

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la terre  
et de l'univers*

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme du Master**

**Option: Production**

Présenté Par :

**CHENNOUF Foudil, GHETTAS Yacine, MILOUDI Soumia**

**-THÈME-**

L'utilisation des diagaphies de production (PLT)  
pour l'optimisation des cellules  
d'injection du gaz (HMD)

Soutenu le : / 05 / 2014 devant la commission d'examen

Jury:

Président :	OUZAZI Mohamed	Univ. Ouargla
Encadreur :	ALI ZERROUKI Ahmed	Univ. Ouargla
Examineurs:	MEHSSOUEL Ammar	Univ. Ouargla



# Remerciements



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

*Ainsi nos parents qui nous aident.*

*Nous remercions notre professeur consultant Mr .ALI ZERROUKI  
Ahmed pour ses orientations et conseils.*

*Nous tenons aussi à exprimer nos profonds remerciements à nos  
enseignants de l'université de Ouargla.*

*Enfin nos remerciements s'adressent aux membres de jury qui nous  
Feront, l'honneur de juger notre travail.*



# Dédicaces

*Je tiens à dédier ce modeste travail :*

*Au mon A'llah, a ma très chère **Mère** et à mon cher **Père**, en témoignage et en gratitude de leurs dévouement, de leurs soutien permanent durant toutes mes années d'études, leurs sacrifices illimités, leurs réconfort moral, eux qui ont consenti tant d'effort pour mon éducation, mon instruction et pour me voir atteindre ce but, pour tout cela et pour ce qui ne peut être dit, mes affectations sans limite.*

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

*A mes chers Frères et mes Sœurs :Mohammed lazhar et ma famille, Kamel et ma famille, Yousef et ma famille, Fatiha, Mourad, Sabah, Naziha, Soumia et spécialement mon Petite Souhil, Abd Annour, Abd Almonaam, katr nada et Zineb.*

*Je dédie ce travail à tous ma famille.*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à tous mes amis*

**YACINE**

## Liste d'abréviations

---

PLT : production logging Tools.

SIP : Selective Inflow Performance

m : mètre.

RPS: Vitesse de rotation Par seconde.

h: heurs.

GOR: Rapport gaz-huile

$V_{\max}$  : Vitesse maximale.

$V_{\text{moy}}$  :Vitesse moyenne.

$RPS_0$  : Vitesse de rotation à l'état stationnaire.

m : mètre.

FVF : facture volumétrique.

ID : inter drain.

Z-PSG : Zone passager.

# Liste des tableaux

---

## Liste des tableaux

Tableau II.1: Les zones du calcul de PLT dans le puits OMN622	30
Tableau II.2: Récapitulatif des différents paramètres	31
Tableau II.3: Les zones actives et taux d'absorption du gaz	33
Tableau II.4: Caractéristiques pétrophysiques du réservoir de puits OMN622	34
Tableau II.5: Caractéristiques pétrophysiques du réservoir de puits OMN42	35
Tableau II.6: Caractéristiques pétrophysiques du réservoir de puits OMN53	35
Tableau II.7: Caractéristiques pétrophysiques du réservoir de puits OMN522	36

### Liste des figures

Fig.I.1 :Les raisons d'utilisation le PLT	5
Fig.I.2 : L'unité du laboratoire	9
Fig.I.3 : L'unité laboratoire	10
Fig.I.4 :Equipement de contrôle des hautes pressions	11
Fig.I.5 :Les outils combinés du PLT (La garniture de PLT)	12
Fig. I.6: Débitmètre continu (CFS)	13
Fig.I.7 : Débitmètre plein trou (FBS)	13
Fig.I.8 : Débitmètre à packer	13
Fig.I.9 : Casing Collar Locator (CCL)	13
Fig.I.10:Production Gamma Ray (PGR)	14
Fig.I.11:Differential Pressure Fluid	14
Fig.I.12: Diamètreur à trois ou quatre bras	14
Fig.I.13: Diamètreur à palpeur multiples	14
Fig.II.1: Carte de position de puits OMN 622 dans la zone 2	19
Fig.II. 2: L' historique de production avant l'injection	20
Fig.II 3: Historique de production après l'injection du gaz	22
Fig.II. 4: Historique de production de chaque puits	23
Fig.II. 5 :Graphe de enregistrement de outil de PLT dans le puits OMN622	29
Fig. II.6 : Graphe représenté la rotation de spinner en fonction de vitesse de câble	30
Fig. II.7: Localisation d' injection du gaz dans le puits OMN62	32

---

## Résumé

*Dans ce travail, on a étudié une opération du PLT dans un puits injecteur (OMN622). Cette opération est faite pour but de localiser les intervalles de rentrésdu gaz dans les drains de puits. Les résultats obtenus montrent que la partie base de l'ID et D<sub>1</sub> absorbent environ 78% du gaz injecté. L'analyse de L'historique de production des puits voisins de puits (OMN622) montre que la production est augmentée après l'injection du gaz dans les puits ayant des meilleurs propriétés pétrophysiques et loin des failles.*

---

## Summary

*In this work, we are studied the PLT operation in an injection well(OMN622). This operation were carried out in order to located the absorbedgaz intervals inthe well injection drains. The results obtained showing that the part bases ID and D<sub>1</sub> absorbed approximately 78 % of injected gas. The analysis of production history of the wells close to the well (OMN622) shows that the production is increased after the gas injection in the wells having better petrophysics properties andthey situated far from the faults.*

---

## ملخص:

في هذا العمل درسنا عملية ديفرافي إنتاج البترول في البئر دافعلغاز (OMN622)، هذه العملية نفذت بغرض معرفة مواضع دخول الغاز في خزانات البئر. النتائج المحصل عليها تبين أن الجزء الأسفل من الخزان ID والخزان D<sub>1</sub> قد امتص حوالي 78% من الغاز المدفوع.

تحليل تاريخ إنتاج البترول للآبار المجاورة للبئر (OMN622) تبين أن إنتاج البترول بعد دفع الغاز قد

ارتفع نسبيا في الآبار التي تملك خصائص بيتر وفيزيائية جيدة والتي هي بعيدة عن الشقوق

الأرضية.

# SOMMAIRE

Introduction.....	01
<b>Chapitre I : Généralités sur le PLT</b>	
I. Introduction.....	02
II. Diagraphies de production (PLT)	
II.1.Définition du PLT .....	02
II.2.Usages du PLT.....	02
II.2.1.L'évaluation du réservoir .....	03
II.2.2. L'évaluation d'un traitement du puits .....	06
II.2.3.Le diagnostique des défauts qui altèrent le bon fonctionnement du puits.....	06
II.2.4.l'évaluation de la performance de la complétion.....	06
II.2.5 Autres usages.....	06
III. Les mesures du PLT.....	07
III.1. Les enregistrements du PLT.....	07
III.2.Les applications spécifiques des mesures.....	07
IV. L'optimisation de l'opération PLT.....	08
V. Les équipements de l'opération PLT.....	09
V.1.L'unité du laboratoire.....	09
V.2. Les équipements de contrôle de pression.....	10
V.3. Les outils combinés du PLT (La garniture du PLT).....	12
V.3.1.Débitmètre.....	15
V.3.1.1.Débitmètre continu(Continuos Flow méter CFS) .....	15
V.3.1.2.Débitmètre « plein trou » ( FBS ) .....	16
V.3.1. 3.Débitmètre à packer .....	16
V.3.2.Casing Collar Locator (CCL).....	16
V.3.2.1.Caractéristiques .....	16
V.3.3.Production Gamma Ray .....	16



V.3.4. Differential Pressure Fluid Density Tool (FDD).....	17
V.3.4.1.Caractéristiques .....	17
V.3.5. Diamètreur .....	17
V.3.5.1. Diamètreur à trois ou quatre bras .....	17
V.3.5.2. Diamètreur à palpeur multiples .....	18
 <b>Chapitre II : Interprétation des Résultats de PLT</b>	
I.La présentation de zone d'étude.....	19
II. Historique de la production.....	20
II.1.L' historique de la production des puits voisins de puits OMN 622 avant l'injection.....	20
II.2.Méthode d'injection du gaz.....	21
II.3.L'interprétation de l' historique de production après l'injection du gaz.....	22
II.4. Historique de production des puits voisins par puits après l'injection du gaz.....	24
III. But de PLT.....	26
III.1. Méthode d'interprétation et calcul du PLT.....	26
III.1.1. Interprétation des données PLT.....	26
III.1.1.1.Les enregistrements du PLT.....	26
III.1.1.1.a. Un enregistrement en puits fermé.....	26
III.1.1.1.b. Premier débit.....	27
III.1.1.1.c. Interprétation des enregistrements du débitmètre.....	27
IV. Acquisition et interprétation des données de PLT dans la puits (OMN 622).....	29
IV.1. Résultats d'interprétation du PLT de puits OMN622.....	33
V. Analyse des réservoirs des puits voisins de puits injecteurs OMN622.....	34

Conclusion

Bibliographie

Annexes

# *Introduction*

## INTRDUCTION

Les diagraphies de production ont été extensivement utilisées en Algérie où elles trouvent de nombreuses applications dans les divers champs pétroliers et gaziers, notamment dans le champ de Hassi Massoud.

Dans les gisements de Hassi Massoud, l'application classique du PLT (Production Logging Tool) consiste à mesurer le potentiel sélectif de production des couches débitant simultanément dans le puits. elle nous permette de connaître la contribution de chaque zone dans la production totale du puits. Elle est quelque peu limitée, cependant, dans la mesure où les données qu'elle fournit sont insuffisantes pour calculer les paramètres de réservoir qui contrôlent l'écoulement des fluides vers le puits.

L'utilisation périodique des diagraphies de production permet également de s'assurer de l'état des réserves et de suivre le progrès de la déplétion. Une récupération maximale peut donc être obtenue en suivant l'état des puits.

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser la cellule d'injection du gaz dans le puits OMN622 et d'étudier l'influence de l'opération d'injection dans les puits voisins en utilisant le PLT .

***Chapitre I :***  
***Généralité sur les outils du***  
***PLT***

## I. Introduction

Les diagraphies de production classiques englobent quatre mesures qui sont : le débit, la densité, la température et la pression. Cependant, seulement les lectures de débit et de densité sont utilisées dans l'analyse quantitative des diagraphies de production. Les données de température et de pression vont être normalement utilisées dans l'analyse qualitative pour déterminer les propriétés des débits et localiser les venues de fluides dans le puits.

L'efficacité des opérations de simulation a été beaucoup améliorée à cause de la meilleure connaissance de l'état des contraintes des formations, grâce au recours de la modélisation numérique, le suivi en temps réel des différents paramètres (pression de fond, débit, la densité, la température et radioactivité) au cours de l'opération du PLT.

Le PLT permet l'enregistrement des profils de productivité et d'injectivité dans les gisements soumis à une injection d'eau ou de gaz. Il rend également possible les interprétations diphasiques pour identifier les zones de percées dans l'intervalle producteur du puits. La mise en œuvre de l'opération de cyclage requiert la connaissance rigoureuse des bilans sélectifs de production et l'injection propre à chaque niveau, ainsi que la détermination précise des paramètres indispensables à la mise au point des simulateurs numériques, sans ces informations les modèles de simulation n'ont pas une grande utilité dans les prévisions des performances.

## II. Diagraphies de production (PLT)

### II.1. Définition du PLT :

Le PLT est un ensemble des outils utilisés pour effectuer les enregistrements de la diagraphie de production. Ces outils sont combinés, leurs configurations sont bien définies dans la planification de l'opération du PLT.

Les outils de PLT apportent un diagnostic d'information point par point sur les venues de fluides tels que l'eau, l'huile et le gaz et ils donnent une indication sur l'efficacité des perforations. Le PLT s'impose dans les prévisions comme un outil indispensable, car il permet de mesurer le (SIP) et les enregistrements de fond en régime transitoire.

