

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

LOUZI Yacine , BEN SLIMANE Ayoub

-THEME-

**LA GESTION D'UN GISEMENT A L'AIDE DE
DIAGRAPHIE DE PRODUCTION**

Soutenue le : - -/- -/2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président :

Examinatrice 1 :

Encadreur : chatti djamel eddin

Sommaire

Remercîment

Dédicace

Résumé

Liste des figures

Liste des abréviations

Liste des tableaux

INTRODUCTION	1
PROBLEMATIQUE	1
OBJECTIFS DE LA RECHERCHE	2
METHODOLOGIE DU TRAVAIL.....	2
ORGANISATION DU MEMOIRE	2

CHAPITRE I : Description du champ Hassi Messaoud

I.1. Historique du champ de Hassi-Messaoud.....	3
I.2. Situation du champ de Hassi-Messaoud	3
I.2.1. Situation géographique :	3
I.2.2. Aperçu géologique:	4
a. Situation géologique	4
b. Caractéristiques du gisement.....	4
I.3.Description du réservoir.....	5
I.3.1.Subdivision diagraphique.....	5
I.3.1.Subdivision du gisement en zone de production	7

CHAPITRE II : GENERALITE SUR LES DIAGRAPHIE DE PRODUCTION

II.1.Introduction.....	8
II.2.Définition diagraphie de production.....	8
II.3.Objectif des diagraphies de production	8
II.4.Problèmes de production	9
II.4.1.Percée de gaz	9
II.4.2.Percée d'eau.....	10
II.4.3.Cross-flow.....	11
II.4.4.Les dépôts de sulfate de baryum (BASO4).....	11
II.5.Production logging tool (PLT)	12
II.5.1.Caliper.....	12
II.5.2.Débitmètre (Flowmetre)	13
II.5.3.Gradiomanomètre	14
II.5.4.Mesure de la température	14
II.5.5.Mesure de pression	14
II.5.6. CCL (Casing Collar Locator)	15
II.5.7. Gamma Ray	15
II.5.8.Water hold-up	15
II.5.9.Gaz hold-up	16
II.6.Causes amenant à un mauvais PLT	16
II.7.Conclusion	16

CHAPITRE III : OUTILS ET METHODE D'INTERPRETATION

III.1.Introduction	17
III.2.Description et utilisation du logiciel Emeraude	17
III.3.Méthodes Interprétations.....	18

III.3.1.Spinner.....	18
a.Enregistrement du spinner	18
b.Calibration de spinner	18
III.3.2.Gradiomanomètre.....	22
III.3.3.Hold-up.....	23
III.4.Conclusion.....	24

CHAPITRE VI : ETUDE DE CAS

IV.1.INTRODUCTION	25
IV.2.Percée de gaz.....	25
a.Puits OMN302.....	25
b.Puits MDZ627	28
c.Puit MD114	32
IV.3.Percée d'eau	35
a.Puits MD279.....	35
IV.4.Drain bloquée.....	38
a.Puits MD 129.....	38
CONCLUSION & RECOMMANDATION.....	42

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXES

Remerciements

Nous exprimons tout d'abord, nos profonds remerciements et louanges à DIEU tout puissant, qui nous a guidés sur le droit chemin et nous a donnés le courage et la volonté de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce modeste travail.

Nous remercions vivement les membres de jury Mr NECIB.H et Mr ZEROUKI.Ali qui nous honorent en jugeant notre mémoire de Master.

Nous tenons à exprimer nos remerciements les plus sincères à notre encadreur Mr Brahmia Nabil qui nous a guidés à réaliser ce travail pour son suivi et son orientation.

Nous n'oublions pas de remercier également tout le personnel de la direction Engineering et Production de Hassi -Messaoud IRARA, et en particulier Mr Bahha Fouad, Mokhtar Hamadouche, Boukaila zaid de service DIAGRAPHIE qui nous ont encadré, aidé et orienté, au cours de notre stage et tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles et nos collègues de l'UKMO qui sont nombreux et qui nous ont aidés et encouragés.

LOUZI . BENSLIMANE

Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

Aucune dédicace, Aucun mot ne pourrait exprimer à leur juste valeur la gratitude et l'amour que je vous porte. Je mets entre vos mains, le fruit de longues années d'études, de longs mois de distance de votre amour de votre tendresse de longs jours d'apprentissage. Loin de vous, votre soutien et votre encouragement m'ont toujours donné de la force pour persévérer et pour prospérer dans la vie.

Chaque ligne de cette thèse chaque mot et chaque lettre vous exprime la reconnaissance le respect, l'estime et le merci d'être mes parents. Sans oublier mes chères sœurs merci d'être toujours à mes côtés

A tous mes frères et mes meilleurs amis Ossama, Khaled, Salah , Sami, Sohaeib, Fouad

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

BOTANICAL BEAUTY

LOUZI



Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

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

*A mon très cher père, pour ses encouragements, et son
soutien.*

*A mes frères et mes sœurs et à toute ma grande
famille.*

A tous ce que j'aime et je respecte.

BENSLIMANE

Résumé :

Notre travail a pour objectif, d'étudier l'utilité des diagraphies de production dans les réservoirs et leur opération dans les puits producteur (OMN302, MD114, MD129, MDZ627....) De façon a obtenir des informations point par point sur les percé de gaz ou les venues d'eau ainsi sur l'efficacité des perforations. Le PLT (production logging tools) joue un rôle très important pour établir un profile de production ou d'injection a travers l'interprétation des données collecter pas ses outil (calibration de spinner, Holdup) ceci est pour aider l'ingénieur a constater un programme de stimulation convenant, contribuer a l'augmentation d'indice de productivité.

Mots clés : diagraphies de production, percé de gaz, venues d'eau, des perforations, PLT, profile de production, calibration de spinner.

ملخص :

يهدف عملنا إلى دراسة فائدة تسجيل الإنتاج في الخزانات وتشغيلها في إنتاج الآبار (OMN302 ، MD114 ، MD129 ، MDZ627) من أجل الحصول على معلومات كل نقطة على الغاز أو تدفق المياه وكذلك على كفاءة ثقوب الخزانات. تلعب أدوات تسجيل الإنتاج PLT دورًا مهمًا للغاية في إنشاء ملف تعريف للإنتاج أو الحقن من خلال تفسير البيانات التي لا تجمع أدواتها (معايرة الدوار ، Holdup) وذلك لمساعدة المهندس في العثور على برنامج تحفيز مناسب و المساهمة في زيادة مؤشر الإنتاجية. الكلمات المفتاحية : سجلات الإنتاج ، حفر الغاز ، مداخل المياه ، الثقوب ، PLT ، ملف تعريف الإنتاج ، معايرة الدوار.

Abstract :

The purpose of this work is to study the utility of production logging in reservoirs and their operation in producing wells (OMN302, MD114, MD129, MDZ627). In order to obtain informations about gas or water inflow. As well as the effectiveness of the perforations. The Production Logging Tools plays a very important role in establishing a production or injection profile, through the interpretation of collected data (spinner calibration, Holdup) this is to help the engineer finds a suitable stimulation program which contributes to increase productivity index.

Key words: production logs, gas and water inflow, perforations, PLT, production profile, spinner calibration.

LISTE DE FIGURES

Fig. I.1. Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud	3
Fig. I.2. Cadre géologique du champ de Hassi-Messaoud	4
Fig. I.3. Coupe lithologique du réservoir de Hassi-Messaoud	6
Fig. I.4. Présentation du Champs de Hassi Messaoud	7
Fig.II.1.Schémas représente l'origine du percés de gaz (coning, mauvaise cimentation)	9
Fig.II.2.Schémas représente le Water-coning	10
Fig.II.3.Schéma explicatif du phénomène Crossflow	11
Fig.II.4.Principe de fonctionnement du Cliper	12
Fig.II.5.schémas explicatif de Spinner (principe, exemple du log obtenu)	13
Fig.II.6.Spinner	13
Fig.II.7.Principe du Water hold-up	15
Fig.III.1 : Exemple de résultat d'interprétation des PLT logs par Emeraude	17
Fig.III.2 : Exemple d'enregistrement de spinner pour un 8 pass (4 down et 4 up)	18
Fig.III.3 : La réponse idéale du spinner dans la zone statique	19
Fig.III.4 : La réponse réal du spinner dans la zone statique	19
Fig.III.5 : Vitesse du fluide (à gauche) et réponse du spinner pour les 6 passes (à droite)	20
Fig.III.6 : Graphe représente la calibration in-situ dans trois zones stables	20
Fig.III.7 : Profils de vitesse et section balayé par le spinner par rapport au diamètre de tubage	21
Fig.III.8 : Schéma explicatif représente le principe du gradiomanomtre	22
Fig.IV.1: localisation de puits OMN302 dans le champ de Hassi Messaoud	25
Fig.IV.2: l'historique de production d'huile et GOR du puits OMN302	26
Fig.IV.3: le profil de production du puits OMN302	26
Fig.IV.4: La contribution par phase	27
Fig IV.5: Localisation de puits MDZ627 dans le champ de Hassi Messaoud.	28
Fig.IV.6: l'historique de production d'huile et GOR du puits MDZ627	29

LISTE DE FIGURES

Fig.IV.7: le profil de production du puits MDZ627	30
Fig.IV.8: la complétion intelligente descendue dans le puits MDZ627	31
Fig.IV.9: Localisation de puits MD 114 dans le champ de Hassi Messaoud	32
Fig.IV.10: l'historique de production d'huile et de GOR du puits MD114	32
Fig.IV.11: le profil de production de puits MD114	33
Fig.IV.12: Localisation de puits MD 279 dans le champ de Hassi Messaoud	35
Fig.IV.13: l'historique de production d'huile et l'eau du puits MD279	35
Fig.IV.14: le profil de production de puits MD279	36
Fig.IV.15: le profil de production de puits MD279	38
Fig.IV.16: Localisation de puits MD129 dans le champ de Hassi Messaoud.	39
Fig.IV.17: l'historique de production d'huile et GOR du puits MD129	39
Fig.IV.18: le profil de production du puits MD129	40

LISTE DES TABLEAUX

Tableau.1 : comparaison entre les données du jaugeage de puits OMN302 avant et après l'intervention.....	28
Tableau.2 : comparaison entre les données du jaugeage de puits MDZ627	31
Tableau 3 : comparaison entre les données du jaugeage de puits MD114 avant et après le casing patch.....	34
Tableau.4 : comparaison entre les données du jaugeage de puits MD279 après mise en place le bouchon de ciment.....	37
Tableau.5: comparaison entre les données du jaugeage de puits 279.	38
Tableau.6 : comparaison entre les données du jaugeage de puits MD129 avant et après fracturation hydraulique.....	41



LISTE DES ABREVIATIONS

a	pente de la droite
BBC	bubble count
CCL	Casing Collar Locator
Q	Débit [m^3/s]
GOR	Gaz Oil Ratio
GR	Gamma ray
h	Hauteur [m]
LCP	Liner Cimenté Perforé
m	Mètre
PLT	production logging Tools
RPS	Vitesse de rotation Par seconde
Seuil	vitesse minimale pour que l'hélice (spinner) tourne [ft/min]
V_{\max}	Vitesse maximale [m/s]
V_{moy}	Vitesse moyenne
V_{app}	la vitesse apparente du fluide
VPCF	Velocity profile correction factor
WHP	Well Head Pressure
WOR	Water Oil Ratio
Y_g	Hold-up de la phase légère (gaz) [%]
Y_{HC}	hold up des hydrocarbures
Y_L	hold up de la phase lourde
Y_o	hold up d'huile
Y_w	hold up d'eau
ρ	densité de fluide [g/cm^3]
ρ_{so}	densité de silicone
ρ_{eau}	densité d'eau
ρ_{HC}	densité des hydrocarbures
$\rho_{\text{légère}}$	densité légère
ρ_{lourde}	densité lourde

INTRODUCTION

INTRODUCTION

L'évaluation des performances des puits de production ou d'injection est basée sur des données obtenues à partir de mesures de surface, volumes mesurés dans les réservoirs débits de séparateurs et la mesure de la pression en un point au fond.

Ces données sont généralement insuffisantes pour déterminer le débit et la nature des fluides produits ou injectés à chaque point du puits.

Dans les puits, une évaluation faite avec les diagraphies de production indique si le puits produit comme prévu ou bien si des problèmes existe dans la complétion ou dans les caractéristiques du réservoir.

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.

La découverte des problèmes avant le début du "workover" permet l'optimisation des procédures de re-complétion. Les réparations peuvent être simplifiées et moins dangereuses tant pour le puits que pour le réservoir quand le problème est bien défini.

Les diagraphies de production constituent donc un moyen fiable pour résoudre de nombreux problèmes de production. L'avantage essentiel réside dans leur aptitude à déterminer comment et où s'écoulent les fluides, même à l'extérieur des tubings et tubages, dans les conditions de production.

Bien souvent les diagraphies de production sont utilisées pour diagnostiquer les défauts qui altèrent le bon fonctionnement du puits : fuites au tubing, au packer, communications par "channeling" dues à de mauvaises cimentations, à des intervalles à faible pression qui reçoivent une partie de l'effluent.

PROBLEMATIQUE :

Le champ de Hassi Messaoud est constitué de 25 zones séparées. Huit d'entre elles sont maintenues en pression par injection de gaz ou d'eau, cette excessive injection crée des problèmes massifs dans les puits producteurs d'huile qui influent sur la productivité de ce dernier tel que des percés d'eau ou de gaz, les dépôts minéraux (sulfate de baryum $BaSO_4$), le cross-flow (dans le cas du puits fermé), corrosion, bouchage des perforations... etc.

INTRODUCTION

OBJECTIFS DE LA RECHERCHE :

Les principaux objectifs de ce travail sont :

- La contribution et l'utilité des diagraphies de production dans la gestion du gisement (field management)
- Détecter les problèmes de production ainsi que son origine en utilisant le logiciel Emeraude pour l'interprétation des différentes données obtenues de train PLT et savoir faire une analyse quantitative
- Discuter les résultats obtenus par les solutions prises pour remédier les problèmes de production tel que percées de gaz et d'eau...etc

METHODOLOGIE DU TRAVAIL :

La méthodologie qu'on va suivre pour atteindre nos objectifs de recherche est la suivante :

- Mentionner les major problèmes de production et son origine (percés de gaz/eau, crossflow...)
- Définition des outils de PLT (Spinner, caliper, gradiomanomètre..) et les méthodes d'interprétations
- Commenter et analyser les données interprétées plus les solutions réalisées

ORGANISATION DU MEMOIRE :

Le mémoire commence par une introduction qui s'appuie sur le contexte de diagraphie de production, problématique et objectifs du travail par la suite nous avons :

Chapitre I : Description du champ de Hassi-Messaoud.

Chapitre II : Généralités sur les diagraphies de production et les problèmes de production rencontrés

Chapitre III : Outils et méthodes d'interprétation des données PLT

Chapitre VI : Etude de cas

Enfin ce mémoire se termine par une conclusion qui rappelle les résultats obtenus à partir de cette étude et les recommandations qui permettent d'éviter certains problèmes.

C H A P I T R E

I

**GENERALITES SUR
LE CHAMP DE
HASSI
MESSAOUD**

I.1. Historique du champ de Hassi-Messaoud

Après la mise en évidence par la sismique réfractaire de la structure de Hassi-Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société SN REPAL implante le 16 Janvier 1956, le premier puits MD1, pas loin du puits chamelier de Hassi-Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile. En mai 1957, la société CFPA réalise un puits OM1 à environ 7Km au Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien. Par la suite, le champ de Hassi-Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : CFPA pour le champ Nord. SN.REPAL pour le champ Sud.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation. Dès lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à environ 1600 puits. Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau)[1].

I.2. Situation du champ de Hassi-Messaoud

I.2.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma (Figure I.1)[1].

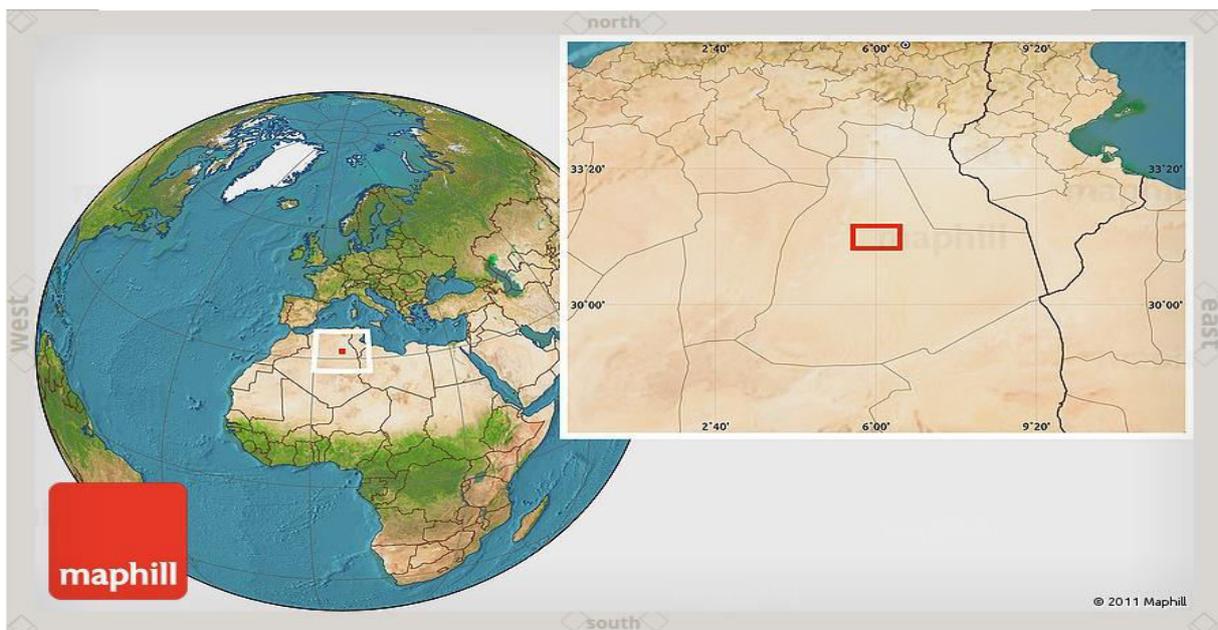


Fig. I.1. Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud

I.2.2. Aperçu géologique:

a. Situation géologique : Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique (figure I.2), il est limité :

- Au Nord, par les structures de Djemââ- Touggourt.
- A l'Ouest, par les hauts fonds d'Oued Mya.
- A l'Est, par les hauts fonds de Dehar et la structure de Ghadamès.
- Au Sud, par le haut fond d'Amguid[1].

