



Université KASDI Merbah Ouargla
Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et
de l'univers
Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES
Pour obtenir le Diplôme de Master Académique
Filière : Génie pétrolier
Option : Production Académique

Présenté Par :

BEN ALLAL Djamel, LAIB Noureddine, SETTOU Messaoud

-THEME-

Stimulation par Acidification Champ Gassi Touil
Cas puits GT30

Soutenue le : 25/ 06/ 2018 devant la commission d'examen

M^m^{elle} Korichi Asma

Président

M^r MILOUDI Mustapha

Examineur

M^r DADA Saada

Rapporteur

Promotion: 2017 - 2018



DÉDICACE

C'est avec grand plaisir que je dédie ce modeste travail :

À mes chers parents qui m'ont aidé par leur présence et leur soutien.

À mon cher père : ABDE EL AZZIZ

A mon chare Maman : R.B

À mes chers petit Frère : ABDOU

*et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte
le nom : BENALLAL .*

DJAMEL BENALLAL





Dédicace

*Je dédie ce modeste travail avant tout à la
lumière ma vie, la source de mon bonheur et le
guide de mon chemin à : **mes très chers parents.***

*Que je ne saurais jamais remercier assez pour
leurs sacrifices et leur présence durant mes études et
toute ma vie.*

A mes frères


A mes soeurs

*A toute la famille : **laïb***

A mes amies proches

A toutes les personnes de département :

Production d'hydrocarbures



Dédicace

Je dédie ce modeste travail, fruit de très longues années de travail

*A la seule femme de ma vie qui a énormément souffert pour faire de moi ce que Je suis et qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de Prier pour moi
Ma très chère Mère.*

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien et sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mes frères : Abdellah, Atmen, Ismail, Mouhammed, Dhia

A mes sœurs : FtamaZouhra , ALdjia, Khiera.

A toute ma grande famille, Settou et Zeghouen

A mes amis : Lazhar, Riadh, Mohamed, Bilal, Farouk Djamel, et Noureddine

Settou Messaoud

Remerciement

Au premier temps, nous tiens à remercier le bon dieu, qui m'a donné la force et le courage pour achever ce modeste travail.

On aimerait bien exprimer nos plus profondes gratitudees à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à l'élaboration de ce travail, leur aide forte appréciable a été enrichissante et déterminante lors de l'élaboration de ce travail.

Nous tenons à remercier mon Encadreur Mr : Dadda Saada pour ces conseils et orientations. Je le remercie vivement pour ses remarques et pour le temps qu'il m'a accordé le long de cette période malgré ses occupations. Nous adressons nos remerciements aussi à : Hammou Saïd pour ses larges soutiens et le temps bénéfique qu'ils m'ont consacré.

Tous les personnels de la division EP et la région de Gassi touil.

Sommaire

Dédicace

Remerciement

Symbole. Notation. Abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction 1

Chapitre I : Description géologique de champ Gassi Touil

I.1. Présentation du champ de GassiTouil 2

I.2. Les caractéristiques de gisement de Gassi Touil 3

I.3. Les problèmes de production dans la région de Gassi Touil 5

Chapitre II : Notion sur l'endommagement

II.1 Définition de l'endommagement 6

II.2. Localisation de l'endommagement 6

II.3. L'origine de l'endommagement de la formation 7

II.4. Degré d'endommagement (skin) 8

II.5. Effet de l'endommagement sur la productivité 9

II.6. Détermination de Skin par un test de remonté de pression (BuildUp) 10

Chapitre III : Théorie de l'acidification

III.1. Notion de stimulation	12
III.2. Théorie de l'acidification	13
III.3. Techniques de mise en place	17

Chapitre IV : Chimie de l'acidification

Introduction	18
IV.1. Les fluides de traitement	18
IV.2. Acidification des réservoirs carbonatés	18
IV.3. Guide des sélections d'acide	20
IV.4. Additifs.....	20
IV.5. Les différentes étapes d'un traitement à l'acide.....	22

Chapitre V : Projet d'acidification Application sur puits GT 30

Introduction	23
V.1. Historique de puits.....	23
V .2. Etude d'endommagement	27
V .3. Etude de sensibilités par logiciel Prosper	33
V.4. Calcule nécessaire pour un traitement d'acidification	38
V .5. Traitement préconisé	39
V .6. Résultats techniques et économiques de traitement.....	39
Conclusion et Recommandation	41
Bibliographie	

Liste des figures

Figure I-1 : la situation géographique de Gassi-Touil	3
Figure II-1 : Séquence d'un test de remonté de pression.....	10
Figure II-2 : Courbe d'Horner	11
Figure III-1 : Acidification des matrices	13
Figure V-1 : Fiche technique du puits GT 30	24
Figure V-2 : L'évolution du P et Q_0 en fonction de temps	28
Figure V-3 : Courbes semi-log d'Horner.....	28
Figure V-4 : Courbes de teste + Résultats de l'analyse	31
Figure V-5 : Courbe IPR.....	35
Figure V-6 : Choix de corrélation de calcul VLP	36
Figure V-7 : Courbe de performance de puits	36
Figure V-8 : Courbe de sensibilités	37

Liste de Tableaux

Tableau I-1: Caractéristiques pétro-physiques de champ Gassi Touil.....	5
Tableau IV-1 : Guide de sélection de la concentration de l'HCL	27
Tableau IV-2 : Guide de sélection de la concentration de Mud acide.....	28
Tableau V-1 : Les phases de forage.....	23
Tableau V-2 : Perforation.....	25
Tableau V-3 : Résultats de PLT (conditions du fonds).....	26
Tableau V-4 : Paramètres de test Build up.....	27
Tableau V.5 : Paramètres de la couche productrice.....	30
Tableau V.6: Paramètres de fluide.....	30
Tableau V-7 : Résultats de l'analyse par PanSysteme.....	32
Tableau V-8 : Résultats de l'analyse de test Build up.....	32
Tableau V-9 : Les données PVT.....	33
Tableau V-10 : Equipements de fond.....	34
Tableau V-11 : Résultats de sensibilité.....	37
Tableau V-12 : Résultats de test jaugeage.....	39
Tableau V-13 : Comparaison les résultats avant et après l'acidification.....	40

Symboles Notation Abréviations

ΔP_s	Chute de pression supplémentaire due au Skin	bar ou psi
μ_o	La viscosité d'huile	cp
Φ	Porosité	m ³ /j ou bbl/d
AOF	Absolute open flow	
B_o	Facteur volumétrique FVF	m ³ / m ³
BU	Build-up	
C_t	Compressibilité totale	psi-1
CT	Coiled tubing	
gf	Le gradient de fracturation	psi.ft
GOC	Gas Oil Contact	
GOR	Gas Oil ration	
h	Hauteur utile de la couche productrice	m ou ft
H_t	hauteur totale	m ou ft
H_u	Hauteur utile	m ou ft
IP	Indice de productivité	
IPR	Inflow performance relationship	
K	Perméabilité du réservoir	
K_s	Perméabilité de la zone endommagée	
Kh	La conductivité hydraulique	
K_h	Perméabilité horizontale	
K_v	Perméabilité verticale	md
P_{i,G}	Pression de gisement	
P_t	Pression tête du puits	
P_{wf}	Pression dynamique de fond de puits	
P_{ws}	Pression statique de fond de puits	

P_{fond}	La pression de traitement au fond du puits	
P_{hyd}	la pression hydrostatique	
P_{inj surface}	La pression d'injection maximale en surface	
P_{T.fond}	La pression de traitement au fond du puits	
PLT	Production logging tool	
q_o	Débit d'huile dans les conditions de fond	m ³ /j ou bbl/d
q_w	Débit d'eau dans les conditions de fond	m ³ /j ou bbl/d
q_g	Débit de gaz dans les conditions de fond	m ³ /j ou bbl/d
Q_o	Débit d'huile	m ³ /j ou bbl/d
r_s	Rayon de la zone endommagée	ft
r_w	Rayon du puits.	ft
S	Skin	
Se	L'endommagement réel aux abords du puits	
Sp	La perte de charge due aux perforations	
Sc	L'étranglement de l'écoulement dû à la pénétration partielle	
S_w	Saturation d'eau	
S_g	Saturation de gaz	
t_p	temps de production	
T_t	Température tête du puits	
TAGI	Trias Argilo-Gréseux Inferieur	
TAGS	Trias Argilo-Gréseux Supérieur	
V_{acide}	Volume d'acide utilisé pour le traitement principal	
VLP	Vertical Lift Performance	
W.O	Work over	
WOC	Water Oil Contact	
WOR	Water Oil ration	

Introduction

L'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz consiste à ramener les hydrocarbures du réservoir jusqu'en surface. L'amélioration des prévisions de production d'un gisement pétrolier constitue l'un des préoccupations de l'ingénieur réservoir au sein des compagnies pétrolières, elle est aussi parmi les lignes d'action envisagées par cette dernière. Toutefois, durant la vie d'un gisement, la productivité des puits diminue après une certaine période de production et ceci est dû soit à une déplétion naturelle soit à la suite d'un éventuel endommagement de la roche réservoir. Ce dernier peut être évalué aux moyens des essais de puits ou par l'analyse des PLT.

La stimulation peut se définir comme la création artificielle aux abords du puits d'une zone dans laquelle l'écoulement des fluides est facilité soit par accroissement de la perméabilité dans la formation, soit par réduction de la viscosité de ces fluides.

L'injection d'acide est une technique de stimulation fréquemment utilisée depuis plus de cinquante ans pour améliorer la productivité ou l'injectivité des puits.

Le but d'un traitement par acidification est l'élimination d'un colmatage aux abords du puits et restauration de la perméabilité initiale de la couche, mais il serait faux d'en conclure que l'injection d'un acide dans une formation sédimentaire entraîne toujours une amélioration de la production. Bien au contraire, injecter un acide sans une étude approfondie préalable, peut provoquer un endommagement beaucoup plus sévère qui ne peut être enlevé que par des traitements très coûteux tels que la fracturation hydraulique.

Il convient donc avant toute campagne d'acidification de procéder à une étude complète en commençant par le diagnostic, la localisation et la nature de l'endommagement et des tests de laboratoire pour prévenir l'incompatibilité de l'acide avec la roche et les fluides présents.

Chapitre

I

*Description géologique
du champ de Gassi Touil*

I.1. Présentation du champ de Gassi Touil

Le champ de Gassi Touil est situé à environ 150 km au Sud-Est de Hassi Messaoud et à 1000 km d'Alger, sur la route nationale RN 3 reliant Ouargla à In Aménas.

