Phasing, 22g HMX Charges	15/04/2004					
<b>Notes:</b>										
1. Prod Csg 7" 29 ppf P110 VAM TOP with Shoe at 2801 m MDRT - TRSSV chamber 7-5/8" 33.7ppf P110 67.18 - 76.46 m MDRT										
2. The maximum O.D. mentioned in this schematic for Tubing & Pup Joints includes the maximum tolerance published by Vallourec Mannesmann										
3. Tubulars below the TRSSV drifted to 3.833" above to 3.88" This is the minimum I.D. until such time as a larger drift is run.										
4. The liner hanger depth has been moved up 1.49 m from the original tally to put it on depth as per CBL log 04/02/04.										
5. Item L5 has been increased in length by 0.96 m from the original tally to put upper marker joint on depth as per CBL log 04/02/04.										
6. Item L7 has been increased by 0.14 m from the original tally to put the lower marker joint on depth as per the CBL log 04/02/04.										
7. Item L9 has been increased by 1.27 m from the original tally to put the shoe on depth as per the original drillers tally depth										
8. Item 13 has been decreased in length by 0.88 m to put the end of tubing on depth as per the liner top loggers depth.										
	Spud Date:	10/01/2004								
	Reached TD:	29/01/2004								
	Drilling RR:	5/02/2004								
	Completed:	5/02/2004								
	Perforated:	15/02/2004								

## BHP BILLITON: ROD-17



## ROD-17 Tête de puits



## Résumé :

Après un certain temps de la production dans le champ de ROD ; une chute de pression remarqué dans le réservoir ce qui nécessite de forer des puits injecteurs d'eau pour maintenir la pression Parmi ces puits ; on a le puits ROD17, après la mise de puits en injection ; on a remarqué une chute d'injectivité qui est causée principalement par un endommagement, qui est révélé très élevé, cet endommagement nécessite une opération de stimulation qui va être analysée et traitée dans ce projet. Le But de travail est ; Assister à une opération de stimulation pour remédier un problème d'endommagement par le fluide de forage, et Analyser les résultats de traitement sur le puits, et Calculer les différents composants de skin pour caractériser et localiser l'endommagement Calculer le volume des fluides de traitement utilisés et le comparer avec celui estimé par la société de service, et Arriver à une recommandation pour les futures activités de développement de réservoir.

**Mots-clé :** l'endommagement, Skin, Stimulation, Acidification, Traitement à l'acide, Injectivité , l'eau traité, Perforation , Pression, Débit, Pénétration. Réservoir

## ABSTRACT

After a period of production time in the ROD field. Low pressure reservoir that requires drilling of injector wells was observed to maintain pressure. These wells. ROD17 was wells, after injection wells. We noticed the low pumping that is mainly caused by damage, which was very high, and this damage requires the stimulation process that will be analyzed and discussed in this project. Purpose Work: Attend the process of stimulation to address the problem of damage by drilling fluid. Analysis of the treatment results on the well. Calculation of different skin components to characterize and limit damage. Calculate the volume of fluid treatment used and compare it with those estimated by a service company. get a recommendation to develop the future tank

**Keywords:** damage, Skin, Stimulation, Acidification, Acid treatment, Infectivity, treated water, Perforation, Pressure, Flow, Penetration. Reservoir

## الملخص:

بعد فترة من وقت الانتاج في حقل رود اولاد جمعة. لوحظ انخفاض ضغط المكمن الذي يتطلب حفر آبار حقن للحفاظ على ضغط هذه الآبار, مثل رود اولاد جمعة 17, لاحظنا انخفاض الضخ الذي ينجم أساسا عن الأضرار, التي كانت مرتفعة جدا, وهذا الضرر يتطلب عملية التحفيز التي سيتم تحليلها ومناقشتها في هذا المشروع. الغرض من العمل ; حضور عملية التحفيز لمعالجة مشكلة الضرر بواسطة سائل الحفر. تحليل نتائج المعالجة على البئر وحساب المكونات المختلفة لتوصيف وحصر الأضرار. حساب حجم السوائل العلاج المستخدمة ومقارنتها مع تلك المقدرة من قبل شركة خدمات. الحصول على توصية لتطوير الخزان في المستقبل .

**الكلمات المفتاحية:** الضرر, تحفيز, وتحمض, حمض العلاج والضحخ والمياه المعالجة, انتقاب والضغط والتدفق, اختراق. خزان