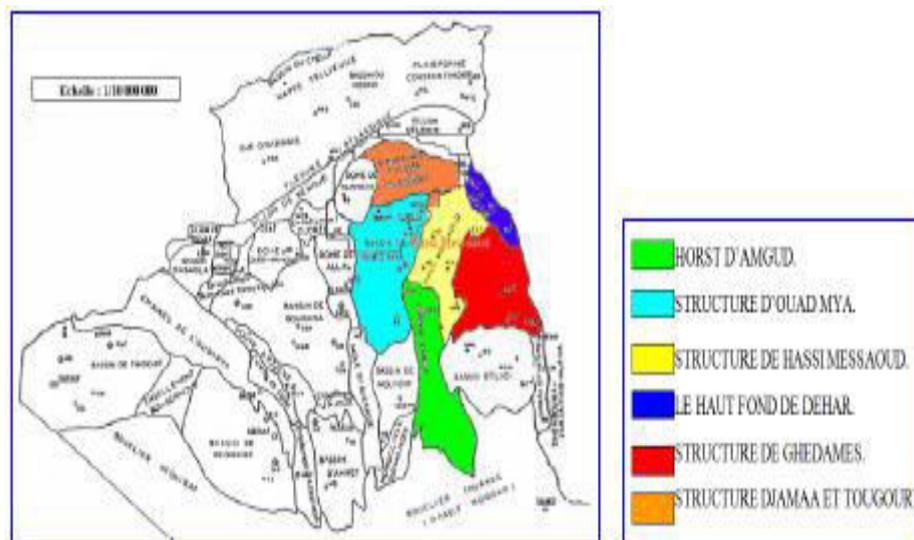


Fig. I.2. Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud

b. Caractéristiques du gisement:

Le gisement de Hassi Messaoud a été daté par Mobil Field Research Laboratory à 560 millions d'années plus ou moins 25 M.A. Il se caractérise par sa formation (cambro-ordovicien), sa profondeur (entre 3100 et 3380 m), son épaisseur (jusqu'à 200 m), la légèreté de son huile ($API=45,4$), sa pression initiale élevée (482 kg/cm^2) pour un point de bulle entre 140 et 200 kg/cm^2 , la température du réservoir est de l'ordre de $118 \text{ }^\circ\text{C}$.

Le type de drainage a été en premier lieu pour l'ensemble du champ de Hassi Messaoud, la déplétion naturelle, caractérisée par : Une forte pression initiale, un écart important de cette pression avec la pression de bulle et une forte compressibilité.

I.3.Description du réservoir :

I.3.1.Subdivision diagraphique :

Les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes, RI, RA, R2, R3 ou :

***Zone Ri :** ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5 ou (R70 – R90), subdivisé en trois tranches 7, 8,9.

***Zone Ra :** Ce terme est constitué de grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltstones centimétriques à décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la formation. Le terme Ra a été érodé au centre du champ.

***D4 :** Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquents formant des méga-rides d'un à plus de deux mètres d'épaisseur.

***D3 :** Il correspond à la zone fine médiane (granulométrie plus faible).La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des tigillites en particulier).

***D2 :** Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fins bioturbations. Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs, il faut surtout remarquer l'extension progressive des zones d'érosions vers la zone centrale du champ.

***ID :** Niveau plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.

***D1 :** Grès grossiers à stratifications, de type oblique arqués, dominantes bien marquées et souvent à base micro- conglomérations, avec absence de tigillites.

***Zone R2 :** zone de grès quartzites, plus argileuses présentant et rarement des qualités réservoirs dans sa partie supérieure (R200-R300), R2 ab (R200-R250).

***Zone R3 :** zone très grossière à micro - conglomératiques très argileuse (Figure I.3)[1].

CHAPITRE I: DESCRIPTION DU CHAMP DU HASSI MESSOUAD

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep(m)	DESCRIPTION	
CZ NEO	MIO PLIOCENE		239	SABLE, CALCAIRE	
	EOCENE		122	CALCAIRE	
MESOZOIQUE CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE	
		ANHYDRITIQUE	209	ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE	
		SALIFERE	149	SEL MASSIF	
	TURONIEN		112	CALCAIRE	
	CENOMANIEN		147	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE	
	ALBIEN		362	GRES, ARGILE	
	APTIEN		24	DOLOMIE	
	BARREMIEN		276	ARGILE, SABLE	
	NEOCOMIEN		182	DOLOMIE, MARNE, ARGILE	
	MALM		226	ARGILE, MARNE, CALCAIRE	
	MESOZOIQUE JURASSIQUE	DOGG	ARGILEUX	107	ARGILE, MARNE
			LAGUNAIRE	211	ANHYDRITE, DOLOMIE
LIAS		LD1	66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE	
		LS1	90	SEL, ANHYDRITE	
		LD2	55	DOLOMIE, MARNE	
		LS2	58	SEL MASSIF	
		LD3	31	DOLOMIE, MARNE	
SALIF		TS1	46	ANHYDRITE, ARGILE	
		TS2	189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE	
		TS3	202	SEL MASSIF	
	ARGILEUX	113	ARGILE		
	GRESEUX	0 à 35	GRES, ARGILE		
	ERUPTIF	0 à 92	ANDESITE		
PALEOZOIQUE ORDOVICI	Quartzites de Hamra	75	Grès très fins		
	Grès d'El-Atchane	25	Grès fins glauconieux		
	Argiles d'El-Gassi	50	Argile verte ou noire		
	Zones des Alternances	18	Alternances grès et argiles		
	R Isométriques	42	GRES Isométriques, Silts		
	R Anisométriques	125	GRES Anisométriques, Silts		
	R 2	100	GRES Grossiers, Argile		
	R 3	370	GRES Grossiers, Argiles		
PROTEROZOIQUE	Infra Cambrien	45	GRES Argileux rouge		
	SOCLE		Granite porphyroïde rose		

Fig. I.3. Coupe lithologique du réservoir de Hassi-Messaoud

I.3.1.Subdivision du gisement en zone de production :

L'évolution de la pression des puits en fonction de la production interprétée à l'aide de simulateur numérique à permet de subdiviser le gisement en zones productrices et zones stériles, dont les réserves ne participent pas à la déplétion.

Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communique entre eux, mais pas avec ceux des zones voisines, ils drainent une quantité d'huile en place bien établie. Chaque zone englobe les puits concernés et les réserves en place nécessaire à la simulation. Il existe actuellement 25 zones plus aux moins étendues dans le champ de HASSI MESSAOUD et dans quelques zones on distingue des sous zones dues à l'hétérogénéité de la zone elle-même (Figure I.4)[1].

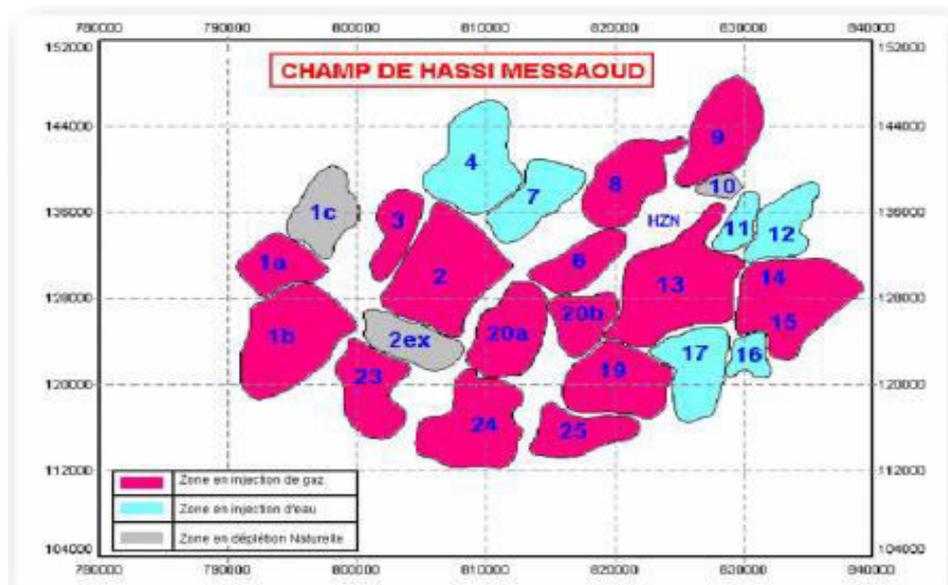


Fig. I.4. Présentation du Champs de Hassi Messaoud

C H A P I T R E

II

**GENERALITES SUR
LES
DIAGRAPHIE
DE PRODUCTION**

II.1.Introduction

Les diagraphies de production 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.

II.2.Définition diagraphie de production

*Diagraphie : c'est un enregistrement continu en fonction de profondeur et des paramètres physiques pour déduire des paramètres pétrolières de la formation.

*De production : Veut dire appliquées après la mise en production des puits ,Cela suppose que les mesures sont alors effectuées dans des puits tubés cimentés comprenant un ou plusieurs tubing dont l'axe peut être vertical, horizontal ou ayant une trajectoire intermédiaire.

II.3.Objectif des diagraphies de production

Les buts recherchés dans les diagraphies de production sont les suivants :

1. Tracer le profil de production
2. Détecter les zones responsables des fluides indésirables (eau, gaz).
3. Détecter les problèmes de production :
 - Percée de gaz
 - Venue d'eau
 - Cross flow
4. Bouchages des perforations
5. Mesurer les débits d'effluents de chaque intervalle.
6. La recherche des défauts qui altèrent le bon fonctionnement du puits.
7. Evaluer les opérations de stimulation.
8. Le suivi permanent de la performance du réservoir et ses variations.

II.4.Problèmes de production

Les diagaphies de production sont utilisées pour diagnostiquer les défauts qui altèrent le bon fonctionnement du puits dans les quelles :

II.4.1.Percée de gaz

En 2015 on a compté 45 puits fermés totalement à cause de GOR (Gas-oil Ratio) élevé par rapport à la normale a Hassi Messaoud, suite à la continuité de l'injection de gaz dans le champ on aura d'autres puits qui vont être aussi touchés par la percée et qu'ils vont souffrir de même problème, donc on devra agir de telle manière à ou bien de retarder l'avancement de la percée ou bien utilisé d'autre moyennes pour la mise en production des puits fermé.

On constate que il y a une source majeure qui cause ces percée et c'est l'injection de gaz dans le réservoir pour un balayage important d'huile où le gaz injecté va former un chemin préférentiel direct vers le puits producteurs par conséquence donc le GOR augmente.

En revanche le gaz cap joue le rôle d'un auto-lifting qui pousse l'huile vers le puits et pour le renforcé on place un puits injecteur on va tomber dans deux cas si l'injection dans le chapeau, le gaz cap se dilate et occupe l'espace disponible rapidement, l'interface gaz/huile s'augmente et atteindre la zone des perforations, le gaz trouve un chemin vers le puits ce qu'on appelle « un coning »Il est dû au fait que le gaz à une viscosité plus faible et se déplace plus facilement que les liquides (Figure II.1).

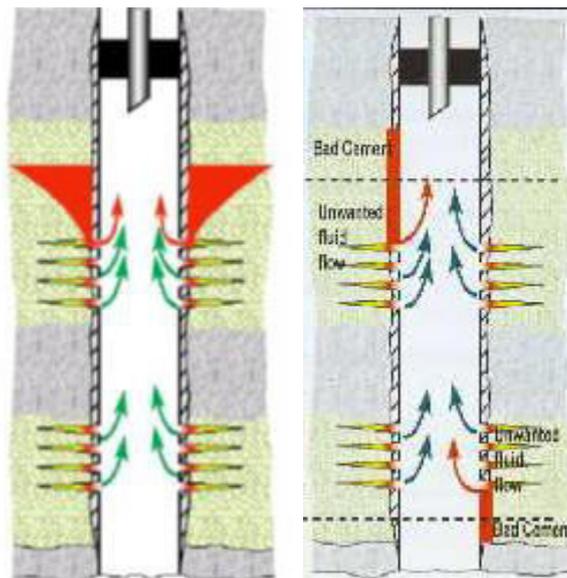


Fig.II.1.Schémas représente l'origine du percés de gaz (coning, mauvaise cimentation)

II.4.2.Percée d'eau

L'augmentation de production d'eau est un comportement naturel au cours de la vie du champ pétrolier en parlant sur l'eau de gisement et la diminution de l'interface eau/huile menant a l'effet « coning » quand l'eau atteindre les perforations inferieure mais c'est indésirable a cause leur incompatibilité avec d'autres fluides (Figure II.2).

Presque tous les puits producteurs d'huile ou de gaz produisent de l'eau, plusieurs réservoirs sont soumis à l'injection d'eau qui assure le maintien de pression et améliore l'efficacité du balayage.

L'eau qui s'écoule aux abords du puits à travers les fissures du casing arrive soit au-dessus soit au-dessous de la zone de production. Les fuites au niveau du casing créent une augmentation inattendue dans le taux de production d'eau, ces fuites peuvent bloquer la production d'huile.

L'injection d'eau est facile à percer. Elle peut causer un problème d'eau excessive dans les puits producteurs dans une formation naturellement fracturée.

Une zone à haute perméabilité conduira à une percée avancée. Le fluide s'écoulera à travers les zones à haute perméabilité. Ce phénomène conduit à une faible efficacité de balayage et à un WOR (water Oil ratio) élevé.

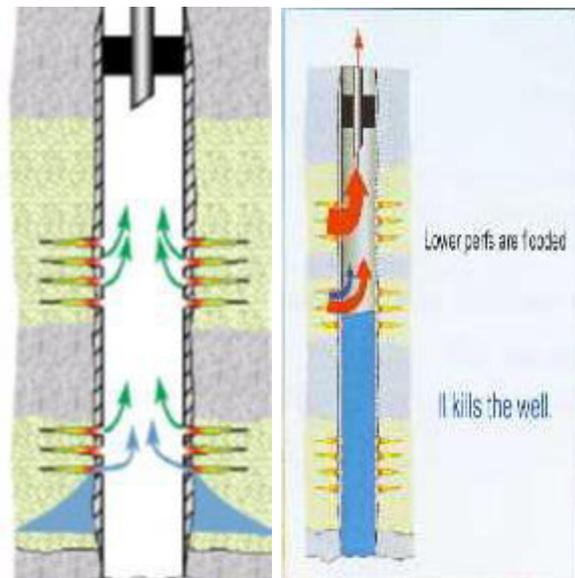


Fig.II.2.Schémas représente le Water-coning

II.4.3. Cross-flow

Pendant la fermeture des puits, le "crossflow" peut se produire entre des couches différentes veut dire un niveau qui débite dans l'autre par différence de pression, Autrement dit dans cette condition les zones à pression élevées ont tendance à alimenter les zones de basse pression par le fluides produits (Figure II.3) .il est carrément un indésirable voyant son détérioration sur les résultats du test [2].

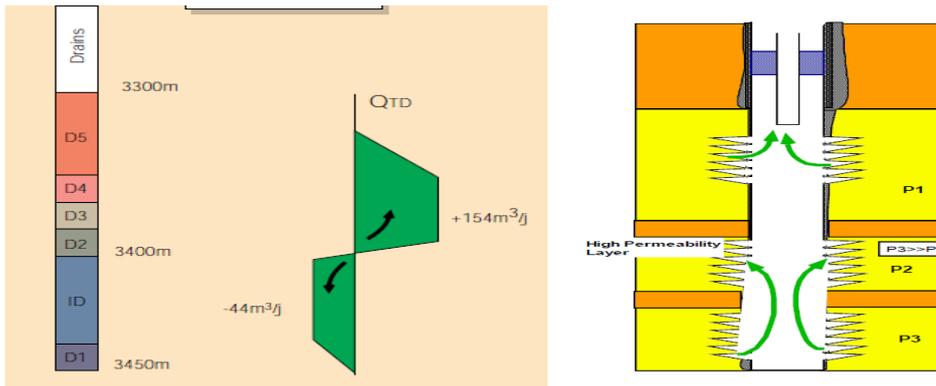


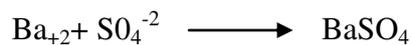
Fig.II.3.Schéma explicatif du phénomène Crossflow

II.4.4. Les dépôts de sulfate de baryum (BASO4)

L'injection d'eau dans les réservoirs est la méthode la plus employée dans la récupération du pétrole, Malheureusement, il existe une incompatibilité entre l'eau de d'injection et l'eau de gisement, ce qui pose énormément des problèmes tels que la formation des dépôts minéraux.