### II.2. Usages du PLT :

Les PLT fournissent des informations acquises pendant la production du puits, donc dans un tubing sous pression, ce qui impose l'utilisation d'un équipement de contrôle de hautes pressions. Les outils doivent avoir un diamètre tel qu'ils puissent descendre dans les tubings de production. Ces outils sont simples (débitmètre, gradiomanomètre...etc.),

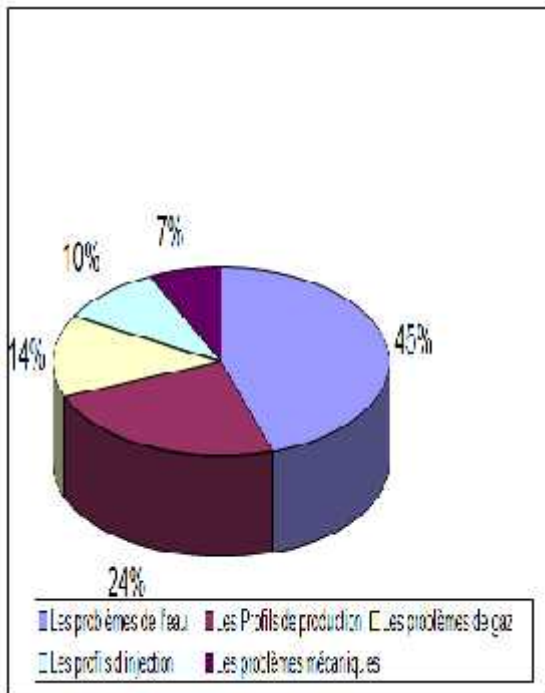
soit combinés comme la production Logging Tools (PLT). Parmi les principaux usages du PLT, on peut citer :

### **II.2.1. L'évaluation du réservoir**

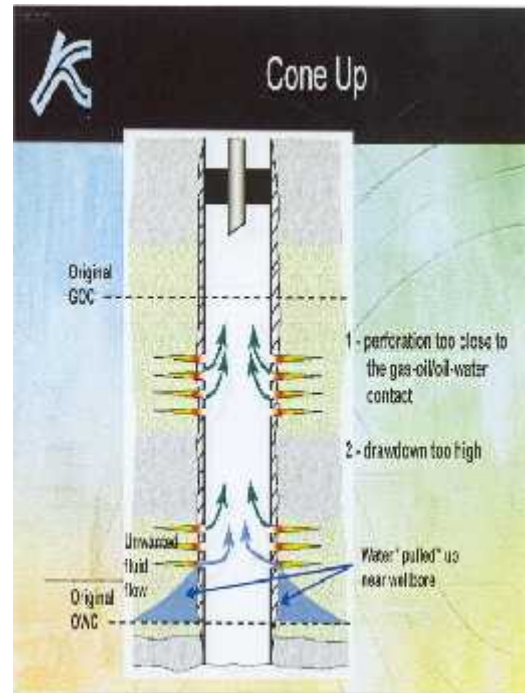
Le PLT est utilisé pour évaluer le réservoir de point de vue suivantes:

- Connaissance des réserves.
- Etablir le profil d'écoulement dans le réservoir.
- Augmenter le potentiel des puits durant la vie du réservoir en recherchant les intervalles qui ne participent pas à la production.
- Estimation de la production en fonction de la pression de fond.
- Mesurer les débits d'effluents de chaque intervalle (connaissance des réserves).
- Etudier la continuité des couches et les barrières éventuelles de la perméabilité.
- Connaissance de l'indice de productivité durant la vie du réservoir
- Suivre le progrès de la déplétion
- La connaissance de la nature et les propriétés pétrophysiques du réservoir (la lithologie, la porosité et la saturation (eau, huile et gaz) , en fonction de la profondeur.
- La connaissance du pendage des couches.
- Le suivi permanent de la performance du réservoir en utilisant (le profil de débit, les essais des puits, l'efficacité de la complétion).

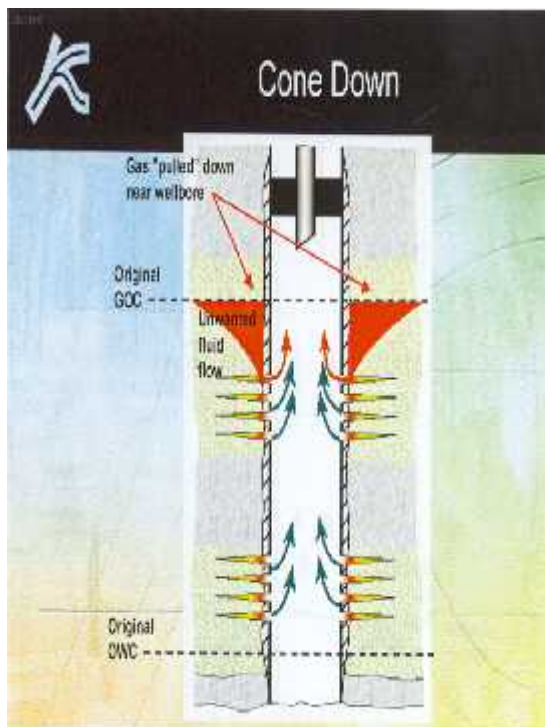
Les figures suivantes montrent les différentes utilisations du PLT dans les puits de production.



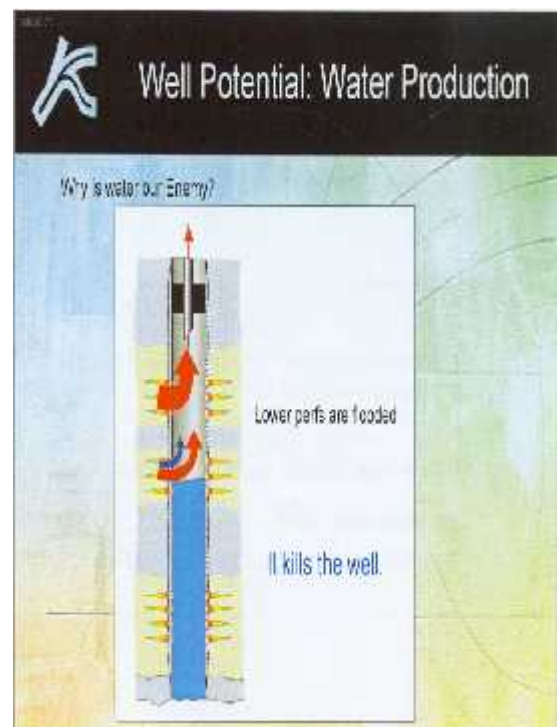
a. Pourcentage d'utilisation du PLT



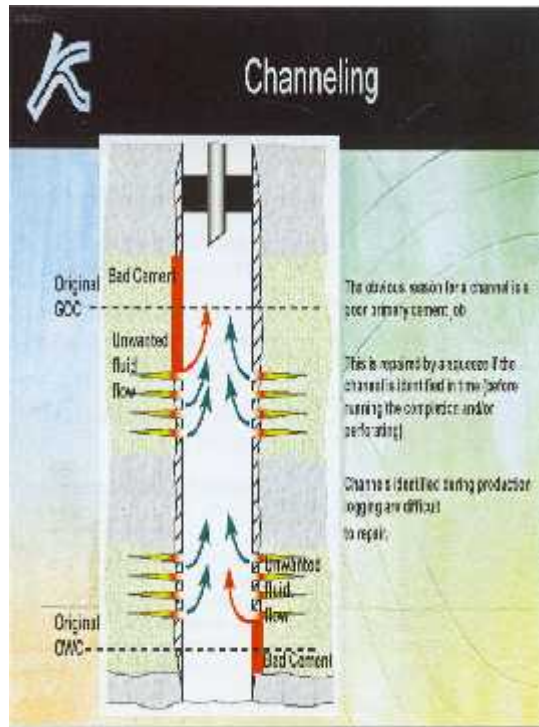
b. PLT(cone up )



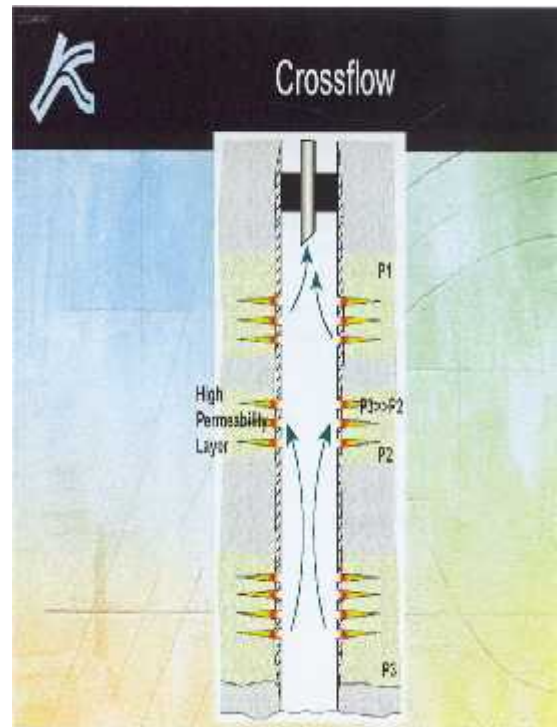
c. cone down



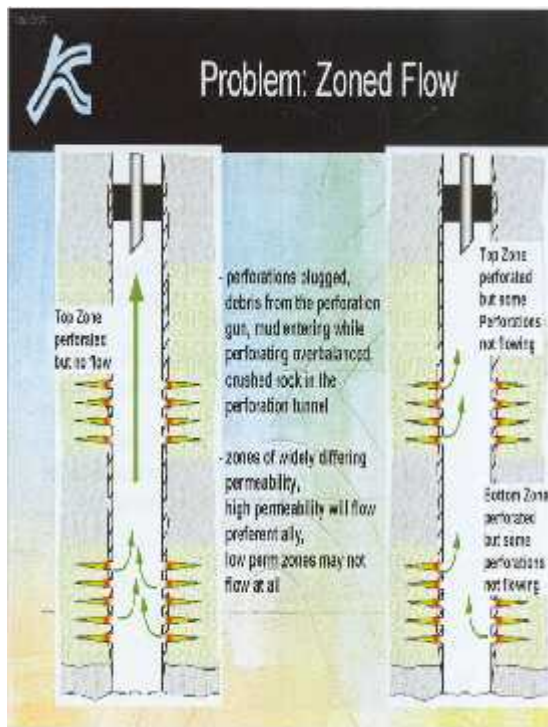
d. production de l'eau



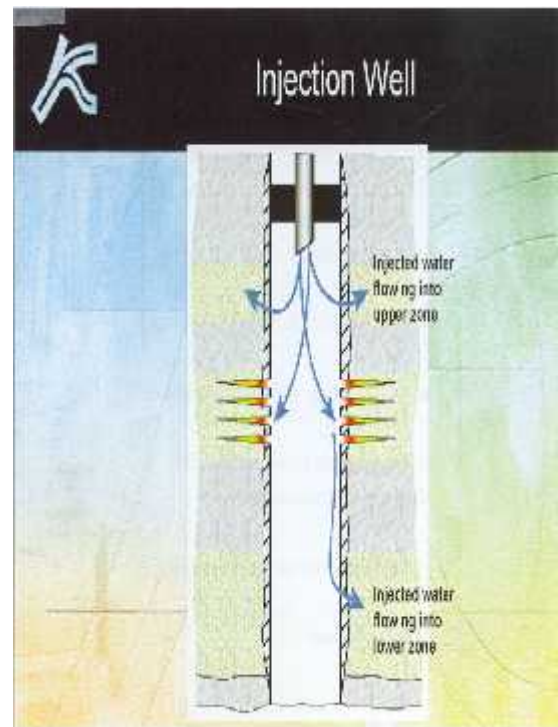
e. (channeling)



f. (crossflow)



g. zone d'écoulement



h. puits d'injection

Fig. I.1 : Les raisons d'utilisation le PLT



### **II.2.2 L'évaluation d'un traitement du puits**

Pour les différents traitements effectués dans le puits, le PLT est utilisé pour déterminer le profil d'écoulement et indice de productivité ou injectivité pour les différentes zones aux voisinages du puits avant et après la stimulation.