- Altitude : 210 m environ.
- Climat : Chaud et sec.
- Température : Maximale (été) = 50°C. Minimale (hiver) = - 5°C.
- Type de paysage : Plateaux de sable avec des cordons de dunes.
- Vents dominants : Nord Est - Sud-Ouest.
- Périodes de vents de sable : Février, Mars et Avril.
- Pluviométrie : Très faible pendant l'hiver, nulle pendant le reste de l'année.
- Superficie : 120 km² environ.
- Coordonnées géographiques : UTM

x = de 6°28'00" à 6°30'00" x = de 258 550 à 264 681

Y = de 30°30'00" à 30°17'00" Y = de 3 373 250 à 3 353 29 [8]

- La région de Gassi_Touil englobe les champs suivants :

Champs :

Type :

Gassi Touil (TAGS)	Gaz à condensât + Huile
Gassi_Touil (TAGI)	Huile
Nezla Nord	Huile + Gaz à condensât
Nezla Sud (TAGS)	Gaz à condensât
Hassi Chergui (N, S)	Huile
Hassi Touareg (N, S)	Gaz à condensât
Gassi El Adem	Gaz
Toual (TAGS, TAGI)	Gaz à condensât
Brides	Gaz sec [8]

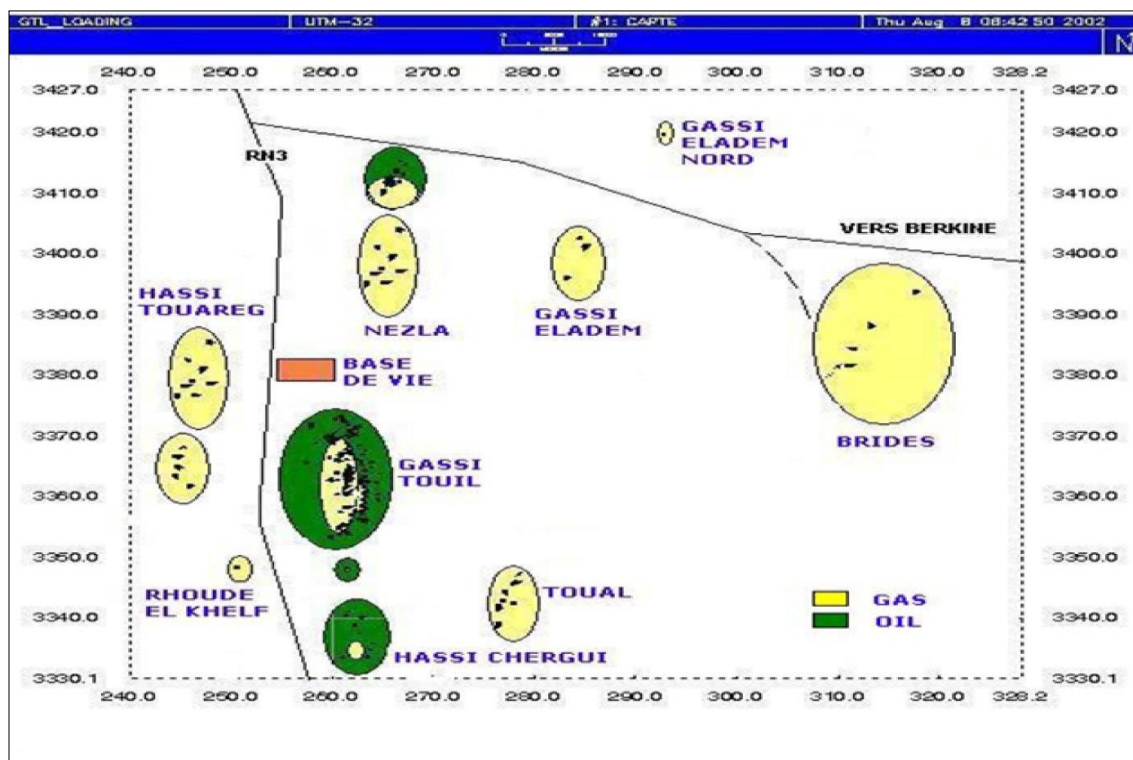


Figure I-1 : La situation géographique de Gassi-Touil [8]

I.2. Les caractéristiques du gisement de Gassi Touil

I.2.1. Les caractéristiques pétro-physiques de gisement de Gassi Touil

Tableau I.1 : Caractéristiques pétro-physiques du champ de Gassi Touil [8]

Paramètre	TAGS	TAGI
Profondeur (m/mer)	1425	1800
Hauteur totale (m)	100	100
Hauteur utile (m)	45	31
Porosité (%)	14	17
Perméabilité K (md)	350	100
Saturation en eau Sw (%)	22	22
Surface (km ²)	68,8	16,73

I.2.2. Trias-argilo-gréseux-inférieur

- Date de mise en production : Avril1963
- Type de réservoir : Anneau d'huile avec gas-cap
 - Pression de bulle: 214.0 kg/cm²
 - Contact gaz/huile: - 1650m
 - Contact huile /eau: - 1967m
 - Pression initiale: 233 kg/cm² - 1830m
 - GOR initial : 154.9m³/m³
- Réserves récupérables : 68.80 Millions m³ Std

I.2.3. Champ de Gassi Touil trias –intermédiaire

Le Trias Intermédiaire de Gassi Touil est conjointement exploité avec le Trias Inférieur par le biais d'un seul puits(GT39C).

I.2.4. Champ de Gassi Touil trias-argilo-gréseux- supérieur

- Date de mise en production
 - Anneau d'huile: Mai1964
 - Gas cap : Décembre1976
- Type de réservoir : Anneau d'huile avec gas-cap important
- Contact gaz/huile : - 1760m
- Contact huile /eau : - 1908m
- Pression initiale : 222.0 kg/cm²- 1760m
- Mécanisme de drainage : Expansion des gaz et de la roche
- Réserves récupérables :
 - Huile: 5.066 million m³std
 - Gaz: 50.18 milliards m³ std
 - Condensat: 5.467 millionsm³ [8]

I.3. Les problèmes de production dans la région de Gassi Touil:

Le champ de Gassi Touil pose des problèmes de production d'huile plus que celle de gaz à cause des conditions sévères de température et de pression régnant dans le gisement, ils sont dus essentiellement à la faible hauteur utile du réservoir, les bons paramètres pétro-physiques du réservoir, l'activité de l'aquifère et la salinité très élevée de l'eau de formation. Parmi ces problèmes on peut citer:

- Les venues d'eau salée saturée :

Sous force de la remonté du plan d'eau (aquifère très rapide) et le phénomène de coning lié à la déformation de l'interface huile eau (WOC) et le contacte gaz huile (GOC).cette présence d'eau influe considérablement sur la productivité des puits (le freinage et le bouchage des puits par les dépôts de sels au niveau des perfos et de tubing.

- Venues de gaz :

Après quelque années d'exploitations, certains puits avaient un GOR très élevé avec la déplétion progressive de gisement, d'autre sont transformés directement en puits producteurs de gaz dans le TAGS.

- Le phénomène de corrosion:

En plus du bouchage des puits, l'eau de gisement salée, saturée et l'eau d'injection, ont entraîné le phénomène de corrosion des Installations, ceci, malgré l'inhibition de l'eau de lavage par des produits inhibiteurs de corrosion.

- Le problème de venus de sable :

Les puits de gaz ont le problème de venus de sable s'ils ne sont pas bien contrôlés.

- Le givrage du gaz :

Il est dû essentiellement à la baisse des conditions de pression et de température en surface.

- Présence du CO₂:

Au sein des puits de Gassi Touil, il existe quelque puits qui contient un pourcentage important (> 6%) du gaz CO₂ comme : TOU15- TOUP1-TOUN1-BRD4- RHLM1- TAOP 1- TAOP 2- TAOP3. [8]

Chapitre



III

Notions sur l'endommagement

II.1. Définition de l'endommagement

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

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

Dans ce chapitre nous passerons en revue la nature d'endommagement, son origine, sa localisation ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production. [2]

II.2. Localisation de l'endommagement

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, on illustre les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du 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, sable) 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 enplace.

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. [2]

II.3. L'origine de l'endommagement de la formation :

Le diagnostic de l'origine et du type de l'endommagement est vitale pour le choix d'un bon traitement. Des différentes causes de l'endommagement sont les suivantes :

II.3.1. Endommagement dû à la formation

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation.

La maîtrise de ces derniers représente la clef de la réussite d'un traitement par acidification ; par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement.

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification, parmi lesquels nous citerons :

- a. Dépôts de sel
- b. Dépôts organiques (asphaltènes)
- c. Dépôts des paraffines
- d. Dépôts des sulfates
- e. Migration des fines
- f. Gonflement des argiles

II.3.2. Endommagement dû aux perforations

La plupart 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.

II.3.3. Invasion du filtrat de ciment

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement

II.3.4. Endommagement dû à la stimulation

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires si l'acide utilisé n'est pas convenable.

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

II.4. Degré d'endommagement (skin)

II.4.1. Le Skin

La notion de skin, est définie par un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits, Il représente le degré d'endommagement total d'un puits. Des auteurs (tels que **Hawkins**) ont défini le skin **S** appelé « effet de paroi » par la relation suivante :

$$S = \left(\frac{K}{K_S} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots \dots \dots \text{II.1} \quad [3]$$

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**: Le puits est endommagée
- ✓ **S < 0**: Correspondre à une amélioration
- ✓ **S = 0**: **K_s = K** (pas d'endommagement)

II.4.2. Endommagement global S :

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. [3]

$$S = S_e + S_p + S_c$$

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

S_p : la perte de charge due aux perforations

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

II.5. Effet de l'endommagement sur laproductivité

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 :

$$IP = \frac{Q}{P_G - P_F - \Delta P_S} \dots\dots\dots \text{II.2} \quad [3]$$

IP : indice de productivité en (m³ /h/ bar)

Q : débit d'huile en (m³ /h)

P_G : pression de gisement en (bar)

P_F : pression de fond de puits en (bar)

ΔP_s : chute de pression supplémentaire due au Skin en (bar)

$$\Delta P_S = \frac{141.2 q_0 \mu_0 B_0}{K.h} \dots\dots\dots \text{II.3} \quad [3]$$

S : Skin (facteur sans dimension);

q₀: débit d'huile en (m³/h)

μ₀: la viscosité d'huile (cp)

B₀: facteur volumétrique FVF en (m³/stm³) ;

k : perméabilité (darcy);

h : hauteur utile de la couche productrice(m).

On remarque que la productivité d'un puits (**IP**) est fonction de la perméabilité et la conductivité (**KH**) et le skin (**S**).

En effet, une diminution ou une augmentation de **K** engendrera directement une diminution ou une augmentation de l'**IP**

II.6. Détermination de Skin par un test de remonté de pression (Build Up)

II.6.1. Test de remonté de pression Build Up :

C'est le type de test le plus utilisé pour obtenir les informations sur le puits et le réservoir, il consiste à fermer un puits initialement ouvert et l'enregistrement de l'évolution de la pression.

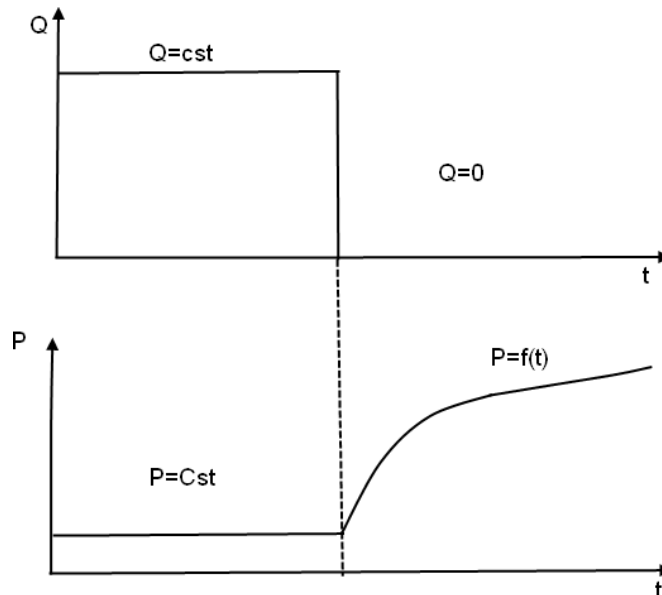


Figure II.1: Séquence d'un test de remonté de pression [6]

Un test de remonté de pression ne présente pas l'inconvénient de la difficulté de maintenir un débit constant car le deuxième débit est nul.

