

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 :

MANSOURI Ahlem; DOKKAR Ibtissam  
BENCASI Aroua

-THEME-

---

# **Simulation de l'amélioration de l'indice de productivité d'un puits par la stimulation (Acid/Frac) En Utilisant le logiciel Pipesim**

---

Soutenue le :26 / 05 / 2015 devant la commission d'examen

**Jury:**

**President: Mr. CHATTI Djemel Eddin** Univ. Ouargla

**Examineurs : Mme. BELMILOUD Fatima Zohra** Univ. Ouargla

**Mr. ATLILI Med El hadi**

**ENCADREUR : Mr. HAMZIOUI Louanes**

Ing. Sonatrach

Univ.Ouargla

## **Remerciements :**

*Toute la gratitude et le merci au bon dieu notre créateur  
qui nous a donné la capacité, la volonté et la patience  
durant toute la période de nos études afin d'accomplir ce  
modeste travail*

*Nous tenons à remercier notre encadreur Mr  
HAMZIOUI qui nous a énormément aidé par ses conseils  
et tous ses moyens.*

*On veut aussi exprimer toute notre gratitude au  
personnel de la division EP HMD*

*On remercie chaleureusement Mr.YACIN  
KACI Mr.SATOUH AMMAR, Mrdjamel KHARRAZE, Mr  
Med el Hadi ATLILI*

*Pour leur aide précieuse*

*Nous profitant de l'occasion pour remercier tous ceux  
qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce  
mémoire*

# DEDICACE

*J'ai toujours pensé à faire ou offrir quelque chose à ma mère en signe de reconnaissance pour tout ce qu'elle a consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.*

*A celle qui m'a donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.*

*A celle qui est la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.*

*À ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*À mon exemple de vie mon très cher père pour son sacrifice, et encouragement durant toute période de mes études.*

☉ *A mes chères sœurs : SHAHRAZED , FATIMA, NOURA , CHAIMA , SALSABIL , MAKKA .*

☉ *A ma tante AICHA et oncle YACINE.*

☉ *A mes chères cousin SALIM et ASSALA et leur famille.*

☉ *À tous mes amis de l'université avec qui j'ai partagé les meilleurs moments de ma vie d'étude ; MOUNIR, NOURA, IMEN, HOCINE, HICHEM, HANANE, HOUDA, NAIMA, NADJET, SANA, KARIMA, SADAM, MARWA, ASMA , DALILA , CHARIFA , BOUBAKER, AHMED et tous les autres chacun à son nom sans oublier Mes partenaires IBTISSAM et AHLEM.*

☉ *A Tout Ceux que j'aime et je respecte.*

AROUA



ibtissam

# dédicace

*C'est tout plein de joie que je dédie ce modeste travail à ceux qui m'ont été une source d'inspiration et de volonté, et encouragement durant toute période de mes études.ma très cher mère.*

*Mon exemple de vie mon très cher père pour sacrifices*

*Je dédie également à mes frères Walid,islam , et mes Sœurs fouzia,  
manel*

*Une dédicace spéciale a celle qui m'a donné source de lumière  
mon marie Bader Med taher*

*Son oublier mes amis et amies de filière de production avec qui j'ai  
partagé*

*Les meilleurs moments de ma vie d'étude; et en particulier :  
IMEN,SIHEM,AHLEM,AROUA , NOURĀ et les autre*

*Aussi a tous les enseignements de l'université de Ouargla et le  
département De hydrocarbure*



2015



**Quand il y a la soif d'apprendre Tout vient à point à qui sait attendre**

**Les études sont avant tout Notre unique et seul atout**

**Ils représentent la lumière de notre existence L'étoile brillante de notre réjouissance**

**Aujourd'hui, ici rassemblés auprès des jurys, Nous prions dieu que cette soutenance Fera signe de persévérance Et que nous serions enchantés Par notre travail honoré**

**Je dédie cette thèse à :**

**A ma très chère mère **Ouhiba****

**Affable, honorable, aimable : Tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse. Ta prière et ta bénédiction m'ont été d'un grand secours pour mener à bien mes études.**

**Tu as fait plus qu'une mère puisse faire pour que ses enfants suivent le bon chemin dans leur vie et leurs études. Je te dédie ce travail en témoignage de mon profond amour. Puisse Dieu, le tout puissant, te préserver et t'accorder santé, longue vie et bonheur.**

**A mon Très cher Père **Ali****

**Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation.**

**A mon très cher grand père **Slimane****

**Vous avez toujours été présents pour les bons conseils. Votre affection et votre soutiens m'ont été d'un grand secours au long de ma vie. Veuillez trouver dans ce modeste travail ma reconnaissance pour tous vos efforts.**

**A mon très cher frère **Aymen****

**Mon fidèle compagnon dans les moments les plus délicats de cette vie mystérieuse.**

**A la mémoire de **ma grande mère** une dame qui a tant sacrifiée pour nous**

**A mon très cher **Samir** Ma vie à tes cotés est remplie de belles surprises. Tes sacrifices, ton soutien moral, ta gentillesse sans égal, mes études Que dieu réunisse nos chemins pour un long commun serein et que ce travail soit témoignage de ma reconnaissance et de mon amour sincère et fidèle.**

**A ma chère **Imane** en témoignage de l'attachement et d'amour et de l'affection que je porte pour toi je te dédie se travail avec tout ms vœux de bonheur, de réussite et de sérénité.**

**A mes chère binômes **Ibtissam** et **Aroua****

**A mes chères ami(e)s **Nesrine Houda Sabrina Housse**m.**

## LISTE DES FIGEURES

N°Figure	Titre	Page
Figure II.1	variation de pression et leur dérivative avant l'opération L'acidification en fonction de temps	17
Figure II.2	variation de pression et leur dérivative APRES l'opération En fonction de temps	20
Figure III.1	historique de la production (pression de tête, débit d'huile)	23
Figure III.2	historique de la production (IP, skin)	24
Figure III.3	historique de la production (Pg ,GOR ,PFD)	24
Figure III.4	Situation du puits MDZ492 dans la zone23	25
Figure III.5	les résultats simulés de l'état actuel du puits MD659	28
Figure III.6	La courbe représente plusieurs scénarios de Skin	29
Figure III.7	La courbe représente état de puits après stimulation par la fracturation hydraulique avec Liftage	30
Figure III.8	La courbe représente Etat de Puits à l'arrêt de Liftage	32
Figure III.9	sensitivité de puits sur tubing 2"7/8.	33
Figure III.10	choix de duse et de debit optimum pour l'injection gaz lift	34
Figure III.11	sensitivité sur optimisation de gaz lift.	35

## LISTE DES TABLEAUX

N° Tableau	Titre	Page
Tableau II.1	Historique des opérations effectuées sur le puits MD659	15
Tableau II.2	Situation actuelle du puits MD659	15
Tableau II.3	test effectués sur le puits	16
Tableau III.1	Données liées au puits	22
Tableau III.2	Données liées au réservoir	23
Tableau III.3	Puits production huile voisins.	25
Tableau III.4	Les données de build up	28
Tableau III.5	Les Données de jaugeage après Acidification	29
Tableau III.6	Données build up après stimulation	31
Tableau III.7	Les Données de jaugeage après fracturation	31

## NOMENCLATURE ET SYMBOLES

$\Delta P$ skin : pertes de charge dues au skin.	Sans unité
S : skin total déterminé par essais de puits.	Sans unité
Se : skin d'endommagement.	Sans unité
Sp : skin du a la perforation.	Sans unité
Sc : skin du a la completion partiel.	Sans unité
Spp : skin du a la pénétration partiel.	Sans unité
K : perméabilité du réservoir	md
Ks : perméabilité modifiée aux abords de puits.	md
Ke : perméabilité de la zone vierge.	md
Pg : pression de gisement.	Kg / cm <sup>2</sup>
Pr : pression de réservoir.	Kg / cm <sup>2</sup>
Pf : pression de fond.	Kg / cm <sup>2</sup>
Pwf ou Pfd : pression de fond dynamique.	Kg / cm <sup>2</sup>
rw : rayon de puits.	ft
rs: rayon de la zone colmatée.	ft
Bo : facteur volumétrique de fond pour l'huile.	Sans unité
Bg : facteur volumétrique de fond pour le gaz.	Sans unité
Bw : facteur volumétrique de fond pour l'eau.	Sans unité
IP réel : indice de productivité réel.	m <sup>3</sup> /h/ Kg /cm <sup>2</sup>
IP théo : indice de productivité théorique.	m <sup>3</sup> /h/ Kg /cm <sup>2</sup>
Q : débit d'huile	bbbl/j
H : hauteur	m (ft)
$\mu_o$ : viscosité d'huile.	cp
$\mu_g$ : viscosité de gaz.	cp
Pws : Pression de fond statique.	Kg / cm <sup>2</sup>
Pwf : Pression de fond dynamique.	Kg / cm <sup>2</sup>
Qmax: débit maximal.	bbbl/j



### **ABREVIATION:**

IP: index de productivité.

IPR: Inflow performance relationship

TPC: Tubing Performance Curve

GOR: gaz oil ratio.

BU: build up.

PSS: pseudosteady state.

PFD : pression fond dynamique.

PVT : propriétés volumétriques

FRAC : Fracturation

ACID : Acidification

# SOMMAIRE

Remercîment

Dédicaces

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Abréviation

Nomenclature et symboles

Introduction générale ..... 01

## **Chapitre I : Généralités sur l'endommagement et la stimulation**

I.1 Types et analyses des endommagements dans Hassi Messaoud .....	03
I.1.1 Caractéristiques du réservoir .....	03
I.1.2 Problèmes d'exploitation rencontrée au champ Hassi – Messaoud.....	04
I.1.3 Signification et définition de l'endommagement.....	04
I.1.4 Localisation de l'endommagement.....	04
I.1.5 Les endommagements les plus fréquents.....	06
I.2 Notion de skin (coefficient d'endommagement).....	09
I.2.1 Définition.....	09
I.2.2 Origine de skin.....	09
I.2.3 Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits sur sa productivité.....	10
I.3 Notion de stimulation.....	12
I.3.1 Introduction .....	12
I.3.2 Les Principaux types de stimulation.....	13

## **Chapitre II : Amélioration de l'indice de productivité par la stimulation :(cas d'étude MD659)**

II.1 Interprétation des Build-up .....	14
II.1.1 Les essais aux puits.....	14
II.1.2 Description et utilisation du logiciel Saphir.....	14
II.1.3 Historique des opérations.....	15
II.1.4 Situation actuelle du puits MD659.....	15
II.1.5 Tests effectués sur le puits MD659 .....	16
II.1.6 Résultats obtenus sur le puits MD659.....	16

a. Interprétation de BU après stimulation (acid /frac).....	16
II.2-Programme de l'opération .....	18
II.2.1 acidification.....	18
II.2.2 Fracturation.....	19
b. Interprétation Build Up Après stimulation (acid /frac) .....	20

**Chapitre III : Simulation de problème par pipesim et Comparaison entre le résultat de simulation et le résultat pratique**

III.1 Généralité sur puits MD659 .....	22
III.1.1 Introduction .....	22
III.1 .2Paramètres du puits et caractéristiques du réservoir .....	22
III.1.2.1 Données liées au puits.....	22
III.1.2 .2 Données liées au réservoir .....	23
III.1.2 .3 Historique de la production.....	23
III.1.2.4 Complétion de puits MD659 .....	25
III.1.2.5 Puits producteur huile voisins.....	25
III.2 Présentation du logiciel PIPESIM.....	26
III.2.1 PIPESIM .....	26
III.3 Généralité sur les déférentes model .....	26
III.3.1 Méthode de l'indice de productivité.....	26
III.3.2 Méthode de Vogel.....	27
III .4 Simulation de problème .....	28
III.4.1 Etat actuel de puits .....	28
III.4.2 Plusieurs Scénarios Skin.....	29
III.4.3 Etat de puits Après Stimulation par la Fracturation hydraulique avec liftage.....	30
III.4.4 Etat de Puits à l'arrêt de liftage .....	32
III.5 Solutions Proposés .....	33
III.5.1 Sensitivité de Puits sur tubing 2 ”7/8 .....	33
III.5.2 Choix De duse et de débit d'injection de gaz Lift .....	34
III.5.3 Sensitivité Sur optimisation de gaz Lift .....	35
Conclusion.....	36
Recommandation.....	37
Bibliographie	
Annexe	



Après le forage de la roche réservoir les puits sont complétés pour acheminer l'huile ou le gaz à partir de son emplacement original dans le réservoir jusqu'aux bacs de stockages. Le système de production peut être relativement simple ou complexe. Au cours de la production, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide de réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production et participant à la chute de pression.

Le taux de production d'un puits peut être souvent fortement limité par la performance d'un seul composant dans le système, le rendement du système peut être optimisé d'une façon plus économique lorsque l'effet de chaque élément sur la performance globale du système peut être isolé.

Les différentes méthodes de stimulation ont pour but d'améliorer l'indice de productivité ou d'injectivité jugé insuffisant. Elles permettent donc d'augmenter la vitesse de récupération des réserves mais non pas les réserves récupérables, si ce n'est qu'elles peuvent rendre rentable l'exploitation d'un puits qui autrement aurait un débit insuffisant.

Avant d'entreprendre un traitement de stimulation il est primordial de bien localiser la nature de problème de manière à choisir le type de traitement qui peut effectivement remédier à la situation

C'est dans ce contexte que nous avons poussé à poser la question suivante :

Comment choisir le traitement adéquat pour un puits qui présente plusieurs problèmes (faible pression de gisement, faible pression de fond dynamique, un skin positive, faible perméabilité...) affecte son indice de productivité

Pour remédier à ce problème, plusieurs types de stimulation sont développés. Mais on se limite seulement à la stimulation par acidification et fracturation et les solutions proposées par le simulateur PIPESIM.