### **II.2.3. Le diagnostique des défauts qui altèrent le bon fonctionnement du puits**

Parmi ces défauts on cite :

Une fuite au (tubing, tubage et packer ) due au mauvaise cimentation.

Les intervalles responsables de venus des fluides indésirables (coning, contamination du fluide de formation).

### **II.2.4. l'évaluation de la performance de la complétion**

- Des nouveaux puits
- Des puits d'injection
- Des puits recomplétés

Le diagnostique des problèmes du puits en détectant :

- Les venues d'eau
- Les venues de gaz
- Les fuites et les problèmes mécaniques
- Les écoulements derrière le tubage

- Les paramètres mesurés pour atteindre ces buts sont : le débit, la densité, la température et la pression de l'effluent. On effectue aussi des mesures auxiliaires tel que le diamètre. Enfin on prélève des échantillons de fond pour les études P.V.T dans laboratoire.

### **II.2.5. Autres usages**

- La connaissance du puits (le diamètre du puits, l'inclinaison de puits, cimentation des tubages et la liaison couche- trou).
- La comparaison entre plusieurs puits par les corrélations qui mettent en évidence les variations de profondeur, d'épaisseur et de faciès.
- Donne des informations concernant les projets d'accroissances de la récupération d'huile.
- Identification des limites du réservoir pour développer le gisement

### III. Les mesures du PLT :

#### III.1. Les enregistrements du PLT :

L'étude de l'opération du PLT est effectuée soit sur un puits soit sur un ensemble des puits. Elle permet d'obtenir les renseignements suivantes :

- a). Les enregistrements de la vitesse d'écoulement à l'aide de la rotation de l'hélice
- b). Les enregistrements de la densité du fluide à l'aide de la pression différentielle et l'atténuation du Gamma Ray.
- c). Les mesures de la température dans le puits à l'aide de la variation des résistances
- d). Les mesures de la pression dans le puits à l'aide des jauges à contraintes et les jauges cristallines.

#### III. 2. Les applications spécifiques des mesures

Chaque capteur à plusieurs usages spécifiques, la plupart sont utilisés en combinaison, afin de donner des enregistrements complets concernant le puits ou le réservoir .

-Le débitmètre :

- Des zones de production.
- Détermination et évaluation de la programme de stimulation.
- La récupération secondaire.
- Evaluation du potentiel de débit.

- Le thermomètre :

- La localisation des zones de production ou d'injection.
- Le suivi de la performance des fracturation.
- Les venues de gaz.
- Les mouvements des fluides derrière le tubage.

-La Densité de fluide :

- Détermination du débit volumétrique dans l'écoulement diphasique.
- Détection des points d'entrés dans l'écoulement triphasique.

- Le manomètre :

- Interprétation des well-test.
- L'extension du réservoir et ses limites.
- La conversion des fluides.
- La détection de très faibles variations de pression.
- Les interférences entre puits.
- La recherche des fuites dans les tubings et tubages.

- Les mesures du gradient dans une colonne statique.
- Les études de colmatage des puits.

#### **IV. L'optimisation de l'opération PLT :**

##### **Qui fait une bonne PLT**

- Programme de l'opération (Objectives).
- La stratégie de contrôle (les conditions de puits , le débit).
- La configuration des outils de la garniture du PLT (Les détecteurs).
- L'intervalle de la diagraphie (la section total).
- les mesures en état stationnaire (en puits fermé et ouvert).
- la stabilité du puits (levé en ouverture).
- La stabilité du puits (levé en fermeture).
- La vitesse du câble ( choix de la vitesse et nombre de passe ).
- Le débit de surface (l'exactitude de son valeur estimé).

##### **Les causes d'une mauvaise PLT :**

- La durée de fermeture insuffisante de puits pour la stabilisation de puits .
- Le puits est en production, mais il n'est pas stabilisé.
- Le positionnement des perforations est faut .
- Le levé d'intervalle est faut.
- L'inconcevabilité de la sélection des détecteurs.
- L'inconvenabilité du spinner sélectionné.
- La décentralisation de la garniture du PLT .
- Le choix de la vitesse d'avancement de l'outil n'est pas adéquat.
- L'inconvenabilité du plan de levé.
- La présence d'imperfection dans les outils du PLT.

## V. Les équipements de l'opération PLT

### V.1.L'unité du laboratoire :

Dans le passé, le traitement des données s'effectuait uniquement dans les grands centres de calculs. Une décentralisation s'est opérée récemment, du point que les camions laboratoires possèdent un potentiel de calcul suffisant pour effectuer une assez grande variété de traitements informatiques.

Le camion laboratoire reçoit des enregistrements de l'outil PLT à l'aide d'un câble sous forme de signaux électriques en pulsations continues digitalisées par un ordinateur, qui donne ses enregistrements à travers des logs de sortie instantanément, en fonction de la profondeur.



Fig. I.2 : l'unité du laboratoire



Fig. I.3 : l'unité du laboratoire

## V.2. Les équipements de contrôle de pression

Les opérations de PLT doivent être conduites dans les puits en production, donc la plupart du temps sous pression. Un matériel spécial a été conçu pour obtenir une étanchéité parfaite à la tête du puits pendant la descente ou la remontée des outils. Un schéma de l'équipement de contrôle des hautes pressions est donné dans la figure I.4

Il comporte de bas en haut :

- Une vanne de sécurité
- Une trappe, pour retenir l'outil au cas où celui-ci buterait dans le presse-étoupe et retomberait à la suite de la rupture du câble.
- Un SAS qui peut atteindre 10 m de longueur pour loger les outils.
- Un BOP, c'est un obturateur de sécurité placé entre la vanne de curage et le SAS, il permet la fermeture rapide sur le câble en cas de fuite.
- Une vanne de sécurité à bille.

- Un système d'étanchéité à graisse.
- Un presse-étoupe hydraulique.

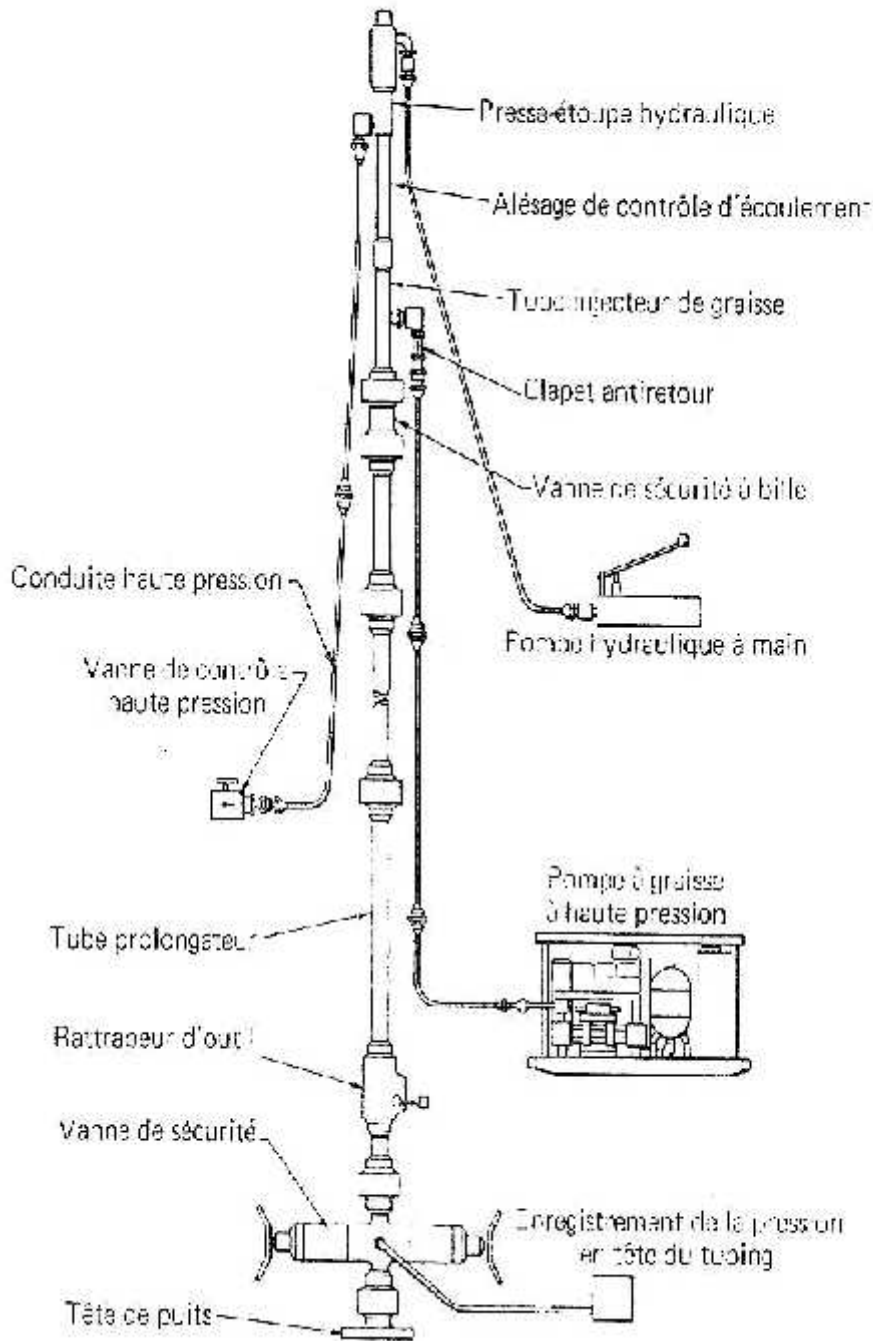


Fig. I. 4 :Equipement de contrôle des hautes pressions

### V.3. les outils combinés du PLT (La garniture du PLT)

La chaîne d'outils de PLT est constituée de plusieurs capteurs par lesquels, on peut effectuer des enregistrements :

1. Débitmètre continu (Continuos Flow mètre CFS).
2. Débitmètre plein trou (Full bore FBS).
3. Débitmètre à packer.
4. Casing Collar Locator (CCL).
5. Production Gamma Ray (PGR).
6. Differential Pressure Fluid Density Tool (FDD).
7. Diamètreur à trois ou quatre bras.
8. Diamètreur à palpeur multiples.