Le sulfate de baryum ou baryte, est un minérale très lourd. C'est le dépôt le plus incrustant et le plus dangereux parmi les autres, il faut éviter sa formation car il forme des bouchons imperméables.

Les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Eaux de gisements (cambrien) contienne des sels de Baryum en solution, si ces eaux viennent en contact avec une eau de surface qui contient des sulfates, le baryum précipite. Sa formation à lieu suivant la réaction suivante:



II.5. Production logging tool (PLT)

C'est une chaîne d'outils constituée de plusieurs capteurs par lesquels, on peut effectuer des enregistrements en descendant et en remontant le long des puits avec différentes vitesses, ils donnent une analyse dynamique de la performance du puits et aussi la contribution de chaque zone dans le cas ou on a plusieurs couche productrices.

On peut énumérer 10 types de sondes classiques et outils optionnels :

- Spinner main (haut débit)
- ILS (spinner secondaire)
- Caliper : diamètre
- Température (C°)
- Pression
- Gradiomanomètre : densité
- Gamma Ray
- CCL: Profondeur par corrélation
- Water Hold-up
- Gas hold-up

II.5.1. Caliper

Le caliper est utilisé pour détecter les variations des diamètres des tubages et déterminer la section du puits dans l'intervalle de production pour aider l'interprétation des débitmètres. Il est équipé trois ou quatre bras sont reliés à une résistance variable qui convertit le mouvement du bras en un courant électrique (Figure II.4). Les variations du diamètre peuvent être occasionnées par la corrosion, dépôts de particules véhiculées par l'effluent ou d'autres (dépôt d'asphaltène, sulfate de baryum...) [3].

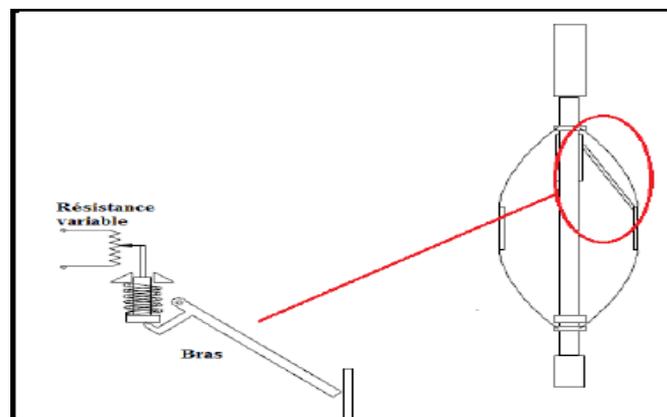


Fig.II.4.Principe de fonctionnement du Cliper

II.5.2.Débitmètre (Flowmetre)

Le débitmètre comporte une hélice (spinner) très sensible, qui en contact avec le fluide (Figure II.6), se met en rotation et génère un courant électrique ou pulsation mesuré par des équipements en surface (La transmission est assurée par un câble électrique) et le transforme en révolution par seconde « RPS » (Figure II.5).La valeur du RPS nous permet de déterminer la vitesse du fluide [4].

Le spinner se caractérise par une vitesse critique appelée ‘seuil’ au-dessous de cette vitesse l’hélice ne peut pas tourner. le débitmètre peut donner les informations suivantes :

- ✓ La détection des zones de production.
- ✓ Etablir un bilan de débit pour chaque zone.
- ✓ Détermination et évaluation du programme de stimulation.

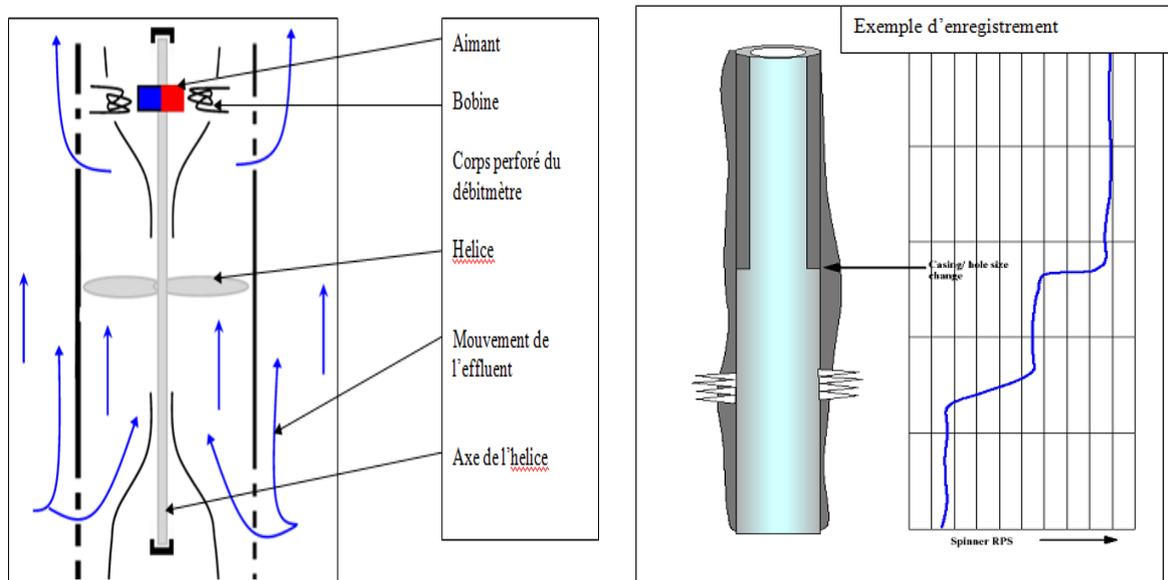


Fig.II.5.schémas explicatif de Spinner (principe, exemple du log obtenu)



Fig.II.6.Spinner

II.5.3.Gradiomanomètre

Il utilise un gradient de pression différentielle pour calculer la densité des fluides, en mesurant le gradient de pression hydrostatique des fluides dans le puits. Il nous permet la :

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

II.5.4.Mesure de la température

On utilise un thermomètre combiné avec un outil PLT qui mesure la température à chaque instant en remonté ou en descente. On enregistre la température du puits ou la température différentielle c'est-à-dire la différence de température entre deux points situées à une distance verticale de l'ordre de 1 m, la valeur moyenne de la courbe enregistrée est le gradient géothermique [5].

Les mesures de température sont surtout utilisées pour localiser les entrées ou les sorties de fluide, les fuites de gaz dans le tubing et les écoulements derrière tubage.

II.5.5.Mesure de pression

C'est la mesure de la pression le long du tubage. Ce gradient comprend un terme hydrostatique et dynamique dû à l'écoulement du fluide et pour ça Les outils combinés comportent un manomètre de fond.

Ce manomètre comporte des jauges de contrainte à quartz i.e. à cristaux piézoélectriques, pouvant fonctionner à des températures de plus de 150°C et à des pressions de fond 20 000 psi environ [5].

Il nous donne une idée sur ce qui concerne :

- ✓ La nature des fluides.
- ✓ La détection de très faibles variations de pression.
- ✓ Les interférences entre puits.
- ✓ La recherche des fuites dans les tubings et tubages.

II.5.6. CCL (Casing Collar Locator)

L'outil du CCL répond aux changements dans le volume du métal comme les joints de raccordement du casing ou tubing ainsi qu'aux perforations, cette réponse dépend du flux magnétique que le métal reflète, ce dernier est transformé en équivalent courant électrique [3].

II.5.7. Gamma Ray

C'est un dispositif standards utilisés pour la corrélation de la profondeur du puits en combinaison avec un outil CCL et ceci pour :

- ✓ Localiser les cotes des niveaux productifs.
- ✓ Réglage de profondeur dans le tubage ou tubing.
- ✓ Indique les lieux endommagés.
- ✓ Confirmation de la profondeur de perforation ou des intervalles [3].

II.5.8. Water hold-up

Le Floview différencie les fluides conducteurs (eau) des fluides non-conducteurs (huile et gaz) en utilisant les quatre sondes électriques. Le « output » de la sonde est un chiffre logique “0” pour l’eau et un chiffre logique “1” pour les hydrocarbures (output binaire). A partir de ces signaux la détermination du hold up de l’eau est possible; étant définie par le rapport du temps passé dans l’eau et le temps total (Figure II.7) [5].

***Bubble count** est déterminé en comptant les cycles non conducteurs.

* **Water hold-up** est déterminé par la fraction du temps où la pointe de la sonde conduit le courant.

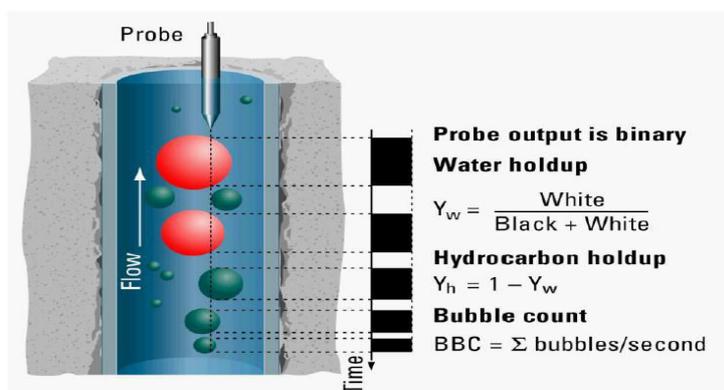


Fig.II.7.Principe du Water hold-up

II.5.9.Gaz hold-up

Le GHOST a été développé à l'origine pour mesurer le gaz hold-up directement en faisant la discrimination entre l'index de réfraction des milieux gazeux et liquide. L'analyseur optique du fluide est désigné pour identifier la composition du fluide dans le flow-line. Il y a deux cellules optiques indépendantes à travers lesquelles passe le flow-line. Une cellule est destinée pour la détection du liquide et l'autre pour la détection du gaz. L'intensité de la lumière transmise est mesurée à différentes distances et le spectre d'absorption est échantillonné. La couleur du liquide donne un paramètre en plus pour l'identification du fluide. C'est fonction de la longueur d'onde dominante qui n'est pas absorbée [5].

II.6.Causes amenant à un mauvais PLT

- La durée de fermeture du puits n'est pas suffisante pour la stabilisation du puits.
- Le puits est en production, mais il n'est pas stabilisé.
- Le positionnement des perforations est faut.
- Le levé d'intervalle est faut.
- La sélection des détecteurs n'est pas convenable.
- Le spinner sélectionné n'est pas convenable.
- La garniture de PLT n'est pas centralisée.
- Le choix de la vitesse d'avancement de l'outil n'est pas adéquat.

II.7.Conclusion

Le champ de Hassi Messaoud pose des problèmes de production. L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau du gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum $BaSO_4$). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer, malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts. Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Celle-ci réduit d'une façon considérable l'index de productivité, particulièrement sur les puits en percée d'eau.

Les diagraphies de production est pour but de détecter ces problèmes par acheminer l'ingénieur vers les intervalles indésirables. Des outils ont été trouvé pour transmettre l'image au surface.

C H A P I T R E

III

**OUTILS ET
METHODES
D'INTERPRETATION**

III.1.Introduction

Après l'acquisition des données par les outils mentionnés dans le chapitre précédent une interprétation qualitative et quantitative des données sera faite dans le but de localiser les zones à problèmes, le profil de production et la contribution de chaque zone à l'aide du logiciel Emerald

III.2.Description et utilisation du logiciel Emerald

L'Emerald est un logiciel fourni et élaboré par la société pétrolière Schlumberger, il fournit des logs qui permettent de faire la diagnostique du puits, l'usage de ce logiciel sera par charger des données générale de puits, y compris des diagraphies de trous ouverts telles que gamma-ray à fin d'adapter le profondeur et les informations concernant la complétion aussi chargés des PLT log data trouvé sur le format LIS, LAS et ASCII

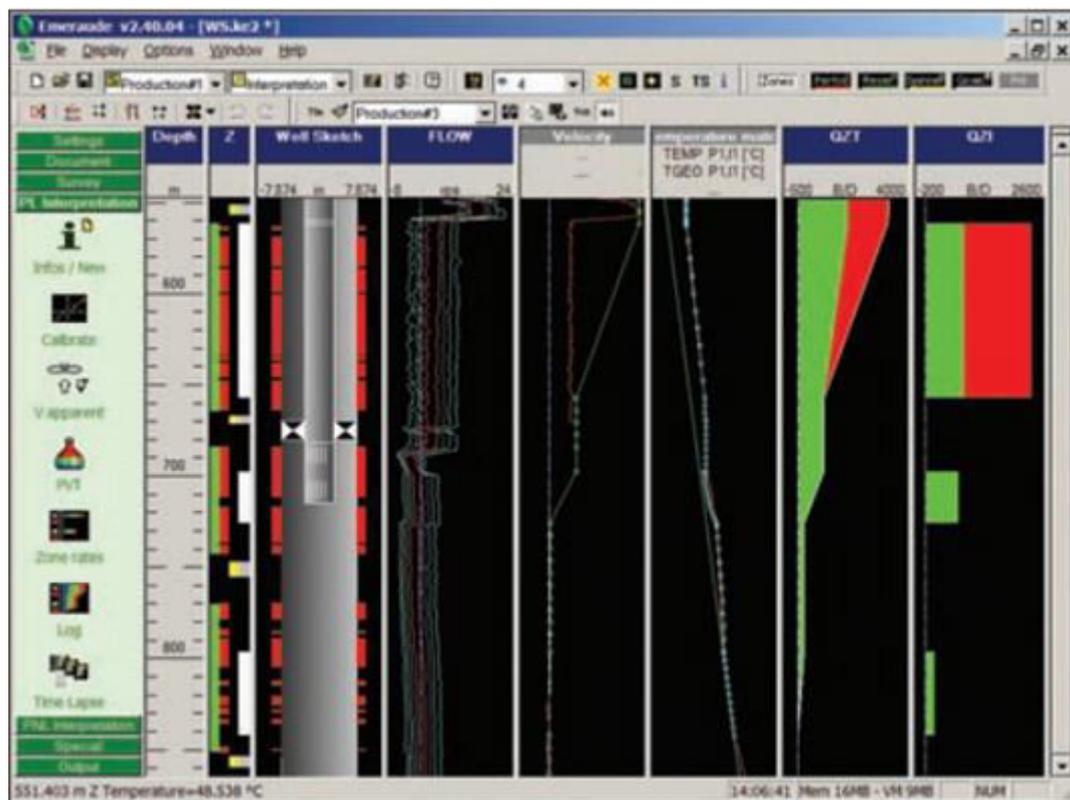


Fig.III.1 : Exemple de résultat d'interprétation des PLT logs par Emerald

III.3.Méthodes Interprétations

III.3.1.Spinner

a.Enregistrement du spinner

Dans une situation monophasée, une chaîne d'outils typique contiendra la température et la pression, Spinner et Caliper. Aucune information supplémentaire n'est requise, en supposant bien sûr que les conditions sont en effet monophasées. Dans une situation multi-phase, un gradiomanomètre ou un hold-up est nécessaire, un seul passage suffirait pour le calcul.

Cependant, en comparant plusieurs passes pour d'autres outils est un moyen de juger de la stabilité du puits. Avoir plusieurs passes aussi fournit plus de chances d'avoir une mesure représentative si les données sont mauvaises sur certaines sections de quelques passes. La calibration du spinner, expliquée ci-après, nécessite plusieurs passes à différents moments de la journalisation la vitesse. Un travail typique comprendra 3 ou 4 passages down et 3 ou 4 up, comme illustré ci-dessous dans la figure III.2. Les passes sont normalement numérotés en augmentant la vitesse [6].