En effet, cette étude comporte une analyse des résultats des simulateurs réalisés dans le puits MD659.

Ce mémoire comporte trois chapitres :

Le premier est une généralité sur les types et analyse des endommagements et notion de skin et stimulation, dans le second chapitre on parle sur l'amélioration de l'indice de productivité par la stimulation (analyse et l'interprétation des essais aux puits en utilisant le logiciel Saphir), On

termine notre étude dans le chapitre 3 par la simulation de problème par le logiciel pipesim et comparaison entre le résultat de simulation et le résultat pratique. A la fin on termine le travail par des conclusions et quelques recommandations.

## **I.1 Types et analyses des endommagements dans Hassi Messaoud :**

### **I.1.1 Introduction :**

Le champ de Hassi-Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives. Et d'autre part, la transformation diagénétique dans le réservoir, lors de son enfouissement au cours des temps géologiques, jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme ou la configuration actuelle ces événements peuvent quelque fois améliorer les paramètres pétrophysiques (fracturation hydraulique naturelle, la dissolution ....etc) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité la cimentation due aux phénomènes de pression solution, la création de matrices de petits grains etc...).

### **I.1.2 Caractéristiques du réservoir :**

A Hassi Messaoud, ce sont les sédiments cambriens qui sont saturés en huile. Ils sont protégés par une bonne couverture formée par d'épaisses couches salifères et argileuses du trias.

Le plan d'eau se trouvait initialement à une profondeur d'environ 3380m, étant donné l'importante déplétion du champ, l'eau a quelque peu envahi une bonne partie du R2.

Essentiellement constituée de grès anisométrique, seule la zone Ra d'une centaine de mètres présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques. Elle est la plus productive du réservoir cambrien situé environ entre 3300m et 3500m de profondeur.

- L'huile est légère : Densité moyenne en surface 0.8(API = 45.4) permettant d'augmenter le taux de récupération par réinjection de gaz.
- La pression de gisement est variable, 400 à 120 kg/cm<sup>2</sup>.
- La température est de l'ordre de 118°C.
- La porosité est faible 5 à 10%.
- La perméabilité est très faible.
- La viscosité est de 0.2 CP.
- Le facteur volumétrique de fond est de 1,7.

### I.1.3 Problèmes d'exploitation rencontrés au champ Hassi – Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud pose des problèmes de production qui sont généralement aggravés par les conditions sévères de températures et de pression régnant dans le gisement.

Le premier problème est dû aux dépôts d'asphaltantes dans le tubing.

Un second est dû à la présence, dans la formation, d'eau salée saturée dans les conditions de fond. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

La présence d'eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing dès que des quantités d'eau, même très faible, sont produites avec l'huile. C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est préconisée.

L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau de gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts.

Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Cette dernière réduit d'une façon importante l'index de productivité, particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits nécessitent à court terme le gaz lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires.

### I.1.4 Signification et définition de l'endommagement :

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

Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface.

### I.1.5 Localisation de l'endommagement :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits.

**a- 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).



### **b- A la paroi du puits :**

**Cake externe :** Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide les parois du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation.

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

### **c- Aux abords des puits :**

**Le cake interne :** Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.

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

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

### **d- Accumulations de particules :**

Divers types de particules organiques résultant des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être la cause de colmatage du réservoir.[1]

#### **I.1.6 Les endommagements les plus fréquents :**

Nous allons présenter ces endommagements en respectant l'ordre chronologique de leur apparition :

## 1. Durant la phase de forage :

**a- Broyage de la roche réservoir :** Cette action est de nature à bloquer certains réservoirs en effet, la pulvérisation de nombreuses particules permet a ces dernières de boucher les pores. Ce phénomène touche principalement les roches carbonatées ou tendres.

**b- Invasion par la boue :** L'invasion de la formation par la boue provoque la formation d'une émulsion visqueuse avec les fluides de formation, ce qui engendre par conséquent l'arrêt de la production (l'arrêt de l'écoulement des fluides de la formation vers le fond de puits à cause de la viscosité de l'émulsion).

L'endommagement par la boue peut être causé par :

- Un effet physique
- Un effet chimique

**c- Cimentation du casing :** Le filtrat aqueux du laitier du ciment peut provoquer des endommagements similaires à ceux des fluides de forage.

**d- Gonflement et dispersion des argiles :** Le filtrat des fluides de forage, Work-over et de complétion peut provoquer une dispersion et un entraînement des particules d'argiles qui tuent les pores ou bien le gonflement des particules argileuses.

## 2. Durant la phase de complétion :

Les principales sources liées à l'endommagement sont :

**a- La perforation :** La plus part des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits.[2]

**b- Le fluide de complétion :** Tout comme les fluides de forage, les fluides de complétion peuvent causer l'envahissement de la formation par les solides qu'ils contiennent mais aussi des émulsions.

### 3. Durant la phase exploitation :

**a- Dépôts organiques :** Ce sont des précipités lourds d'hydrocarbures, ils sont généralement rencontrés dans l'ensemble du puits y compris le tubing et les perforations. On cite : les paraffines, les asphaltées.

Leurs conditions de formation dépendant de :

- La teneur en éléments lourds dans le puits ;
- L'abaissement de pression et de température ;
- Pompage d'un fluide froid par rapport au brut.

**b- Dépôts minéraux (scales) :** Ils sont rencontrés dans l'ensemble du puits même dans les collectes. On cite :

- Les carbonates de calcium  $\text{CaCO}_3$  ;
- Le sulfate de calcium  $\text{CaSO}_4$  et le sulfate de baryum  $\text{BaSO}_4$  ;
- Le chlorure de sodium  $\text{NaCl}$  ;
- Les produits de corrosion du fer  $\text{FeS}$ .

Leurs conditions de formation dépendant de :

- La baisse de la pression du puits ;
- Le changement de température ;
- La composition de l'eau ;
- Le changement de la salinité.

**c- Migrations des fines :** Au cours de la production, des fines particules issues du réservoir peuvent être déplacées et migrées avec les fluides produits et colmater les abords du puits.

### 4. Durant du Work-over :

Les endommagements peuvent survenir au cours de Work-over, ceux-ci sont dus à l'invasion de la formation par les fluides du Work-over causants des colmatages souvent importants.

**a- Neutralisation du puits :** Un squeeze directe sans trop de précautions sur l'injectivité et l'utilisation d'un fluide inadéquat dont la capacité de colmatage est peut endommager la couche de réservoir et provoquer une baisse de production.

**b- Changement de mouillabilité :** Les surfactants peuvent provoquer des altérations de la mouillabilité soit en réduisant la taille des canaux d'écoulement (augmentation de l'épaisseur du film d'huile recouvrant les composants de la formation). Soit par la formation des films au contact huile/eau qui freinent l'écoulement.

**c- Le colmatage des perforations :** Au cours des opérations de Work-over, un filtre cake se forme toujours dans les perforations causant un colmatage. Ainsi d'autres sources des particules solides pouvaient causer un colmatage des perforations (rouille du casing, tige de forage).

**d- Les émulsions :** La formation d'émulsion pourrait avoir lieu entre le filtrat de boue et les fluides de réservoir, donnant naissance à des produits ayant une forte viscosité qui empêche le passage normal d'huile. Pratiquement ils sont formés à cause de l'invasion du filtrat des fluides de Work-over, forage, complétion, ou bien les fluides de stimulation.

#### 5. Durant 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 complète ou retardée.

Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée Partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac). [2]

#### 6. Durant l'injection d'eau :

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

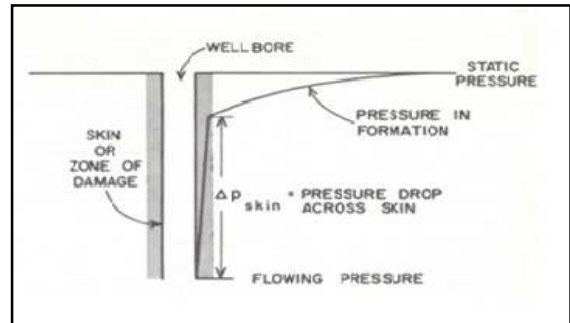
- Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (waterblock).
- Blocage par des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.[2]

**I.2. Notion de skin (Coefficient d'endommagement) :**

**I.2.1 définition :** Le skin « S » représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toutefois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits, le Pseudo-Skin : C'est un facteur sans dimension -déterminé par des essais de puits- qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

Le skin représente une perte de charge supplémentaire ( $\Delta P_{skin}$ ) localisée aux abords du puits.

- $S > 0$  si la couche près du puits est colmatée (perte de charge additionnelle) .
- $S < 0$  si la couche près du puits est améliorée.



**I .2.2 Origine de skin :**

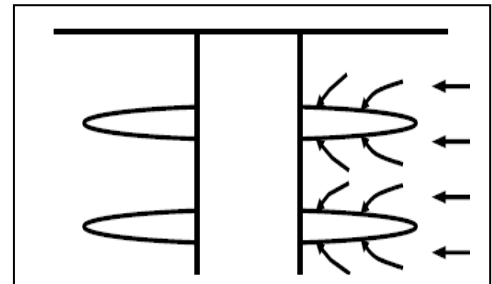
Le skin a plusieurs origines dont les plus importants sont :

• **Les perforations :**

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

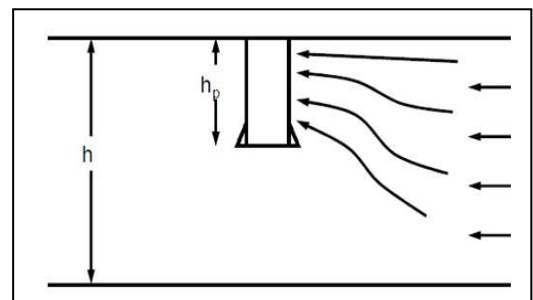
Il en résulte une perte de charge qui se traduit par le skin

"Sp" appelé coefficient d'effet partiel et qui est en fonction du nombre des perforations et de leurs répartition.



• **La pénétration partielle :**

La perforation d'une partie seulement de la hauteur du puits provoque une restriction des lignes d'écoulement aux abords du puits.



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

- **Endommagement global :**

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

$$S = S_e + S_p + S_c$$

**Se** : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice) ;

**Sp** : la perte de charge due aux perforations ;

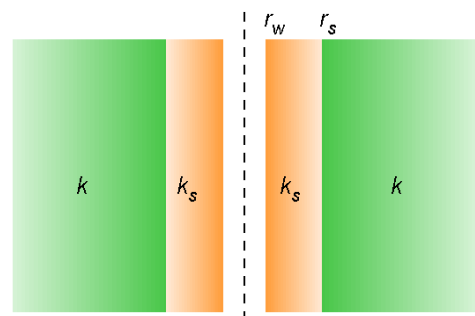
**Sc** : l'étranglement de l'écoulement dû à la pénétration partielle.

### 1.2.3 Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits sur sa productivité :

#### a-Effet de skin sur la perméabilité :

L'équation de *Hawkins* relie la perméabilité de la zone endommagée et le rayon d'endommagement au skin pour un puits vertical :

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



$S$  : skin

$k$  : perméabilité du réservoir.

$k_s$  : perméabilité de la zone endommagée.

$r_s$  : rayon de la zone endommagée.

$r_w$  : rayon du puits.

On voit que si :

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

### b-Effet de l'endommagement sur la productivité :

**b-1 Index de productivité :** L'index de productivité (ou d'injectivité) d'un puits qui est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement, c'est un potentiel du puits et s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent :

$$IP = \frac{Q}{P_G - P_f}$$

L'IP d'un puits en production diminue durant sa production, ceci s'explique par :

Turbulence pour un débit important ;

- L'existence du gaz libre ;
- Viscosité importante (n'est pas le cas de HMD) ;
- Compressibilité de la roche réduit la perméabilité K.

Il existe deux types d'IP :

- **IPr**: productivité réelle en  $m^3 / h / Kg / cm^2$  ;
- **IPth**: productivité théorique de même dimension.

$$IPth = Q / (PG - Pf - \Delta Ps)$$

On remarque que la productivité d'un puits (**IP**) est fonction de la perméabilité et la conductivité (**KH**). En effet, une diminution ou une augmentation de **K** engendrera directement une diminution ou une augmentation de l'**IP**.

D'après la relation, une diminution de  $\Delta P_s$  engendre une amélioration de la perméabilité. La productivité d'un puits est fonction du  $KH$ , elle est donc réduite lorsqu'un réservoir à une faible épaisseur utile ou / et de faible perméabilité ; d'où l'idée de stimulation de réservoir en vue d'améliorer la productivité. Si un réservoir présente :  $S > 0$  Alors  $\Delta P_s$  est élevé,  $K$  réduit,  $IP$  faible d'où chute de débit de production, dans ce cas le puits doit être restauré par stimulation.

**b-2 L'effet de l'endommagement sur la productivité :**

La connaissance de l'IPR et l'équation de Hawkins sont essentielles pour comprendre l'effet de l'endommagement de la formation sur la productivité du puits.

Pour un puits d'huile L'équation d'IPR:

$$q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141,2 \mu \beta \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

$q$ : débit d'huile conditions de surface (bbl/j).

$k$  : perméabilité (md).

$h$  : hauteur du réservoir (ft).

$\mu$  : viscosité d'huile (cp).