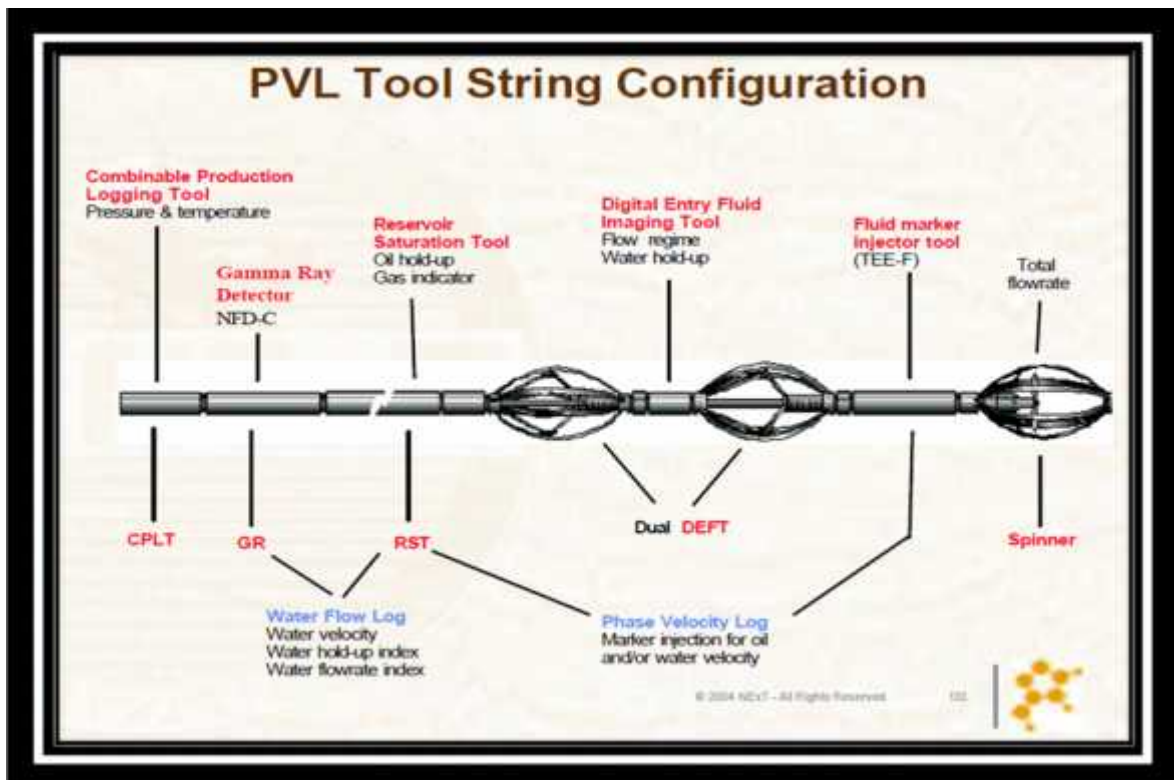


Fig. I.5 : Les outils combinés du PLT (La garniture de PLT)

Les figures suivantes présentent les outils de PLT :



Fig. I.6: débitmètre continu (CFS)



Fig. I.7: débitmètre plein trou (FBS)



Fig. I.8 : débitmètre à packer



Fig. I.9 : Casing Collar Locator (CCL)





Fig.I.10 :Production Gamma Ray (PGR)



Fig.I.11:Differential Pressure Fluid



Fig. I.12: Diamètre à trois ou quatre bras



Fig. I.13: Diamètre à palpeur multiples

### V.3.1. Débitmètre (Flow méter):

Le débitmètre comporte une hélice très sensible, qui est en contact avec le fluide. La rotation de l'hélice génère un courant électrique ou pulsation mesuré par des équipements en surface ( la transmission est assurée par un câble électrique) et le transforme en évolution par seconde « RPS ». La valeur du RPS nous permet de déterminer la vitesse du fluide.

Le spinner se caractérise par une vitesse critique appelée Seuil au –dessous de cette vitesse l'hélice ne peut pas tourner. Il existe trois types de débitmètre :

#### V.3.1.1. Débitmètre continu (Continuos Flow méter CFS)

##### a. Présentation de l'outil CFS :

Le flow mètre CFS ou continuos spinner flow mètre est un outil de mesure de débit dans les conditions de fond. Il est composé d'un corps cylindrique sert à couvrir un spinner à sa partie inférieur. Un centreur est placé à la partie supérieure du corps portant des roulements à billes dans ces extrémités, pour faciliter le déplacement de l'outil dans le tubing et le mieux positionné au centre du puits.

Les débitmètres continus ont un diamètre tel qu'ils peuvent être descendus dans les tubings de production. Ils sont tout constitués par une hélice plus ou moins protégée. En général les réponses ne sont pas identiques selon le sens d'écoulement du fluide.

Le CFS est utilisé dans les régimes monophasiques (les grands débits d'huile et les puits à gaz).(Fig. I.6)

##### b. Principe de fonctionnement de CFS :

La partie importante de l'outil est le spinner qui tourne sous l'action de déplacement du câble en contact avec le fluide. Le spinner en rotation génère des impulsions électriques qui seront transmettre à l'aide d'un câble électrique vers un camion laboratoire.

### **V.3.1.2. Débitmètre « plein trou » ( full bore ou Low to intermediate flowrate tool FBS )**

Dans ce débitmètre l'hélice se replie pour passer dans le tubing. Elle s'ouvre à son diamètre maximal dans le tubage. Ce débitmètre existe en deux dimensions : l'une pour les tubages de 5" et de 5 ½ "et l'autre pour les tubages de 6 5/8" et plus grands. Cet appareil est utilisé pour les mesures en écoulement polyphasique lorsqu'une grande précision est nécessaire.(Fig. I.7)

### **V.3.1. 3. Débitmètre à packer**

Le débitmètre à packer comporte un packer gonflable à l'aide du fluide du puits, qui oblige la totalité de l'effluent à s'écouler à travers l'outil. Un débitmètre à hélice mesure alors le débit. L'outil peut en outre inclure une mesure de la fraction d'eau de l'effluent et un densimètre. Les mesures sont faites par stations au cours desquelles le packer est ouvert puis refermé.(Fig.I.8)

### **V.3.2. casing collar locator (CCL)**

Il est utilisé généralement pour positionner les joins de tubing.(Fig. I.9)

#### **V.3.2.1.Caractéristiques :**

- Combinaison avec d'autres outils de diagraphie.
- Réglage de profondeur dans le tubage ou tubing.
- Indique les lieux endommagés dans le tubage ou le tubing.
- Confirmation de la profondeur de perforation ou des intervalles.

### **V.3.3.Production Gamma Ray**

L'outils Gamma Ray enregistre naturellement des rayons gamma dans les formations adjacentes au puits. Cette mesure nucléaire indique le contenu radioactif des les formations. En effet , dans n'importe quel environnement, les outils gamma ray sont les dispositifs standards utilisés pour la corrélation des diagraphies entre les puits producteurs.(Fig. I.10)

Parmi ses applications du production du gamma ray on peut citer.

- corrélation de profondeur.
- détermination de la lithologie.
- identification d'échelle radioactive.

### **V.3.4. Differential Pressure Fluid Density Tool (FDD)**

L'outil FDD utilise un gradient de pression différentielle pour calculer la densité des fluides, en mesurant le gradient de pression hydrostatique des fluides dans le puits. (Fig. I.11)

#### **V.3.4.1. Caractéristiques :**

- Utilisé pour l'identification des fluides et le profilage production polyphasique.
- Outil peut être utilisé dans des puits verticaux et inclinés.
- Outil de détection fournit une interface fluide.
- Une couverture complète de forage.
- Fournit une solution de rechange à des outils de la densité radioactive.
- Entièrement combinable avec tous les outils de diagraphie de production.

### **V.3.5. Diamètreur**

#### **V.3.5.1. Diamètreur à trois ou quatre bras**

Les diamètreurs de production sont utilisés pour déterminer la section du puits dans l'intervalle de production pour aider l'interprétation des débitmètres continus. Ils ont trois ou quatre bras, et ils effectuent une lecture moyenne ou bien deux lectures de diamètre prise à 90°. (Fig. I.12)

#### **V.3.5.2. Diamètreur à palpeur multiples**

Il existe de nombreux diamètreurs à palpeurs pour tubings et tubages. On trouve chez Gerhart-Owen et Dia-log des outils qui comportent de 20 à 64 palpeurs pour inspecter des tubes de 2 3/8" à 10 3/4" de diamètre extérieur. On enregistre la dimension minimale et la dimension maximale intérieure sur toute la longueur du tube inspecté.

Dia-Log propose des outils pour tubings de 2 à 4" qui comportent 20-26-32 ou 44 palpeurs. Le diamètre des outils varie de 1 1/2" à 3 1/32". Il propose également des outils pour tubage de 4 1/2" à 13 3/8" qui comportent 40 ou 64 palpeurs. Le diamètre des outils va

de 3 5/8" à 11 5/16" . Les outils pour tubages ne peuvent pas être descendus à travers les tubings.(Fig. I.13)

Un autre outil est conçu pour mesurer seulement la dimension minimale des tubages, il comporte 18 bras qui s'ouvrent de 3 à 13 3/8". Ces outils sont utilisés pour détecter :

- Les effets de la corrosion
- L'usure des tubages
- Les fentes et éclatements de tubages
- Les perforations
- Les écrasements de tubages
- Les ruptures diverses.

*Chapitre II :*  
*Interprétation des résultats du*  
*PLT*

## I. La présentation de zone d'étude

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en 25 zones. La zone d'étude est située dans la partie Nord-ouest du Gisement de Hassi Messaoud. Le puits de notre étude (OMN622) est localisé dans la partie Nord de la zone 2 (fig. II.1). La description structurale de cette zone montre des accidents tectoniques qui isolent certains puits de la zone, cette phénomène peut être mis en évidence par l'analyse du comportement dynamique de ces puits. La zone d'étude contient (41) puits, cinq puits d'injection de gaz pour augmenter la production de cette zone.

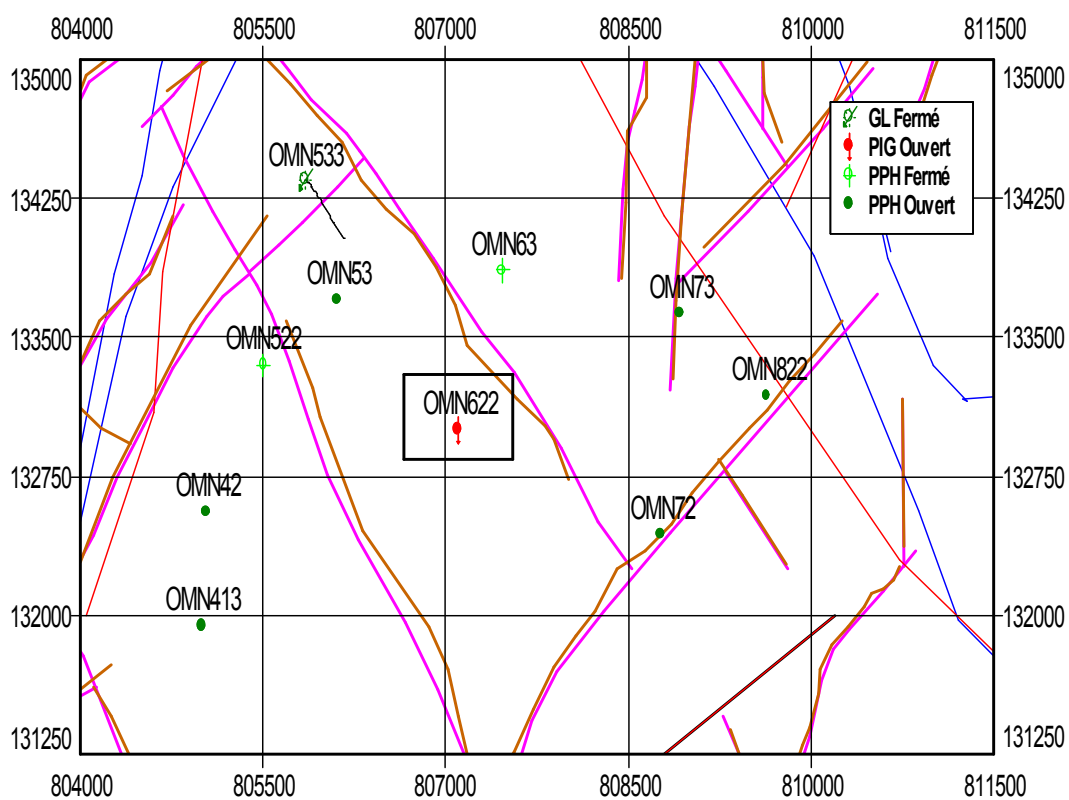


Fig. II.1: Carte de position du puits OMN 622 dans la zone 2.