L'inconvénient majeure de ce type de test concerne l'aspect économique, car la fermeture d'un puits induit une diminution de la production donc un manque à gagner, surtout lorsque le débit du puits est important et le test nécessite de longue période de fermeture. [6]

II.6.2. Interprétation de la méthode d' Horner

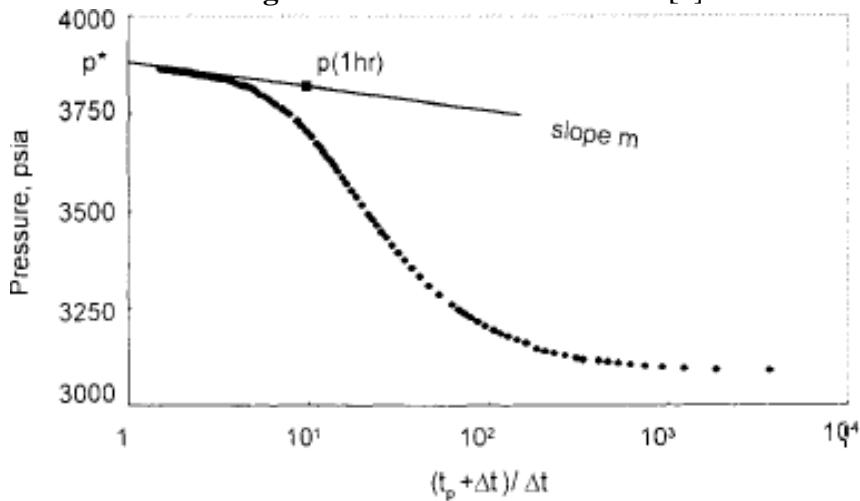
Le puits a passé de débit Q à un nouveau débit $Q_{nev} = 0$, donc l'équation qui décrit l'évolution de pression en fonction de temps aux unités U.S c'écrite comme suite :

$$P_i - P_{ws} = \frac{162.6 Q B \mu}{k.h} \log\left(\frac{tp+\Delta t}{\Delta t}\right) \dots\dots\dots \mathbf{II.4} \quad [6]$$

L'équation (4) montre que l'évolution de la pression fond en fonction de $\log\left(\frac{tp+\Delta t}{\Delta t}\right)$ est une droite de pente m en unité U.S elle est donnée sous la forme :

$$m = \frac{162.6 Q B \mu}{kh} \dots\dots\dots \mathbf{II.5} \quad [6]$$

Figure II.2 : Courbe d' Horner [6]



Perméabilité du réservoir : la connaissance de la pente de droite sur le graphe semi-log, permet de calculer le **kh** du réservoir et ainsi déterminer la perméabilité (en unité U.S).C'écrite comme suite :


$$k = \frac{162.6 q B \mu}{m. h}$$

Skin : peut être estimée à partir des données de build up plus la pression d'écoulement juste

Avant build up, telle que donnée en unité U.S par :

$$S = 1.115 \left(\frac{P_{1h} - P_{wf}(tp)}{|m|} + \log \frac{tp+1}{tp} - \log \frac{K}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.23 \right) \dots\dots\dots \mathbf{II.6} \quad [6]$$

Chapitre



III

Théorie de l'acidification

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 les facteurs principaux qui sont la perméabilité (K) et le Skin (S). On peut désigner les principaux types de stimulation.

a. 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 la perméabilité qui résulte l'augmentation de la productivité.

b. 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 perméabilité.

c. 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.

d. 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 peut conduire à un résultat intéressant.
- Dans le cas des fluides visqueux ou des problèmes de tensions interfaciales, 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 instituée. [4]

III.2. Théorie de l'acidification

III.2.1. Définition

L'acidification est une technique visant l'amélioration de la productivité des puits producteurs d'huile et de gaz, ou de l'injectivité des puits injecteurs de gaz ou de l'eau.

Dans une stimulation matricielle, des acides sont injectés dans la formation pour éliminer les endommagements aux abords du puits qui réduisant la productivité des puits.

La technique d'acidification matricielle est surtout efficace quand la perméabilité naturelle de la roche est bonne.

Les fluides de traitement sont injectés à des pressions d'injection inférieure à la pression limite de fracturation de la roche. Pour éviter du by passer l'endommagement.

La préparation d'un programme d'acidification matricielle demande beaucoup d'engineering étant donné le grand nombre de facteurs qui est en jeu. [4]

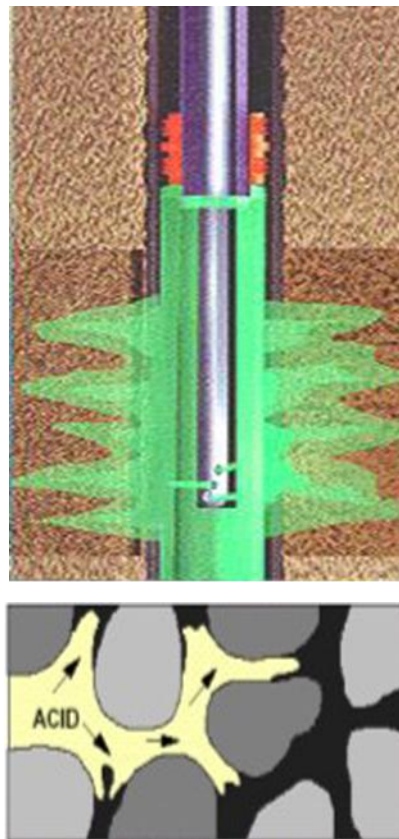


Figure III -1 : acidification des matrices [4]

III.2.2. But de l'acidification

L'action des acides dans une opération de restauration est essentiellement pour but de dégager les voies initialement obturer.

Les acides pourront à cet effet :

- Soit à dissoudre certaines particules obturant les pores des réservoirs.
- soit à permettre lorsque telles particules sont insolubles, leur libération par une attaque de la matrice qu'elles obturent, entraîner une modification de l'état physico-chimique de ces particules (cas gonflement des argiles)
- Le décolmatage des abords. [4]

III.2.3. Justification d'un traitement par acidification

Le succès de toute stimulation dépend de la qualité de l'analyse préalable des données fournies par le puits.

Sous l'aspect du traitement, les formations peuvent être classées en trois catégories :

- Formations à perméabilité dégradée aux abords du puits;
- Formation à perméabilité naturellement faible;
- Formation non endommagées.

Les formations à perméabilité dégradées sont candidates à une restauration par acidification.

Les formations à perméabilité naturellement faible seront plutôt candidates à une stimulation du type fracturation.

Enfin, dans un souci d'accroissement de la rentabilité et la réduction du nombre de puits sur un gisement, on peut envisager de stimuler par acidification des puits non endommagés.

L'évolution de l'état d'un puits ainsi que l'estimation des résultats d'un traitement sont donc très importantes avant toute prise de décision. [4]

III.2.4 Principe et domaine d'application

Une acidification est un traitement de matrice c'est-à-dire un traitement réalisé à une pression inférieur à la pression de fracturation, au cours duquel de l'acide est injecté dans la formation pour améliorer la productivité ou l'injectivité du puits.

En fait, ce procédé s'applique principalement au cas il s'agit de restaurer la perméabilité aux abords du puits suite à un colmatage durant le forage, la complétion ou l'exploitation.

Dans ce dernier cas :

- Il faut s'assurer que la baisse de production correspond bien à un endommagement réel et non à un autre facteur (ensablement en fond de puits, augmentation de pourcentage d'eau, déplétion du gisement ou interférence avec un puits voisin,...) ;
- En fonction de l'origine de colmatage (par exemple, dépôt de paraffine aux bords du trou sur un puits producteur), il peut être nécessaire d'utiliser un solvant au lieu d'acide. [4]

III.2.5. Informations nécessaires à tout projet d'acidification

Acidifier un puits n'entraîne souvent pas un gain en production si les informations nécessaires pour engager un projet d'acidification ne sont pas prises en compte.

Pour sélectionner un puits candidat à l'acidification et procéder au traitement adéquat, on doit analyser :

a. Rapport géologique:

Les analyses sédimentologiques et pétrophysiques nous renseigne sur :

- La nature de la roche
- La Teneur en argile
- Le type d'argile
- La présence de fracture ou de fissure.

b. Rapport de production du champ :

Ce rapport concerne:

- L'historique de production des puits (dispersion des valeurs de perméabilité et l'indice de productivité)
- Etude de réservoir (porosité, perméabilité, Skin, saturation en eau, gaz, huile)
- Type de stimulation employée et différent acides et additifs.

c. Analyse des carottes :

Cette analyse permet d'avoir des informations sur:

- La porosité et la perméabilité;
- La mouillabilité.

d. Rapport de test :

Les données fournies par ce rapport sont:

- Débit Q
- Les mesures des pressions
- WOR, GOR
- L'analyse des fluides
- L'interprétation des essais de remontée de pression pour estimer le Skin et la Perméabilité. [5]

III.3. Techniques de mise en place

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

a. Stimulation globale :

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

b. Stimulation sélective :

Elle consiste à traiter successivement les bans colmatés en les isolant l'un de l'autre dès la fin des différentes étapes du traitement. Ceci peut être réalisé de différentes manières par emploi des moyens suivants :

- Colmatant temporaire;
- Packers.

Le choix du types de traitement (globale ou sélective) et de sa mise en œuvre sera en fonction de:

- La hauteur de la zone à traiter;
- L'homogénéité du réservoir;
- Volumes à mettre en place;
- La pression maximale du traitement ;
- La nature des fluides en place. [5]

Chapitre

IV

Chimie de l'acidification

Introduction

Les données de production ayant montré la nécessité d'un traitement d'acidification celui-ci tiendra compte des divers éléments (données de laboratoire), mais les grandes lignes du traitement, découleront du comportement des acides en présence de la roche réservoir et des fluides de saturation. En effet le choix des acides et des additifs ainsi que leur concentration est en grande partie dicté par la nature minéralogique des roches que l'on cherche à solubiliser pour améliorer les propriétés d'écoulement.

IV.1. Les fluides de traitement

L'acide est le produit essentiel dans une opération de stimulation par acidification. Son rôle est de réagir avec la roche réservoir et les fluides de formation pour enlever l'endommagement par dissolution.

Les analyses au laboratoire des carottes et des fluides de formation permettent de déterminer le type d'acide ainsi que les additifs à utiliser.

Ces acides doivent donc :

- Réagir sur la roche ou partie de la roche dans laquelle ils sont injectés et donner des produits de réaction solubles
- Pouvoir être inhibés, pour protéger le matériel tubulaire
- Être les moins dangereux possible à manipuler
- Facilement disponible et peu coûteux [1]

IV.2. Acidification des réservoirs carbonatés

IV.2.1. Caractéristiques des formations carbonatées

Ce sont des roches sédimentaires constituées pour leur plus grande part par des minéraux carbonatés dont les principaux présentant sont :

- **Les calcaires (CaCO_3)** : c'est un composé très soluble dans l'acide HCl et aussi dans les acides organiques, mais il donne un précipité sous forme de fluorure de calcium lorsqu'il réagit avec HF.
- **La dolomite ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$)** : elle est composée de calcium et de magnésium, elle est soluble dans l'acide HCl et dans les acides organiques.

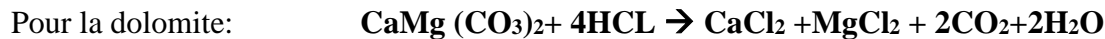
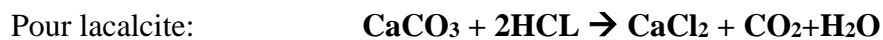
A l'état pur, ces roches sont totalement solubles dans l'HCL. En pratique, certains minéraux sont souvent associés, comme la sidérite (FeCO₃) et certaines argiles (chlorite par exemple) mais la solubilité reste très élevée et d'au moins 95% pour la calcite. [1]

IV.2.2. Action des acides

Il importe pour chaque acide concerné de considérer son action ; d'une part sur la matrice, d'autre part sur l'endommagement.

a. Acide chlorhydrique

➤ Action sur la matrice



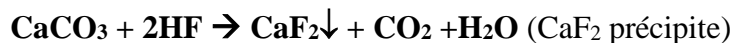
On obtient des sels solubles dans l'eau et du gaz carbonique. Ce qui est noté, l'HCL peut être utilisé à différentes concentrations. C'est par ailleurs un acide fort et sa réaction est assez rapide, toutes choses égales, en particulier sur la calcite ; elle est plus lente sur la dolomie, surtout à des températures peu élevées.