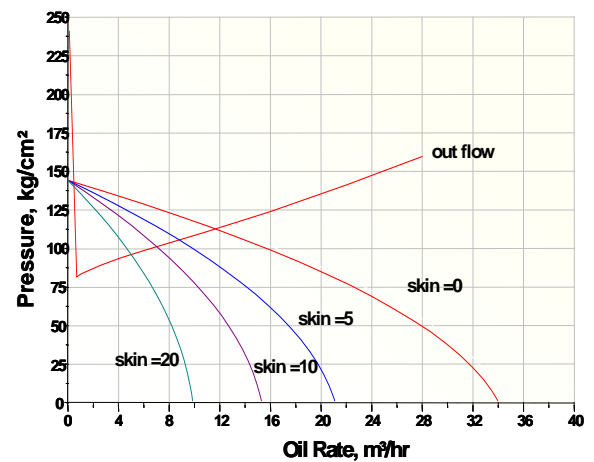
$P_r$  : pression de gisement(psi)

$P_{wf}$  : pression de fond dynamique (psi)

$r_e$  : rayon de drainage (ft)

$r_w$  : rayon du puits (ft)

$S$  : skin total.





### I.3 Notion de stimulation :

#### I.3.1 Introduction :

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, ou d'autres termes la stimulation est toute opération qui vise à restaurer la perméabilité aux abords du puits.

#### I.3.2 Les Principaux types de stimulation :

##### - La fracturation hydraulique :

Elle consiste à l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, grâce auquel on crée des cassures ou fissures dans la formation, ouvrant ainsi des canaux à très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit du puits et la productivité.[4]

##### - La fracturation à l'acide :

Le fluide de fracturation est un acide injecté à grande pression, ce qui va créer une fracture. L'acide dissout de façon non uniforme les faces de fracture créant ainsi des golfes de dissolution ; ce qui augmentera la porosité et par conséquent la perméabilité.

##### - L'acidification :

Elle consiste à injecter un volume d'acide contenant des additifs chimiques avec une pression d'injection inférieure à la pression de génération d'une fracture. L'acide donc sert à :

- Dissoudre certaines particules obturant les pores de formation
- Solubiliser certains composés de la roche elle-même ;
- Modifier l'état physico-chimique.

##### - Autres traitements :

L'insuffisance de productivité peut provenir d'autres facteurs :

- Dans le cas où le problème se situe au niveau des perforations, un lavage des perforations, une ré-perforation (sur la même zone) ou des perforations

complémentaires (augmentation de la hauteur perforée) peuvent conduire à un résultat intéressant.

- Dans le cas des fluides visqueux ou des problèmes de tensions inter faciales, des injections de produits chimiques sont aussi à considérer, on peut aussi recourir à des techniques telles que l'injection de vapeur ou la combustion institué

## **II.1 Interprétation des Build-up :**

### **II.1.1 Les essais aux puits :**

Ces dernières années ces techniques ont eu une évolution rapide. A commencer par les méthodes conventionnelles, par l'utilisation des courbes types à la main, jusqu'à l'introduction des outils informatiques parmi lesquels, Ecrin qui est la quatrième version développée par KAPPA. Ecrin v4.20.07 intègre toutes les applications de KAPPA, et donne la possibilité de les utiliser indépendamment. Ces applications sont Diamant, Topaze, Saphir et Rubis.

L'interprétation des essais de puits est un outil indispensable pour connaître l'état de puits et du réservoir par la détermination des paramètres qui sont propres comme la perméabilité, le skin, la pression moyenne de la couche, le kh, la longueur effective, les limites du réservoir, etc.

La connaissance de ces paramètres permet de faire des prévisions de la production et de prendre des bonnes décisions pour le développement d'un gisement (nécessité ou non des opérations de stimulations, récupérations assistées etc...). De nombreux moyens d'interprétation des essais de puits ont marqué au cours de l'histoire.

### **II.1.2 Description et utilisation du logiciel Saphir :**

Saphir a une gamme complète de différentes fonctionnalités. D'autres dispositifs d'édition permettent des corrections de tendance et l'analyse de la pression. Un module de contrôle de qualité (QA/QC) permet, par l'analyse différentielle des mesures multiples, l'identification de la jauge pour l'usage dans l'analyse et les effets de wellbore.

Saphir est un outil d'interprétation du WELL TEST basé principalement sur la méthode de la dérivée de la pression et le match des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique détaillée de production. On y trouve en plus de l'analytique, la partie numérique qui traite des problèmes non linéaires et est employée pour générer des géométries complexes irréalisables par l'analytique. Après la génération du modèle, la régression non-linéaire est

## AMELIORATION DE L'INDICE DE PRODUCTIVITE PAR LA STIMULATION (CAS D'ETUDE MD659)

utilisée pour optimiser les paramètres du modèle. Ceci peut être automatique ou manuelle en commandant la liste des paramètres.[5]

### II .1.3 Historique des opérations :

**TableauII.1** : Historique des opérations effectuées sur le puits MD659.[6]

Opérations effectuées Sur MD659			
Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
11/01/2015	07/02/2015	SNUBBING	Descente de 2'' 7/8
08/12/2014	08/12/2014	WIRELINE	Mesure de pression SBU
03/12/2014	03/12/2014	WIRELINE	Mesure de pression SBU
20/10/2014	20/10/2014	OPERATION_SPECIALE	Post frac Clean out
18/10/2014	18/10/2014	OPERATION_SPECIALE	Frac
17/10/2014	17/10/2014	OPERATION_SPECIALE	Shadow frac
17/09/2014	17/09/2014	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
16/09/2014	16/09/2014	OPERATION_SPECIALE	Matrix 2nd day
13/07/2014	13/07/2014	WIRELINE	Mesure de pression LBU
02/07/2014	02/07/2014	WIRELINE	Mesure de pression LBU
30/06/2014	30/06/2014	WIRELINE	Grattage Controle
22/04/2014	22/04/2014	OPERATION_SPECIALE	OPERATION_SPECIALE
22/04/2014	22/04/2014	OPERATION_SPECIALE	Acide 2 eme phase
21/04/2014	21/04/2014	OPERATION_SPECIALE	Acide 1 ere phase
17/03/2014	17/03/2014	OPERATION_SPECIALE	clean Out
21/02/2014	21/02/2014	OPERATION_SPECIALE	mise en production

### II.1.4 Situation actuelle du puits MD659 :

Actuellement selon le dernier jaugeage qui a été effectué le 20/09/2014 le puits produit avec un débit de 2.98 m<sup>3</sup>/h et un GOR de 91m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> et une pression de tête 22.1psi sous une duse de 11 mm, et le tableau en dessus nous donne plus de détaille des deux dernier années :

**Tableau II.2** : Situation actuelle du puits MD659.[6]

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi
		Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.		
20/12/2013	9.53	3.96	667.69	169	33.05	10	4.18	14	.483
24/02/2014	12.7	4.36	739.62	170	23	15.2	4.28	25	.512
09/05/2014	12.7	3.72	495.78	133	18.5	15.4	15.81	25	.4376
03/07/2014	11	2.77	470.27	170	20	14.6	5	28	.5416
20/09/2014	11	2.98	271.02	91	22.1	16.5	3.87	23	.5561
04/12/2014	11	4.82	1520.06	315	48.6	10.1	2.86	21	.7549

### II.1.5 Tests effectués sur le puits MD659 :

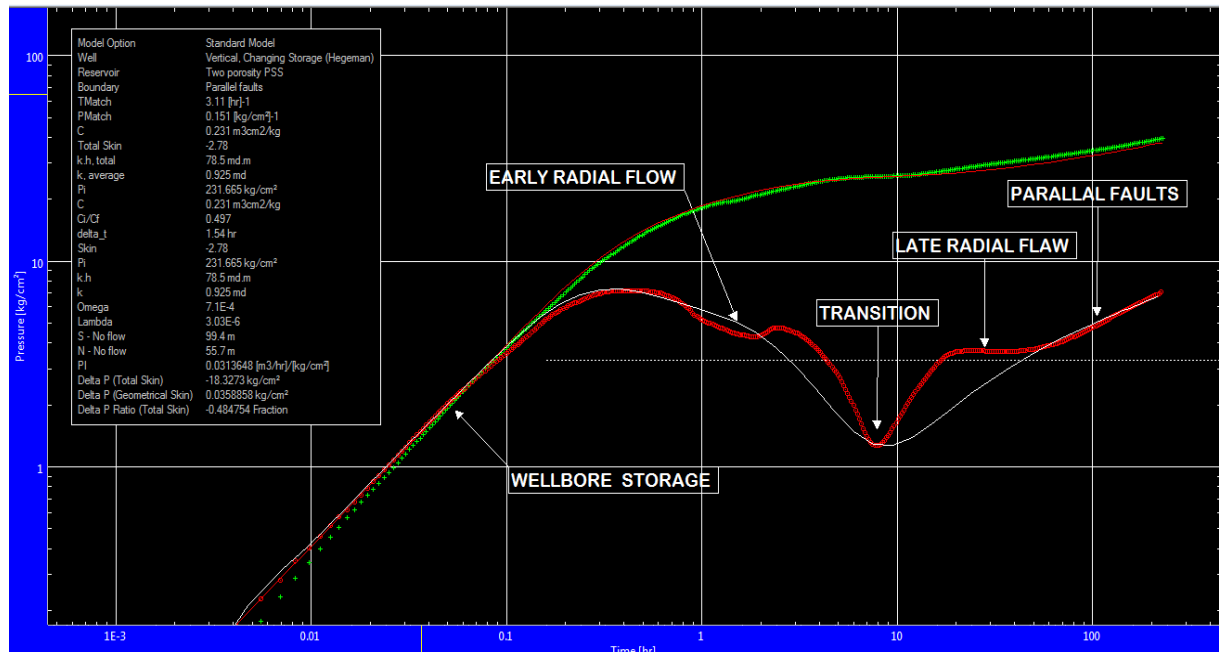
**Tableau II.3 :** Test effectués sur le puits.[6]

Type de Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Débit (m <sup>3</sup> /h)	Ind ex Prod. [Inj.]	Proche	HK		Skin	Duse	Remarque	
		Gisement	Fond Dyn.	Tete				Lointain	(Hw * Kyz)				
DST	22/12/2013	219	193.21	33.05	Huile	3.97	.25	1260	-	-	1.7	9.53	PFD@ 3047.22 m, damage Skin=0.75
BUILD UP	02/07/2014	214.5	142.95	17.72	Huile	2.78	.041	79.4	-	-	4.22	11	Le model well test a ete complique par le wellbore storage qui a masque le premier radial flow obtenu dans le DST
BUILD UP	08/12/2014	188.25	155	48.6	Huile	4.82	.167	85.5	-	-	-3.93	11	PFD @ - 3126.65 m avec liftage a l'azote.

### II.1.6 Résultats obtenus sur le puits MD659 :

#### a-Interprétation de BU avant stimulation (acid /frac) :

Un build-up est réalisé sur le puits afin d'identifier son modèle avant l'opération d'acid /frac. L'enregistrement de la pression et sa dérivée, en fonction du temps, est reporté sur une échelle Log-Log comme illustré sur la figure II.1.



**Figure II.1** : VARIATION DE PRESSION ( $\Delta P$ ) ET LEUR DERIVATIVE ( $\Delta P'$ ) AVANT L'OPERATION DE L'ACIDIFICATION EN FONCTION DU TEMPS ( $\Delta t$ ).

### a.1-Interprétation de BU après stimulation (acid /frac) :

La courbe log-log du Software Saphir met en évidence un comportement correspondant au modèle double porosité (PSS) du réservoir dans lequel est implanté notre puits.

Ce système se concrétise par la présence des fissures naturelles. L'écoulement passe alors par les régimes suivants :

- Early radial flow : ce sont les fissures qui assurent l'alimentation du puits en premier.
- Période de transition : durant laquelle la matrice alimente les fissures.
- Late radial flow : dans ce système une stabilisation de l'écoulement est observée. En effet la matrice ainsi que les fissures participent à l'alimentation du puits.

La toute dernière partie de la réponse indique la présence de deux failles parallèles confirmées par les données géologiques (Cross section).

Cette première analyse montre que le puits était mal alimenté. Ce qui nécessite une opération d'acid /frac susceptible d'améliorer la perméabilité.

## II.2-Programme de l'opération :

### II.2.1 acidification :

#### a. Les équipements :

- 01 Unité de coiled tubing.
- 01 Unité de pompage à haute pression.
- 01 Convecteur N2 à haute pression.
- 03 Bacs pour transport et mélange des produits .

#### b. Les produits :

- 27 m<sup>3</sup> eau traité mélange avec *NH4Cl* .
- 06 m<sup>3</sup> nettoyage tubing 7.5% HCl.
- 32 m<sup>3</sup> Preflush/Overflush HCl 7.5% .
- 35 m<sup>3</sup> Mud Acid (HCL 6%: HF 1.5%).
- 17 m<sup>3</sup> Nitrogène liquide.
- 03 m<sup>3</sup> Foam.

#### c. procédure de traitement :

1-Vérifiez la tête puits et la connexion de surface ainsi que la conduite de torche.

2-Mise en place des unités de pompage de fluides et d'azote et des citernes de produits.

3-Gonflage des annulaires.

4-Montage de l'ensemble des équipements, et remplissage des lignes de traitement à l'eau traitée, suivi d'un test en pression à 5000 Psi pendant 15 minutes.

5-Ouverture du puits sur torche, et pompage des fluides de lavage sous Duse, comme suit :

- 03 m<sup>3</sup> de nettoyage tubing par le nitrogène à 500 scf/bbl .
- 03 m<sup>3</sup> Nitrogène /eau traité à 500 scf/bbl .
- 03 m<sup>3</sup> de nettoyage tubing/Nitrogène à 500 scf/bbl.
- 03 m<sup>3</sup> Nitrogène/ eau traité à 500 scf/bbl.

6- Ouverture du puits et évacuation complète des produits sur torche à l'azote.

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

- 04 m<sup>3</sup> perflush HCL (7.5%) avec 500scf/bbl .