## II. Historique de la production :

### II.1. L' historique de la production des puits voisins de puits OMN 622 avant l'injection du gaz.

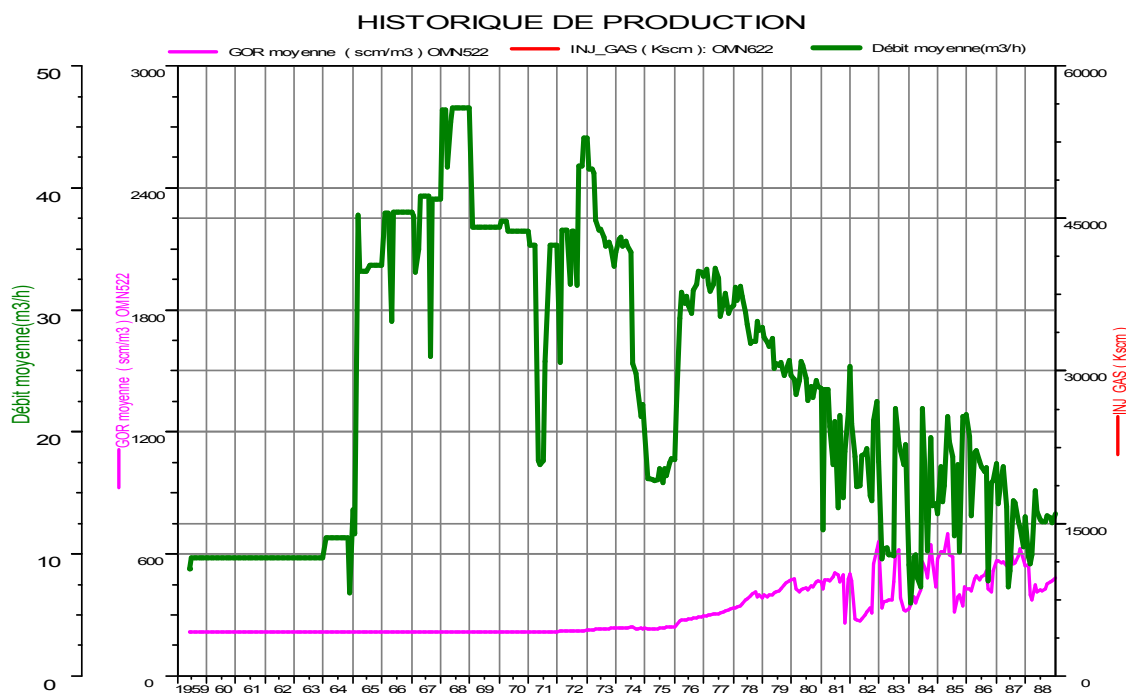


Fig. II. 2: L' historique de la production avant l'injection

Ce graphe présente la production moyenne des puits (OMN413 ,OMN42, OMN522, OMN53, OMN61, OMN63, OMN72, OMN73et OMN733) avant l'injection du gaz dans le puits OMN622 . La production est commenc e en 1959 , elle atteint 8 m<sup>3</sup>/h, ensuite elle est augment e de durant l'année 1960 et 1964 jusqu'à 11.5 m<sup>3</sup>/h. A partir de cette dernière année, il y a une diminution jusqu'à l' année en 1965 au 6 m<sup>3</sup>/h .

Après  a, on a une augmentation jusqu'à 37.5 m<sup>3</sup>/h dans les mêmes années .Dans les années de (1965 à 1969) il y a une perturbation ( augmentation jusqu'à 47.5 m<sup>3</sup>/h et diminution jusqu'à 22 m<sup>3</sup>/h), à l'inverse des années ( 1969 à 1971) ou il y a une grande diminution aboutissant à 15 m<sup>3</sup>/h . Après  a on a une augmentation de production d'huile en 1971 a 1973 au 45 m<sup>3</sup>/h et



la diminution jusqu'à 15 m<sup>3</sup>/h en 1973 à 1976. Dans notre cas le GOR dans ce moment reste presque stable à 200 scm/m<sup>3</sup>.

Par contre il y a une augmentation de production en (1976 à 1978) jusqu'à 32.5 m<sup>3</sup>/h et augmentation de GOR à 450 scm/m<sup>3</sup>. Mais la plus part diminution est entre (1978 et 1985), pour ça comme une solution nous forons un puits injecteur OMN622 en 1985 pour augmenter la production, ce puits entre le travail en 1989.

## **II.2. Méthode d'injection de gaz :**

L'injection de gaz est une méthode de récupération secondaire largement utilisée dans la production de pétrole. Il s'agit d'une forme de maintien de la pression dans le gisement pétrolifère, où le gaz produit est injecté par l'intermédiaire des puits d'injection. Cela augmente suffisamment la pression de la formation pour aider à la remontée du pétrole et du gaz, vers la surface, par les puits de production de pétrole. Le gaz est récupéré pour être réinjecté. Le pétrole est collecté pour un traitement et un raffinage ultérieurs.

### II.3. L'interprétation de historique de la production après l'injection d'OMN622 :

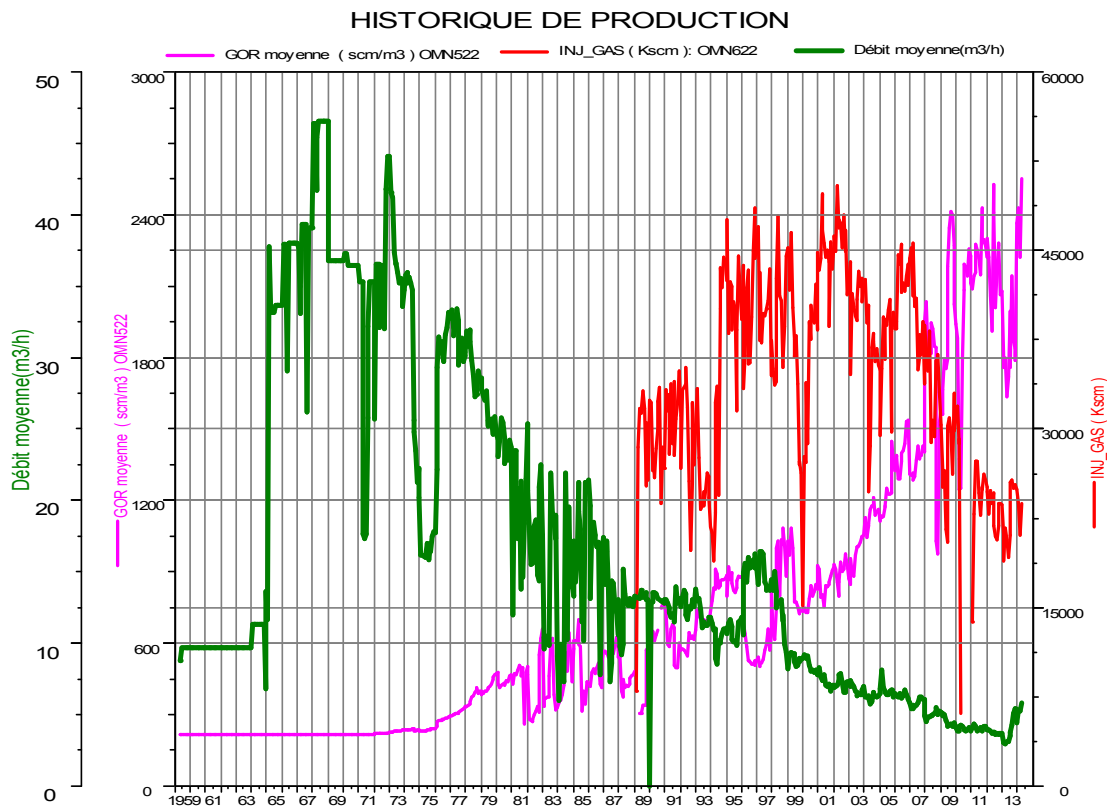


Fig. II 3: historique de la production après l'injection du gaz

A la fin de l'année 1985, une diminution de production est remarquée dans les puits voisins. Cette diminution est continuée jusqu'à 1989. Dans cette année; on a un chute de production significatif. L'injection du gaz est commencé en 1989 par un débit de 33740kscm, après cette injection; une augmentation de production d'huile dans les puits voisins est remarquée, elle atteinte une valeur de 13.5 m<sup>3</sup>/h entre 1991 et 1993. Cette augmentation est due à la diminution du valeur de GOR, qui a baisé jusqu'à 490scm/m<sup>3</sup>. Par contre durant l'année 1993 et 1996, la production d'huile est diminué jusqu'à 8 m<sup>3</sup>/h, puisque le GOR est augmenté jusqu'a 900scm/m<sup>3</sup> et l'injection du gaz augmenté jusqu'a 48740 (une percé du gaz). La production d'huile est retourné d'augmenter entre les années ( 1996 et 1999), elle atteinte 16m<sup>3</sup>/h puisque l'injection du gaz et le GOR sont diminués successivement jusqu'à 33750kscm et 520scm/ m<sup>3</sup>.

Durant l'année 1999 et 2012, la production est chutée jusqu'à  $3\text{m}^3/\text{h}$  par contre, le GOR est augmenté jusqu'à  $2550\text{scm}/\text{m}^3$  pendant des valeurs instables d'injection (augmentation et diminution d'injection jusqu'à  $50625\text{kscm}$  et  $562\text{kscm}$ ). Après cette opération nous observons qu'il y a une petite augmentation de la production dans les années 2013 et 2014, elle atteint  $5\text{m}^3/\text{h}$  puisque le GOR et l'injection sont diminués successivement jusqu'à  $1650\text{scm}/\text{m}^3$  et  $20625\text{kscm}$ .

II.4. Historique de la production des puits voisins par puits après l'injection du gaz

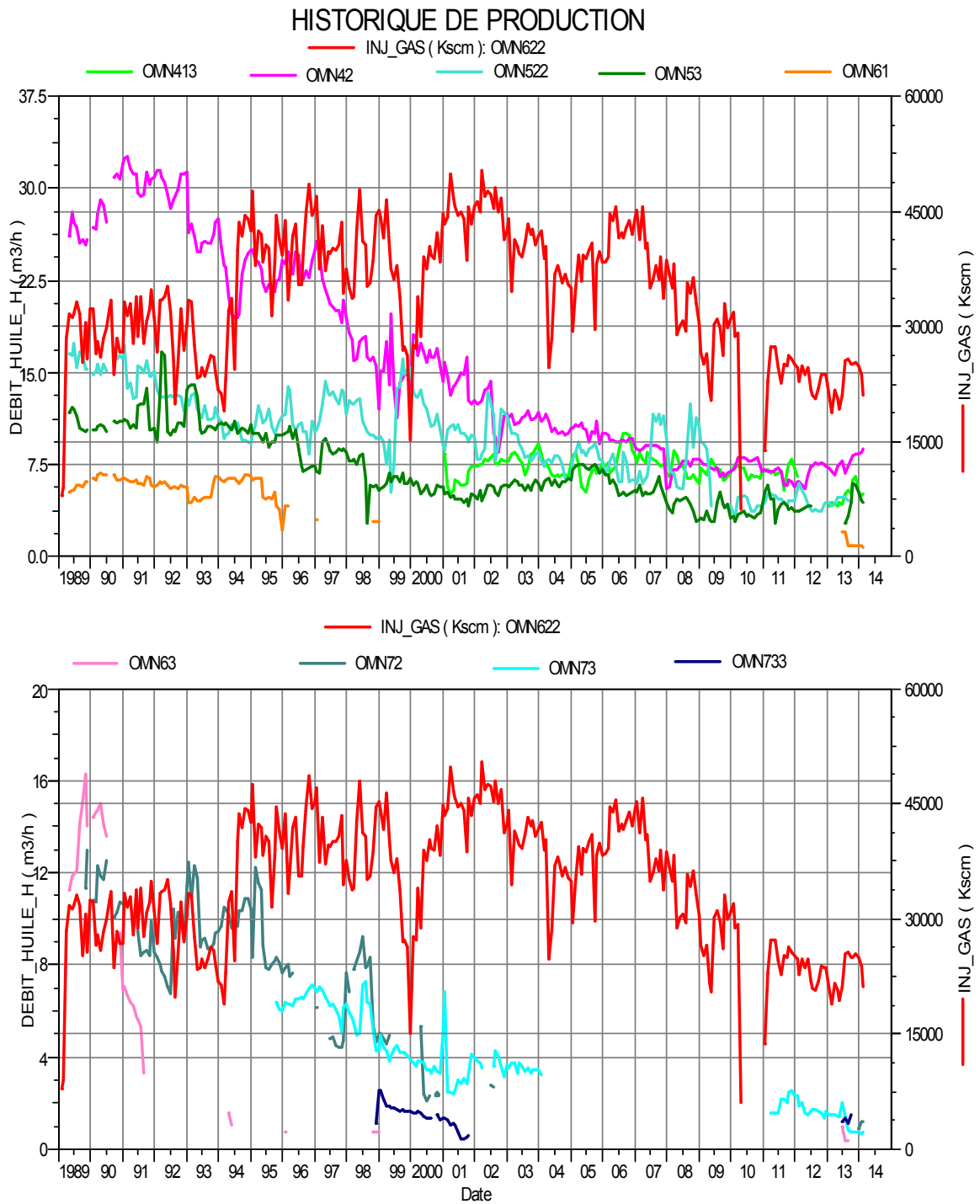


Fig. II. 4: Historique de la production de chaque puits

L'injection du gaz est commencée dans le puits OMN622 en 1989, à partir de cette année jusqu'à l'année 1992, l'injection du gaz est aboutie 29000kscm, d'un autre côté nous observons que les débits sont augmentés dans le puits OMN42 ( $35.625 \text{ m}^3/\text{h}$ ) et le puits (OMN53 :  $16.75 \text{ m}^3/\text{h}$ ), mais il est diminué dans le puits OMN522 ( $10.75 \text{ m}^3/\text{h}$ ).