➤ Action sur l'endommagement

L'acide chlorhydrique a une action très faible sur les argiles en général, et donc sur celles des boues bentoniques qui ont filtrés dans les réservoirs. Il ne peut donc résorber directement le colmatage qu'elles ont provoqué et qui est parfois important.

b. Acide fluorhydrique

➤ Action sur la matrice



L'attaque du calcaire est certaine mais donne lieu à un précipité insoluble de fines particules de fluorure de calcium. Cette réaction est donc à éviter.

➤ Action sur l'endommagement

Comme on le verra pour les roches gréseuses, l'acide fluorhydrique attaque par contre très bien les argiles et diverses autres particules, lesquelles sont le plus souvent à la base du colmatage par les solides aux abords des puits. Toutefois, le précipité insoluble obtenu avec la matrice calcaire est un obstacle à son utilisation dans les carbonates. [1]

IV.3. Guide de sélection d'acide

Les solutions acides conçues pour l'acidification des réservoirs ont des compositions très diverses car elles doivent être adaptées au type d'endommagement à traiter, aux propriétés petrophysique et minéralogiques de la roche réservoir, aux conditions de température et de pression régnant en fond du puits, le tableau suivants définissent les concentrations des acides utilisés en fonction de minéralogie et la perméabilité de réservoir (k). [1]

Tableau IV-1 : Guide de sélection de la concentration de l'HCL [1]

Classe	Minerologie	Perméabilité		
		100 md	20 à 100 md	< 20 md
1	Quartz (> 80%), argile (<10%)	15%	15%	10%
2	argile (>10%), silt (>10%)	10%	7.5%	5%
3	argile (>10%), silt (>10%)	10%	7.5%	5%
4	argile (<10%), silt (>10%)	15%	10%	7.5

IV.4. Les additifs

Bien que la sélection des fluides adéquats de traitement soit critique au succès d'un traitement à l'acide, le traitement peut être un échec si les additifs adéquats ne sont pas utilisés.

Leur emploi correspond à un double objectif :

- Améliorer l'efficacité proprement dite de la stimulation
- Diminuer les effets secondaires néfastes

D'une manière générale, les solutions acides ne sont pas utilisées sans additifs, ne serait-ce qu'en raison de leur agressivité vis-à-vis des équipements du puits et de pompage. On distinguera :

IV.4.1. Les inhibiteurs de corrosion

Ils sont destinés à assurer la protection des équipements de fond et de surface. Leur efficacité limitée dans le temps, est fonction de température, de la nature et de la concentration de l'acide et du type d'acier ; ils agissent généralement par adsorption à la surface du métal dans le but de former un film protecteur entre le métal et l'acide.

IV.4.2. Les réducteurs de frictions

Cet additif a pour fonction de diminuer les forces de frottements qui impliquent une réduction de la pression d'injection et par conséquent, diminution la puissance de pompage.

IV.4.3. Les stabilisateurs d'argile

Ils sont destinés à éviter l'endommagement dû au gonflement des argiles à la suite de contact de la roche avec une eau fraîche. L'agent stabilisateur d'argile agit en consolidant les particules argileuses empêchant ainsi leur migration.

IV.4.4. Agents réducteurs des tensions superficielles

Les tensioactifs ont la propriété de diminuer la tension superficielle d'un liquide en contact avec un gaz en s'absorbant à l'interface entre le liquide et le gaz. Ils peuvent aussi réduire la tension inter faciales entre deux liquides non miscibles, ou entre un liquide et un solide, modifiant ainsi l'angle de contact entre solide et liquide.

IV.4.5. Les agents dés émulsifiants et anti sludges

Le sludge est constitué d'un mélange d'asphaltènes, de résines, de cires paraffiniques et d'hydrocarbures à haut poids moléculaire qui, originellement présents dans le brut, sont floclés par les acides et précipités aux interfaces eau-huile. Ces précipités sont pratiquement insolubles une fois formés. L'utilisation d'un surfactant approprié permet de garder les sludges en solution ou en dispersion dans le brut.

IV.4.6. Les agents moussants

Les agents moussants sont utilisés pour former des mousses qu'on utilise comme un moyen de transport et de suspension des sédiments à partir du fond vers la surface surtout pour les puits à faible pression. [1]

IV.5. Les différentes étapes d'un traitement à l'acide

Différentes techniques d'acidification ont été utilisées, comme objectif principal ; l'élimination de l'endommagement de la formation et la restauration de la productivité des puits.

Le placement des fluides de traitement peut être fait au Coiled Tubing, par concentrique ou en bull heading selon le cas. Le type d'acide utilisé dépend principalement du type et de l'emplacement de l'endommagement, qui une fois identifié, 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 de la majorité des stimulations matricielles exécutées sur les puits sont:

IV.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. Cette opération a pour but primordial d'enlever tous les débris solubles dans l'HCL (les sédiments, la rouille) et toute sorte de produits indésirables à pénétrer dans la formation, et qui seraient collés sur les parois du Tubing et du Liner, lors du squeeze du traitement principal. Le principal fluide utilisé comme Tube clean est le HCL (7.5 %, 10 %, 15 %), MSR, Reformât et Gel.

IV.5.2. Le traitement matriciel

Le Mud Acid est utilisé comme traitement principal. Il est constitué d'un mélange d'HF à 6.5% et d'acide HCL à 1.5% avec des inhibiteurs et tous les autres additifs spéciaux requis pour traiter la formation. L'acide fluorhydrique réagit avec les argiles, le filtrat de ciment et la boue de forage pour améliorer la perméabilité aux abords du puits. L'acide chlorhydrique ne réagit pas ou peu avec ces produits et n'est présent que pour conserver un PH fortement acide, et éviter ainsi la précipitation de certains composés. La plupart des fluides de traitement sont calculés à la base de (1 ou 1.5) mètre de rayon de pénétration.

IV.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, en solution, ne sont pas stables. Selon la concentration de l'acide, se transforment-en d'autres produits qui se précipiteraient et boucheraient les pores de la matrice s'ils ne sont pas immédiatement dégorgés. [5]

Chapitre



V

Projet d'acidification *Application sur le puits de* *GT30*

Introduction

Dans ce chapitre, on présentera la méthode appliquée pour faire les différents calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification matricielle et étudie le programme d'application sur le puits GT 30.

IV.1. Historique de puits

➤ **But de sondage :**

Extension du réservoir inférieur du Trias sur le flanc Sud- Ouest de la structure de Gassi Touil.

➤ **Situation :**

GT 30 est situé à 1250 m à l'Ouest Nord-Ouest de GT 15 et à 2200 m au Nord de GT7.

➤ **Date de forage:**

Début de sondage : 29 octobre 1965.

Fin du sondage : 09 décembre 1965. [9]

➤ **Phase de forage**

Tableau V.1 : Les phases de forage [9]

Phase forage	Tubage	Sabot	Cimentation
17	13 ^{3/8}	310 m	Jusqu'au la surface
12 ^{1/4}	9 ^{5/8}	1040 m	330 m
8 ^{1/2}	7	1877 m	1175 m
6	Liner5	2140 m	1900 m

➤ Complétion du puits : (Voir fiche technique du puits)

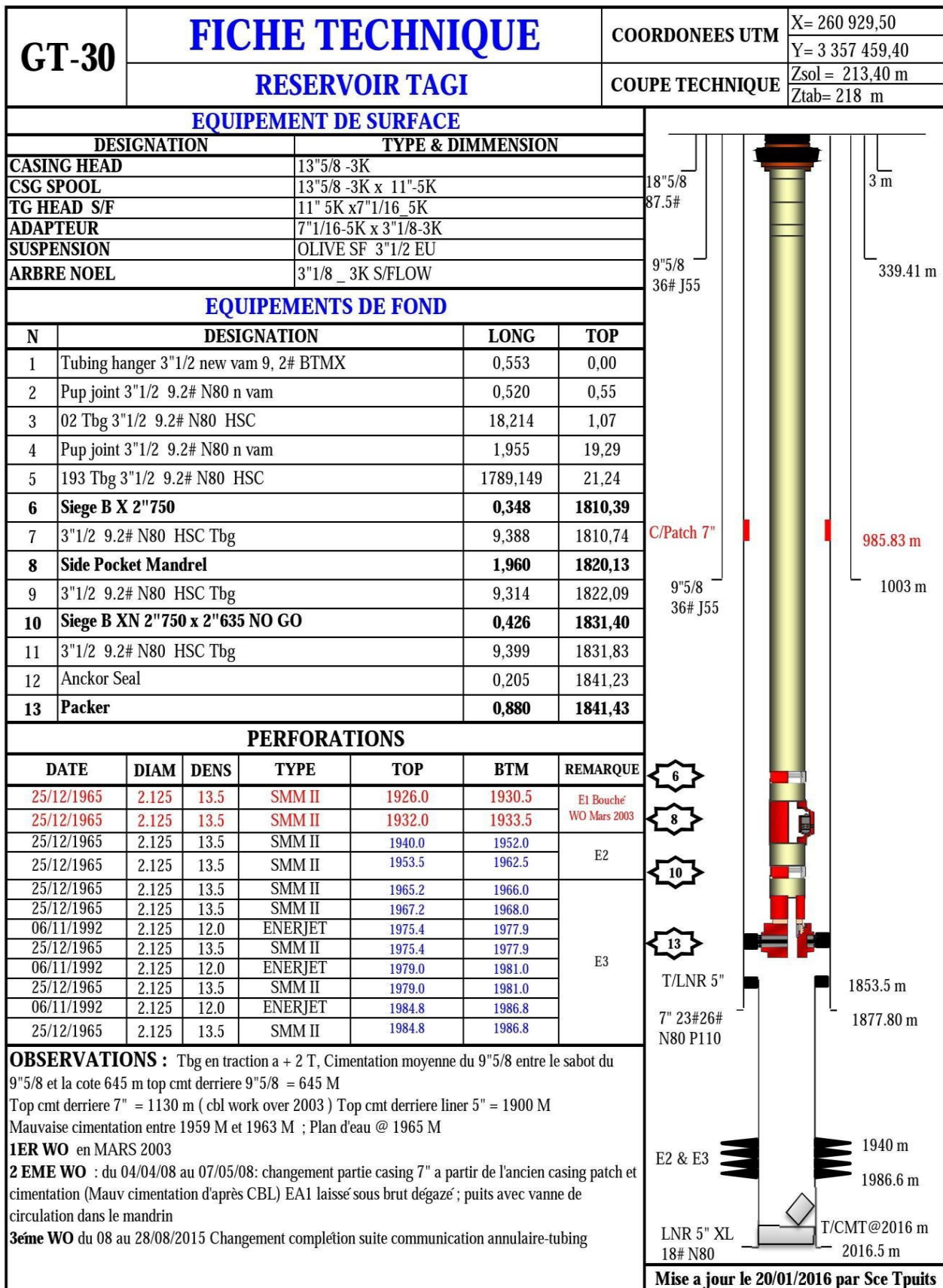


Figure V.1 : Fiche technique du puits GT 30 [9]

➤ **Perforation de puits:****Tableau V.2: Perforation** [9]

Réservoir	Unites	Perforations
TAGI	E1(Bouchées)	1926.0 m - 1930.5 m
		1932.0 m - 1933.5 m
	E2 (En service)	1940.0 m - 1952.0 m
		1953.5 m - 1962.5 m
	E3 (En service)	1965.2 m - 1966.0 m
		1967.2 m - 1968.0 m
		1975.4 m - 1977.9 m
		1979.0 m - 1981.0 m
		1984.8 m - 1986.8 m

➤ **Données de production:**

Date de mise en production : **31.01.1966**

- Niveau E2 : **H_t =31m** **H_u =22,6m** **Porosité =16%**
- Niveau E3 : **H_t =37m** **H_u =28,8m** **Porosité =19,2%**

➤ **Opération réalise sur puits GT30**

PCT avaient été enregistrés en 08/1966 et 12/1967 indiquent que :

- La majorité de la production de l'huile est assurée par l'unité E2 (à 80%),
- La participation de l'unité E3 est presque nulle,
- Le gaz provient de l'unité E1

✓ Un **PLT** (Production logging tool) du 28/05/1997 a montré que :

- Les deux dernières séries de perforations de l'ensemble E3 sont recouvertes par les sédiments.
- Les perforations de l'ensemble E3 produisent 0.84 % du débit total de gaz et 10.91% du débit total d'huile
- Les perforations de l'ensemble E2 produisent 43% du débit total de gaz et 79% du débit total d'huile
- Les perforations de l'ensemble E1 produisent 56.16% du débit total de gaz et 10.17% du débit total d'huile.