- 08 m<sup>3</sup> Mud Acide 6:1.5 avec 500scf/bbl.
- 04 m<sup>3</sup> overflush HCL (7.5%) avec 500scf/bbl .
- 0.5 m<sup>3</sup> eau traité.
- 1 m<sup>3</sup> foam diversion (2000scf/bbl).
- 0.5 m<sup>3</sup> eau traité.
- 04 m<sup>3</sup> perflush HCL (7.5%) avec 500scf/bbl .
- 08 m<sup>3</sup> Mud Acide 6:1.5 avec 500scf/bbl.
- 04 m<sup>3</sup> overflush HCL (7.5%) avec 500scf/bbl .
- 0.5 m<sup>3</sup> eau traité.
- 1 m<sup>3</sup> foam diversion (2000scf/bbl).
- 0.5 m<sup>3</sup> eau traité.
- 03 m<sup>3</sup> perflush HCL (7.5%) avec 500scf/bbl .
- 07 m<sup>3</sup> Mud Acide 6:1.5 avec 500scf/bbl.
- 04 m<sup>3</sup> overflush HCL (7.5%) avec 500scf/bbl.
- 0.5 m<sup>3</sup> eau traité.
- 1 m<sup>3</sup> foam diversion (2000scf/bbl).
- 0.5 m<sup>3</sup> eau traité.
- 05 m<sup>3</sup> perflush HCL (7.5%) avec 500scf/bbl .
- 012 m<sup>3</sup> Mud Acide 6:1.5 avec 500scf/bbl.
- 05 m<sup>3</sup> overflush HCL (7.5%) avec 500scf/bbl.
- 05 m<sup>3</sup> nitrogène (eau traité avec NH<sub>4</sub>CL avec 500 scf/bbl).

8- Ouverture du puits et évacuation complète des produits sur torche à l'azote.

9- Remise du puits en service.

10- Evaluation du traitement après stabilisation.[6]

### II.2.2 Fracturation :

**a. Préparation :** Acide pré-frac.

**b. Test d'injectivité :** Fluide : eau traitée.

Remplissage du puit.

Procéder à l'essai de rupture à 10 bpm.



**c. Injection d'acide :**

**Fluide:**HCl 15%

**Débit :** régime de frac.

**Volume :** 4 000 gals.

**d. Shadow frac :**

**Fluide :** Selon compagnie de service

**Volume :** 25 000 gals.

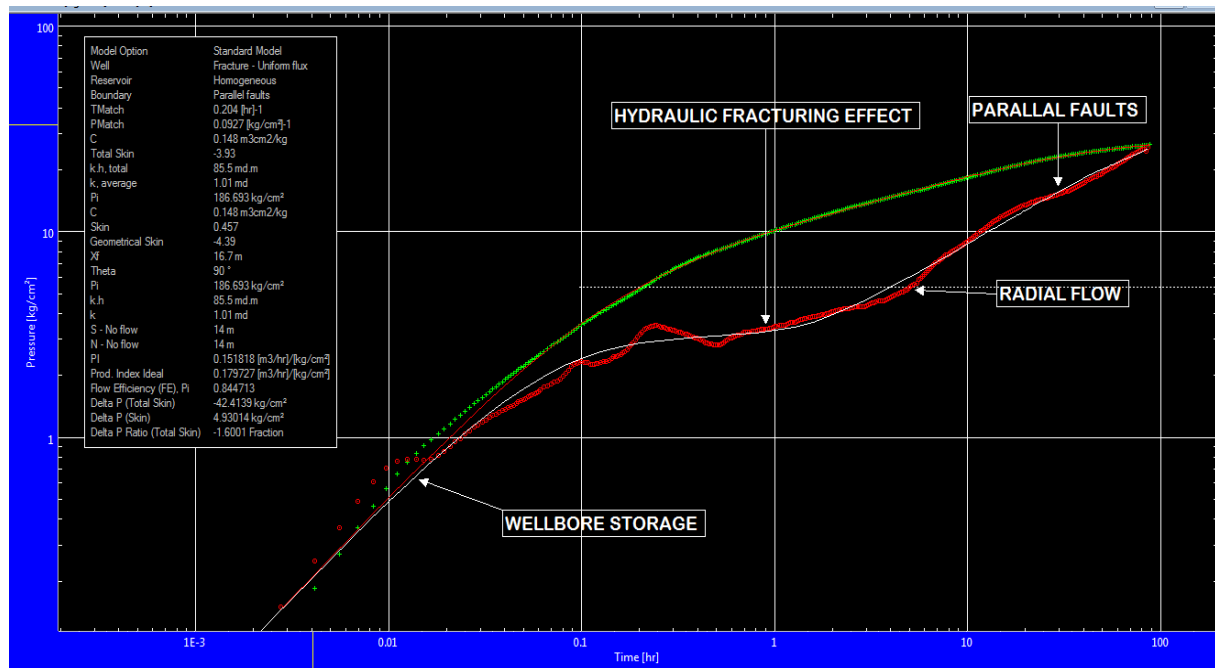
**Débit :** 40 bpm ou maximum compatible avec la pression detête.

**Chasse :** environ 160 bbl de gel linéaire.

**e. Contrôle Thermométrie :**4 h après la fin du Shadow frac.

**f. Objectif :**D4, D3et D2.[7]

**b. Build Up Après stimulation (acid /frac):**



**Figure II.2 :**VARIATION DE PRESSION ( $\Delta P$ ) ET LEUR DERIVATIVE ( $\Delta P'$ ) APRES L'OPERATION ACID/Frac EN FONCTION DE TEMPS( $\Delta t$ ).

## **b.2-Interprétation du Build Up Après Fracturation hydraulique :**

La figure II.1 représente l'évolution de la pression et de sa dérivée lors du BU réalisé après l'opération acid /frac.

Afin d'éliminer l'effet du wellbore Storage (qui masquait le premier radial flow lors des tests précédents), l'opération du BU était prévu avec une fermeture au fond qui s'est avérée irréalisable. A cet effet, une fermeture en surface s'est imposée occasionnant un effet de wellborestorage important.

La PFD a été perturbée à cause de l'utilisation du liftage à l'azote. En effet, ce dernier ne fut arrêté qu'à la fermeture du puits. L'effet de wellborestorage résultant a pour origine la compressibilité du fluide provenant de la formation à laquelle s'est ajoutée la présence de Nitrogène au niveau du wellbore.

L'interprétation du BU a permis d'identifier un système fracturé. L'opération Acid/Frac a créé une perméabilité secondaire par l'élargissement des fissures naturelles. L'écoulement résultant est donc de type Bilinéaire (identification d'une pente 1/4 sur la courbe de la dérivée).

Le régime late radial flow, présent juste après le régime bilinéaire ; est partiellement masqué par l'effet d'une barrière traduisant la présence de deux failles parallèles.

**NB : La comparaison entre l'index de productivité , Skin et la transmissibilités (KH) avant et après opération Acid/Frac a permis de constater une amélioration de ces paramètres mettant ainsi en évidence la réussite de cette opération.(voir la figure II.2)**

### III.1 Généralité sur puits MD659

#### III.1.1 Introduction :

Le puits vertical MD659 s'inscrit dans le cadre du développement du champ de HassiMessaoud implanté au Nord –Est de la zone 23, au Sud-ouest de MD643. Il a pour objectif les réservoirs cambriens (Ra-R2). Ce puits a été proposé pour explorer la partie Nord de MD165 qui a traversé de l'éruptif et de l'intrusif sur 248 m d'épaisseur.

L'interprétation de la sismique 3D à la DH, a montré que le puits est situé sur le flanc d'une zone structurellement relativement haute alors qu'au toit du R2 il est dans le même replat que MD643. MD659 est situé dans une zone où le nombre de puits est bon, ce qui permet un bon contrôle par corrélation avec les puits MD609 ; MD643 ; MD056.

Du point de vue structural, ce puits est localisé dans un compartiment délimité par deux failles importantes de directions : NE-SW.

Il est important de signaler la présence probable de roches volcaniques au-dessus de la Discordance Hercynienne.

#### III.1 .2Paramètres du puits et caractéristiques du réservoir :

##### III.1.2.1 Données liées au puits :

**Tableau III.1** : Données liées au puits.

Nom du puits	MD659
Type de puits	Verticale producteur d'huile
Tubing	4"1/2 ancré
Packer	Top Liner 3317 m

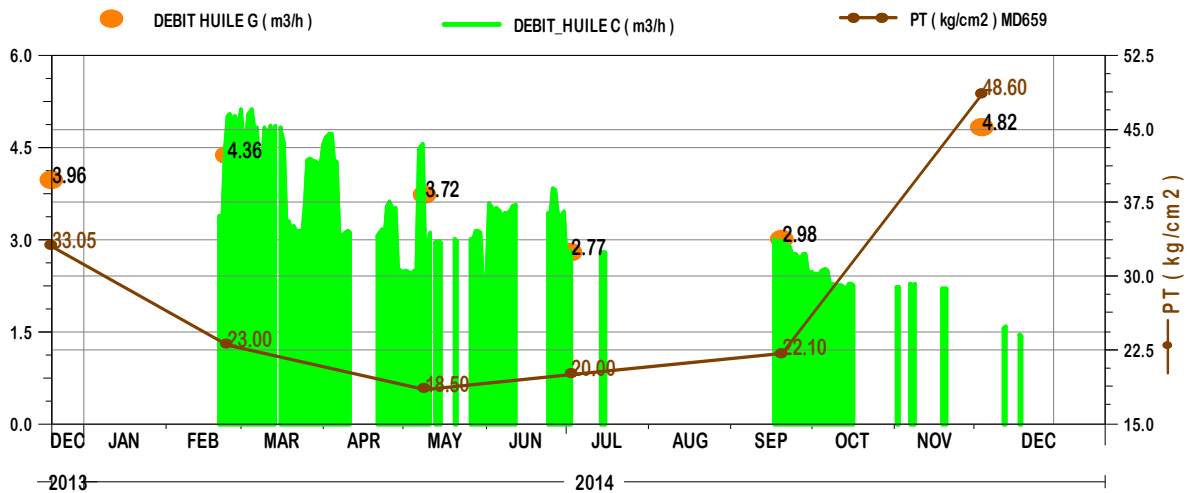
## SIMULATION DE PROBLEME PAR PIPESIM ET COMPARAISON ENTRE LE RESULTAT DE SIMULATION ET LE RESULTAT PRATIQUE

### III.1.2 .2 Données liées au réservoir :

**Tableau III.2** : Données liées au réservoir

Réservoir	Cambrien anisometrique Ra
Température	118 °C
Porosité moyenne	4.9 %
Hauteur (Intervalle a testé)	105 m
Pgisement	219 Kg / cm <sup>2</sup>
Pbulle	159 Kg / cm <sup>2</sup>

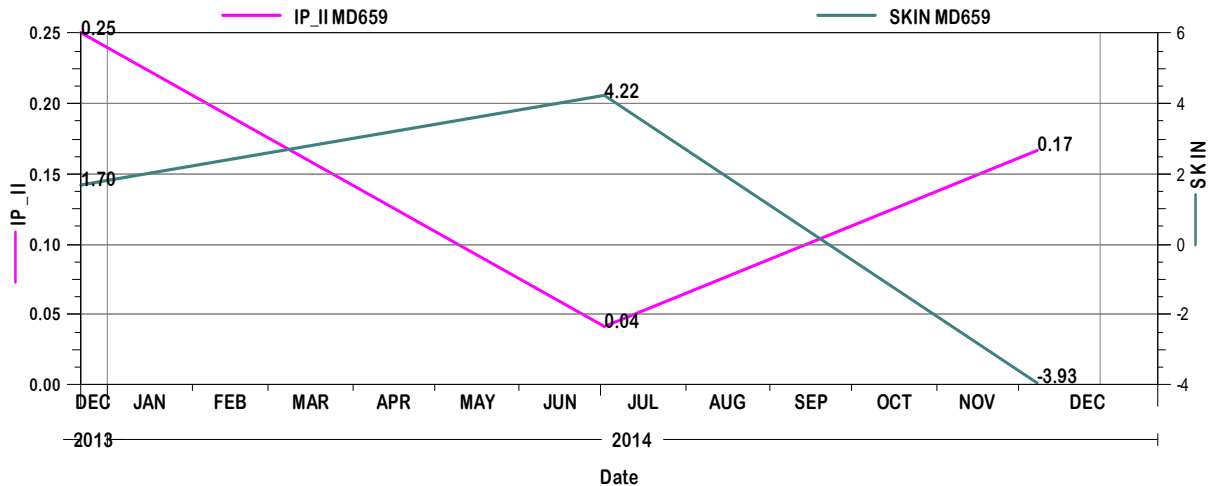
### III.1.2 .3 Historique de la production :



**Figure III.1** : HISTORIQUE DE PRODUCTION

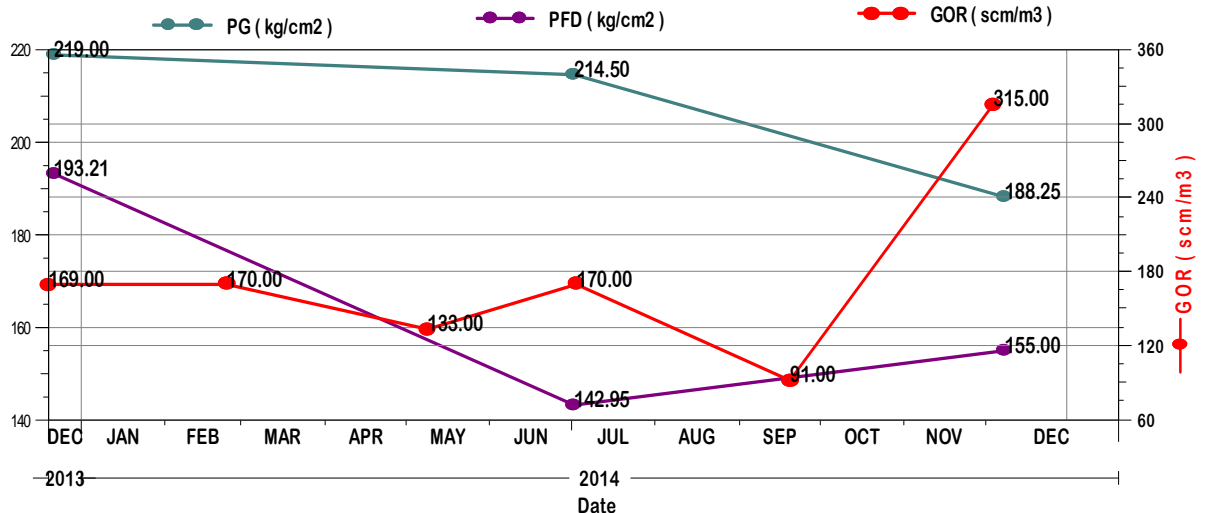
L'analyse de l'historique de production du puits permet de voir l'amélioration de son comportement après l'opération d'Acid/Frac. Son débit et sa pression en tête se sont nettement améliorés (voir Figure III.2 ci-dessus)

## SIMULATION DE PROBLEME PAR PIPESIM ET COMPARAISON ENTRE LE RESULTAT DE SIMULATION ET LE RESULTAT PRATIQUE



**Figure III.2 :** HISTORIQUE DU SKIN ET DE L'INDICE DE PRODUCTION DE MD659.

Le changement mis en évidence par la figure III.2 est confirmé par la visualisation de l'évolution de l'IP ainsi que du skin. En effet, l'IP a connu une évolution à la hausse comparé à sa valeur lors du BU avant Acid/Frac. La liaison couche trou, a connu à son tour une amélioration traduite par la diminution de la valeur du skin (skin négatif après acid/frac). Cette évolution est illustrée par la figure 1.5.