Entre l'année 1992 et 1994, l'injection du gaz est diminuée jusqu'à 18750kscm, le débit d'huile est diminué dans le puits OMN 42 à  $19 \text{ m}^3/\text{h}$  et la même chose pour le puits OMN522, le débit est baissé de  $16.875 \text{ m}^3/\text{h}$  à  $9.3 \text{ m}^3/\text{h}$ . Dans le puits OMN53 le débit est diminué de  $16.75 \text{ m}^3/\text{h}$  à  $10 \text{ m}^3/\text{h}$ . La période de 1994 à 1997 est marquée par l'augmentation de l'injection du gaz, elle atteint 48750kscm. Les débits des puits OMN522 et OMN42 sont augmentés successivement jusqu'à  $13.5 \text{ m}^3/\text{h}$  et  $26.25 \text{ m}^3/\text{h}$ , mais elle est diminuée dans le puits OMN53 jusqu'à  $6.9 \text{ m}^3/\text{h}$ .

De l'année 1997 à 2000, l'injection du gaz est diminuée jusqu'à 15000kscm. Le débit d'huile est diminué successivement à  $10 \text{ m}^3/\text{h}$  et  $25 \text{ m}^3/\text{h}$  dans les puits OMN42, OMN53, par contre on remarque une augmentation de débit de puits OMN522 par rapport aux années précédentes, le débit a atteint  $16 \text{ m}^3/\text{h}$ .

De l'année 2000 à 2003, l'injection est augmentée jusqu'à 48750kscm et le débit des puits est diminué successivement dans les puits OMN42, OMN522 et OMN53; ( $7.5 \text{ m}^3/\text{h}$ ,  $6 \text{ m}^3/\text{h}$  et  $4 \text{ m}^3/\text{h}$ )

Durant l'année 2003 à 2010 l'injection de puits OMN622 est diminuée jusqu'à 9750kscm, les débits des puits (OMN42, OMN522, OMN53) sont continués à diminuer ( $7.5 \text{ m}^3/\text{h}$ ,  $8 \text{ m}^3/\text{h}$ ,  $3.8 \text{ m}^3/\text{h}$ ), (percé du gaze).

De 2010 à 2014 l'injection du gaz est augmentée jusqu'à 19750kscm, et le débit d'huile des puits a atteint  $9 \text{ m}^3/\text{h}$  pour le puits OMN42,  $6.5 \text{ m}^3/\text{h}$  pour OMN53,  $5 \text{ m}^3/\text{h}$  pour OMN522.

Après d'interprétation des courbes d'historique de production (Fig.III. 6). Nous remarquons que l'injection du gaz est plus efficace dans les puits OMN522, OMN53 et OMN42 par rapport aux autres puits voisins.

### III. But de PLT

Pour quoi l'injection du gaz est plus efficace dans les trois puits?

Pour répondre à cette question, nous étions obligés de faire une opération de PLT dans le puits d'injection OMN622, pour but d'établir un profil d'injection et étudier les caractéristiques du réservoir au voisinage de ce puits.

#### III.1. Méthode d'interprétation et calcul du PLT

##### III.1.1. Interprétation des données PLT

Le programme d'interprétation des données PLT comporte les paramètres suivants à interpréter :

- ❖ Interprétation des enregistrements de débitmètre.
- ❖ Interprétation des enregistrements de thermomètre.
- ❖ Interprétation des enregistrements de manomètre.
- ❖ Interprétation des enregistrements de GR (gamma ray).
- ❖ Interprétation des enregistrements de CCL (casing collar locater).

Dans notre étude on s'intéresse à l'interprétation des enregistrements de débitmètre. L'interprétation permet d'obtenir (les débits, les pressions de fond statique et dynamique, les températures de fond, la densité et la radioactivité) pour chaque niveau. Les résultats sont obtenus dans les conditions de surface pour l'injection du gaz pour chaque intervalle.

##### III.1.1.1. L'enregistrement :

###### III.1.1.1.a. Un enregistrement en puits fermé :

Cette opération est réalisée dans un puits fermé, c'est-à-dire il n'y a pas d'injection, elle est effectuée pour déterminer la vitesse du seuil ( $V_1$ ), qui est la vitesse minimale pour tourner l'hélice, et la détection du de cross-flow (un niveau qui débite dans l'autre) dans le cas de puits de production.

- ❖ On descend le train à une vitesse  $V_1$  (m/mn) (down) au toits des réservoirs (A-B), on lit respectivement la vitesse de rotation (RPS), et la vitesse du câble correspondante.

- ❖ On remonte le train de la même vitesse  $V_1$  en (UP) et dans les mêmes cotes (B) et (A+B), on relève les RPS et les vitesses du câble.
- ❖ La même opération est répétée avec des vitesses du câble différentes  $V_2, V_3, V_4$  (m/mn). Dans notre cas on a travaillé avec les vitesses (10 m/mn, 20 m/mn, 30 m/mn et 40 m/mn).
- ❖ On trace le graphe  $RPS = f(V_c)$  qui représente par une droite de la forme suivante:

$$Y = Ax + B$$

$$RPS = AV_c + V_{\text{seuil}} \quad \text{où : } A = \text{tg } \alpha$$

### III.1.1.1.b. Premier débit :

On ouvre la vanne de départ (SAS) ainsi que la vanne automatique (de sécurité) et on commence à ouvrir le porte dusse jusqu'à ce que la valeur de la vitesse du câble soit égale à 10(m/mn). On laisse ensuite le puits se stabilise ( $P_f$  et RPS soient constants). Après la stabilisation de puits, on entame les descentes et les remontés de train du PLT avec des vitesses variables  $V_1, V_2, V_3, V_4$  m/min. On relève à chaque fois les valeurs de RPS et  $V_c$  comme pour le cas du puits fermé. On fait des stations (train à l'arrêt) deux station (A +B , B) pour déterminer  $P_f$ ,  $T_f$  et RPS et en mesurant la pression de tête et la pression de ligne à l'aide d'un balance.

### III.1.1.1.c. Interprétation des enregistrements du débitmètre :

Consiste à déterminer le débit dans chaque niveau, et par la suite tirer le pourcentage de participation de chaqu'un. L'hélice est sensible à la vitesse du fluide. L'outil doit être centré dans le tubing pour obtenir une valeur maximale de fluide  $V_{\text{max}}$ , donc la valeur moyenne  $V_{\text{moy}}$  du fluide est :

$$Q = V_{\text{moy}} \cdot A = V_{\text{moy}} \cdot \pi \cdot D / 4$$

Avec :

Q : débit volumétrique d'écoulement.

A : la section interne de la pipe.

Et  $V_{\text{moy}} = C \cdot V_{\text{mesurée}}$  ,  $V_{\text{mesurée}} = V_{\text{max}}$

C : appelé facteur de correction dépend du nombre de Reynolds.

Les études expérimentales ont montré que  $C = 0,83 \pm 5\%$

Le débit est calculé par la formule suivante :

$$Q_g = v_{\text{moy}} \cdot S / B_g$$

Où :

$Q_g$ : débit du gaz.

S: surface.

$B_g$  : facteur volumétrique de fond.

La vitesse du fluide :

$$V_{\text{mes}} = \text{RPS}_0 / \text{pente} + \text{seuil}$$

Avec :

$V_{\text{mes}}$  : vitesse du fluide mesuré

$\text{RPS}_0$  : vitesse de rotation à l'état stationnaire

D'où :  $V_{\text{moy}} = V_{\text{mes}} \cdot C$

Le débit sera alors :  $Q = C \cdot V_{\text{mes}} / C_f \cdot B_g$

$C_f$  : Coefficients de caising



**IV. Acquisition et interprétation des données du PLT dans le puits OMN 622**

Les données du PLT enregistrés dans le puits étudié (les mesure de débitmètre avec les différentes vitesses de décente sont montrées dans la figure suivantes).

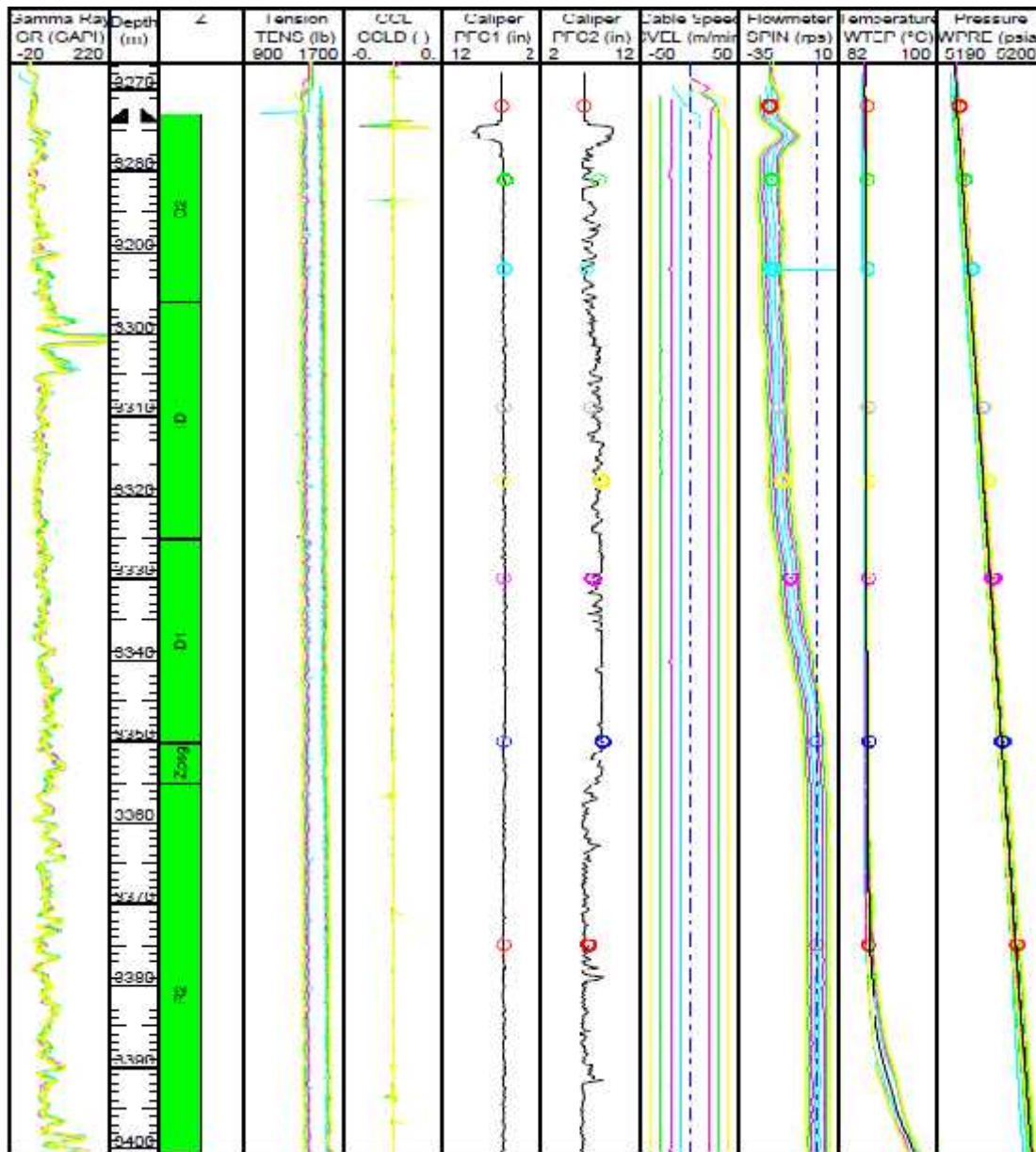


Fig. II. 5 : Graphe d'enregistrement d'outil du PLT dans le puits OMN622

D'après la variation de la vitesse de l'hélice en fonction de la vitesse de câble, on a choisi les zones de calculs suivantes :