✓ Neutralisation du puits avec coiled tubing du 19/09/02 au 23/09/02 suite à un déboîtement de

tubing à 90 m et une communication franche entre le tubing 3''1/2 et les E/A 3''1/2 x 7'' et 7''x 9''5/8.

- ✓ **W.O 2003** : Reprise du puits du 16/02/03 au 09/04/03 afin de réparer le casing 7'', et étudier les faisabilités des recommandations du PLT du 28/05/97 et changer la complétion.
 - Remontée partie supérieure du casing 7'' à partir de 985 m et remplacé par casing 7'' P 110 - 26 # - VAM. Raccordement avec un casing patch.
 - Squeezes des perforations du E1 (1926 m à 1930.5 m et 1932 m à 1933.5m).
- ✓ **W.O 2008** : Reprise du puits du 04/04/2008 au 07/05/2008 afin de changement partie casing 7'' à partir de l'ancien casing patch et cimentation (Mauvaise cimentation d'après CBL), et EA1 laissé sous brut dégazer.
- ✓ **W.O 2015** : Reprise du puits du 08/08/2015 au 28/08/2015 pour changer la complétion suite communication entre espace annulaire et tubing.
- ✓ **PLT le 22/11/2015** : L'objectif de cette opération est la détermination des zones productrices d'eau et le profil de la production de la chaque zone. L'analyse des logs de densité et de température, nous distinguons trois intervalles de production dans le TAGI :
 - Une colonne d'huile stagnante, comprise entre 1956.5 et 1996m.
 - Une zone productrice d'huile avec débit d'environ 23.87m³/j, se situe entre 1956.5 et 1946.9 m.
 - Une zone productrice de gaz dans la partie supérieure (à 1946.5m).
 - Cependant, aucune production d'eau n'a été enregistrée dans ces zones de production. [9]

Le profil de production de la zone perforée (conditions du fonds) est illustré dans le tableau ci- dessus :

Tableau V.3 : Résultats de PLT (conditions du fonds) [9]

Zone	q_w m ³ /j	q_o m ³ /j	q_g m ³ /j
1940.0-1942.0	0	1.49	275.97
1943.1-1945.9	0	1.70	180.19
1946.9-1950.2	0	23.87	1551.92
1953.5-1956.8	0	8.60	261.97
1957.9-1962.0	0	12.61	0.00
Total	0	48.27	2270.05

V.2. Etude d'endommagement

Après le WO, le potentiel du puits GT30 est diminué par rapport à son potentiel avant l'opération ce qui montre que le Puits est endommagé.

Pour déterminer le degré et l'origine d'endommagement on suit les étapes ci-dessous :

V.2.1 Test build-up

Afin de déterminer le degré d'endommagement de réservoir, des essais de puits (build-up) ont été programmés le 14/01/2016. L'essai BU décrit la remontée de la pression de fond en fonction du temps après la fermeture du puits. Il vise à déterminer:

- La pression statique du réservoir
- L'endommagement aux abords du puits

Les paramètres de test sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau V.4 : Paramètres de test build up [9]

Paramètres	Unité	
Diamètre Orifice	pouce	3,5
Pt amont	Psig	917,141
Tt amont	deg °C	54,57
Pt aval	Psig	432,86
Pression séparation	Psia	411
Duse	Pouse	42/64
Duration	Heure	7
Débit huile	Stm ³ /h	1,874
Débit huile	Stm ³ /j	44,974
Débit Gaz	m ³ /h	11002,82
Debit Gaz	m ³ /j	264067,64
Débit eau	m ³ /j	2,28
GOR	Sm ³ /stm ³	5012
Profondeur d'enregistreur	M	1833
Densité Gaz		0,678
Densité Huile		0,7107
Facteur volumétrique Bo	m ³ /m ³	1,275
Viscosité d'huile	Cp	0,394
Salinité	ppm	300000

Le puits a été mis en production pendant 7 heures avec une duse 42/64`` et un débit 44.97 m³/j et fermé pour 89 heures, le graph suivant représente l'évolution de la pression de fond et le débit en fonction de la durée de test.

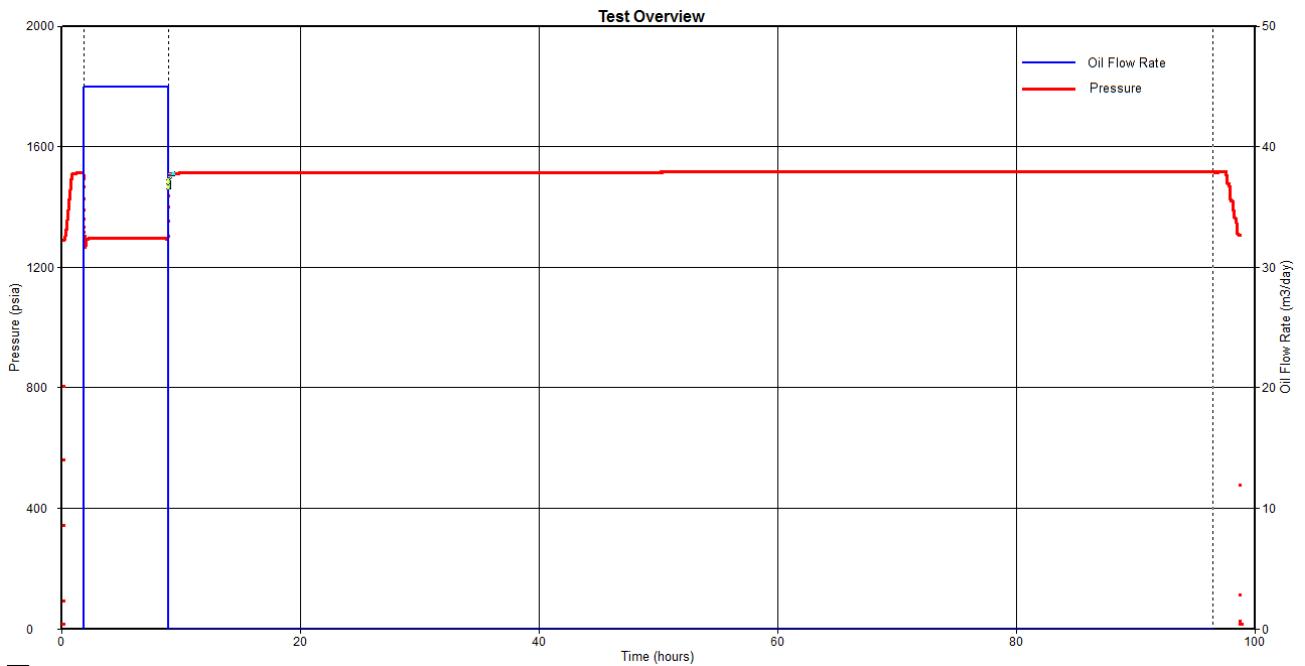


Figure V.2 : L'évolution du P et Q en fonction de temps

V.2.2. Estimation de skin par la méthode classique (Horner) :

Comme a été mentionnée dans le chapitre II, la méthode classique d'interprétation des essais de puits cite par Horner 1951, consiste à suivre quelques étapes :

➤ 1^{er} étape:

Tracer dans un graphe semi-log l'évolution de la pression de fond P_{WS} en fonction de $\log \frac{tp+\Delta t}{\Delta t}$

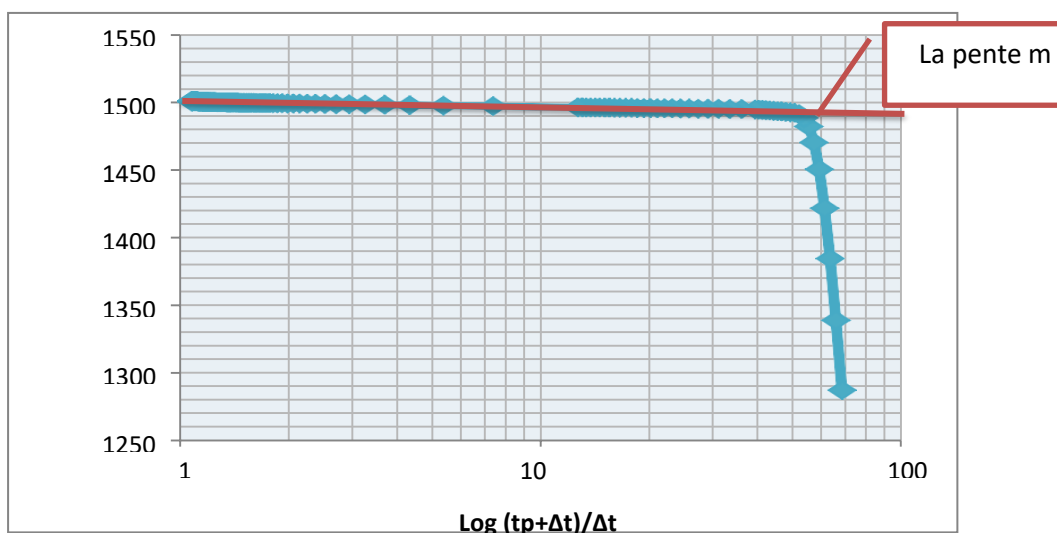


Figure V.3 : Courbes semi-log d'Horner

- **2^{ème} étape :** Calcule la pente de droit m

$$m = \frac{1500.39 - 1500.277}{\log(1.078) - \log(1.197)} = -2.02$$

- **3^{ème} étape :** Calcule la perméabilité k

$$K = \frac{162.6 Q B \mu}{|m|h} = \frac{162.6 \times 282.88 \times 1.275 \times 0.394}{2.02 \times 171} = 61.76 \text{ md}$$

Calcule la conductivité kh

$$kh = \frac{162.6 Q B \mu}{|m|} = 10560.96 \text{ md.ft}$$

- **4^{ème} étape :** Calcule le skin S

$$S = 1.115 \left(\frac{P_{1h} - P_{wf(tp)}}{|m|} + \log \frac{tp + 1}{tp} - \log \frac{K}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.23 \right)$$

$$S = 1.115 \left(\frac{1497.186 - 1287.256}{|m|2.02} + \log \frac{7 + 1}{7} - \log \frac{61.76}{0.115 \times 0.394 \times 4.768 \times 10^{-6} \times 0.25^2} + 3.23 \right)$$

$$S = 108.6$$

- **5^{ème} étape :** Calcule la Pression extrapolée ou bien la pression de réservoir, détermine à partir de graphe de la figure V.4 : P = 1502 psi mais cette pression mesure à la cote 1833m, donc il faut corrige la pression pour la cote de réservoir.

$$P_i = P + gf \times (1958.7 - 1833) = 1502 + 0,035(1958.7 - 1833) \times 3.28$$

$$P_i = 1516.43 \text{ psig}$$

- **6^{ème} étape:**

La perte de charge due au skin :

$$\text{Elle est donnée par : } \Delta P_s = 0,87 \times S \times |m|$$

$$\Delta P_s = 0,87 \times 108,6 \times |-2.02|$$

$$\Delta P_s = 190 \text{ psi}$$

V.2.3. Estimation de skin par logiciel pan system

Pan System est un outil d'interprétation des essais de puits développé par la société weatherford, le but de l'utilisation du logiciel Pan System est de déterminer les paramètres de réservoir.