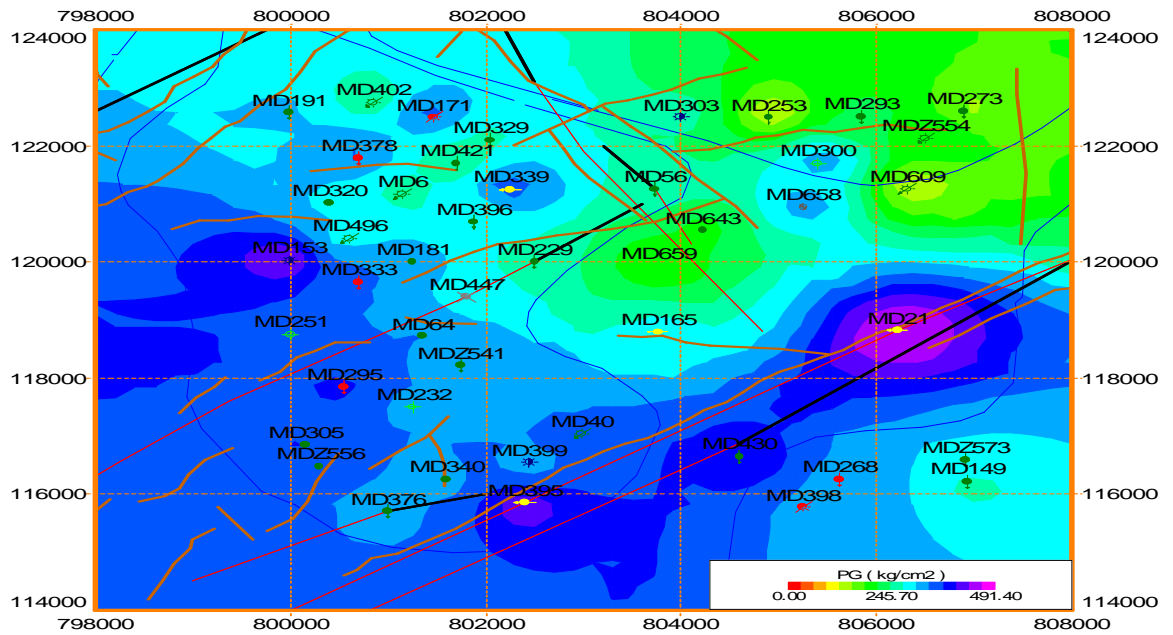
**Figure III.3 :** HISTORIQUE DE PG ET DE PFD ET LE GOR DE MD659.

Pour récapituler, nous avons tracé les valeurs de la PG, PFD et GOR respectives (Figure III.3). Le PG connaît une diminution traduisant la déplétion du réservoir. L'utilisation du liftage à l'azote est traduite par l'augmentation de la valeur du GOR ainsi que celle de la PFD améliorant les performances du puits/réservoir.

SIMULATION DE PROBLEME PAR PIPESIM ET COMPARAISON ENTRE LE  
RESULTAT DE SIMULATION ET LE RESULTAT PRATIQUE

**III.1.2.4 Complétion de puits MD659 :**

- Tubing : 4"1/2 ancré
- Packer à 0.5 m au-dessus du Top liner.
- Le MD659 est Localisé à la Zone 23 connue par les dépôts de sels Ayant pour coordonnées X = 803 761.86 et Y= 119 934



**Figure III.4 : SITUATION DU PUIITS MD659 DANS LA ZONE 23.**

**III.1.2.5 Puits producteur huile voisins :**

**Tableau III.3 :Puits production huile voisins.**

Puits	Zone	Distance(m)	Direction
MD56	23	1319	Nord
MD229	23	1262	Ouest
MD643	23	767	Nord-Est

## III.2 PRESENTATION DU LOGICIEL PIPESIM :

**III.2.1. PIPESIM** : est un logiciel qui calcule les performances d'un puits, il peut aider un ingénieur en production pour prédire l'évolution de la production durant la vie d'un puits. Il possède des dispositifs de calcul d'une sensibilité puissante, qui permettent à des conceptions existantes d'être optimisées et d'évaluer les paramètres dans la future. Il est composé aussi de plusieurs sections permettant la création de modèles nécessaires pour l'étude des performances du puits. Parmi ces sections on peut citer :

- section Black oil.
- section IPR.
- Section VLP.

En créant chaque section, on doit faire un matching avec les données réelles du puits afin d'avoir le maximum de précision.

Il peut être utilisé pour modéliser le puits avec différents scénarios, de faire des prédictions sur la pression et de prédire la chute de pression du réservoir pour optimiser la production.[8]

## III.3 Généralité sur les déférentes model :

### III.3.1Méthode de l'indice de productivité :

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du drawdown (chute) de la pression de fond, le drawdown est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation :

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

J : indice de productivité (bpd/psi).

Q : le débit produit (baril par jour).

P<sub>ws</sub> : Pression de fond statique (psi).

P<sub>wf</sub> : Pression de fond dynamique (psi).

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue.[8]

### III.3.2 Méthode de Vogel :

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. Il a calculé l'IPR à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fonds différentes et des formations de différents paramètres pétrophysiques contenant des fluides différents en PVT, et il a tracé la courbe IPR, à partir de cette courbe il a fait une approche numérique est-il a déduit son équation :

$$\frac{q_w}{q_{wmax}}$$

$q_w$  : Débit entrant (inflow rate) correspondant à  $P_{wf}$ .

$q_{wmax}$  : Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique Nulle ( $P_{wf}=0$ ) (AOF).

$P_{wf}$  : Pression de fond dynamique.

$P_r$  : Pression du réservoir approximative.

La relation de Vogel peut être considérée comme une solution générale pour un réservoir produisant au-dessous du point de bulle, c'est-à-dire à un régime de gaz dissous (gas drive). Au-dessus du point de bulle, l'équation standard de Darcy reste toujours valable considérant l'évolution linéaire de la pression en fonction du débit (méthode de l'IP).

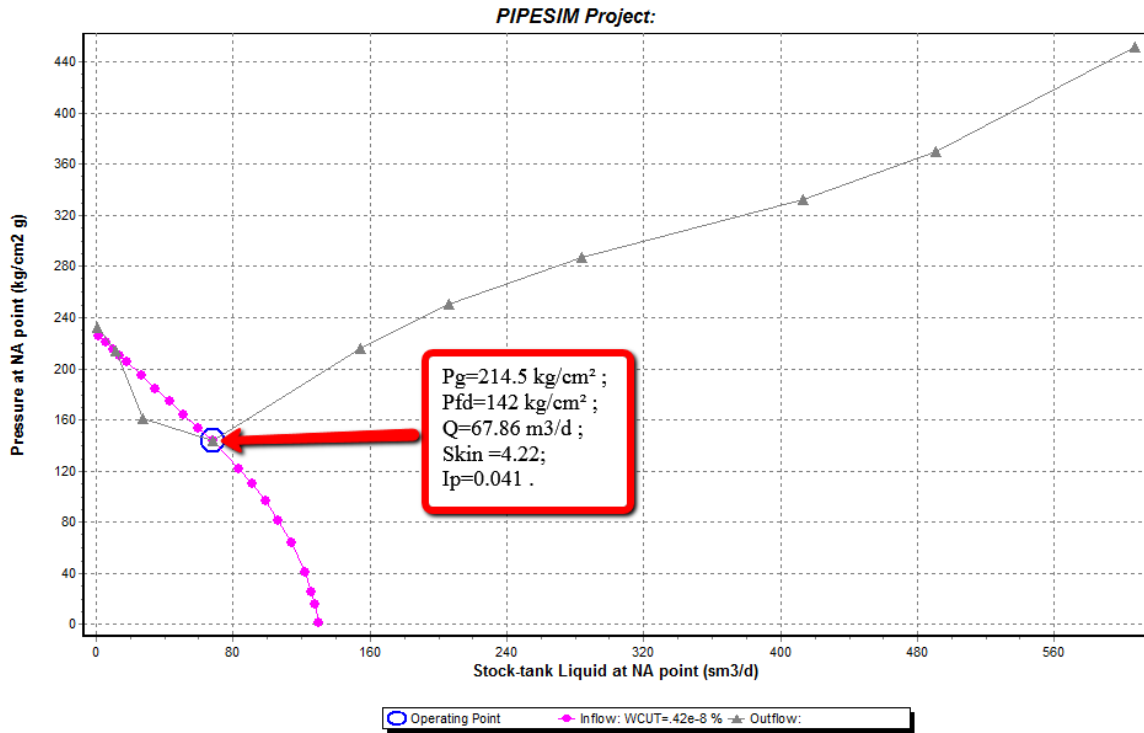
Beaucoup de corrections ont touché l'équation de Vogel pour l'adapter aux différents cas.[8]

**NB :** Pour plus d'informations sur les IPR.



### III .4 Simulation de problème :

#### III.4.1 Etat actuel de puits :



**Figure III.5 :** SIMULATION DE L'ETAT ACTUEL DU Puits .

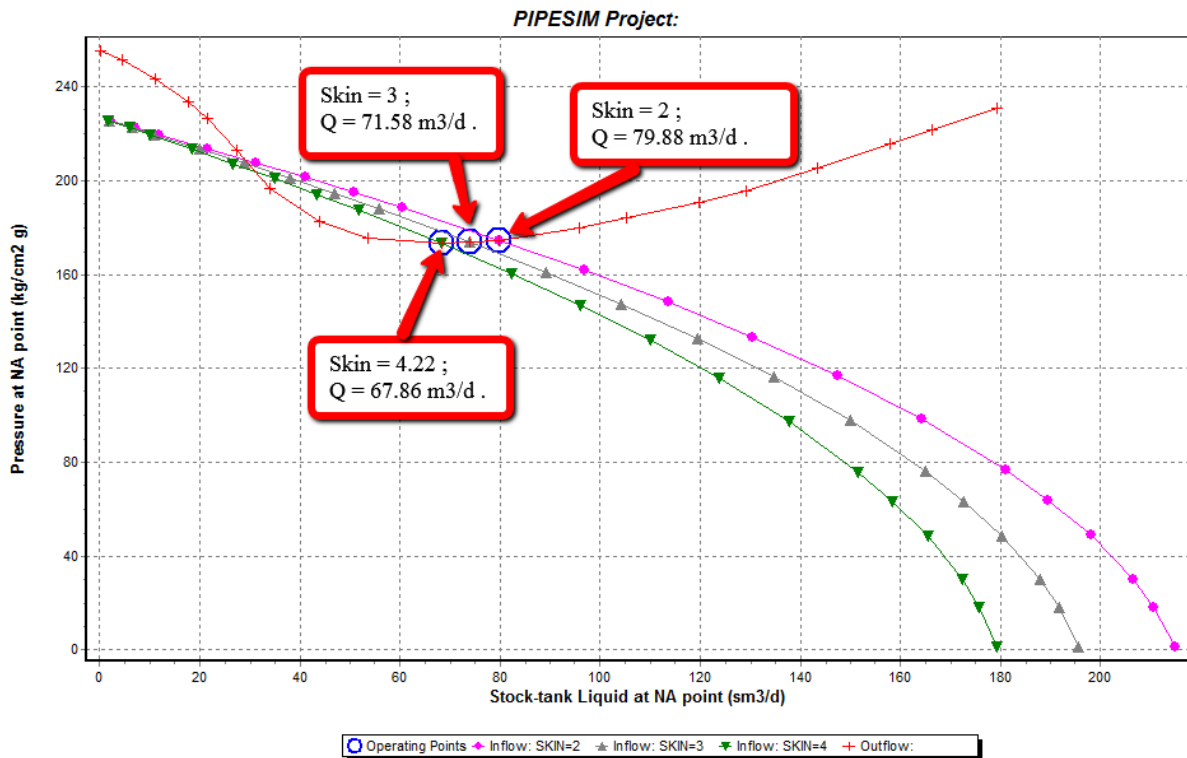
Le graphe ci-dessus représente les résultats simulé de l'état actuel du puits MD659 calés sur le Build Up du 02/07/2014. D'après la courbe tracé par le logiciel « PipeSim » le puits montre un potentiel de production de  $Q_h= 67.86 \text{ m}^3/\text{d} = 2.82\text{m}^3/\text{h}$  avec un Skin Positif de 4.22, son index de productivité et de 0.041.