Tableau II. 1: Les zones de calcul de PLT dans le puits OMN622

Zone	Zone (m)
A	3292.7-3331.2
B	3307-3313.5
C	3318.1-3349.4
D	3350.8-3356.5
E	3360.8-3371.0

Cette courbe présente le calibrage du spinner dans le puits OMN622

RPS

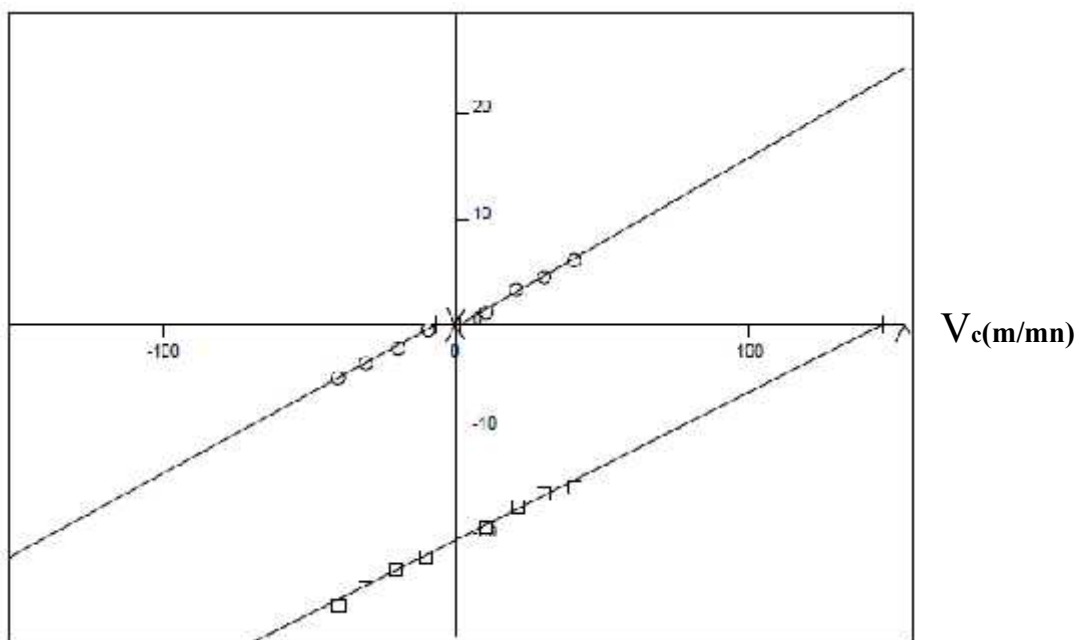


Fig. II.6 : Graphe représente la rotation de spinner en fonction de la vitesse de câble

A partir du graphe, on obtient les résultats :

- le seuil = - 6.9095 m/mn
- la pente :

$$m = \frac{\Delta R_{pS} \text{ (tours par seconde)}}{\Delta V \text{ (mètre par minute)}}$$

$$m = 0.14$$

Tableau II.2: Récapitulatif des différents paramètres

Zone	Facteur de correction.	cal (in)	V m m/min	Q downhole m <sup>3</sup> /hr	T (C°)	P Psi	FVF	Q m <sup>3</sup> /hr
A	0.89	6.750	133.73	175.51	86.72	5206.300	3.64	3925.40
B	0.89	6.634	120.70	161.51	86.78	5214.960	3.53	2460.95
C	0.89	6.732	110.87	152.76	86.81	5219.360	3.53	38831.30
D	0.85	6.772	11.17	15.58	86.99	5232.630	3.53	3481.30
E	0.83	6.192	2.83	3.29	87.05	5235.850	3.53	914.51

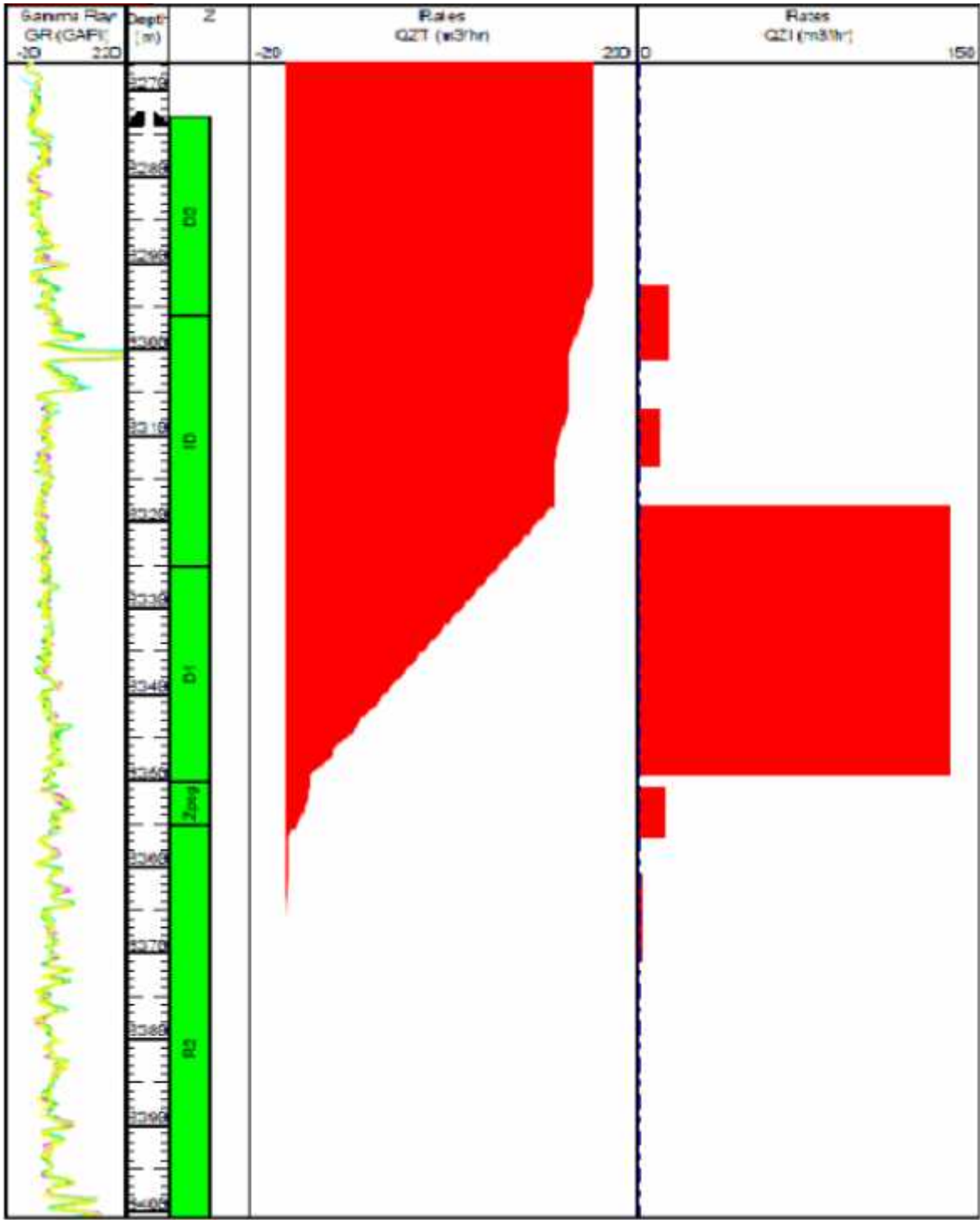


Fig. II.7: Localisation d'injection du gaz dans le puits OMN622

### IV.1. Résultats d'interprétation du PLT de puits OMN622

Tableau II.3: Les zones actives et taux d'absorption du gaz.

drain	zone	gaz absorbé	
	m	m <sup>3</sup> /h	%
D2 + ID	3292.7-3301.2	3925.4	7.91
ID	3307.0-3313.5	2460.95	4.96
ID + D1	3318.1-3349.4	3883.3	78.27
ZPSG + R2	3350.8-3356.5	3481.3	7.02
R2	3360.8-3371.0	914.51	1.84
total		49613.5	100

L'interprétation quantitative du PLT montre la contribution des séries comme suit :

- ❖ La première série(A) intervalle 3292.7-3301.2m (partie basse du la D2 +partie de l'ID) absorbe environ 7.91% du gaz injecté.
- ❖ La deuxième série(B) intervalle 3307-3313.5m, la partie ID absorbe environ 4.96% de gaz injecté.
- ❖ La troisième série (C) intervalle 3318.1-3349.4m (partie basse de l 'ID+la totalité du D1) absorbe environ 78% de gaz injecté.
- ❖ La quatrième série (D) intervalle 3350.8-3356.5m (totalité de la z-psG+ partie de phase du R2) absorbe environ 7.02% du gaz injecté.
- ❖ La cinquième série (E) intervalle 3360.8-3371m (partie de R2) absorbe environ 1.84% du gaz injecté.

La grande partie d'absorption d'injection du gaz est remarqué dans la série A (intervalle 3318.1-3349.4m) dans les drains ID+D1, telque l'absorption est environ 78% du gaz injecté.

### V. Analyse des réservoirs des puits voisins du puits injecteur OMN622

D'après les analyses des valeurs des paramètres pétrophysiques et la description des carottes des 9 puits voisins du puits injecteur OMN622. On a remarqué une cohérence entre l'augmentation des débits enregistrés après l'injection du gaz et la meilleure qualité pétrophysique remarquée dans les puits OMN42, OMN53 et OMN522. La porosité dans les drains D1 et ID de ces puits varie de 7.03 % à 11.62 % et la perméabilité varie de 29 md à 58.83 md. Par contre dans les puits restants (voire annexe). on remarque que les faibles débits sont due soit aux faibles paramètres pétrophysiques de ses puits (OMN63, OMN73, OMN72 et OMN533) soit ils sont affectés par des failles.