Mais Pour nous on utilise logiciel Pan System pour :

- ✓ Déterminer la pression de réservoir initiale P_i
- ✓ Déterminer les propriétés du réservoir : K, S. [7]

D'après le logiciel Pan system, l'interprétation et l'estimation de P_i , K, S exige un certain nombre de données qui sont :

- **Configuration des unités:** le choix des unités de travail
- **Paramètres de puits :**
 - Rayon de puits = 0,0762m.
 - les coordonnées de puits
 - Modèle wellbore storage.
- **Paramètres de la couche productrice :**

Tableau V.5 : Paramètres de la couche productrice [9]

Paramètres	Valeur
L'épaisseur de la formation	52,1232 m
Porosité	0.15
Pression de réservoir	1514.69 Psi
Température de réservoir	75,59 C°.
Saturation d'eau	0,217.
Saturation de gaz	0
Compressibilité de la roche	$4,109 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

- **Paramètres de fluide :**

Tableau V.6: Paramètres de fluide [9]

Paramètres	Valeur
Rapport GOR	$5872 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$.
Water cut	0,06.
La densité d'huile	0,789.
La densité de gaz	0,744
Salinité d'eau	300000 ppm.
Pression de bulle	3293,7 Psi.
FVF B_o	1,275 RB/STB
Viscosité d'huile U_o	0,394 cp
Compressibilité total C_t	$4,768 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

➤ **Correction des données d'enregistreur:**

- Profondeur de gauge :1833m.
- Profondeur de perforation: 1958,7m.
- Gradient de pression: 0,035Psi/ft

➤ **Estimation de Skin et perméabilité :**

La zone d'analyse est utilisée dans Pan-System pour analyser les données de jauge préparées dans Data prep, et pour analyser un test et estimer le skin et la perméabilité, le logiciel suit les étapes suivantes :

- 1- Importer et corriger les résultats obtenus par les 02 enregistreurs.
- 2- Tracer la courbe de variation de la pression de fond (Pwf) en fonction du temps dans un échelle semi-log.
- 3- Par une simple simulation (quick match) on peut calculer les paramètres de réservoir tel que la perméabilité et le Skin.

Les résultats sont illustres dans le graphe suivant :

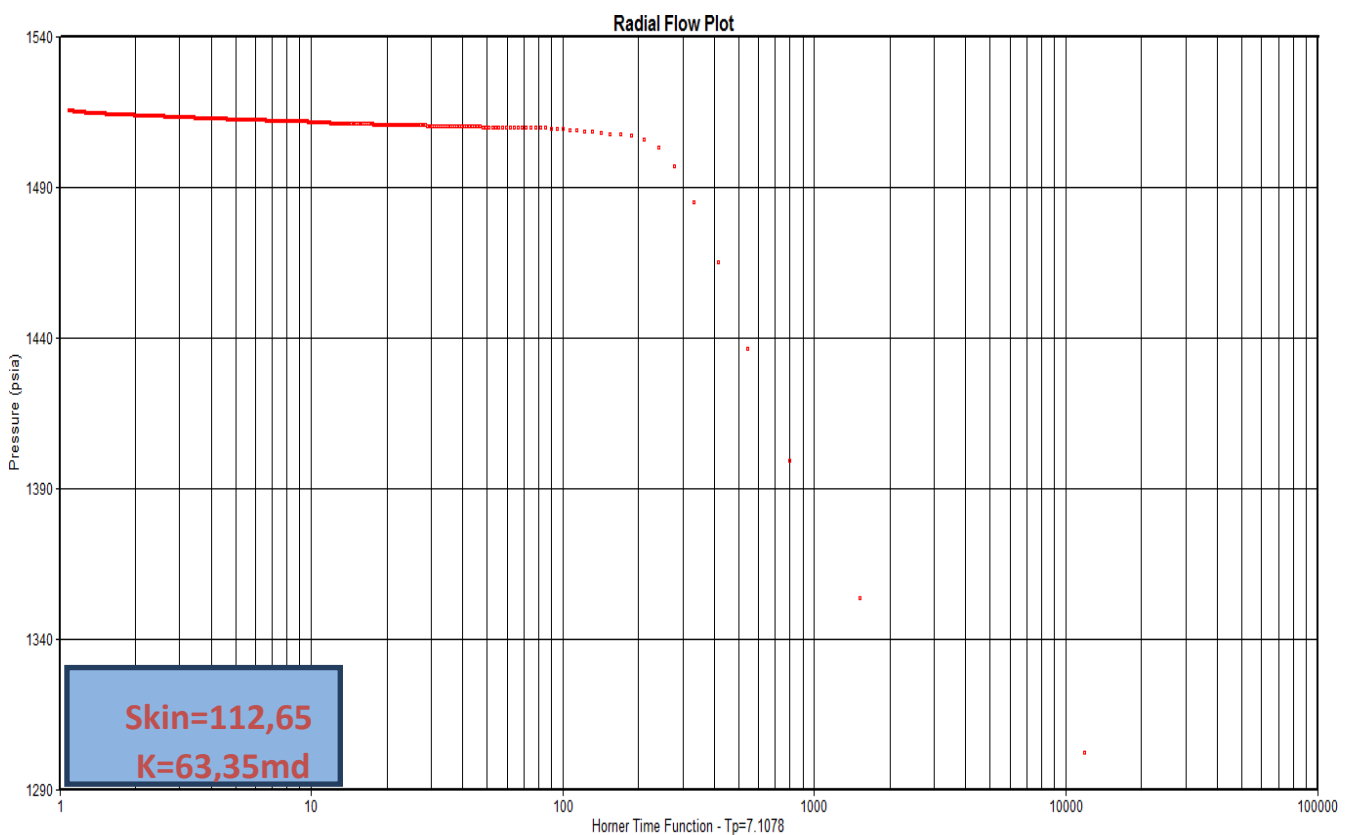


Figure V.4: Courbes de test et Résultats de l'analyse

➤ **Résultats :**

La meilleure approximation du modèle de puits GT 30 est un réservoir à radial composite limité par une faille à 50.8 m.

Les autres résultats sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau V.7 : Résultats de l'analyse par Pan Système

Wellbore storage C	0.0011 bbl/psi
Skin	112,65
Perméabilité k	63,35 md
Conductivité Kh	10834, 6314md.ft
Pression initiale Pi	1514,74 psi
La distance de faille L_{NF}	50,8 m
Longueur d'écoulement radial	10,99 m

V.2.4. Résultats finals

Tableau V.8 : Résultats de l'analyse de test Build up

Résultats	PanSystem	Méthode classique	Erreur %
Skin	112,65	108,6	3.6
Perméabilité k	63,35 md	61,76 md	2.5
Conductivité Kh	10834,6314 md.ft	10560,96 md.ft	2.5
Pression Initiale Pi	1514,74 psi	1516,43 psi	0.11

L'analyse par la méthode classique base sur une lecture visuelle de graphe c'est la cause principale d'erreur dans ce cas. D'après les résultats de test buil-up, ont conclue que la chute de débit de puits GT 30 est dû au l'endommagement de réservoir qui représente par un Skin très élevé. Ce qui rendre le puits une vraie candidate pour une opération de stimulation par un traitement acide.

IV.3. Etude de sensibilité sur le facteur de skin (S) par logiciel prosper

Le but de l'étude est de faire les sensibilités sur le facteur d'endommagement (skin) pour déterminer l'évolution de la productivité du puits.

IV.3.1. Aperçu sur le logiciel PROSPER

Le PROSPER (**PRO**duction and **S**ystems **PER**formance) est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production. Il peut aider les producteurs pour maximiser leurs gains de production en fournissant les moyens de faire une analyse de la performance pour chaque composant du système. Le but d'utilisation logiciel dans cette étude est l'estimation de débit d'huile à différente valeur de skin. [7]

IV.3.2. Les données d'entrée

Pour la création du modèle de puits GT30 on a utilisé :

a- Les données PVT

Les données PVT introduit dans le modèle sont représentées dans le tableau ci-dessous :

TableauV.9 : Les données PVT [9]

Pressure psi	GOR Sm ³ / m ³	Oil FVF m ³ / m ³	Oil Viscosity (Cp)
269,759	22,4	1,151	0,528
554,213	36,8	1,185	0,491
838,668	50,1	1,215	0,457
1123,12	63,3	1,245	0,425
1407,58	76,4	1,275	0,394
1692,03	89,8	1,306	0,364
1976,49	103,4	1,339	0,336
2260,94	117,4	1,374	0,308
2545,4	132,1	1,41	0,283
2829,85	147,1	1,449	0,258
2972,08	154,9	1,47	0,247
point de bulle	3156,97	1,498	0,232

b - Les équipements de puits :

Les données d'entrée des équipements sont :

- ✓ La déviation du sondage : (puits verticale 0 – 1935,4)
- ✓ Le gradient géothermique.

- ✓ Les équipements de fond de puits.

Tableau V.10: Equipements de fond [9]

Nome	Type	Prof (m)	D _{int} (inch)
Tubing 3,5	Tubing	1810,39	2,992
Siege Bx 2,750	Restriction		2,75
Tubing 3,5	Tubing	1820,13	2,992
Side Pocket	Restriction		3
Tubing 3,5	Tubing	1831,4	2,992
Siege Xn	Restriction		2,635
Tubing 3,5	Tubing	1841,43	2,992
Packer	Restriction		2,985
Liner 5	Casing	1935,4	4,276

IV.3.3. Etude d'IPR et VLP

a. Definition de L'IPR

L'IPR (Inflow Performance Relationship) est défini comme la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du réservoir jusqu'à la surface. Cette capacité dépend de nombreux facteurs :

- ✓ Type de réservoir
- ✓ Pression de réservoir P_r ;
- ✓ Perméabilité de la formation K ;
- ✓ Les propriétés des fluides PVT ;

La courbe de l'IPR, pour un écoulement diphasique (liquide + gaz), est donnée par l'équation de Darcy. Cette équation est appropriée pour un gisement d'huile où ($P_r < P_b$). L'équation finale de Darcy avec l'effet de skin est :

$$q_0 = \frac{kh}{141.2 \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} \times \frac{k_{r0}}{2\mu_0 B_0 P_r} (P_r^2 - P_{wf}^2) \quad [7]$$