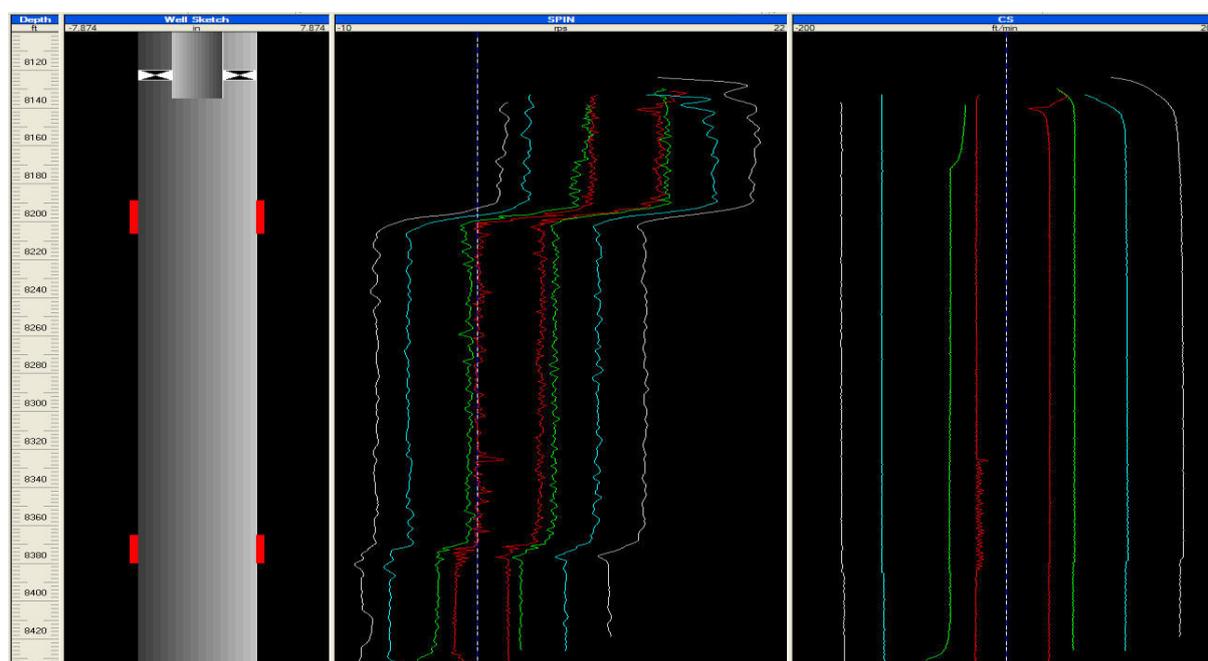


Fig.III.2 : Exemple d'enregistrement de spinner pour un 8 pass (4 down et 4 up)

b.Calibration de spinner

Pour effectuer une interprétation quantitative, l'enregistrement du spinner est en RPS (rotation par seconde) doit être convertie en vitesse. La rotation du spinner dépend de la

vitesse du fluide par rapport au spinner; c'est une fonction de la vitesse du fluide et la vitesse du câble. Les conventions de signe habituelles considèrent que la vitesse de l'outil est positive dans la descente et négative dans le chemin de retour. De même, la rotation du spinner est compté positif lorsque le fluide venir d'en bas, et négatif venant du sens contraire. Avec ces conventions, la rotation du spinner est relative à la somme: vitesse du câble + vitesse du fluide. La réponse idéale d'un spinner dans la zone statique (in no-flow zone) serait comme indiqué ci-dessous, avec 2 lignes de réponse pour les passages vers le haut (CS négatif) et vers le bas (CS positive) [6].

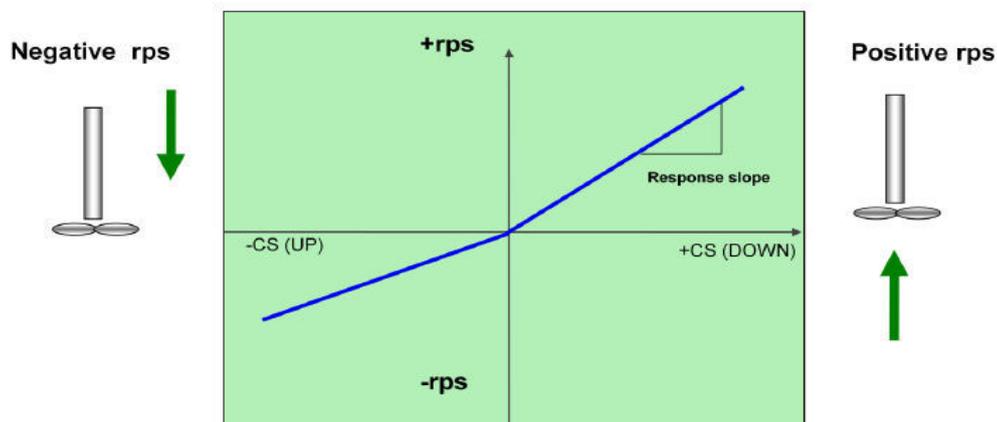


Fig.III.3 : La réponse idéale du spinner dans la zone statique

Pour l'interprétation de PL, nous considérerons que la calibration est toujours une ligne droite. Depuis cette ligne est une approximation d'une fonction non linéaire. De plus, la réponse de l'outil est décalée d'une vitesse limite ou « threshold » la vitesse minimale requise pour la rotation du spinner. Le graphique ci-dessus représente la réponse du disque dans une zone d'absence de débit en fonction de la vitesse du câble.

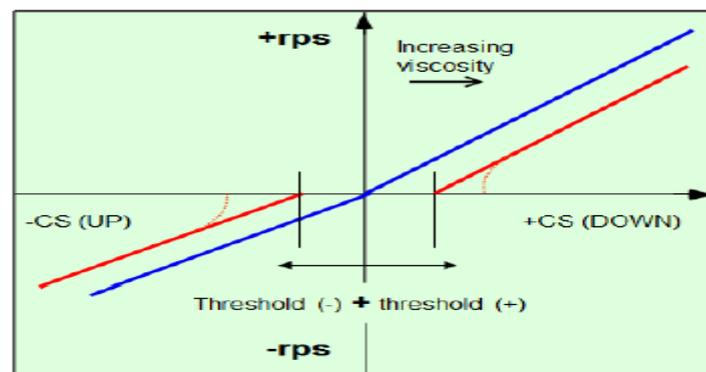


Fig.III.4 : La réponse réelle d'un spinner dans la zone statique

CHAPITRE III : OUTILS ET METHODE D'INTERPRETATION

En pratique, l'objectif est de construire la réponse du calibration in-situ afin de prendre en compte les changements des propriétés du fluide et leur effet sur la calibration du spinner. Sur le schéma ci-dessous, la vitesse du fluide est représentée à gauche. 6 passes ont été effectuées et la réponse du disque est affichée à droite [6].

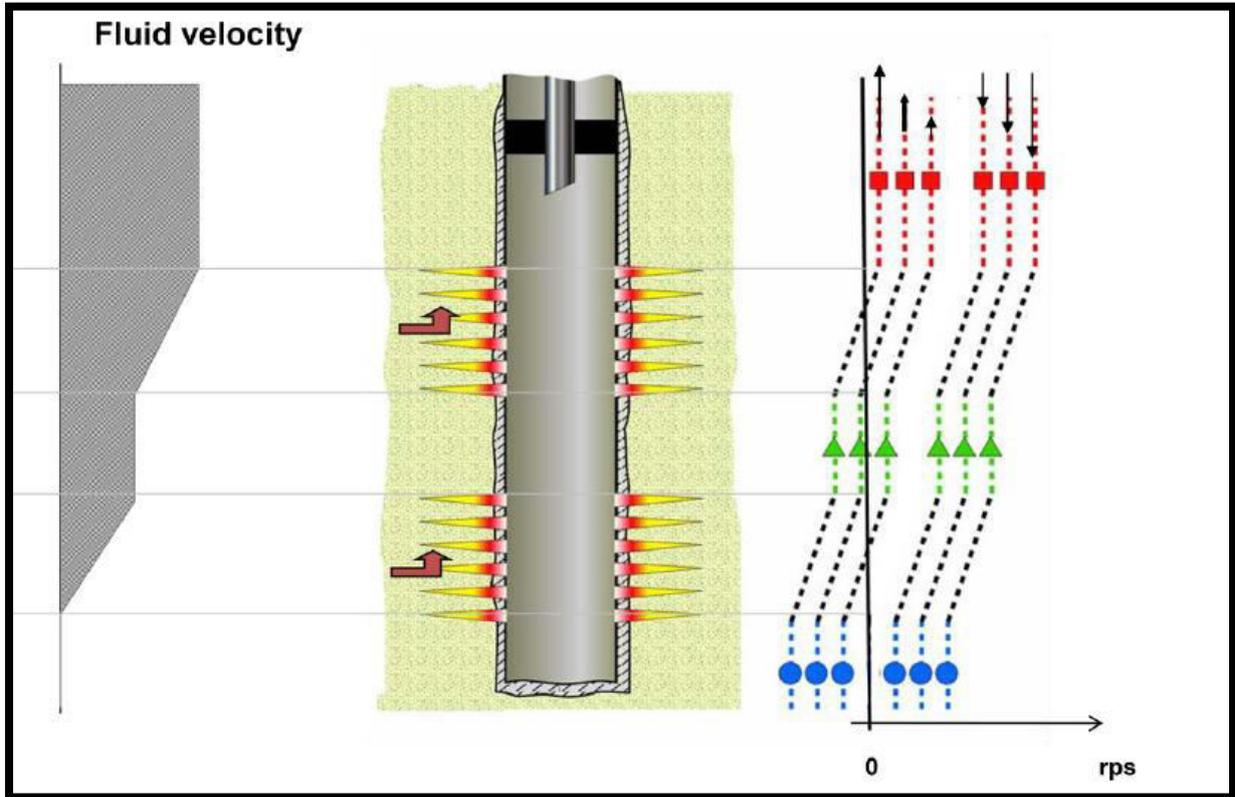


Fig.III.5 : Vitesse du fluide (à gauche) et réponse du spinner pour les 6 passes (à droite)

Trois intervalles stables sont considérés comme représentés par les sections en bleu, vert et rouge. Les points correspondants sont tracés sur un graph rps / vitesse du câble :

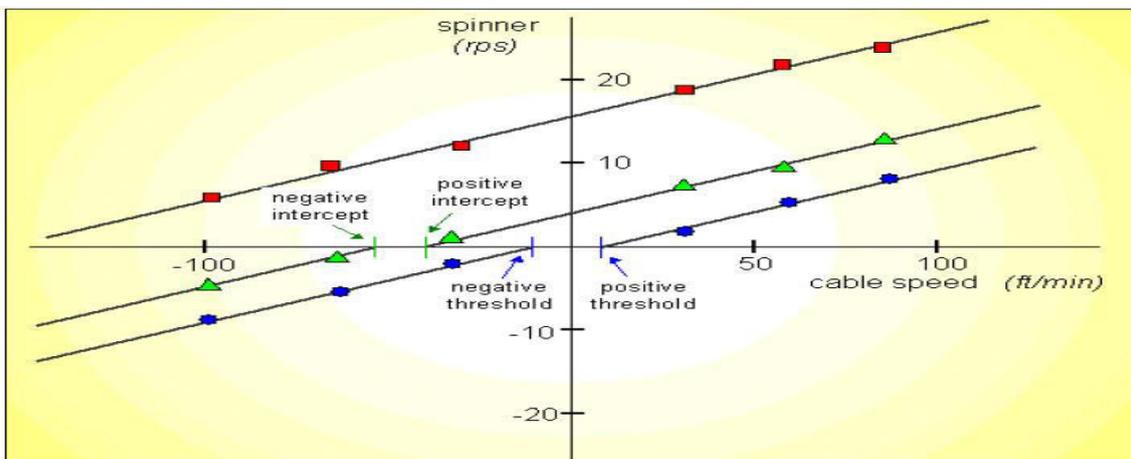


Fig.III.6 : Graphe représente la calibration in-situ dans trois zones stables

CHAPITRE III : OUTILS ET METHODE D'INTERPRETATION

Le but de cette opération est le calcul de la vitesse réelle du fluide en déterminant le seuil et les pentes de chaque droite.

$$Vr = \frac{RPS}{a} + \text{Seuil}$$

Avec

a : pente de la droite

Seuil : vitesse minimale pour que l'hélice (spinner) tourne

La calibration de spinner nous permet d'obtenir la vitesse apparente, V_{app} , partout où il y a une mesure. Pour obtenir un seul taux dans la même phase, nous avons besoin de la vitesse d'écoulement moyenne totale, qui peut être exprimée à partir de V_{app} avec un facteur de correction généralement noté VPCF (Velocity profile correction factor) [6].

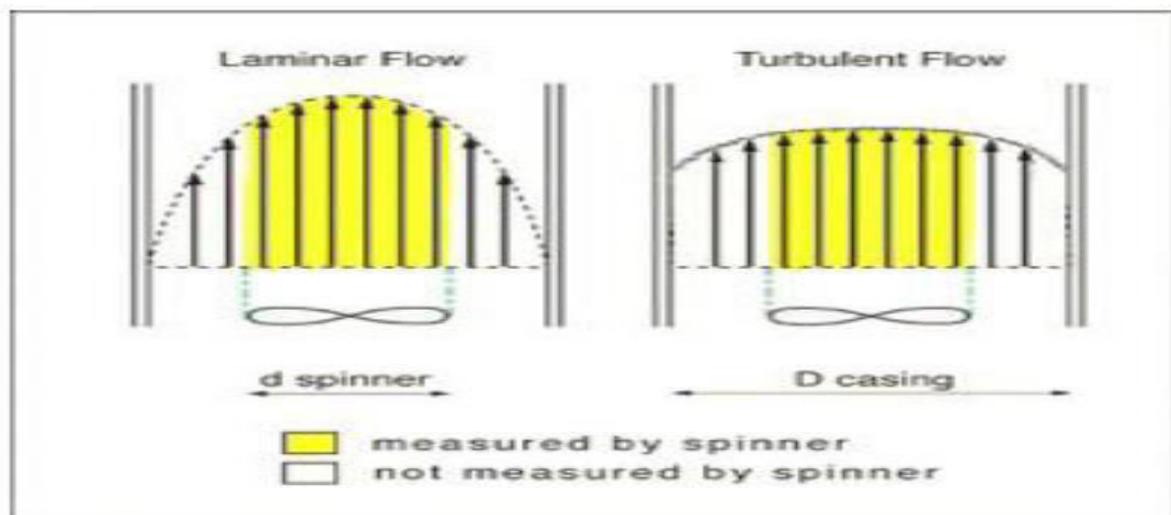


Fig.III.7 : Profils de vitesse et section balayé par le spinner par rapport au diamètre de tubage

Les calculs suivants sont corrects dans le cas monophasique

-Régime laminaire : $V_{moy} = V_{app} \times VPCF (=0.5)$

-Régime turbulent : $V_{moy} = V_{app} \times VPCF (=0.83)$

Donc le débit $Q (m^3/s) = V_{moy} \times \text{la section}$. Remarque : la section est obtenue par le caliper

III.3.2. Gradiomanomètre :

Un gradiomanomètre utilise un différentiel de pression sur une distance connue pour calculer la densité du fluide entre les deux points [7].

Valeurs de densité typiques dans le fond:

Eau = près de 1 g / cm^3

Huile = $0,6$ à $9,0 \text{ g / cm}^3$

Gaz = $0,05$ à $0,2 \text{ g / cm}^3$

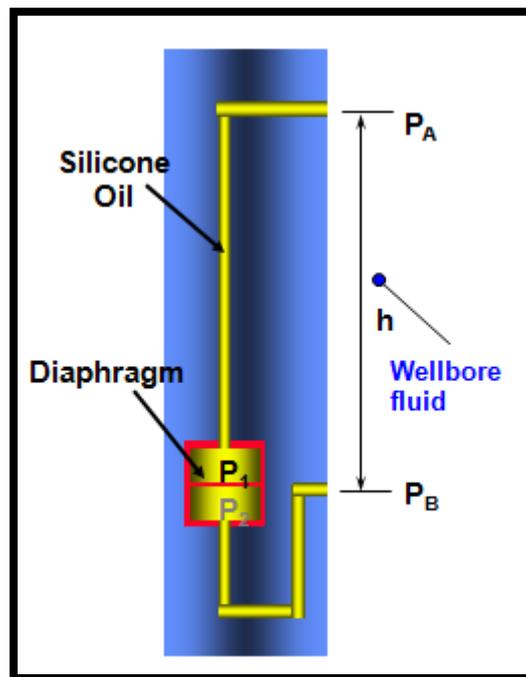


Fig.III.8 : Schéma explicatif représente le principe du gradiomanomètre

La démonstration de la relation est comme suivante :

$$P_B = P_A + \rho gh$$

$$P_2 = P_B = P_A + \rho gh$$

$$P_1 = P_A + \rho_{SO} gh$$

$$P_2 - P_1 = \rho gh - \rho_{SO} gh$$

$$\rho (\text{g/cm}^3) = \frac{P_2 - P_1}{gh} + \rho_{SO} \quad \text{Avec } g = 9.81 \text{ m/s}^2$$

CHAPITRE III : OUTILS ET METHODE D'INTERPRETATION

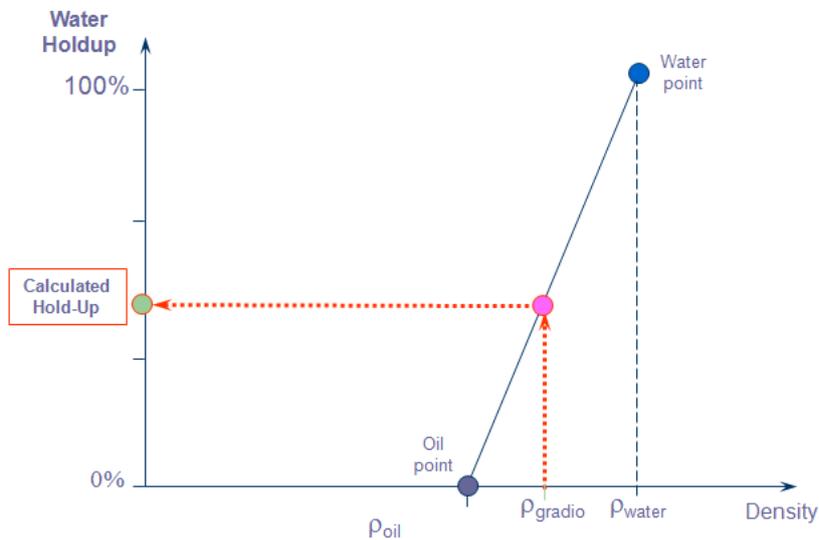
Dans le cas où le puits est dévié équation devient $\rho(\text{g/cc}) = \frac{P_2 - P_1}{gh \cos \theta} + \rho_{so}$

III.3.3. Hold-up

C'est la fraction volumique occupée par cette phase. Hold-up sont généralement notées «Y»; ils s'ajoutent à 1 par définition.