#### 1. Les Donnés de Build Up 02/07/2014 :

**Tableau III.4 :** Donnés Build up avant stimulation.

Test	Date	$P_g$	$P_{fd}$	$P_t$	Débit	$I_p$	Skin
BUILD UP	02/07/2014	214.5	142.95	17.72	2.78	0.041	4.22

### III.4.2 Plusieurs Scénarios Skin :



**Figure III.6 :** SCENARIO DE DEFFIRENTES VALEURES DE SKIN.

La courbe qui se présente à la Figure 2.2 représente plusieurs scénarios Skin qui peut être amélioré par Acidification, un Skin baissé jusqu'à S=2 n'apportera pas une grande amélioration au Débit du puits  $Q_h = 79.88 \text{ m}^3/\text{d} = 3.31 \text{ m}^3/\text{h}$  ; ce qui rend le puits candidat pour la fracturation hydraulique.

#### 2. Les Données de jaugeage après Acidification :

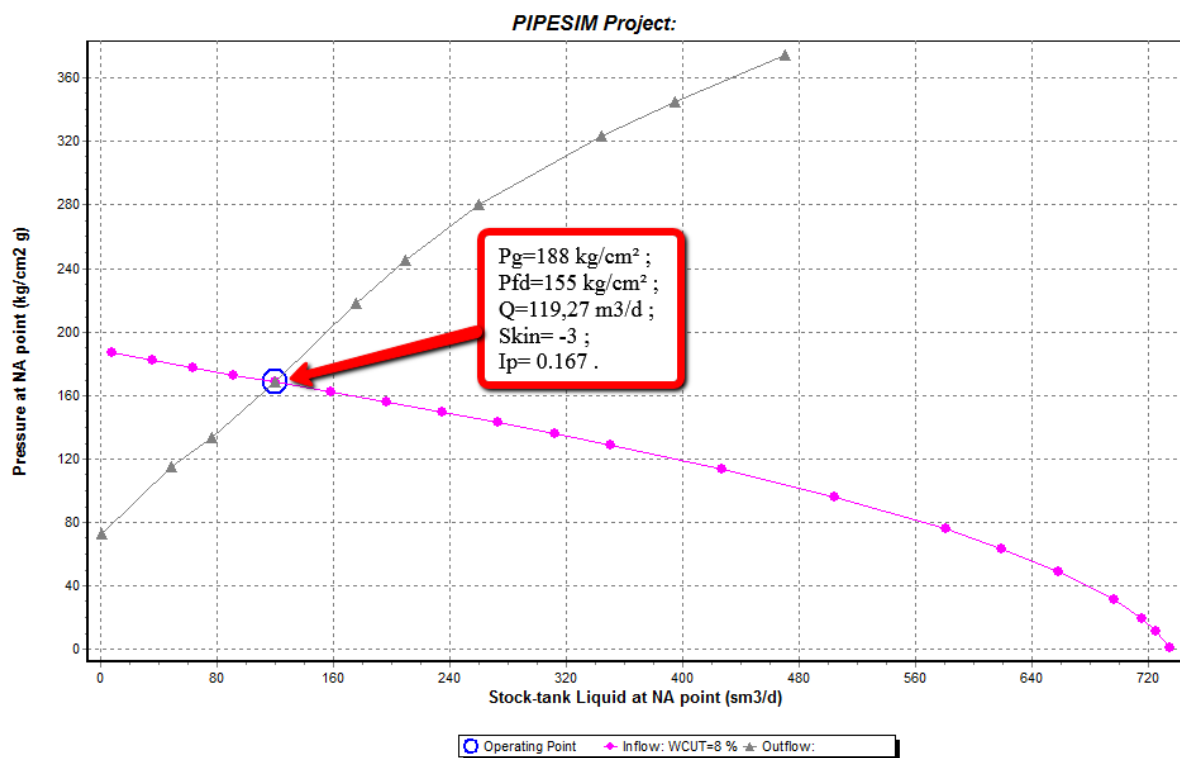
**Tableau III.5 :** Les Données de jaugeage après Acidification .

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)
		Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar			
20/09/2014	11	2.98	271.02	91	22.1	16.5	3.87	23	.5561	0

### 3. Comparaison des résultats simulés et les résultats réels :

Les résultats de Pipesim a donné que a un Skin positive de 2 le potentiel de production est de 3.31m<sup>3</sup>/h ce qui n'est pas loin des donnés réel obtenue par le jaugeage effectué le 20/09/2014 est qui donne un débit de 2.98m<sup>3</sup>/h.

#### III.4.3 Etat de puits Après Stimulation par la Fracturation hydraulique avec Liftage :



**Figure III.7 :**Etat de puits après stimulation par la fracturation hydraulique avec Liftage

Le résultat simulé obtenu par le Pipesim confirme l'efficacité et le succès de la Fracturation Hydraulique, comme on peut le voir dans la courbe Figure V.3 le potentiel de production du puits est amélioré de  $Q_h = 2.98 \text{ m}^3/\text{h}$  à environ  $4.96 \text{ m}^3/\text{h}$ . et l'index de productivité a augmenté jusqu'à 0.167. Mais on doit prendre en considération que c'est avec Liftage à l'Azote par coiled tubing.

### 1. Les Donnés de Build Up 08/12/2014 :

**Tableau III.6 :** Donnés build up après stimulation.

	Date	PG	Pfd	Pt	débit	Ip	Kh	Skin
<b>BUILD UP</b>	08/12/2014	188.25	155	48.6	4.82	.167	85.5	-3.93

### 2. Les Donnés de jaugeage après fracturation :

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h) Récupérée
		Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			
		<b>04/12/2014</b>	11		4.82	1520.06	315			

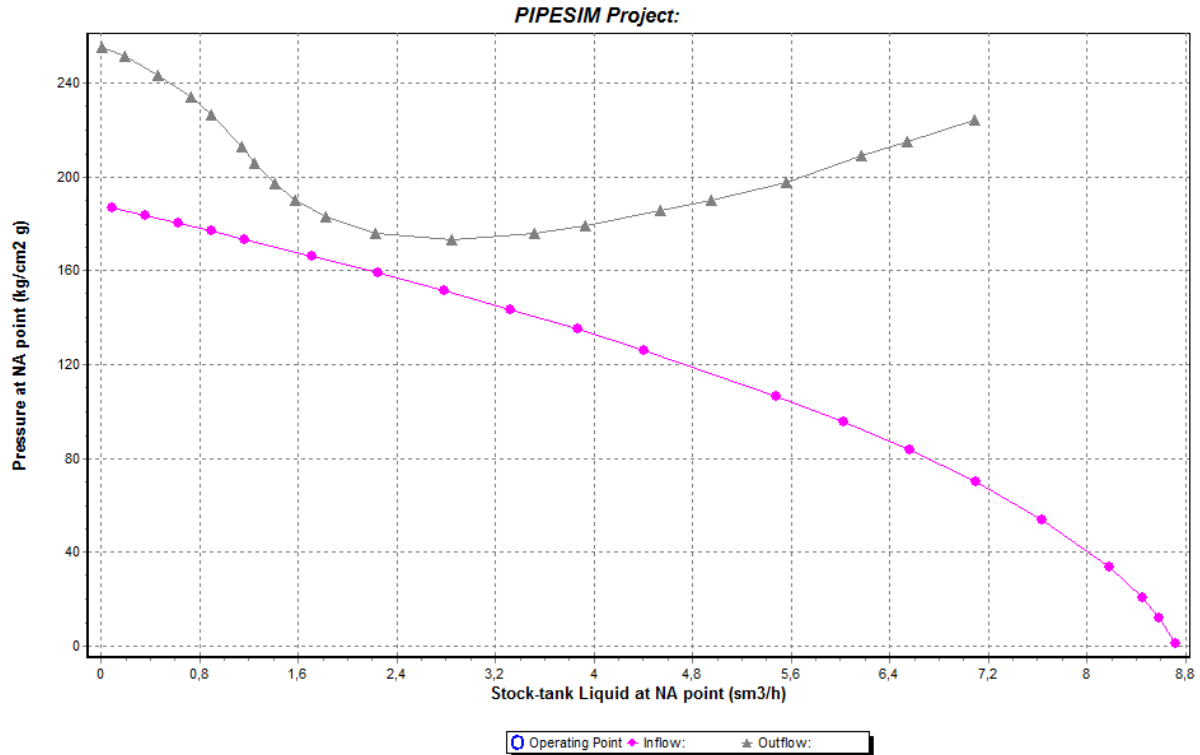
**Tableau III.7 :** Donnés de jaugeage après fracturation.

### 3. Comparaison des résultats simulés et les résultats réels :

D'après les Donnés du jaugeage on peut s'apercevoir que les résultats simulé sont très proches de la réalité et on peut confirmer le succès de l'opération.

Le débit simulé est  $Q_h = 4.96 \text{ m}^3/\text{h}$  et le débit réel déterminé par le jaugeage est de  $Q_h = 4.82 \text{ m}^3/\text{h}$  avec un skin négative de -3.93.

### III.4.4 Etat de Puits à l'arrêt de Liftage :



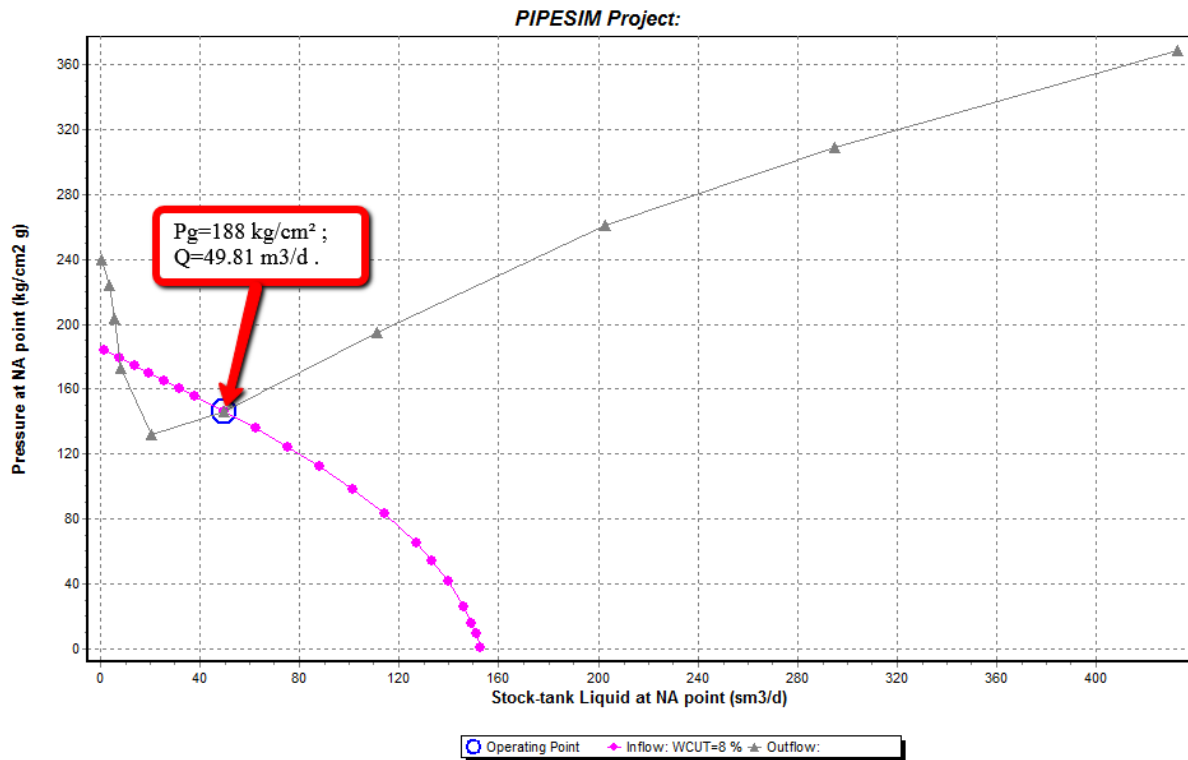
**Figure III.8 : ETAT DE PUIIS A L'ARRET DE LIFTAGE.**

La figure III.8 montre la courbe de performance du puits MD659 ou' il nous donne pas une production.

On remarque que le puits MD659 ne peut plus acheminer le fluide jusqu'à la tête à l'arrêt du liftage, donc il est devenu non éruptif et la colonne hydrostatique est devenue très lourde Sous l'effet du Water Cut. Donc on est obligé de l'activé avec un procédé d'activation de puits. La meilleure solution pour le puits MD659 est l'installation du Gaz Lift mais étant donné que l'installation Gaz lift est à une distance lointaine de MD659 on suggère une solution efficace et économique pour ne pas perdre la production d'un puits avec un index de productivité si important en attendant le gaz lift.