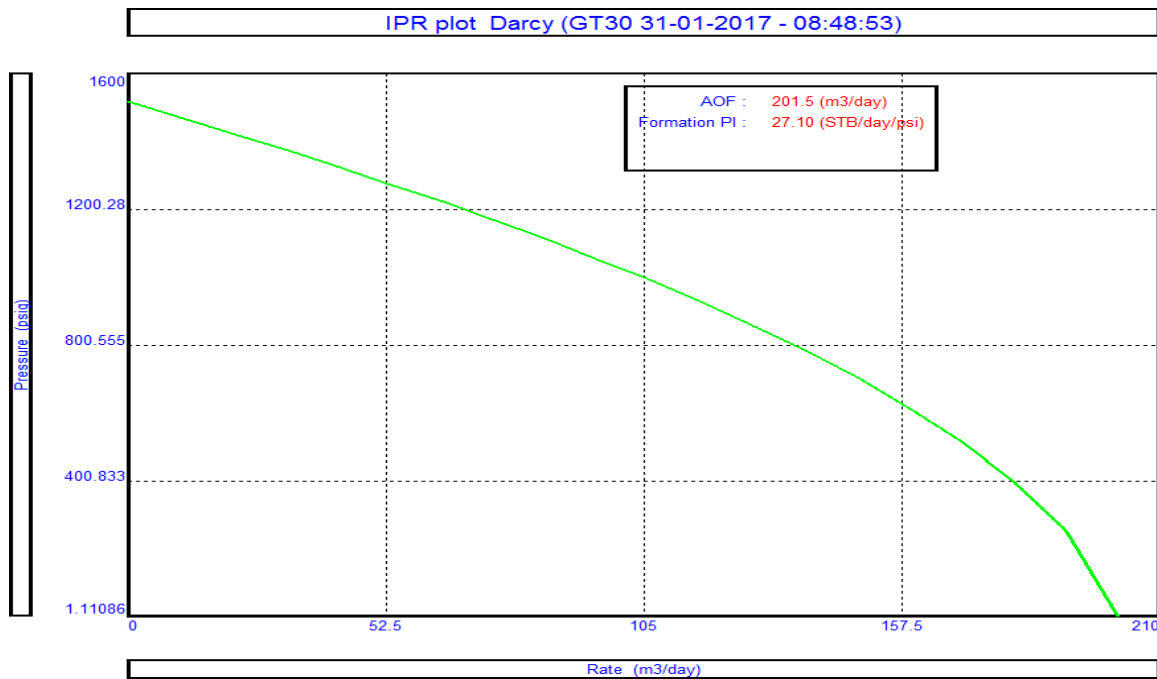


Figure V.5 : Courbe IPR

La courbe ci-dessus tracé par Prosper indique que l'indice de productivité n'est pas constant ceci correspond à l'écoulement diphasique du gisement et AOF (**Absolute Open Flow**) est égale à 201.5 m³/j.

b. Définition de VLP (Vertical Lift Performance) :

Elle représente la capacité de tubing de ramener le fluide depuis le fond de puits jusqu'à la tête de puits.

La courbe VLP exprime le débit de fluide en fonction de la pression de fond dynamique pour l'écoulement dans le tubing.

Le tracé de cette courbe repose principalement sur le calcul des pertes de charge dans le tubing.

Pour le choix d'une meilleure corrélation convenable de ce puits on trace les courbes de chute de la pression en fonction de la profondeur par l'utilisation des corrélations ci-dessous et en choisie la corrélation la plus proche à celle mesurée :

- ✓ Corrélation de Duns & Ros (original and modified)
- ✓ Corrélation de Hagedorn & Brown
- ✓ Corrélation Petroleum experts 2, 3 et 4.

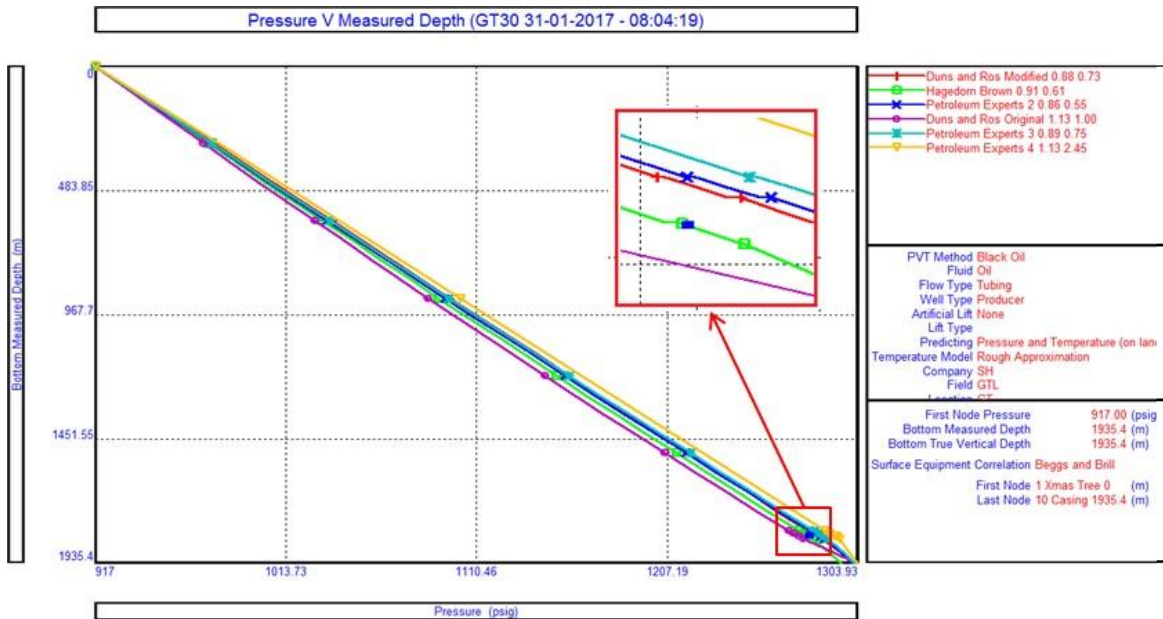


Figure V.6 : Choix de corrélation de calcul VLP [7]

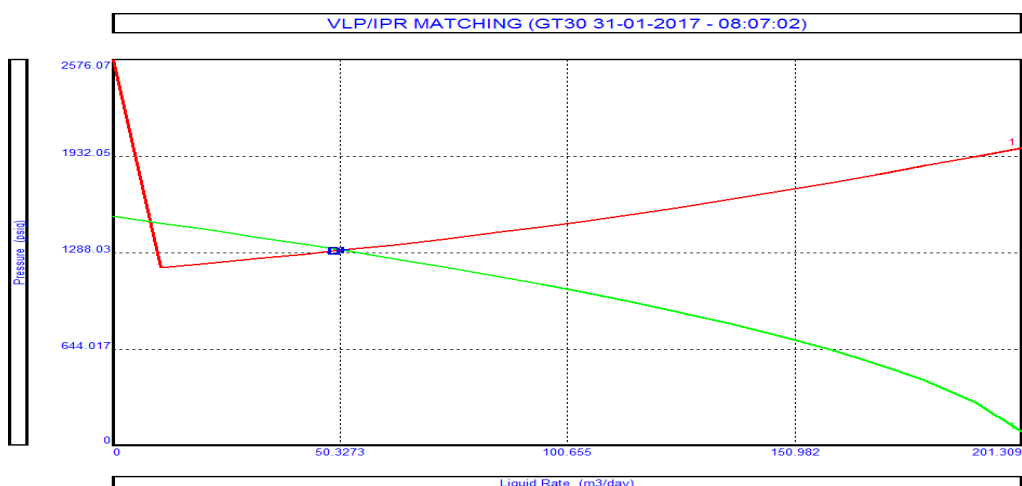
On remarque que la courbe de la corrélation de **Hagedorn & Brown** est la plus proche de celle mesurée.

c. La performance de puits

Le système de production est divisé en 2 segments :

- ✓ L'Inflow : Segment IPR qui comprend tous les composants entre le réservoir et le nœud.
- ✓ L'Outflow : Segment VLP qui comprend tous les composants entre le nœud et la tête de puits.

Figure V.7 : Courbe de performance de puits



L'intersection des deux courbes VLP/IPR représente le point de fonctionnement de puits :

$$P_{wf} = 1296 \text{ psi et } Q_{Oil} = 44,9 \text{ m}^3/\text{j}.$$

IV.3.4. Estimation de débit a différente valeur de skin

En variant le skin pour générer plusieurs IPR. Ceci va nous donner plusieurs points de fonctionnement selon la valeur de skin.

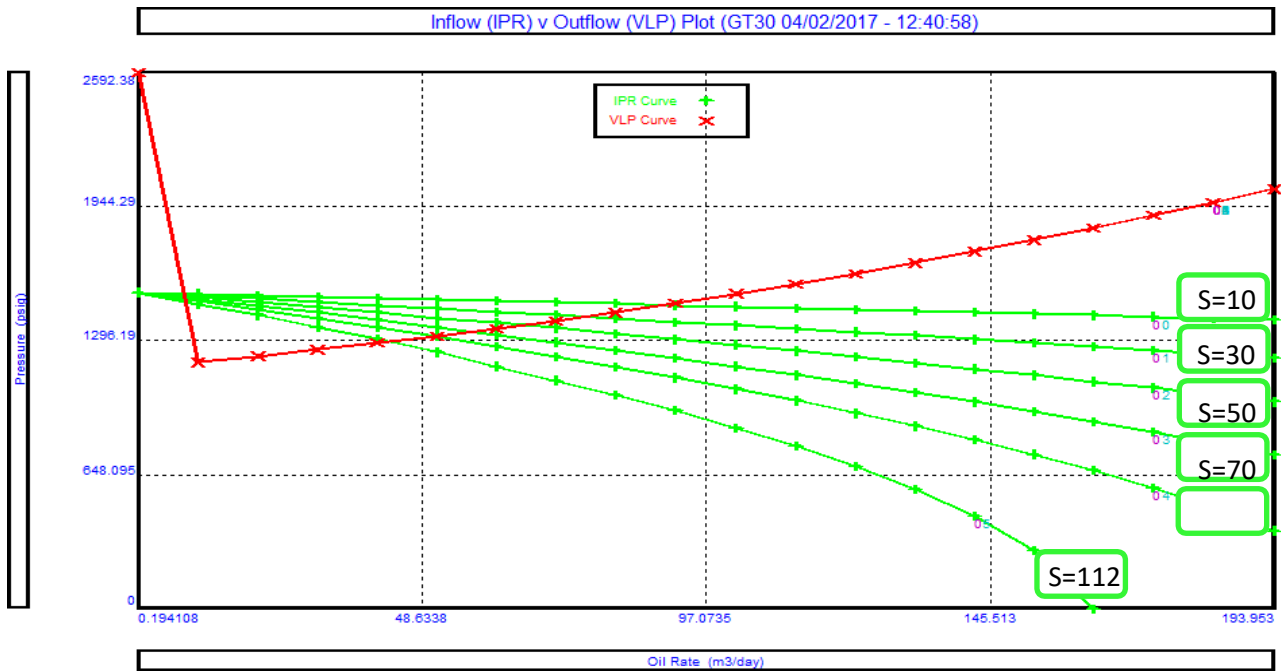


Figure V.8 : Courbe de sensivités

Les résultats sont résumés dans le tableau suivant :

TableauV.11 : Résultats de sensivité

Skin	112	90	70	50	30	10
Q _{oil} (m ³ /j)	44,9	50,6	57,4	66	80,7	95,2
Gain (m ³ /j)	0	5,7	12,5	21,1	35,8	50,3

On remarque que plus le facteur d'endommagement diminue plus le débit de puits augmente et le gain de production devienne très importante. Les résultats de test BU ayant montré la nécessité d'un traitement d'acidification.

IV.4. Calcul nécessaire pour un traitement d'acidification

IV.4.1. Calcul de volume d'acide

Le volume d'acide injecté est déterminé par la méthode géométrique, Elle est basée sur le calcul du volume du cylindre endommagé autour du puits, ce dernier est estimé par :

$$V_{\text{acide}} = V_{\text{cylindre}} = \pi \times [(R_e + r_w)^2 - r_w^2] \times H_u \times \Phi$$

Dans notre cas, le rayon d'endommagement a été estimé $R_e = 1,5$ feet qui correspondre à une Skin élevé :

$$R_w = 3'' = 0,0762 \text{ m}$$

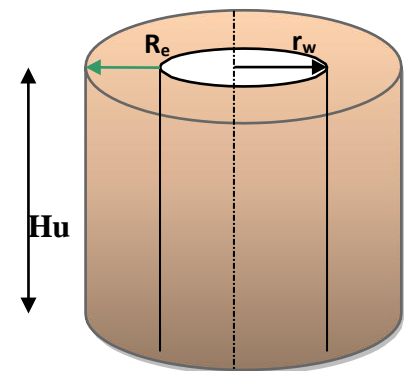
$$R_e = 1,5 \text{ feet} = 0,4572 \text{ m et } \Phi_{\text{utile}} = 0,15\%$$

$$H_u = 51,4 \text{ m}$$

$$V_{\text{acide}} = 3,14 \times [(0,4572 + 0,0762)^2 - 0,0762^2] \times 51,4 \times 0,15$$

$$V_{\text{acide}} = 6,7 \text{ m}^3$$

Le volume d'acide nécessaire pour l'acidification est $6,7 \text{ m}^3$.