-En deux phases avec une phase lourde (L) et une phase légère (l): $Y_L + Y_l = 1$

La lecture de densité par le Gradiomanomètre on peut la tracer sur un graph présent ci-dessous [7]



Et on détermine équation suivante :

$$Y = \frac{\rho - \rho_{\text{légère}}}{\rho_{\text{lourde}} - \rho_{\text{légère}}}$$

Cas (1): Huile / Eau

$$Y_W = \frac{\rho - \rho_{\text{huile}}}{\rho_{\text{eau}} - \rho_{\text{huile}}} \quad Y_O = 1 - Y_W$$

Cas (2): Huile / Gaz

$$Y_o = \frac{\rho - \rho_{\text{gaz}}}{\rho_{\text{huile}} - \rho_{\text{gaz}}} \quad Y_g = 1 - Y_o$$

Cas(3): Huile / Gaz / Eau

La première étape est de prendre l'eau comme une phase lourde (L) et le l'huile / gaz la phase légère (HC)

$$Y_w = \frac{\rho - \rho_{\text{HC}}}{\rho_{\text{eau}} - \rho_{\text{HC}}}$$

$$Y_{\text{HC}} = 1 - Y_w \quad Y_{\text{HC}} = Y_o + Y_g$$

La deuxième étape est de changer les phases par cette fois l'eau et le l'huile représentent la phase lourde (L) et le gaz la phase légère (g)

$$Y_L = \frac{\rho - \rho_g}{\rho_L - \rho_g}$$

avec

$$Y_g = 1 - Y_L \quad Y_L = Y_o + Y_w$$

III.4.Conclusion

Les outils de diagraphie de production fournissent des informations qu'il faut analyser ces derniers, l'ingénieur responsable doit savoir comment interpréter ces données et faire une analyse quantitative et qualitative, aussi d'avoir sélectionné les buts rechercher d'après ce test (les intervalles indésirables, débit de huile, gaz et d'eau, densité de huile...) a l'aide du logiciel Emeraude qui transforme les messages électrique en log lisible.

CHAPITRE

IV

**ETUDE
DE
CAS**

➤ **L'historique de production d'huile, gaz et GOR dans le puits OMN302**

Le puits est un bon producteur depuis sa mise en production, son maintien fut assuré par des contrôles, puis il chuta durant l'année 2002 où il a été proposé pour fracturation hydraulique, le puits fut préparé par work over pour équiper l'open hole avec un liner cimenté, la fracturation réalisée en juin 2002 et à partir de cette année l'apparition de la percée de gaz sur ce puits (Figure IV.2) [8].

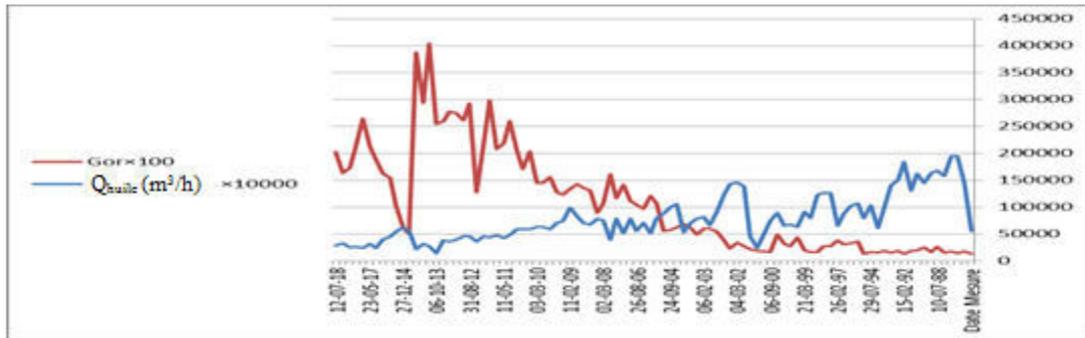


Fig IV.2 : l'historique de production d'huile et GOR du puits OMN302

Le 20/02/2017, un PLT-GHOST a été réalisé par l'entreprise SCHLUMBERGER dans le puits OMN302, Le but de ce PLT est d'établir un profil de production et détecter les percées de gaz (Figure IV.3).

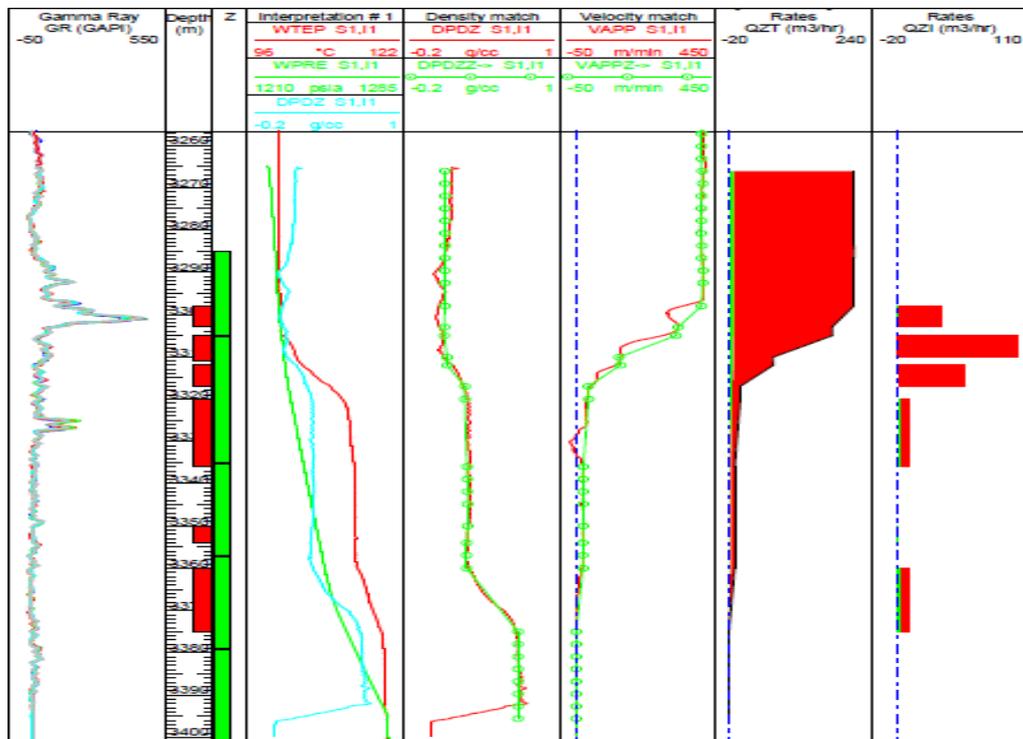


Fig IV.3 : Profil de production de puits OMN302

CHAPITRE IV : ETUDE DE CAS

L'interprétation du PLT a montré les intervalles des perforations qui participent a la production comme suit (Figure IV.4) :

De 3298m à 3303m :

Environ 8% de la quantité d'huile produite ave 17.5% de gaz produit proviennent de cet intervalle.

De 3305m à 3310m:

Environ 4% de la quantité d'huile produite ave 48% de gaz produit proviennent de cet intervalle.

De 3312m à 3317m : 23.5% huile et 26%gaz.

De 3320m à 3336m : 29% huile et 4%gaz.

De 3350m à 3354m : Cet intervalle ne produit qu'environ 1% huile.

De 3360m à 3375m : 33.5% huile et 4%gaz [8].

Zones m	Qw res. m3/hr	Qo res. m3/hr	Qg res. m3/hr	W O G
3298.0-3303.0	0.00	0.77	35.74	
3305.0-3310.1	0.00	0.40	99.42	
3312.0-3317.0	0.00	2.20	53.16	
3320.0-3336.0	0.00	2.74	6.85	
3350.0-3354.0	0.00	0.11	0.00	
3360.0-3375.0	0.00	3.16	6.66	

Fig IV.4 : Contributions par phase

Sidetrack avec un LCP a été réalisé en 02/05/2017 dans ces intervalles (3320 3330) et (3360 3375). Avant on observe le débit de huile est entrain de diminuer jusqu'à 2.21 m³/h avec un débit de gaz important et forte GOR. Et après la réalisation du side-track et perforé les intervalles obtenu d'analyse des données PLT, l'opération a réussi avec une augmentation de débit huile de 6.21 m³/h, un débit moyenne de 4m³/h toute la l'année et la valeur du GOR est diminué, le tableau1 montre les résultats des tests jaugeage.

➤ Historique du puits MDZ627

MDZ627 c'est un puits horizontal en open hole; le puits est mis en production le 20/07/2010 dont le débit d'huile est 14.82 m³/h, avec une duse de 10 mm ; et un GOR de 2040 Sm³/m³ ; en juillet 2016 le débit est devenu 3.62 m³/h alors que le GOR est de l'ordre de 2143 Sm³/m³, donc se qui apparaitre que le puits est en percé dès sa mise en production et celui-là c'est montré dans les courbes de l'historique de production d'huile et de gaz et aussi la courbe de l'évolution de GOR (Figure IV.6) . Et ça c'est due aux puits injecteurs gaz qui les entourent donc son percement est inévitable [8].

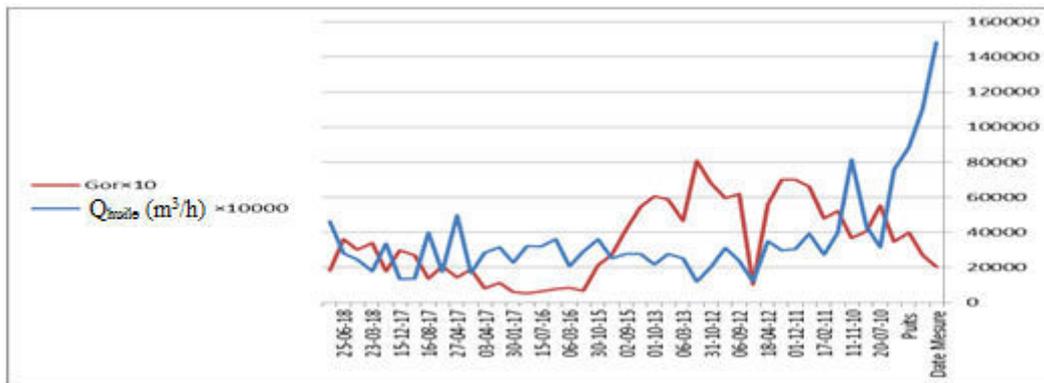


Fig IV.6 : l'historique de production d'huile et GOR du puits MDZ627

Un précédent log de PLT a été acquis, l'interprétation de l'ensemble de données été résumée comme suite :

- L'eau stagnante est présente dans le trou en dessous de 3648 m
- (3439-3449), (3563-3604m) et (3608 à 3686m) ces intervalles constituent 58% de la production totale de puits.
- 42% de la production restante est gaz (3509-3557 m).
- le profil d'entrée au-dessous de 3686 m n'a pas pu être établi car aucune vitesse n'a été calculée en raison de filateurs encrassés. Cependant, en raison de l'absence d'anomalie évidente de la température et de la distribution de rétention de liquide, il est considéré que la production est nulle en dessous de 3686 m.
- il faut aussi être conscient de l'incertitude qui aurait pu être liée à l'afflux de D5 dans le cadre du hold-up et la redistribution de la vitesse pourrait être due au changement de

déviations significatives en comparant les taux de test de surface initiaux de 07/2010 à ceux de 04/2012, il a été observé que les taux de pétrole et de gaz avaient baissé en valeur absolue, mais le ratio GOR a augmenté de manière unique et est en corrélation avec une augmentation substantielle de WHP.

- de plus, il a été remarqué qu'il existe des fractures ouvertes avec quelques petites fermetures dans la zone de soutirage plus élevée du puits, ce qui pourrait expliquer le niveau plus élevé de gaz Percée (figure IV.7) [8].

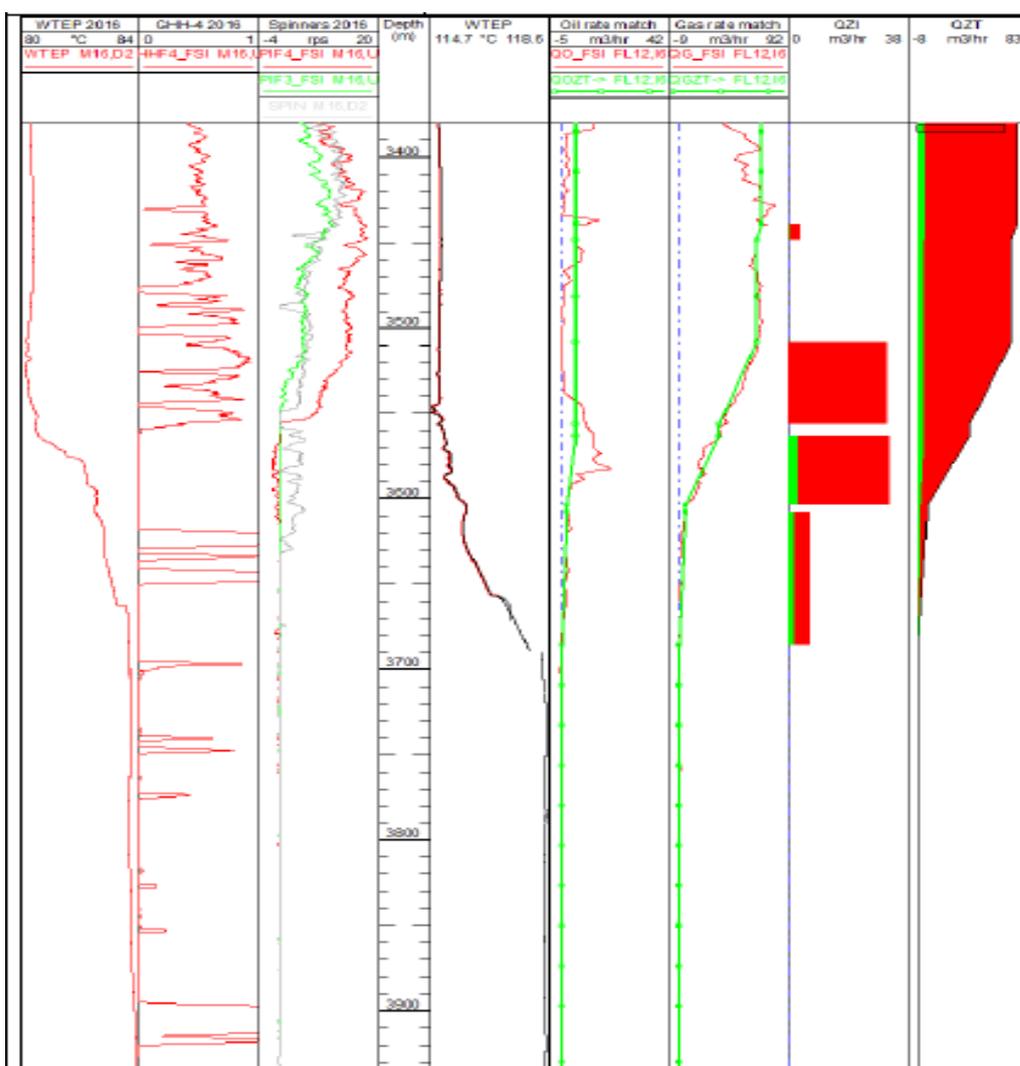


Fig IV.7 : le profil de production du puits MDZ627

D'après le profil de production l'ingénieur a conclu que il est nécessaire de Désactive les drains D5 et la haute partie de D4, cette solution a été réalisé par Mise en place la complétion semi intelligente en vue de bloquer les percés de gaz (Figure IV.8).

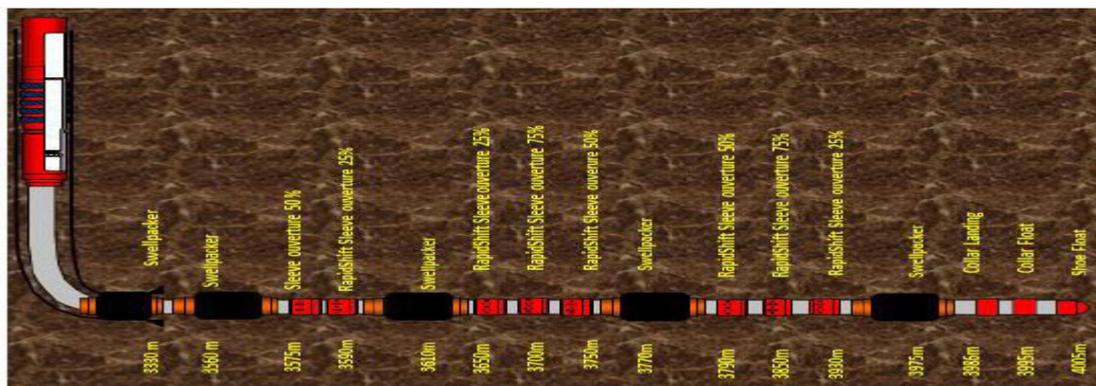


Fig IV.8 : la complétion intelligente descendue dans le puits MDZ627

Une grande valeur de GOR et un débit d'huile diminué jusqu'à 2.52 m³/h, après l'intervention une diminution de GOR a été remarquée avec un débit d'huile presque constant (tableau 2).