### III.5 Solutions Proposés :

#### III.5.1-Sensitivité de Puits sur tubing 2 7/8 :



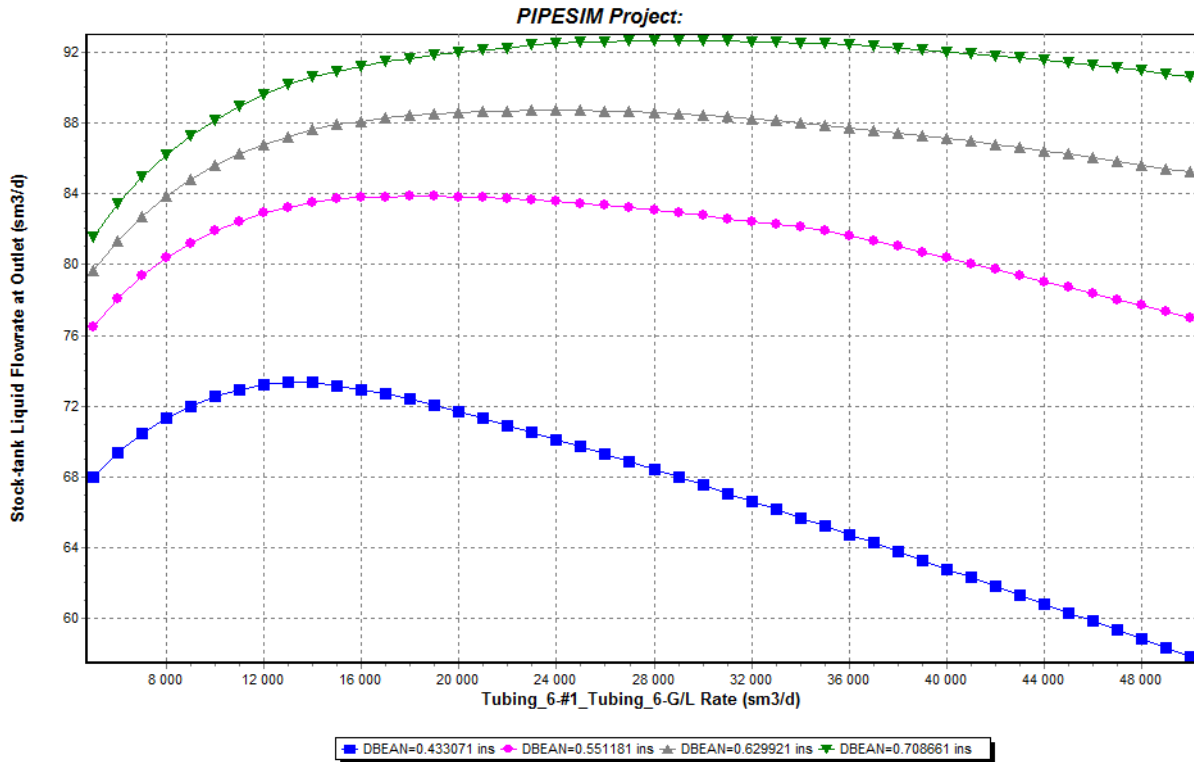
**Figure III.9 : SENSITIVITE DE PUIITS SUR TUBING 2 7/8.**

La Courbe nous Indique que si on change Notre Tubing de 4 1/2 a Tubing 2 7/8 le comportement de puits va changer et donnera un potentiel de production de  $Q_h = 49.81 \text{ m}^3/\text{d} = 2.07 \text{ m}^3/\text{h}$  sachons que la pression de gisement a diminué de  $219.4 \text{ Kg}/\text{cm}^2$  a  $188 \text{ kg}/\text{cm}^2$ . En conclusion ce n'est pas la meilleure solution mais la plus économique et elle nous évite de perdre la production en attendons que le puits soit raccordé avec l'installation Gaz lift.

#### III.5.2. Choix De duse et de débit d'injection de gaz Lift :

L'étape suivante est la détermination du débit de gaz optimum qui va donner le minimum de perte de charges gravitationnelles et par frottement. L'évolution du débit de production en fonction du débit d'injection de gaz est représentée sur le graphe ci-après :

## SIMULATION DE PROBLEME PAR PIPESIM ET COMPARAISON ENTRE LE RESULTAT DE SIMULATION ET LE RESULTAT PRATIQUE



**Figure III.10 : CHOIX DE DUSE ET DE DEBIT OPTIMUM POUR L'INJECTION GAZ LIFT.**

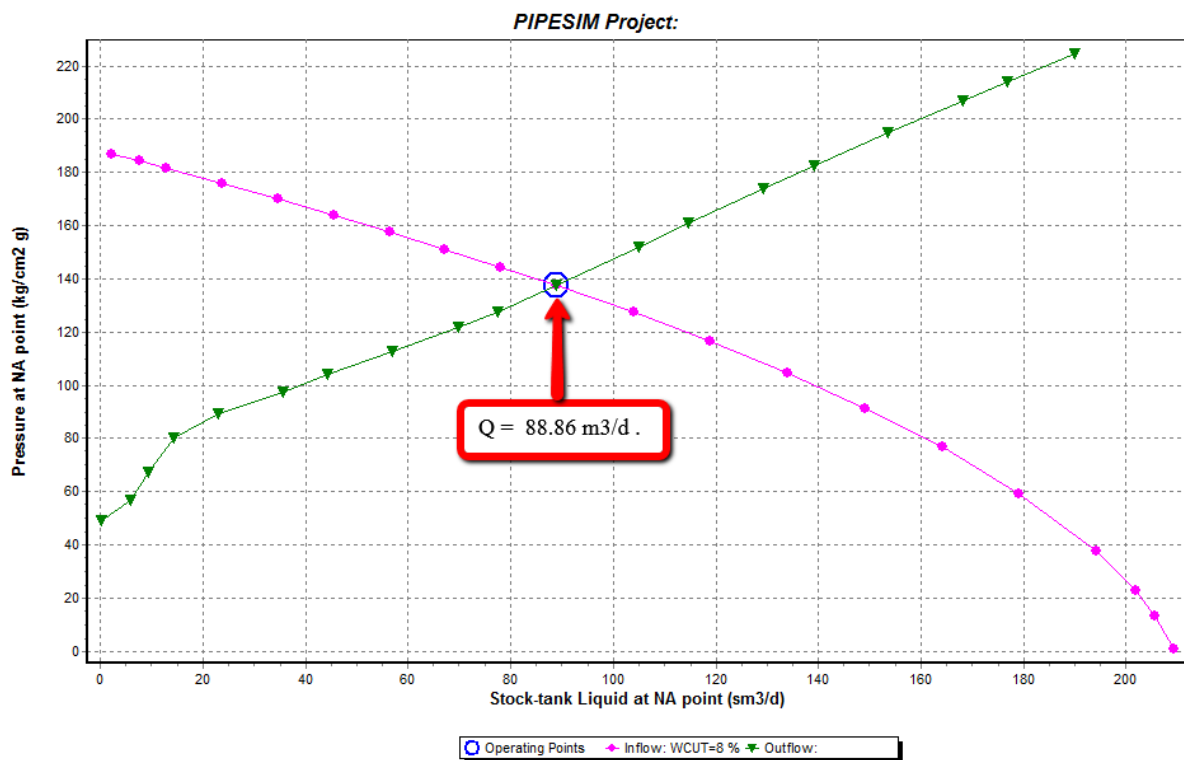
D'après cette courbe on remarque que l'augmentation de débit injecté fait augmenter le débit d'huile, mais n'est pas le même en tous les cas il augmente au fur et à mesure que le débit de gaz injecté augmente pour des valeurs inférieure à 20000m<sup>3</sup>/d mais au-delà de cette valeur il ne cesse que diminuer.

Mais, il faut noter que toute injection qui dépasse 20000m<sup>3</sup>/d est considéré comme très grande et irréalisable d'un point de vue économique et technique économique puisque elle demande une grande quantité de gaz, on remarque que a un débit qui dépasse 20000 m<sup>3</sup> par jour l'augmentation de débit et très faible par rapport au gaz pompé.

Selon le Graph on choisit aussi une Duse de 14 mm.

### III.5.3 .Sensitivité Sur optimisation de gaz Lift :

Pour une récupération maximale, il faut bien optimiser le débit d'injection de gaz en utilisant le logiciel PIPESIM. L'optimisation par ce logiciel nous a donné la courbe de performance suivante :



**Figure III.11 : SENSITIVITE SUR OPTIMISATION D GAZ LIFT.**

Figure III.11 présente l'intersection de l'IPR (courbe caractéristique du réservoir) et la TPC (courbe caractéristique de l'installation) qui donne le débit de fonctionnement du puits pour le GLR utilisé  $Q_g = 20000 \text{ m}^3$ . Les résultats obtenu nous confirme que c'est la meilleur solution pour le MD659 on améliorant son potentiel de production a environ  $Q_h = 88.86 \text{ m}^3/\text{d} = 4 \text{ m}^3/\text{h}$ .



## CONCLUSION

Avant de programmer un type de traitement, il est indispensable de commencer par faire une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres de production et/ou d'injection, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts récupérés.

Une meilleure préparation et interprétation d'une acidification et fracturation hydraulique nécessite le maximum de données pour faire une analyse approfondie qui vise essentiellement, à identifier les causes de succès ou d'échec, afin d'éviter les problèmes éventuels, et d'améliorer les procédés des traitements par l'amélioration de la sélection des puits candidats.

En analyse les résultats des acidifications et de fracturation hydraulique effectuées à HMD(puits MD659), on peut conclure ce qui suit :

- 1-La détermination du type d'endommagement est essentielle pour la sélection du traitement adéquat.
- 2-Des essais et des tests de puits (Build-up, jaugeage, PLT,...) doivent être effectués juste avant et après la stimulation pour évaluer le taux de l'endommagement, déterminer sa localisation et évaluer les résultats après chaque traitement (débit, IP, skin) afin de pouvoir juger la réussite de l'opération.
- 3-Faire des calculs des différents skins pour mieux estimer le skin d'endommagement.
- 4-Procéder à l'analyse nodale pour évaluer les taux d'endommagement des puits et leur débits potentiels, une telle analyse nécessite des données de Build Up récent.
- 5-Evaluer les résultats après traitement afin de recommander les solutions adéquates pour les puits non réussit.

## RECOMMANDATION

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

1-Etudié l'historique du puits (rapport de forage, de Work Over, de complétion, et de Snubbing) afin d'identifier le type de l'endommagement existant et l'établissement d'un diagnostic adéquat au problème.

2-Prévoir le meilleur procédé d'exploitation du puits après la stimulation afin de profiter de l'amélioration de son débit.

3-Faire une étude économique pour vérifier la rentabilité de toutes les techniques appliquées.

4-Faire des calculs des différents pseudos skin pour mieux estimer le skin d'endommagement.

- [1] Benhamida I., Lakhchakheche T. et Saoudi A. , mémoire de master, « Amélioration de l'injectivité de puits par fracturation hydraulique. Puits OMO473 », université d'Ouargla, Algérie, juin 2012.
- [2] Ghesmoune M. et Bendjedia I., mémoire d'ingénieur d'état en production ,« Le choix entre la fracturation hydraulique et le short radius par la modélisation de l'indice de productivité», université de Boumerdes, Algérie 2007.
- [3] Irzi D. et Stimi Y., mémoire d'ingénieur d'état en production, « analyse d'une fracturation hydraulique » , université de Boumerdes, Algérie 2008.
- [4] El Touati Y., Berriani W., 7<sup>ème</sup> journée scientifiques et techniques sur les énergies, 28 au 29 novembre 2006, Oran, Algérie.
- [5] Houzé O., Viturat D., Ole S.F., Dynamic data analysis- v.4. 12.02, 1981-2011.
- [6] KACI Y., Programmes d'acidification des puits et Rapports journaliers des opérations (DP/EP/Service techniques puits), 28 aout 2014, Hassi-Messaoud.
- [7] KACI Y., Programmes de fracturation des puits et Rapports journaliers des opérations (DP/EP/Service techniques puits), 28 aout 2014, Hassi-Messaoud.
- [8] PIPESIM, production system analysis software, **Version 2011.1**

Annexe 01 : CHAMP DE HASSI MESSAOUD COUPE STRATIGRAPHIQUE & DIFFERENTES PHASES DE FORAGE

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep	TUBAGES & BOUE			
CENEZOIQUE	MIO PLIOCENE	239	1	Boue douce	SABLE, CALCAIRE	→ Complexe aquifère	
	EOCENE	122	7		CALCAIRE		
	SENONOON	CARBONATE	107	1	bentoniti	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE	
		ANHYDRITIQUE	209	±		ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE	
			149	2		SEL MASSIF	→ pour l'injection
	TURONIEN	112	1	Boue KEN X	CALCAIRE	→	
	CENOMANIEN	147	2	D: 1,26-1,32	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE		
	ALBIEN	362	1		GRES, ARGILE	→ Aquifère eau douce.	
	APTIEN	24	4		DOLOMIE		
	BARREMIEN	276			ARGILE, SABLE	Utilisée pour	
NEOCOMIEN	182			DOLOMIE, MARNE, ARGILE			
JURASSIEN	MALM	226			ARGILE, MARNE, CALCAIRE		
	DOLG	ARGILEUX	107			ARGILE, MARNE	
		LAGUNAIRE	211			ANHYDRITE, DOLOMIE	
	LIAISON	LD	6	±		DOLOMIE, ANHYDRITE,	
		LS	9	8	Boue S.S	SEL, ANHYDRITE	→ Eaux chlorurées calciques D : 1.28
		LD2	5	1	D: 2,2	DOLOMIE, MARNE	
		LS	5	2		SEL MASSIF	
	TRIASSIEN	LD	3			DOLOMIE, MARNE	
		TS	4			ANHYDRITE, ARGILE	
		TS2	18			SEL, ARGILE, ANHYDRITE	→ Manifestation des
TS3		202			SEL MASSIF	→	
	ARGILEUX	11			ARGILE		
	GRESEUX	0			GRES, ARGILE	→ Zones de pertes de	
PALÉOZOIQUE	ERUPTIF	25			ANDESITE		
	Quartzites de	77			Grès très		
	Hamra Grès d'El-	2			Grès fins		
	Argiles d'El-	5			Argile verte ou		
	Zones des	1			Alternances grès et		
	R	4		±	GRES		
	R	125		CAROTAGE	cométrés		
	R	100		EN	GRES Grossiers		
	R	37			Argile		
	Infra Cambrien	4			GRES Argileux		
SOCLE	5			ROUGE			