IV.4.2. Calcul de pression maximale d'injection

Il s'agit de la pression d'injection que nous devons appliquer en surface pour que l'acide puisse arriver jusqu'à l'endroit de l'endommagement et traiter la matrice.

La pression d'injection maximale en surface est calculée comme suit :

$$P_{\text{inj surface}} = (P_{\text{fond}} - P_{\text{hyd}})$$

Où : P_{fond} : la pression de traitement au fond du puits (psi).

P_{hyd} : la pression hydrostatique (psi).

a. La pression de traitement au fond du puits $P_{\text{T.fond}}$:

Elle est calculée comme suit : $P_{\text{T.fond}} = P_{\text{frac}} - \Delta P_{\text{sécurité}}$

Avec : $P_{\text{frac}} = g_f \times H_{\text{mi.perfos}}$

$\Delta P_{\text{sécurité}}$: la marge de sécurité de pression est comprise entre 200 et 500psi.

P_{frac} : La pression de fracturation

g_f : le gradient de fracturation en psi/ft ($g_f = 0,75 \text{ psi/ft}$)

H_{perfos} : bas des perfos = 1986,8 m = 6518,37 feet

$$P_{\text{frac}} = 0,75 \times 6518,37 = 4888,78 \text{ Psi}$$

$$P_{\text{T.fond}} = 4888,78 - 200 = 4688,78 \text{ Psi}$$

b. La pression hydrostatique :

Elle est donnée par la formule suivante : $P_{hyd} = H_{perfos} \times d / 10$

Avec : **d** : est la densité d'acide HCL ($d = 1,035$).

$$P_{hyd} = (1986,8 \times 1,035) / 10,2 = 201,6 \text{ bar} = 2923,22 \text{ Psi}$$

Donc la pression maximale d'injection est :

$$P_{inj \text{ surface}} = 4688,78 - 2923,22 = 1765,55 \text{ Psi}$$

La pression maximale d'injection en surface est : **1765,55 Psi**.

IV.5. Traitement préconisé

Compte tenu de ce qui précède, il a été recommandé d'effectuer :

- ✓ Une opération de tube Clean pour le nettoyage des perforations (preflush).
- ✓ Un traitement matriciel pour éliminer l'endommagement.

Choix de l'acide

Dans notre cas l'endommagement principal c'est le filtra de la boue, et cette boue contient des composant soluble dans l'acide HCL, tel que LCM.

Les carbonates de calcium est un composé très soluble dans l'acide HCL, qui donner après le traitement des sels de Chlorure de calcium qui sont solubles dans l'eau et du gaz carbonique.

IV.6. Résultats techniques et économiques de traitement**IV.6.1. Résultats techniques**

Afin d'examiner les résultats de stimulation, un test de jaugeage a été programmé le 12 et 13 février, et les résultats de test sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau V.12: Résultats de test jaugeage [9]

Date	Temps	Duse ../64	Densité Huile (60 °F)	Temp Huile °F	Prod.Débit m ³ /h	ProdDébit m ³ /j
2016-02-12	08:30:00	42/64	0,789	85	3,383	81,192
2016-02-12	09:30:00	42/64	0,789	85	3,880	93,132
2016-02-12	10:30:00	42/64	0,789	87	2,786	66,864
2016-02-12	11:30:00	42/64	0,789	90	2,985	71,64
2016-02-12	12:30:00	42/64	0,789	90	2,985	71,64
2016-02-12	13:30:00	42/64	0,789	90	2,985	71,64
Moyenne	6 heures	42/64	0,789	87,83	3,17	76,02

Pour évaluer les résultats de jaugeage, on compare les résultats de test avant et après le traitement matriciel.

Tableau V.13 : Comparaison les résultats avant et après l'acidification [9]

Paramètres	Unité	Avant stimulation	Après stimulation
Duse	inch	42/64	42/64
Débit huile	Stm ³ /h	1,874	3,176
Débit huile	Stm ³ /j	44,974	76,02
Débit Gaz	m ³ /j	264067,64	315925
Débit eau	m ³ /j	2,28	4
GOR	Sm ³ /stm ³	5012	4156

A partir de tableau ci-dessus on peut conclure que :

- ✓ Le puits à bien réagit avec l'acidification et le traitement matriciel a rapporté un gain de 31,046 m³/j et compte tenu du potentiel du puits (avant 44,974 et après 76,02m³/j) la réalisation de cette opération représente un gain de 69 % de débit.
- ✓ Le bon gain réalisé après l'acidification peut être expliqué par le fait que le puits ne présente qu'un problème d'endommagement dû à la boue du Work over.

IV.6.2. Résultats économiques

a) Payout des opérations :

Le payout d'une opération est égal au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement, pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement, le prix de base sur lequel est calculé le payout en février 2016 est de 30.74 \$/bbl.

$$Payout (jours) = \frac{\text{Coût des opérations}}{\text{Gain net}}$$

Pour calculer les coûts des opérations en prendre en considération toutes les opérations de préparation au traitement d'acidification :

Coûts totale operation: 39462.88 \$

$$Payout (jours) = \frac{\text{Coût réel (\$)}}{\text{Gain réel (bbl/jours)} \times \text{prix du bbl (\$/bbl)}}$$

$$= \frac{39462.88}{31.046 \times 6.28 \times 30.74} = 6.85$$

Payout = 6.58 ≈ 7 jours

Le puits GT 30 couvrir les coûts de l'opération d'acidification dans 7 jours.

Conclusion et recommandation

L'ensemble des analyses réalisées dans le cadre de cette étude nous a permis de tirer les conclusions suivantes :

- La technique d'acidification consiste à l'élimination de l'endommagement aux abords du puits dans le but de restaurer la perméabilité initiale de la couche.
- Une meilleure préparation et interprétation d'une acidification nécessite le maximum des données pour faire une analyse approfondie qui vise essentiellement, à identifier les causes de succès ou d'échec.
- La rentabilité d'une opération de traitement matriciel est plus bénéfique si le gain est très important et l'amortissement du coût de l'opération se fait à des petites périodes de temps.
- Le puits GT30 a bien réagi avec l'acidification et le traitement matriciel a rapporté un gain de 31,046 m³/j et compte tenu du potentiel du puits (avant 44,974 et après 76,02 m³/j) la réalisation de cette opération représente un gain de 69 % de débit.
- Le bon gain réalisé après l'acidification peut être expliqué par le fait que le puits ne présente qu'un problème d'endommagement dû à la boue du Work over.

Suite les problèmes rencontrés dans cette étude, on propose certaines recommandations pour rendre le traitement plus efficace et plus rentable :

- ✓ Etudier l'historique du puits (rapport de forage, de Work Over, de complétion) afin d'identifier le type de l'endommagement existant et l'établissement d'un diagnostic adéquat au problème. L'identification de l'endommagement est très importante pour sélectionner le bon traitement ;
- ✓ Analyser au laboratoire pour s'assurer de la comptabilité des fluides à injecter avec la roche et les fluides en place ;
- ✓ Ne pas procéder à une acidification qu'après l'élimination des autres contraintes d'exploitation (bouchage ou percement de tubing, isolation des couches productrices d'eau) ;
- ✓ Insister avec le kick off jusqu'à l'évacuation complète de l'acide de traitement ;
- ✓ Les puits candidats pour une acidification doivent être jaugés avant et après stimulation pour une meilleure évaluation des traitements.
- ✓ Après stimulation, suivre la production du puits pour évaluer son comportement (Well Tests fréquents);
- ✓ Isoler le réservoir au cours de l'opération de WO pour éviter tout éventuel endommagement (Sable ou RBP);
- ✓ Si le réservoir n'est pas isolé, programmer systématiquement un traitement d'acidification.

Bibliographie

- [1] Editions Technip, Manuel d'acidification des réservoirs, paris 1983.
- [2] Editions Technip, Formulaire du producteur, IFP1970.
- [3] R. Cossé, Le gisement, Techniques d'exploitation pétrolière, Paris 1988.
- [4] Michel.J, Economie Kenneth G.Nolte. Réservoir stimulation,
Schlumberger educational services, 1989, Houston.
- [5] Thomas And O. Allen and Alan P. Roberts, Production operations (well completions, Work Over and Stimulation).
- [6] G. BOURDAROT, Interprétation des essais de puits, Juin 1990.
- [7] F. Daviau, Cours des essais de puits, ENSPM Formation Industrie.
- [8] Rapport géologique, Document Sonatrach, Service Géologie,1999.
- [9] Programme d'acidification des puits et Rapports journaliers des opérations (Gassi Touil, division EP).

Résumé

Plusieurs types d'endommagements sont rencontrés dans les puits. Ces endommagements sont reliés soit à la production elle-même, soit aux opérations d'intervention sur les puits (Opération de forage, work over, complétion et stimulation).

L'acidification est une technique visant l'amélioration de la productivité ou l'injectivité des puits d'huile et de gaz.

Dans une stimulation matricielle, des acides sont injectés dans la formation pour éliminer les endommagements aux abords du puits qui réduisent la productivité.

Les fluides de traitement sont injectés à des pressions d'injection inférieures à la pression limite de fracturation de la roche. L'application de l'acidification matricielle dans la majorité des puits étudiés (GT30) dans le champ de Gassi Touil a donné de bon résultat ce qui se matérialise par l'augmentation net de débit de production.

Les mots clés : GTL, forage, complétion, endommagement, acidification, skin, Puits.

ملخص

هناك عدة أنواع من الأضرار التي تصادفها في الآبار. هذه الأضرار ترتبط إما بالإنتاج نفسه أو بعمليات التدخل على الآبار (عملية الحفر، صيانة الآبار، الإنجاز والتنشيط). التحميص هو تقنية تهدف إلى تحسين الإنتاجية أو تحسين حقن النفط والغاز. اثناء عملية تنشيط الآبار، يتم حقن الأحماض في الصخور للتخلص من الضرر حول البئر الذي يقلل من الإنتاجية. يتم حقن الاحماض المعالجة عند ضغط اقل من الضغط الاقصى الذي يكسر الصخور.

تطبيق عملية التحميص على الصخور في معظم الآبار المدروسة (GT30) في حقل قاسي الطويل قد أعطى نتيجة جيدة تتحقق من خلال الزيادة الصافية في تدفق الإنتاج.

كلمات مفتاحية: حقل قاسي طويل، حفر، ضرر، تحميص، درجة الضرر، بئر.

Summary

Several types of damage are found in the wells. These damages are connected either to the production itself or to response operations on wells (drilling operation, Workover, completion, and stimulation).

Acidification is a technique for improving the productivity or infectivity of oil and gas wells.

In a matrix stimulation, acid is injected into the formation to remove damage near the well that reduce well productivity.

Treatment fluids are injected at an injection pressure lower than the limit of fracturing pressure. The application of the matrix acidification in most studied wells (GT30) in the field of Gassi Touil gave good result which is materialized by the net increase production outflow.

Keywords: GTL, drilling, completion, damage, acidification, skin, Wells.