Date de mesure	Débit d'huile (m ³ /h)	Débit de gaz (m ³ /h)	GOR
Avant			
11-09-2015	2.77	16279.05	5879
30-10-2015	2.19	13269.09	6073
23-12-2015	2.77	15149.64	5465
06-03-2016	2.7	11132.34	4123
03-06-2016	2.51	6905.10	2751
15-07-2016	2.52	7761.48	2143
Après			
10-01-2017	2.53	1914.02	661
30-01-2017	2.54	1773.67	852
11-03-2017	2.55	466.55	772
03-04-2017	2.56	2028.22	637
23-04-2017	2.57	1710.88	531
27-04-2017	2.58	1376.99	602
16-08-2017	2.84	2264.67	798

Tableau.2 : comparaison entre les données du jaugeage de puits MDZ627

c. Puits MD114

MD 114 est un puits vertical foré en **19/08/1969** dans la zone 15 de Hassi Messaoud. Complété avec un liner 4"1/2 perforé après une Work Over en 1998 (Figure IV.9).

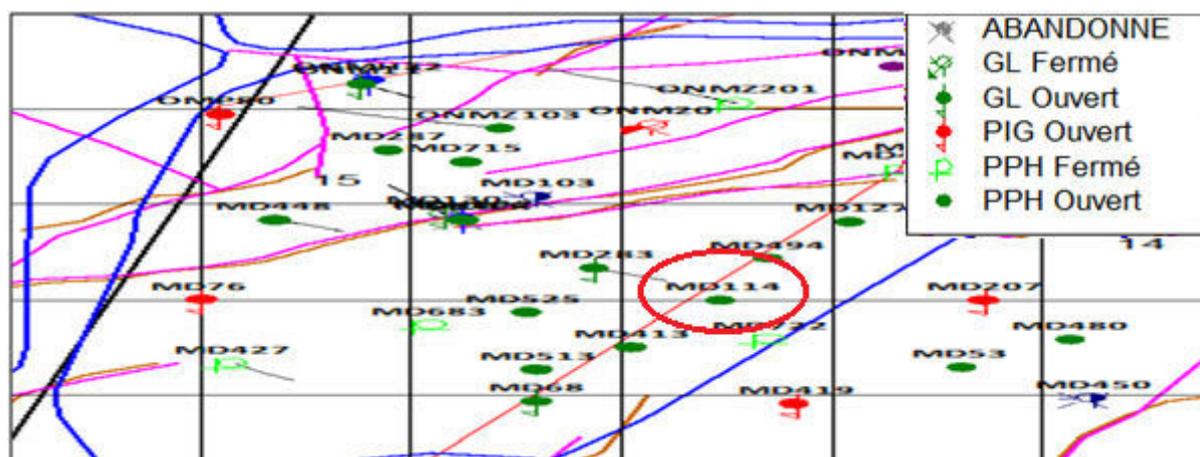


Fig IV.9 : Localisation de puits MD 114 dans le champ de Hassi Messaoud

L'augmentation du GOR dans ce puits (Figure IV.10), nécessite un PLT pour but d'établir un profil de production (détecter les zones de productions et leurs débits relatif) ainsi la détermination des zones responsables de la percée de gaz afin de les isolées.

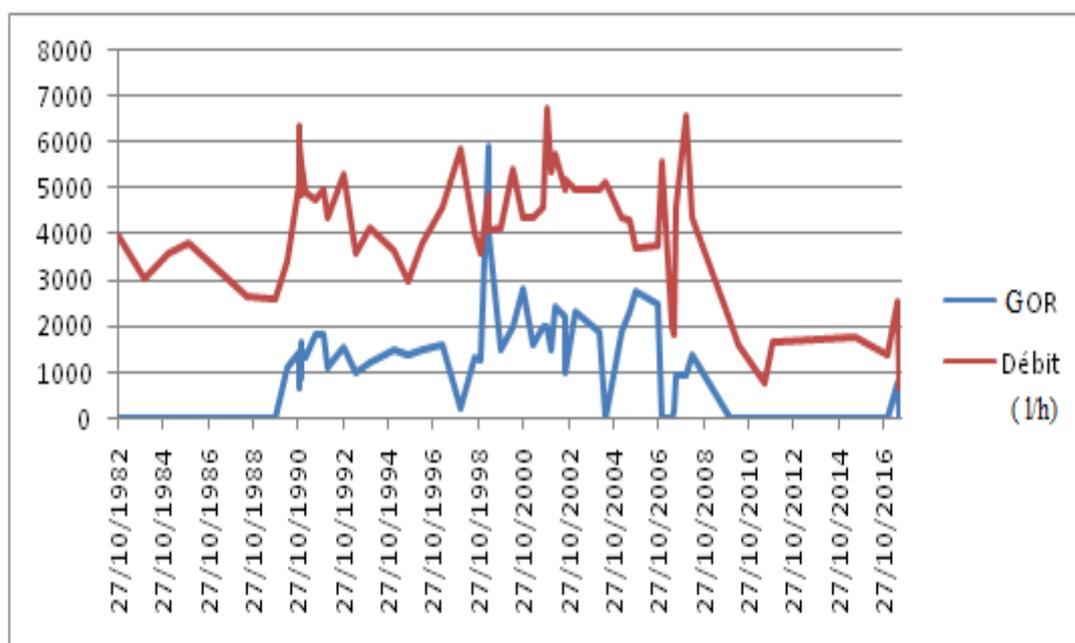


Fig IV.10 : l'historique de production d'huile et de GOR du puits MD114

CHAPITRE IV : ETUDE DE CAS

L'interprétation Qualitative de ce PLT montre que La majorité du gaz produite vient des perforations (3409 – 3415) situés dans le drain D5. La totalité de la production d'huile provient des perforations (3430-3445, 3447-3457) situé dans le drain D2 (Figure IV.11)[8].

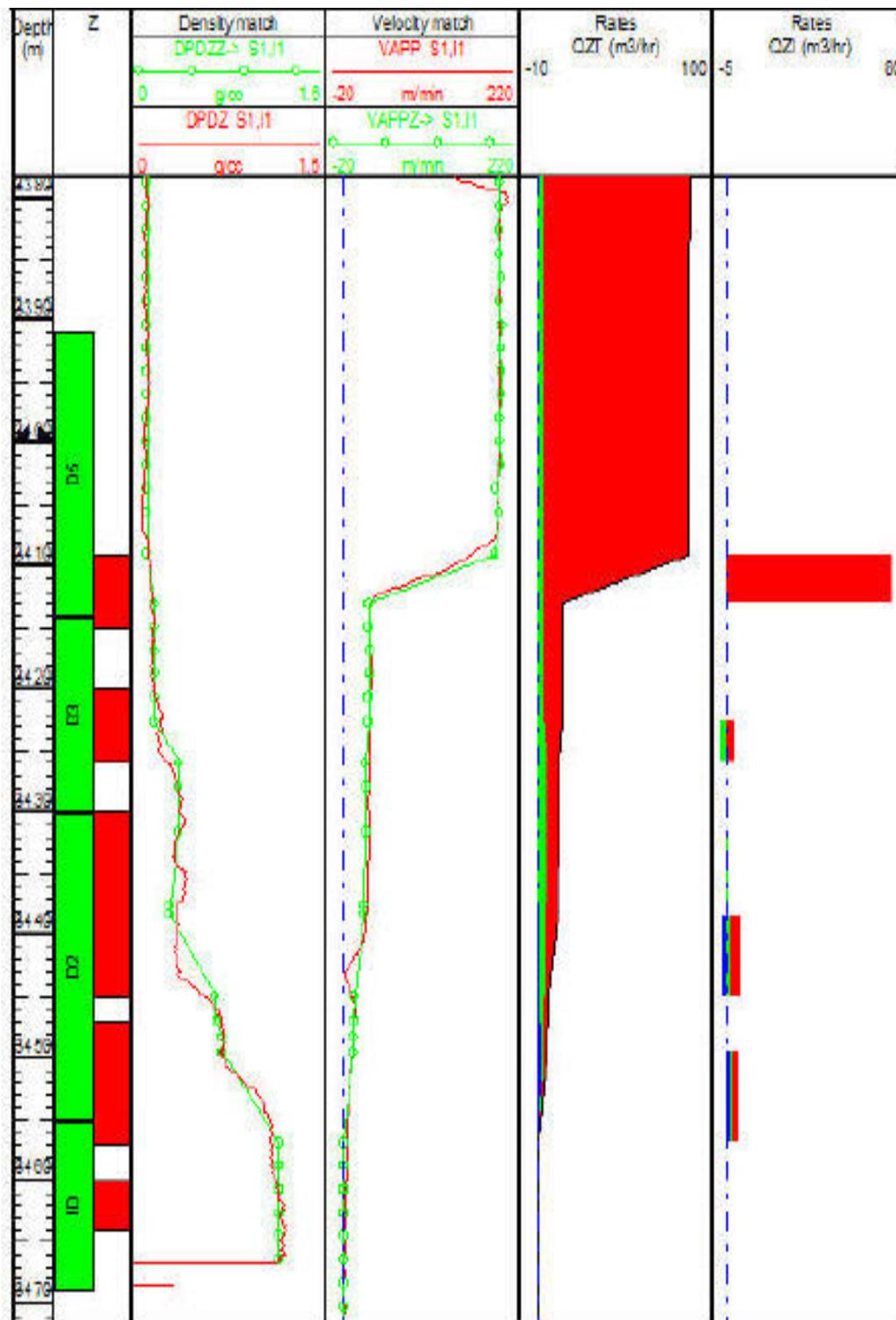


Fig IV.11 : le profil de production de puits MD114

CHAPITRE IV : ETUDE DE CAS

Désactive les drains D5 : Un casing patch (c'est un casing qui se colle sur le liner, il réduit le diamètre peut être à 2 7/8 donc on ne peut pas intervenir avec des outils qui ont un $D \geq 2 \frac{7}{8}$) a été installé en 17 juin 2016 dans cet intervalle (3409 -3415). Des tests jaugeage ont été fait les résultats est comme suivant (Tableau 3) :

➤ Jaugeage

Date de mesure	Débit de huile (m ³ /h)	Débit de gaz (m ³ /h)	GOR
Avant			
10/11/2014	1.1	6065.69	5526
12/08/2015	1.22	4999.70	4093
06/11/2015	.91	5091.77	5596
18/12/2015	1.98	4371.69	2211
10/03/2016	1.99	5041.10	2538
Après			
20/06/2016	.9	713.53	797
03/08/2016	1.33	2060.15	1552
14/10/2016	4.13	4715.32	1143
15/05/2017	3.25	2994.88	922
10/02/2018	2.38	2306.98	969
08/08/2018	3.1	1453.99	469
28/11/2018	2.13	1873.29	878

Tableau 3 : comparaison entre les données du jaugeage de puits MD114 avant et après le casing patch.

On observe qu'une faible production d'huile par rapport au gaz avec un débit de 1.99 m³/h, et une forte GOR, après la mise en place du casing patch on a pu éliminer une quantité importante du gaz produit donc un GOR optimisé et le puits récupère son potentiel avec un débit d'huile de 4.13m³/h en 14/10/2016.

IV.3.Percée d'eau

a. Puits MD279

Le puits MD279 a été foré et complété en Février 1978 dans la zone 24 (Figure IV.12)

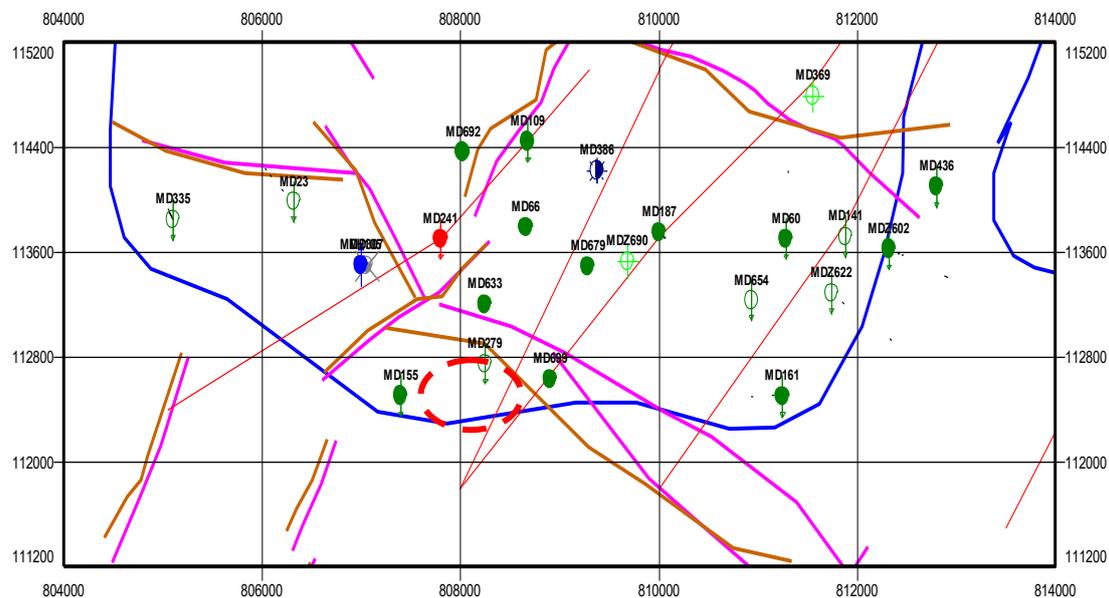


Fig IV.12 : Localisation de puits MD 279 dans le champ de Hassi Messaoud

➤ L'historique de production d'huile, gaz et GOR dans le puits MD279

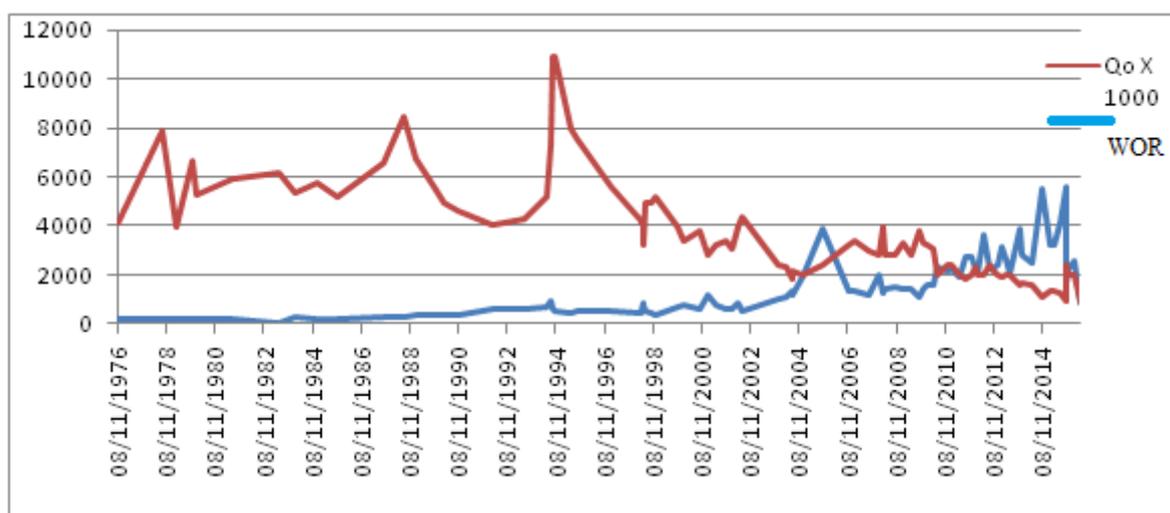


Fig IV.13 : l'historique de production d'huile et l'eau du puits MD279

CHAPITRE IV : ETUDE DE CAS

Le 12/02/2010, BAKER HUGHES a fait un test PLT dans le puits MD279 et les résultats étaient comme suivants :

L'interprétation quantitative du PLT a montré qu'environ 63% de la quantité d'eau produite avec une faible quantité d'huile de 20% proviennent des bas perfos sur les intervalles suivant: de 3466.5m à 3467.5m et de 3456m à 3461m qui se sont situés sur la partie inférieure du D4.

Le reste de la production d'eau d'environ 47% associe avec une importante quantité d'huile de l'ordre de 30%, proviennent de l'intervalle perforé de 3442m à 3447m et qui est situé sur la partie basal du D5.

Le reste de la quantité d'huile produite d'environ 50% sans être associe avec l'eau provient du haut perfos (3438.5m à 3440.5m « 10% d'huile » et de 3428m à 3437m « 40% d'huile »)

Ils ont met en place un bouchon de ciment dans la cote 3455,5 + top ciment 3453,5 en 13/07/2004 (Figure IV.14)[8].