Tableau II.5: Caractéristique pétrophysiques de réservoir de puits OMN42

drain	toit-mur(m)	k(md)	Ø (%)	Lithologique
D4	3275 - 3299	17.92	5.74	Grés, moyen à grossier a passées très grossières à microconglomeratiques. ciment siliceux et argileux. fissuration subverticale importante de 3280m a 3295m, généralement colmatée par du bitume, de l'argile, de la silice et, parfois, du sel. les caractéristiques pétrophysiques sont assez bonnes dans l'ensemble. on notera une teneur en argile relativement faible dans l'ensemble du réservoir Ra.
D3	3299 - 3322	6.83	7.19	
D2	3322 - 3345	23	10.69	
ID	3345 - 3374	29	10.96	
D1+Z. P	3374-3393.5	17	11.08	

Tableau II.6: Caractéristique pétrophysiques de réservoir de puits OMN53

drin	toit-mur(m)	k(md)	Ø (%)	Lithologique
D3	3273 - 3288	2.15	4.56	grès à granulométrie variable . éléments arrondis à sub-anguleux ; ciment siliceux et bitumineux . fissures horizontales remplies par de l'argile avec des traces de pyrite .de 3290.50 à 3329.20 m ,une zone à nombreuses fissures sub-hor. et sub-vert. minéralisées en célestite, sulfates et carbonates .nombreuses passées de siltstone argilo micacé gris-vert.
D2	3288 - 3313	4.62	5.83	
ID	3313 - 3337	58.83	7.03	
D1	3337 - 3363	38.52	11.62	
D1+Z. P	3363 - 3369	32	9.10	

Tableau II.7: Caractéristique pétrophysiques de réservoir de puits OMN522

drin	toit-mur(m)	k (md)	Ø (%)	Lithologique
D4	3279 - 3293	-	5.82	le Ra est constitué de grès moyen à grossier ou microconglomératique à ciment siliceux, bitumineux, devenant argileux vers la base. - nombreuses passées cm à dm de siltstone. - rares fissures subverticales fermées colmatées de bitume, silice ou vides. - quelques fissures subhorizontales généralement fermées vides ou colmatées d'argile.
D3	3293 - 3315	8.76	5.95	
D2	3315 - 3337	15.11	6.31	
ID	3337 - 3363	40.6	9.07	
D1+Z. P	3363 - 3393	26.4	10.7	

# *Conclusion*



## **Conclusion**

Les opérations du PLT sont devenues au cours des vingt dernières années un moyen efficace pour analyser le comportement des puits et des réservoirs.

Des progrès considérables ont été accomplis tant dans le domaine des outils que de l'interprétation. Les outils combinés séquentiels PLT permettent au cours d'une seule descente d'enregistrer les paramètres essentiels. Grâce aux progrès de l'électronique les outils combinés PLT à mesures simultanées sont sur le point d'être commercialisés.

La compréhension du profil d'injection du gaz dans le puits injecteur est très importante pour mettre en application l'optimisation de production dans les puits voisins. L'injection du gaz dans le puits injecteur étudié est contrôlée par les propriétés pétrophysiques des différents drains, l'augmentation des débits dans les puits voisins est en fonction de la qualité pétrophysique des drains du réservoir des puits et leur positionnement par rapport aux failles de la zone d'étude et la distance entre le puits injecteur et l'autre producteur.

## **BIBLIOGRAPHIES**

- [1]. Desbrand,R.,1982.Diagraphies dans les sondages .Edition Technique.
- [2].Documentation de Group Expro. 2002. Production LoggingTools
- [3].Documentation de Sonatrach DP. 2014. Département géologie (service diagraphies).
- [4].Documentation de Sonatrach DP. Département technique de puits (service essai depuits 2014).
- [5].Documentation de HASP. 2001.ProductionLoggingTools

# *Annexe*

Tableau 1 : Tableau d'identification du puits OMN622

Société	Sonatrach	Fond sondeur	3407 m
Pay	ALG	Puits dévie	Non
Wilaya	Ouargla	Champs	Hassi Massoud
x	807100 .5	Zone	2N
y	132999.844	Fracture	Non
Appareil	SH 130	Objectif	Gaz
Date de forage	19/04/1985	Statut actuel	Injection gaz
Date fin forage	21/07/1985	Complétion	Open hole
Z. table	175	Z. sole	167.34

Tableau 2: les opération sur le puits OMN622

Date début	Date fin	Type opération
26/07/1985	26/07/1985	Complétion
01/11/2004	01/11/2004	Snubbing
19/05/2009	19/05/2009	Wire line
27/04/2010	27/04/2010	Neutralisation
14/09/2010	14/11/2010	Work ouver
13/06/2013	13/06/2013	PLT

Liste Tableaux des caractéristiques pétrophysiques des réservoir des puits voisin de puitsOMN622

OMN622

drain	toit-----mur (m)	K (md)	Ø %	Lithologies
D <sub>2</sub>	3273-3296	37.72	6.55	lithologie du RA: Grès gris beige a gris sombre, fin moyen a grossier, admettant de nombreux éléments micro conglomératiques. Ciment siliceux a silico bitumineux parfois argileux. Fissuration subverticale importante, généralement fermée, colmatée par du bitume, de la silice, de la pyrite ou vide. Présence de tigillites jusqu'a la cote 3321m.
ID	3296-3325	35.00	9.10	
D <sub>1</sub> +Z-PSG	3325-3355	27.50	10.87	

OMN533

drain	Tiot-mur(m)	K (md)	(%)	Lithologique
D3	3272-3292	1.03	4.48	Grès-quartzite a quartzite-grès, anisométrique, gris noir, beige ou gris clair, fin, moyen a grossier, avec des éléments grossiers a micro conglomératiques, a ciment siliceux, bitumineux et argileux. -Présence de brèches tectoniques, avec galets et pyrite, de 3278.85 à 3279.7m et de 3280.7 à 3281.12m, en cote sondeur. -Quelques films argileux. Présence de tigillites au sommet, disparaissant a 3289m en cote sondeur
D2	3292-3316	19.02	7.79	
ID	3316-3341	2.24	6.88	
D1	3341-3366	2.62	7.63	
Z.PSG	3366-3371	2.53	8.73	

## OMN61

drain	Tiot- mur(m)	K (md)	(%)	Lithologique
D <sub>3</sub>	3268-3278	0.79	5.42	- le Ra est constitué de grès-quartzite anisométrique moyen à grossier ou micro conglomératiques. niveaux sili-cifiés . -ciment silico-bitumineux à argileux.
D <sub>2</sub>	3278-3300	7.78	5.47	
ID	3300-3327	18.95	7.17	
D <sub>1</sub> -Z-PSG	3327-3358	33.26	10.53	

## OMN63

Drains	Toit----- Mur (m)	K (md)	Ø (%)	Lithologique
D <sub>3</sub>	3291-3297	-	-	Constituée de grès moyen à grossier, par endroits très grossier à micro conglomératique.  -Ciment siliceux , argilo-bitumineux vers la base. -Nombreuses passées de siltstones argilo-micacée et de grès fin silteux -Quelques films et joints d'argile.
D <sub>2</sub>	3297-3317	3.8	6.59	
ID	3317-3345	3.75	8.21	
D <sub>1</sub>	3345- Fond	5.1	8.94	

## OMN73

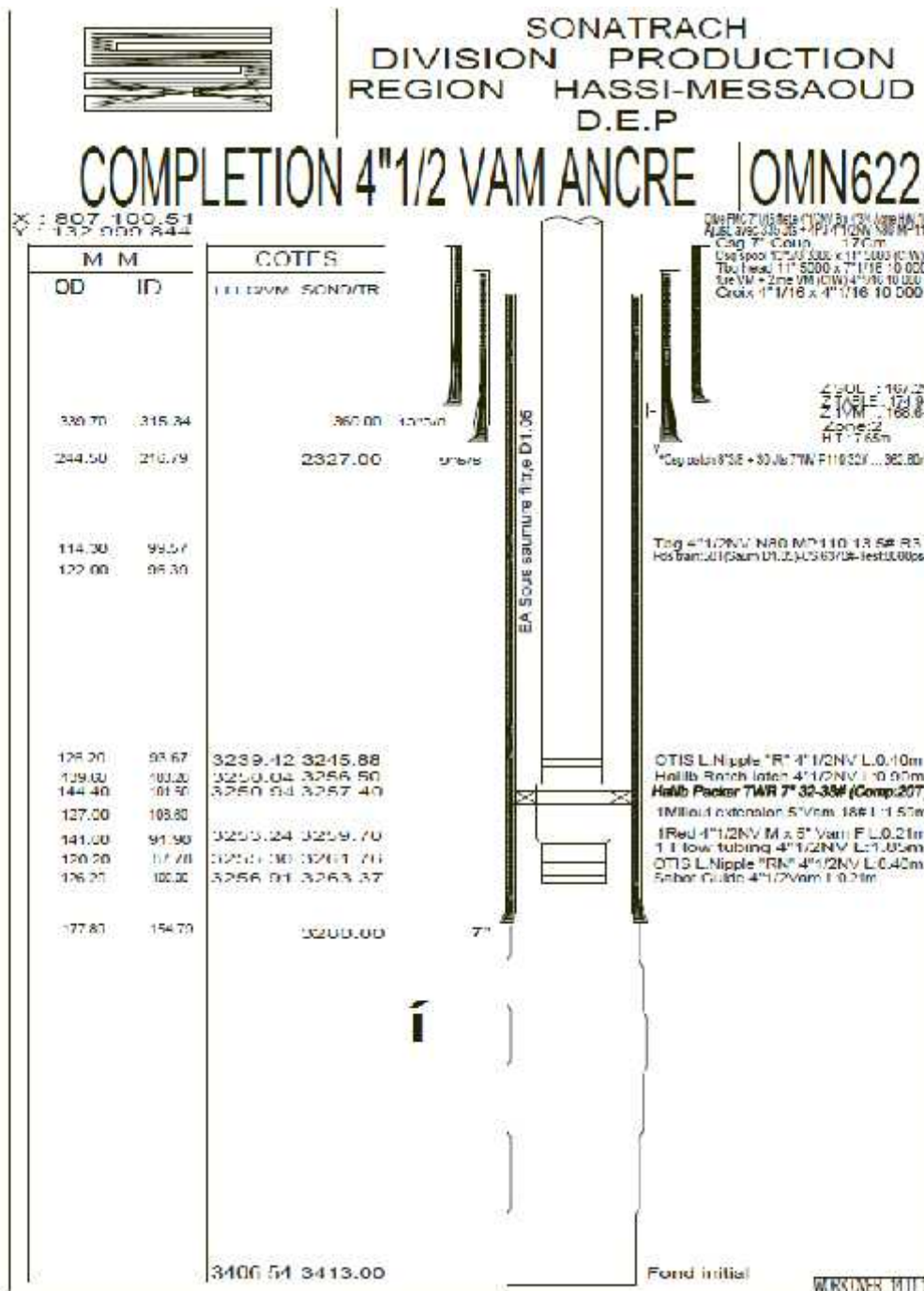
Drains	Toit----- Mur (m)	K (md)	Ø (%)	Lithologique
D <sub>3</sub>	3291-3305	2.65	5.84	Le Ra est constitué de grès-quartzite anisométrique moyen à grossier. -Ciment très siliceux peu argileux, devenant plus argileux vers la base. -Nombreux siltstones et joints argileux.
D <sub>2</sub>	3305-3327	101.2	9.25	
ID	3327-3355	38.36	8.52	
D <sub>1</sub> -ZP	3355-3385	63.34	9.02	

## OMN822

Drains	Toit----- Mur (m)	K (md)	Ø (%)	Lithologique
D <sub>3</sub>	3286-3303	4.94	5.58	-
D <sub>2</sub>	3303-3327	34.63	11.30	
ID	3327-3355	25.33	10.39	
D <sub>1</sub> -Z.P	3355-3385	30.30	9.56	

## OMN72

Drains	Toit----- Mur (m)	K (md)	Ø (%)	Lithologique
D <sub>3</sub>	3275-3282	46.40	8.30	Grès gris a gris-sombre , fin a moyen , a éléments micro-conglomératiques . - Ciment siliceux a silico-bitumineux parfois argilo-bitumineux . - Intercalations de siltstones gris-vert et films d'argile .
D <sub>2</sub>	3282-3307	46.40	8.30	
ID	3307-3336	44.5	7.40	
D <sub>1</sub> +Z.P	3336-3359.5	51.29	10.60	



Fiche technique de puits OMN622