## Annexe 02 : Information générales sur MD659

- Position :

<b>X</b>	<b>803,761.86</b>
<b>Y</b>	<b>119,934.65</b>
<b>Ztable</b>	<b>184 m</b>
<b>Zsol</b>	<b>174,93 m</b>

- Donneesptrophysiques :

Type de boue : OBM ; d=0,88 g/cc ; V=40s/qt

- Logging:

Phase	Date	Company	Job	Observations
16"	21-nov.-13	HESP	GR/Sonic/Caliper	**
12" <sup>1/4</sup>	02-03/12/2013	HESP	1° Run: GR/Sonic/Caliper -- 2° Run: GR -- 3° Run: VSP.	**
8" <sup>3/8</sup>	10-déc.-13	HESP	1°Run:GR/Sonic/Caliper /CBL/VDL du casing 9"5/8 2° Run:GR/Density	**
6"	16/12/2013/ / 26/12/13	HESP	GR/CBL/VDL du liner 7"//1°Run:GR-CAL-SONIC/2°Run:GR-RESIST-DENSITY-NEUTR/3°Run:VSP	CBL/VDL fait avant approfondissement

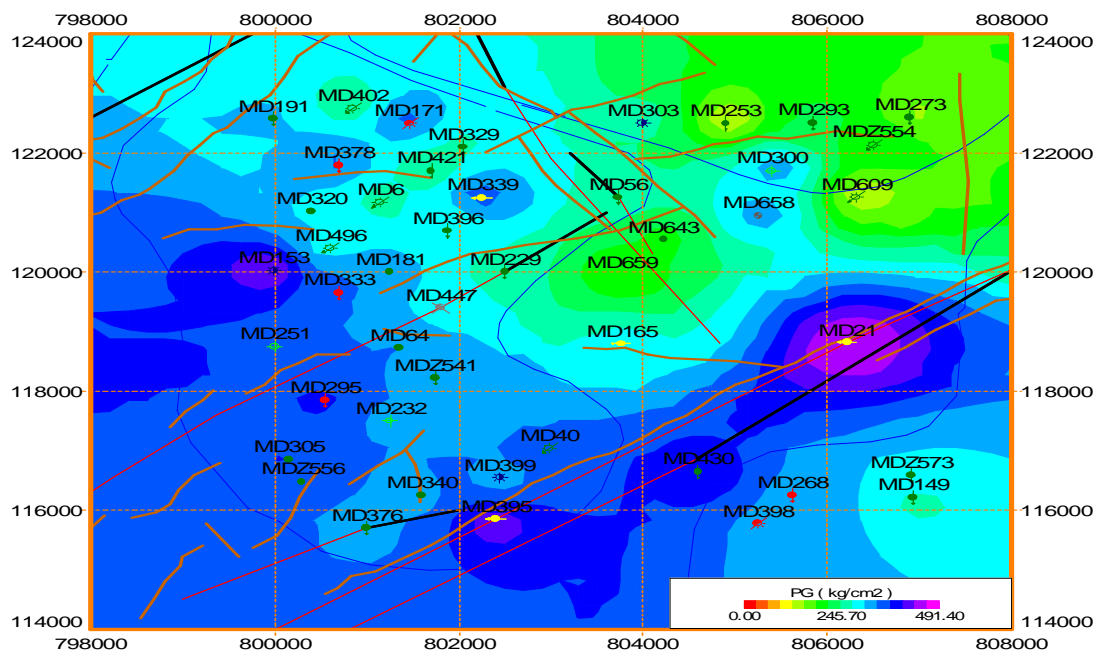
- COTES DES TUBAGES :

Tubage	Prévisions	C.S	C.E
Csgshoe 18 <sup>5/8</sup>	506	504	502
Csgshoe 13 <sup>3/8</sup>	2 436	2 426	2 395
Csgshoe 9" <sup>5/8</sup>	3 318	3 304	3 305
Csgshoe 7"	3 348	3 337	3 337
Csgshoe 4"1/2			

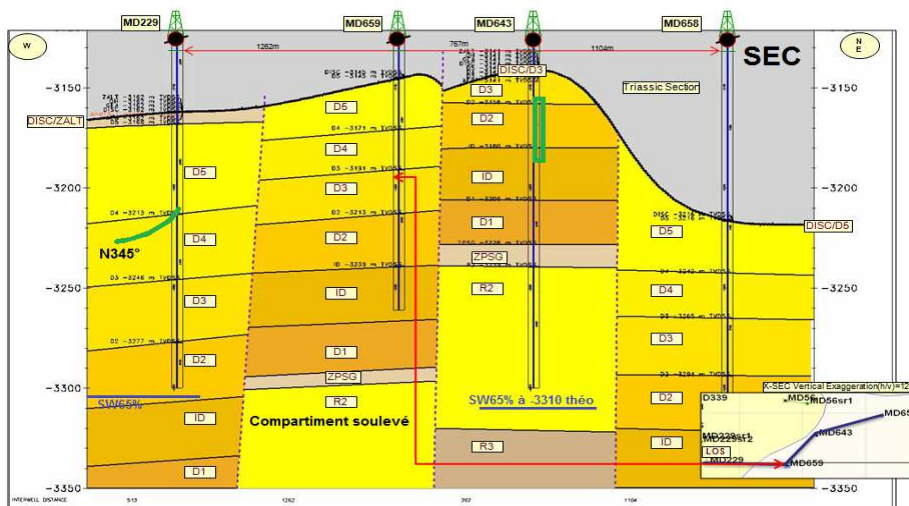
## ANNEXE

- Programme de complétion :

Profondeur (m)	Casing 7"	Cambrien	Fond
Electrique	3337	3327	3448.5
Sondeur	3337.00	3325	3449



**Carte Iso-Pression MD659**



**Crosse Section MD659**

## ANNEXE

## Annexe 04 : Résultats des essais de puits :

<b>Résultats DST (Ri/Ra) du : 16/22-12-13</b>	
Pg( kg/cm <sup>2</sup> )	209.35
Pfd( kg/cm <sup>2</sup> )	193.21
Pt ( kg/cm <sup>2</sup> )	33.05
Débit (m <sup>3</sup> /h)	3.96
I.P	0.25
Skin	1.46
GOR (m3/m3)	169.0
Hk L (m.md)	1,190.0
Hk Lointain (m.md)	*
Hk Proche (m.md)	*
Duse (mm)	9.53

## Annexe 05 : opération effectuées sur MD659

<b>Opérations effectuées Sur md659</b>			
<b>Date Début</b>	<b>Date Fin</b>	<b>Opérations</b>	<b>Sous/opérations</b>
11/01/2015	07/02/2015	SNUBBING	-----
08/12/2014	08/12/2014	WIRELINE	Mesure de pression SBU
04/12/2014	04/12/2014	OPERATION SPECIALE	Kick Off
03/12/2014	03/12/2014	WIRELINE	Mesure de pression SBU
24/11/2014	24/11/2014	WIRELINE	Instrumentation
18/11/2014	18/11/2014	OPERATION SPECIALE	KICK OFF
17/11/2014	17/11/2014	WIRELINE	Grattage Controle
05/11/2014	05/11/2014	OPERATION SPECIALE	Kick Off
28/10/2014	28/10/2014	OPERATION SPECIALE	Kick off
25/10/2014	25/10/2014	OPERATION SPECIALE	Kick Off
22/10/2014	22/10/2014	OPERATION SPECIALE	Kick Off
20/10/2014	20/10/2014	OPERATION SPECIALE	Post frac Clean out
18/10/2014	18/10/2014	OPERATION SPECIALE	Frac
17/10/2014	17/10/2014	OPERATION SPECIALE	Shadow frac
17/09/2014	17/09/2014	OPERATION SPECIALE	Kick Off
16/09/2014	16/09/2014	OPERATION SPECIALE	Matrix 2nd day
15/09/2014	15/09/2014	OPERATION SPECIALE	clean out with Tube clean
13/07/2014	13/07/2014	WIRELINE	Mesure de pression LBU
02/07/2014	02/07/2014	WIRELINE	Mesure de pression LBU
30/06/2014	30/06/2014	WIRELINE	Grattage Controle
26/05/2014	26/05/2014	OPERATION SPECIALE	Clean out
22/04/2014	22/04/2014	OPERATION SPECIALE	OPERATION SPECIALE
22/04/2014	22/04/2014	OPERATION SPECIALE	Acide 2 eme phase
21/04/2014	21/04/2014	OPERATION SPECIALE	Acide 1 ere phase
15/04/2014	15/04/2014	WIRELINE	Grattage Controle
11/04/2014	11/04/2014	WIRELINE	Grattage Controle
17/03/2014	17/03/2014	OPERATION SPECIALE	clean Out
21/02/2014	21/02/2014	OPERATION SPECIALE	mise en production
01/01/2014	01/01/2014	DIAGRAPHIE	-----
16/12/2013	16/12/2013	DIAGRAPHIE	-----
10/12/2013	10/12/2013	DIAGRAPHIE	-----
02/12/2013	02/12/2013	DIAGRAPHIE	-----

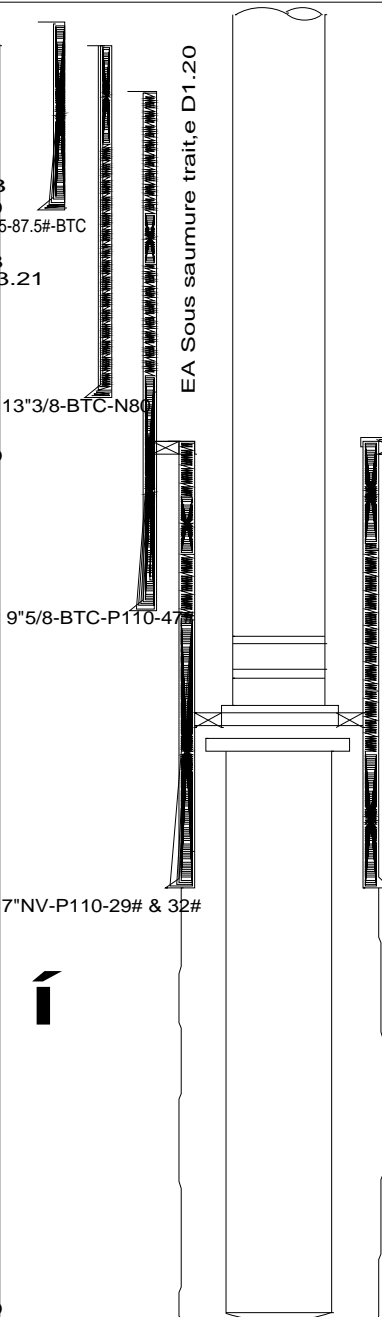
## Annexe 06: fiche technique MD659

**SONATRACH**  
**DIVISION PRODUCTION**  
**REGION HASSI-MESSAOUD**  
**D.E.P**

# COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREE MD659

X : 775 143.002  
Y : 3 503 143.991

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/VM	SOND/TR
		*Puits for, par l'appar ENF29 le 11.01.2014	
		*Reservoir repris avec une OBM D0.88	
			507.00
			18"5/8-K55-87.5#-BTC
		DST1:TD:3419m-22.12.13-Pt:33.05-Duse:9.53	
		Q:3.96-GOR:169-Salinit,:43-Pg:209.35-Prd:193.21	
114.30	99.57		
122.00	96.39		
		2434.00	
		2596.10	2604.00
			3303.00
126.20	93.67	3288.02	3295.92
126.20	87.78	3298.56	3306.46
139.60	103.20	3309.20	3317.10
144.10	101.60	3310.10	3318.00
		3312.10	3320.00
			3329.10
		3337.00	3337.00
			3341.10
114.30	99.57		
122.00	96.39		
127.00	100.00	3441.10	3449.00



Olive Crown 11" Taraud,e 4"1/2NV x 4"3/4 Acme H  
Ajust, avec 327 Jts + 3PJ(1.05+1.15+1.85m)4"1/2NV

Csg 9"5/8 coup, ... 16Cm  
Tbg head Crown 13"5/8 x 11" 5000  
Adapteur Crown 11" x 4"1/16 5000  
1,re VM + 2,me VM (Crown) 4"1/16 5000  
Croix 4"1/16 x 3"1/8 5000

Z SOL : 174.93  
Z TABLE : 184.00  
Z 1VM : 176.13  
H.T : 9.14m  
Zone : 23

Tbg 4"1/2NV N80 MP110 13.5# R2 & R3  
Pds train:56T(OBM D0.88)-Cs:4900#-Test:6000psi

Liner 7"NV-P110-32#

OTIS L.Nipple "R" 4"1/2NV L:0.35m  
OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2NV L:0.45m  
Hallib Ratch latch 4"1/2New Vam L:0.90m  
Hallib Packer AWR 7" 32-38#(Comp:18T)  
Red 4"1/2NV M x 4"3/4 Acme H G L:0.32m

\*Cambrien : 3327m (CE)-3325m(Sond)  
\*Puits cav, de 3381m ... 3433m

Liner Cr,pin, 4"1/2 FJ Hyd511 x NV L:128.90m  
(Cr,pin,4"1/2N80 13.5# Hyd511 R2 20Slots/ft-2"x0.125")

Composition du liner 4"1/2 Weath  
10 Cr,pin.s 4"1/2FJ Hyd511 L:95.51m  
Red 4"1/2NV F x 4"1/2 FJ Hyd 511 M L:12.15m  
2 Lisses 4"1/2NV L:20.62m  
Red 4"1/2NV M x 4"3/4 Acme H G L:0.32m  
Long Totale du liner : 128.90m

Top bouchon de ciment  
Sabot guide 4"1/2NV L:0.85m  
Fond initial

COMPLETION : 11.01.14



Annexe 07 :fiche technique MD659 après SNB