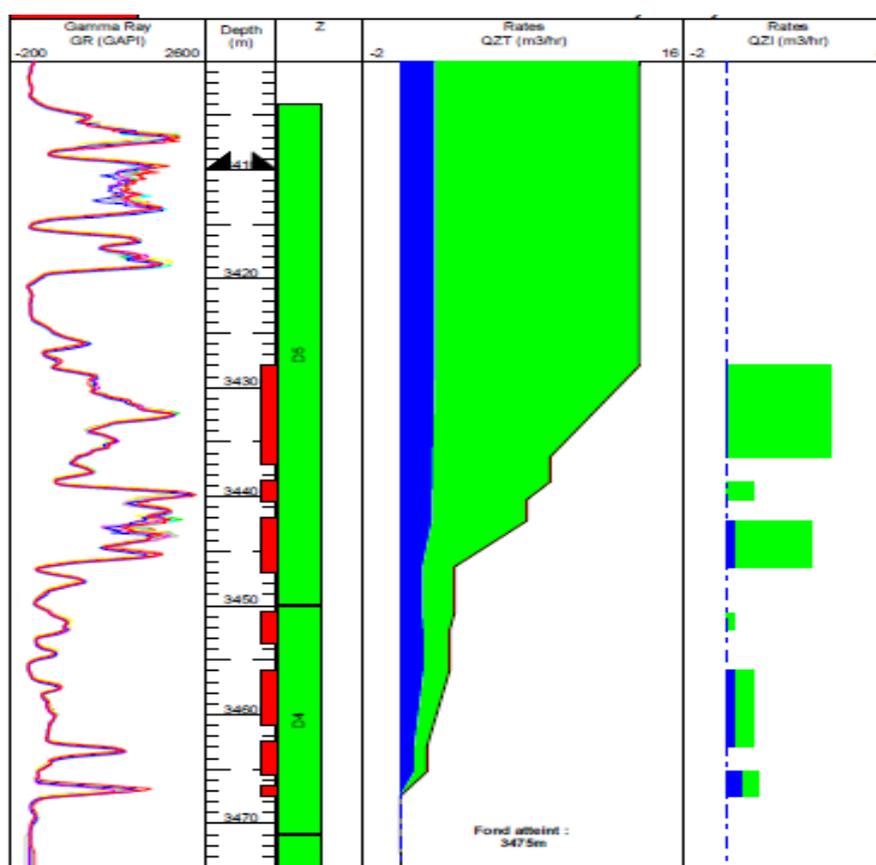


Fig IV.14 : le profil de production de puits MD279

L'eau s'est arrêtée quand on a mis le bouchon de ciment avec un débit de $5.11\text{m}^3/\text{h}$, Mais il n'est pas suffisant pour une solution finale car on a remarque que l'eau est de retour (Tableau 4).

Jaugeage

Date de mesure	Débit d'huile (m ³ /h)	Débit d'eau (l/h)
Avant		
29-09-2002	5.17	1010
18-02-2003	4.94	2320
30-03-2004	4.94	1890
Après		
22-07-2004	5.11	0
30-03-2005	4.35	1895

Tableau.4 : comparaison entre les données du jaugeage de puits MD279 après mise en place le bouchon de ciment.

Un autre PLT a été réalisé pour déterminer le profil de production les nouvelles entrées d'eau dans le puits. On constate d'après l'interprétation que tous jour la plus importante production d'huile provient de les trois première intervalle perforés entre 3428 et 3447m, sauf que pour le PLT 2004 cette quantité d'huile est associée avec une faible quantité d'eau qui provient entre 3442 et 3447m, cette fois ci, la présence d'un « Water Conning » (Figure.IV.15).

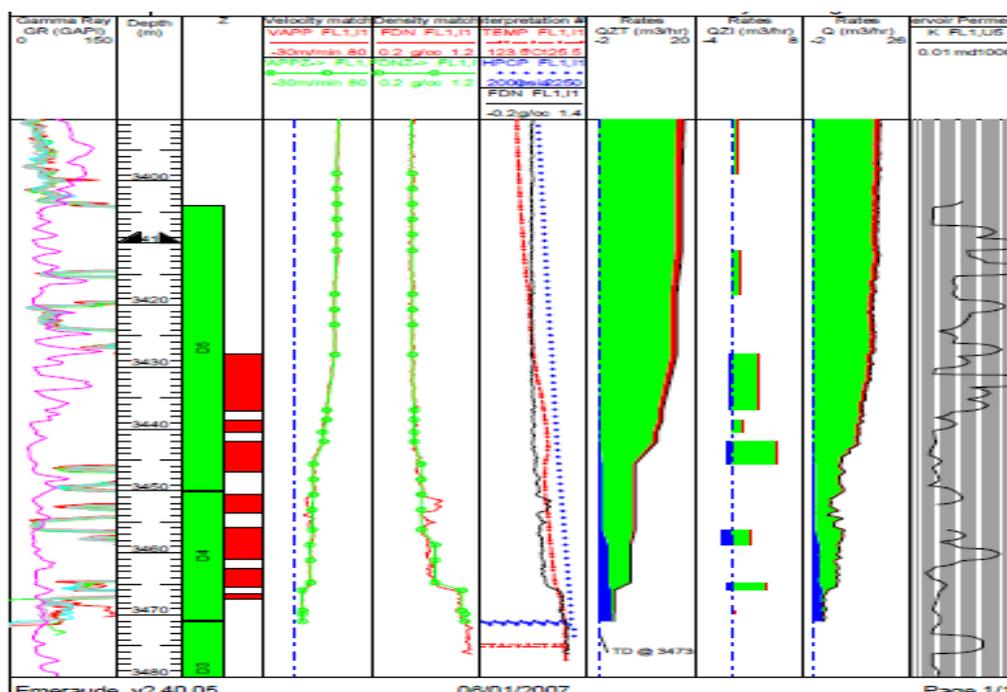


Fig IV.15 : le profil de production de puits MD279

Sidetrack +LCP a été fait la Fin 2009 à 2010 dans l'intervalle de perforation (3416 3426) et (3428 3435).

➤ Jaugeage

Date de mesure	Débit d'huile (m ³ /h)	Débit d'eau (l/h)
Avant		
22-05-2008	4.34	1400
Après		
11-02-2010	2.09	0
14-06-2010	1.59	0
18-12-2011	1.66	0
20-08-2015	1.77	0
21-01-2017	1.4	0

Tableau.5: comparaison entre les données du jaugeage de puits 279.

La réalisation du Side Track a stopper du l'eau produits mais il le débit d'huile a vécu une chute libre de 4.34 m³/h à 2.09 m³/h en 2010 et 1.4 m³/h en 2017.

IV.4.Drain bloquée

a. Puits MD 129

Le puits MD129 a été foré et complété en Mai 1970 dans la zone 20A (Figure IV.16).

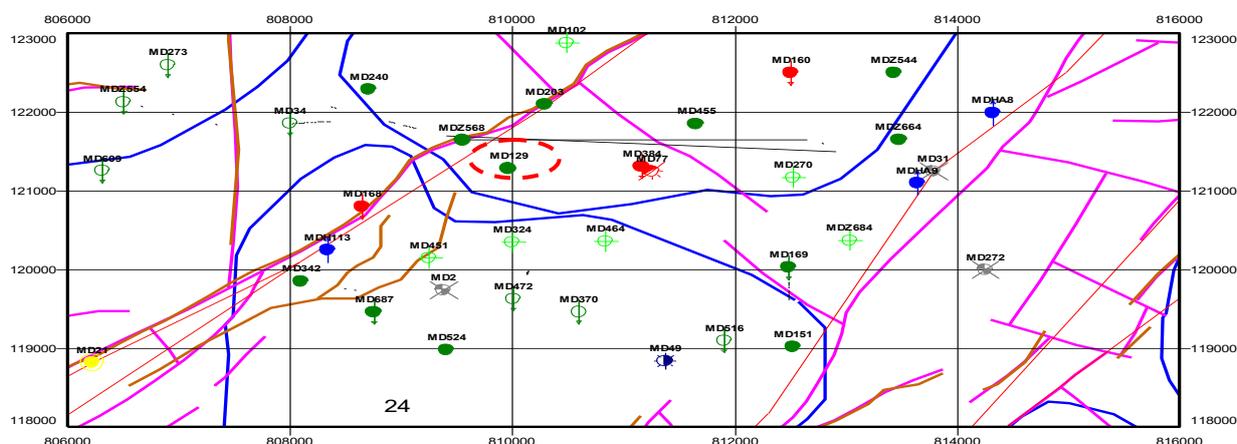


Fig IV.16 : Localisation de puits MD129 dans le champ de Hassi Messaoud.

L'historique de production d'huile, gaz et GOR dans le puits MD129.

- Puits foré est complété en 1970 en 2"7/8 x 3"1/2 x 4"1/2 suspendu. Réservoir en crépiné 5".
- Depuis sa mise en production, MD129 est exploité avec une injection d'eau du fait de sa forte salinité.
- La remontée des sédiments est très rapide, ce qui a conduit au bouchage fréquent du tubing de production.
- WO du 09/01 au 20/01/74 : ré-complétion en 5" x 4" 1/2 ancré.
- Production régulière depuis 1979 à 1985 avec un débit moyen de 8m³/h.
- Production régulière depuis 1987 à mi 1992 avec un débit moyen de 5m³/h.
- fracturation Hydraulique en 02/07/1992 : Le débit du puits a passé de 5 m³/h avant frac à 9 m³/h.
- Présence d'une colonne d'eau statique au fond d'une densité de 1.17 g/cc.
- Une production d'huile avec faible production de gaz à l'intervalle 3429 – 3425 m (sommets D1).
- Le GHOST révèle une production importante de gaz avec un peu d'huile à l'intervalle 3425-3365m (base ID, sommet D1).
- L'intervalle 3385 – 3405m (D2) montre une production d'huile avec peu de gaz.
- Une faible production d'eau au fond du puits n'arrive pas en surface.
- WO du 15/10/2001 au 16/12/2001 : recompilation du puits (voir fiche de complétion)[8].

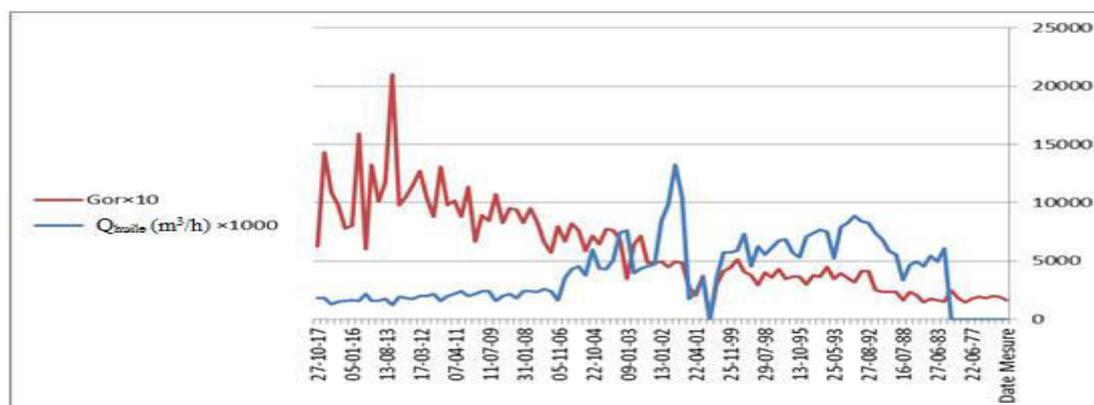


Fig IV.17 : l'historique de production d'huile et GOR du puits MD129

le PLT fait par SPES dans le puits MD129 a démontré que La plus grande partie de la production d'huile (68%) provient de l'intervalle 3359 - 3383 m qui correspond au bas du D3 et a la partie supérieure du D2, mais également de l'intervalle 3423 - 3429m (30%) (D1) et a un degré moins de l'intervalle 3411 -3422m (2%) (ID). Le gaz est produit par toutes les zones du réservoir mais la grande partie (68%) vient de l'intervalle 3340 - 3350 (D3 et D4) (voir figure IV.18). Une production d'eau est enregistrée dans la D1 (fond du puits)[8].

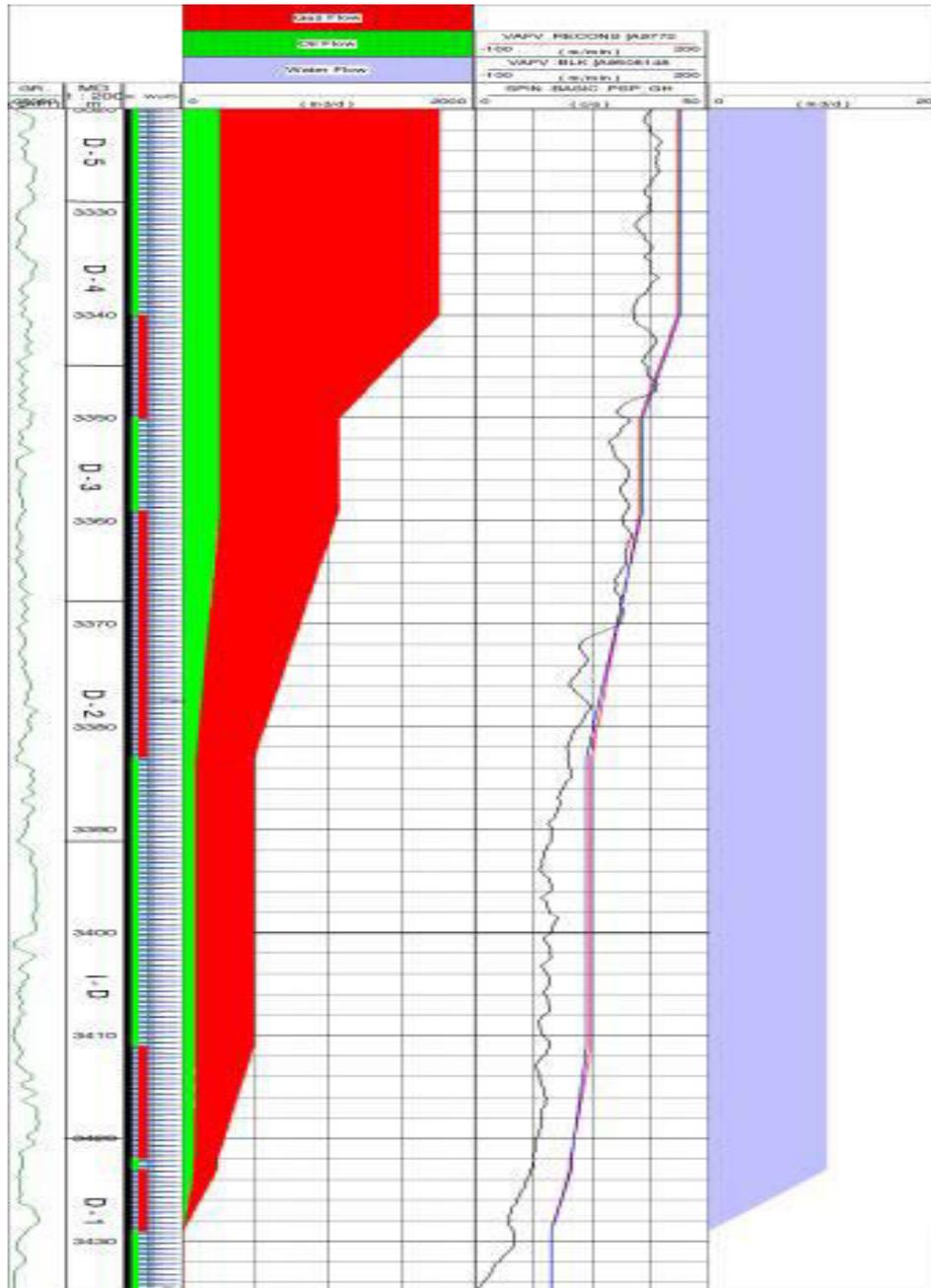


Fig IV.18: le profil de production du puits MD129

CHAPITRE IV : ETUDE DE CAS

L'équipe de département du réservoir a décidé de faire une fracturation hydraulique dans la partie inférieure D2 en 17/02/2002. Le débit d'huile est diminué de presque 4m³/h jusqu'à 1.78 m³/h, Et après la fracturation hydraulique en 2002 une augmentation inattendu de débit d'huile jusqu'à 13.24 m³/h (Tableau 6).

➤ **Jaugeage**

Date de mesure	Débit d'huile
Avant	
28-05-2001	3.56
15-07-2001	3.56
23-11-2001	2.35
13-01-2002	1.78
Après	
20-02-2002	10.47
06-03-2002	13.24
08-06-2002	9.88
10-11-2002	8.43

Tableau.6 : comparaison entre les données du jaugeage de puits MD129 avant et après fracturation hydraulique

Conclusion :

L'analyse quantitative et qualitative des données citées au paravent en utilisant logiciel EMERAUD a permis à détecter les zones responsables des fluides indésirables dans les puits sélectionner et acheminer l'ingénieur a données des solutions malgré on ne tombe pas toujours sur le résultat attendu, le puits MD279 est un bon exemple, des fois en réussir à éliminer le problème sans avoir une augmentation importante dans le débit d'huile c'est le cas pour MD114 et MDZ627, aussi à l'aide d'un bon PLT et après une étude de réservoirs considérons l'aspect économique nous avons pu réussir à établir un gain de presque $10\text{m}^3/\text{h}$ dans le puits MD129, la réalisation du side-track dans le puits MD302 avait un gain de $6\text{m}^3/\text{h}$, et tout ces bonne résultats grâce a l'opération PLT que d'après l'analyse quantitative et qualitative a donné a l'ingénieur une image clair pour qu'il puisse faire un programme de stimulation convenant avec le problème.

RECOMMANDATION :

REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

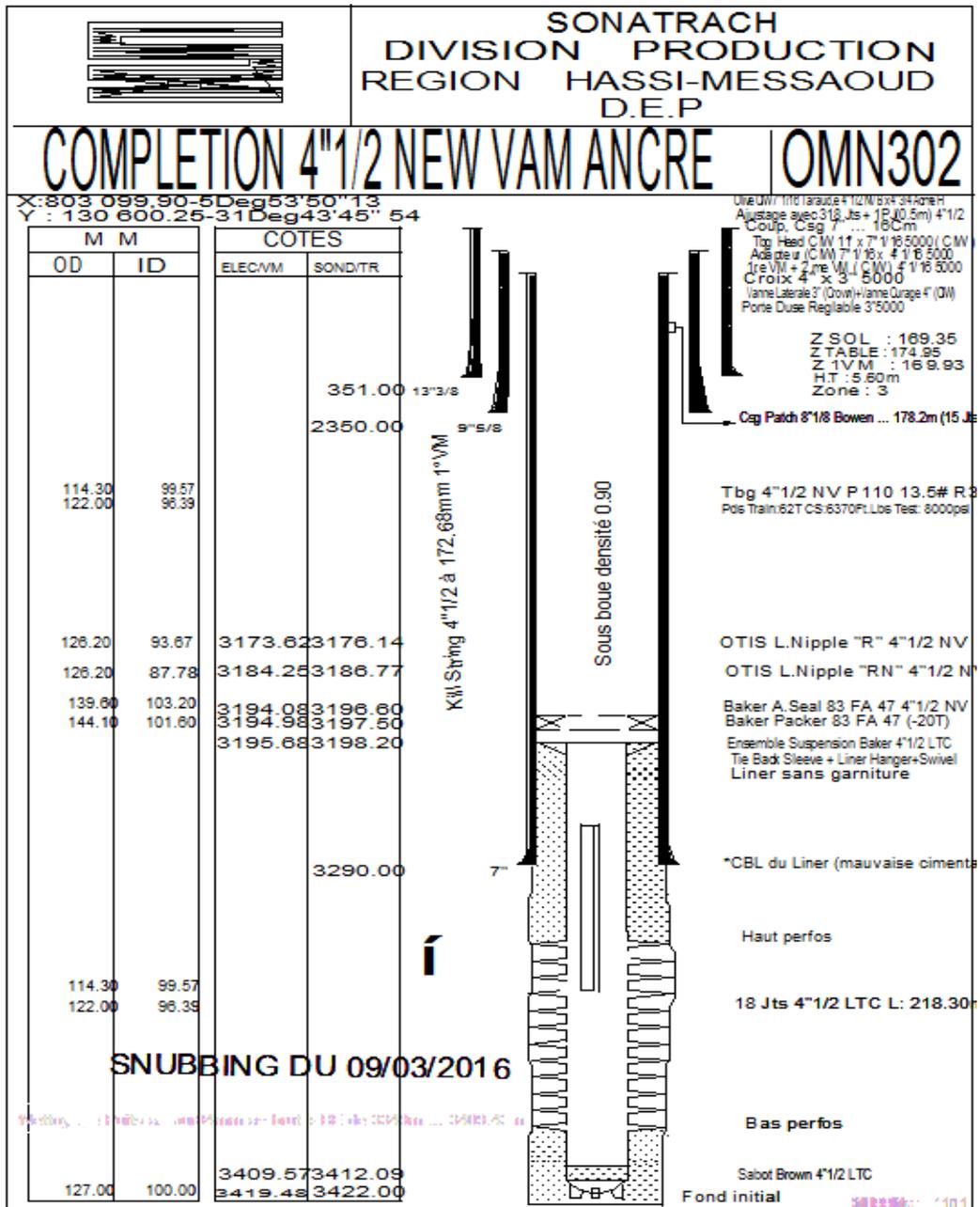
Références bibliographiques

- [1] Sabrina HEMAÏMI, ‘‘Projet de formation Analyse et étude de récupération des puits fermes et ouverts a fort GOR et proposition des solutions ‘’, INSTITUT ALGERIEN DU PETROLE, Mars 2015.
 - [2] M. Bourabaïne, Production Logging for Field Management, Contribution from SONATRACH Petroleum, Engineering and Development Division.
 - [3] Cherifa TAHRI, ‘‘ Projet de formation Evaluation des PLT (production logging tools) dans des puits de développements ‘’, Direction développements, Département formation et évaluation des gisements.
 - [4] R. Desbrandes, ‘‘Diagraphies dans les sondages‘’. Cours de l'Ecole nationale supérieure du pétrole et des moteurs, Institut français du pétrole publications,1982.
 - [5] Hacine RACHID : ‘‘DIAGRAPHIES DE PRODUCTION PUITES HORIZONTAUX‘’, institut algérien du pétrole, Boumerdes, Juillet 2007.
 - [6] Olivier HOUZE, Didier VITURAT, Ole S. FJAERE : ‘‘Dynamic Data Analysis (The theory and practice of Pressure Transient, Production Analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the use of Permanent Downhole Gauge data) ‘’, ouvrage KAPPA, 1988-2012.
 - [7] SCHLUMBEREGGER, Production Logging Theory.
 - [8] SONATRACH DATA, Département de diagraphie de production.
-

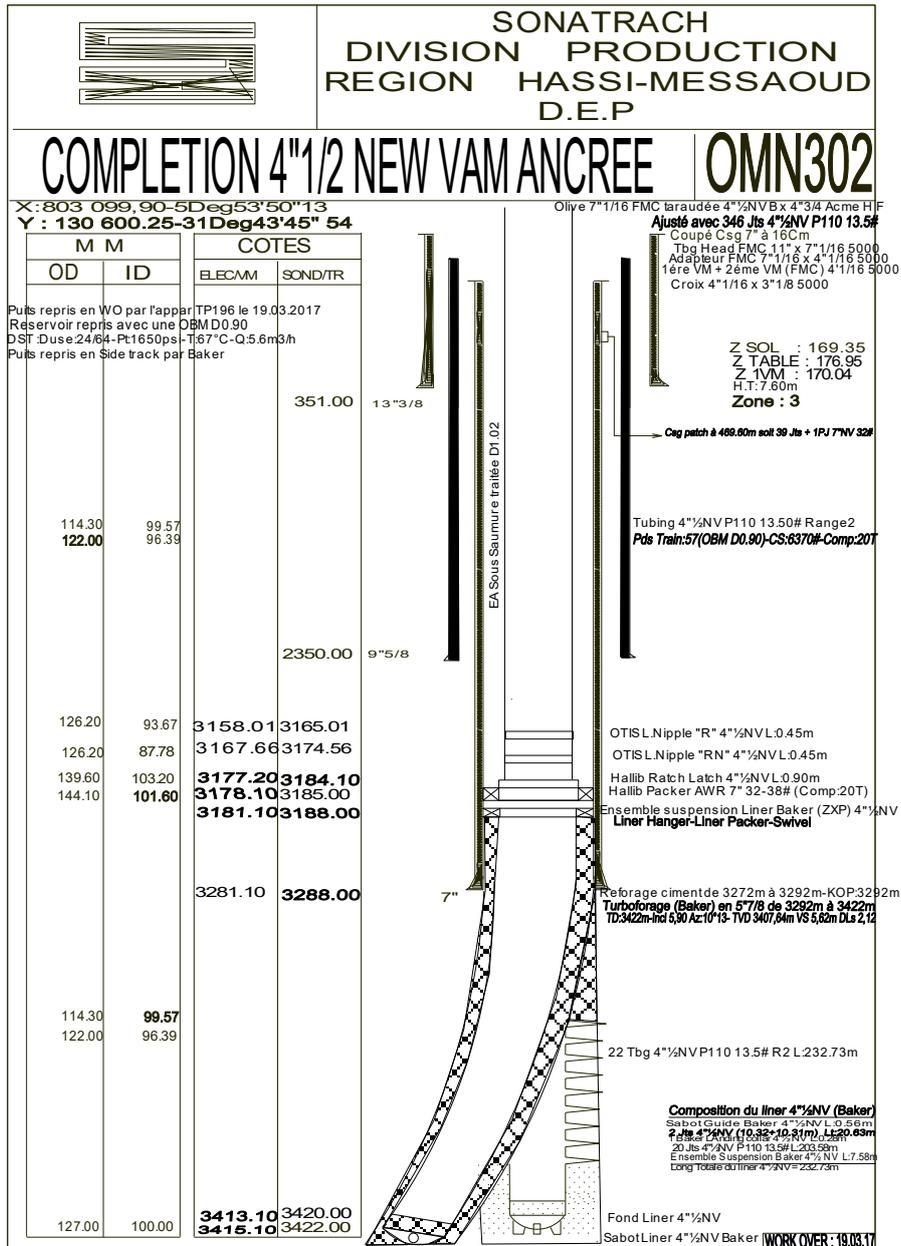
ANNEXES

ANNEXE

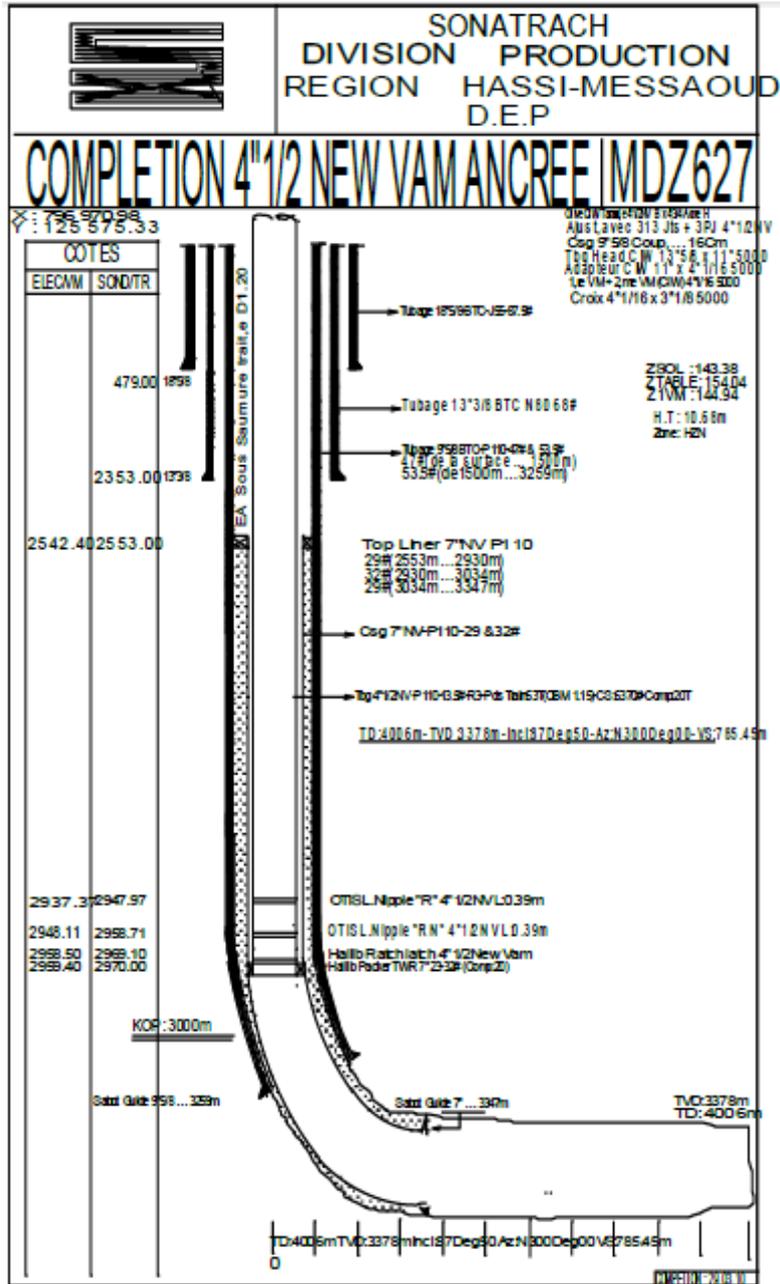
Annexe : Les fiches techniques des puits.



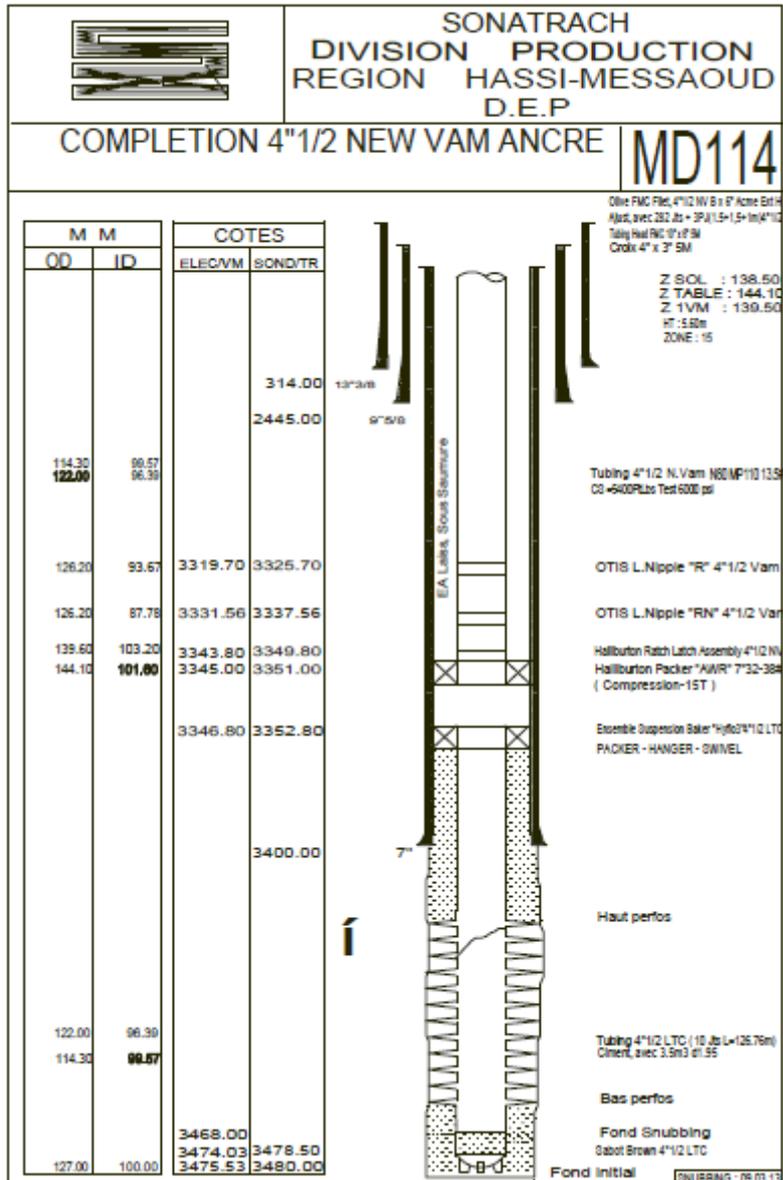
ANNEXE



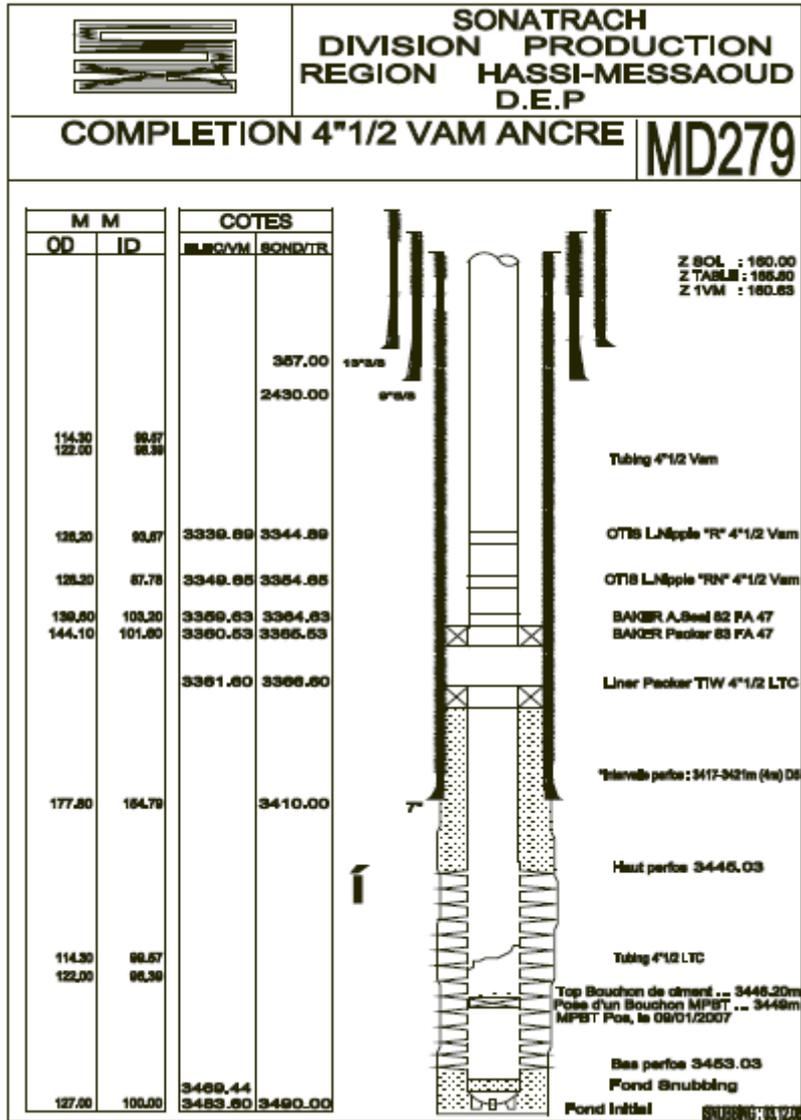
ANNEXE



ANNEXE



ANNEXE



ANNEXE

