

N° Série :/2026

Université Kasdi Merbah Ouargla Algerie



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

BOUKADA Mohamed Elamine

-THEME-

Etude d'un Production Logging Tools de référence sur le champ de Hassi R'mel Dans L'Algerie

Soutenue le : . . / . . / 2026 devant la commission d'examen

Encadreur:	Mr. SIDROUHOU Hadj Mohammed	M.C.B. Univ. Ouargla
Président:	DADEN ABDELGHAFEUR	UKMO
Examineur:	FIFATI AMRIA	UKMO

Remerciement

Je remercie avant tout ALLAH, le bon Dieu qui a éclairé mon chemin, et le Tout-Puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience pour achever ce modeste travail. Il m'est très agréable de remercier chaleureusement mon encadreur **Mr SIDROUHOU Hadj Mohammed** pour ses orientations et ses conseils qui ont été très précieux. Je tiens à lui exprimer toute ma gratitude et ma reconnaissance.

J'adresse également mes chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du département Production qui ont contribué à ma formation.

Enfin, tous mes remerciements vont à ma famille et à mes amis qui ont été nombreux à m'aider et à m'encourager.



Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail Avant tous
à mes chers parents. Mes
dédicaces s'adressent également à
mes chères sœurs. À toutes mes frères
et à tous les membres de ma famille et
toute personne qui porte le nom
BOUKADA. Aussi, je dédie ce
travail à tous mes amis chacun à
son nom. A tous ceux que j'aime et je
respecte.*

BOUKADAMohamed Elamine



Résumé

La "Production Logging Tool (PLT) est un instrument essentiel dans l'industrie pétrolière et gazière, offrant une visibilité cruciale dans les puits de production. Cette technologie permet de collecter des données précises et en temps réel sur divers paramètres tels que la pression, la température, le débit de fluide et la composition du fluide.

L'intégration de ces données permet aux ingénieurs de surveiller et de diagnostiquer les problèmes de production, d'optimiser les performances des puits et de prendre des décisions éclairées pour maximiser la rentabilité. En fournissant une compréhension approfondie de la dynamique du réservoir et du comportement du fluide.

Mots-clés : Production, Débit, Pression, Température, Évaluation

Abstract:

The "Production Logging Tool (PLT) is an essential instrument in the oil and gas industry, providing crucial visibility into production wells. This technology allows for the collection of accurate, real-time data on various parameters such as pressure, temperature, fluid flow and fluid composition.

Integrating this data allows engineers to monitor and diagnose production issues, optimize well performance, and make informed decisions to maximize profitability. By providing an in-depth understanding of reservoir dynamics and fluid behavior.

Key words: Production, Flowrate, Pressure, Temperature, Evaluation

المخلص :

تهدف هذه الدراسة إلى تقييم فعالية أداة تسجيل الإنتاج (PLT) في مراقبة وتحليل أداء الآبار الغازية، من خلال جمع بيانات دقيقة حول تدفق الموائع وتوزيع الإنتاج داخل البئر. كما تسعى إلى إبراز أهمية هذه التقنية في تشخيص المشكلات التشغيلية وتحسين مردودية الآبار.

اعتمدت الدراسة على أداة Production Logging Tool (PLT) كوسيلة رئيسية لمعالجة الموضوع، حيث تُمكن من قياس عدة متغيرات أساسية مثل معدل تدفق الموائع، الضغط، درجة الحرارة، ونسبة المساهمة الإنتاجية لكل منطقة منتجة داخل البئر.

تم تطبيق الدراسة على بئر Hassi R'Mel 01 (HRM-01) باعتباره عينة للدراسة، حيث أجريت عملية تسجيل الإنتاج للحصول على بيانات ميدانية تسمح بتحليل سلوك الجريان داخل البئر وتقييم كفاءة الإنتاج.

أظهرت النتائج المتوصل إليها أن أداة PLT توفر معلومات دقيقة وموثوقة حول توزيع الإنتاج ومعدلات التدفق داخل البئر، مما يساعد على تحديد المناطق المنتجة وغير المنتجة، والكشف عن المشاكل التشغيلية المحتملة، وبالتالي المساهمة في تحسين أداء البئر واتخاذ قرارات تشغيلية أكثر فعالية لزيادة الإنتاجية وتقليل التكاليف التشغيلية.

الكلمات المفتاحية:

الإنتاج، التدفق، الآبار، الغاز، التسجيل

Table des matières

Remerciement

Dédicace

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction Général

Chapitre I: Généralité sur le champ de Hassi R'mel

I. Introduction	14
I.1. <i>Situation géographique de Hassi R'mel</i>	14
I.2. <i>Situation géologique</i>	15
I.3. Historique de la région	15
I.4. Limites d'extension des niveaux A.B.C	16
I.5. <i>La capacité de production actuelle</i>	17
I.6. Présentation de la région d'étude	17
I.6.1. <i>Cadre géologique</i>	17
I.6.2. Description Stratigraphique	18
I.7. Caractéristiques du réservoir	20
I.7.1. Lithologie	20

Chapitre II: Les Diagraphies de production

II.1. Historique	22
II.2. Définition	22
II.2.1. Les utilisations des diagraphies de production	23
II.3. les différents problèmes de production	24
II.3.1. Venue d'eau	24
II.3.2. Percée de Gaz	24
II.3.3. Channeling	25

II.3.4. Cross flow	25
II.3.5. La corrosion	26
II.4. Production Logging Tool	27
II.4.1. Définition de PLT	27
II.4.2. Usages de PLT	27
II.4.2.1. Evaluation du Réservoirs	28
II.4.2.2. Evaluation d'un traitement	28
II.4.2.3. Diagnostiquer les défauts qui altèrent le bon fonctionnement du puits	28
II.4.2.4. Evaluation de la performance de la complétion (comme cité au paravent).	29
II.4.2.5. Le diagnostic des problèmes du puits (comme cité au paravent).	29
II.4.2.6. Autres Usages	29
II.4.3. Les enregistrements de PLT	29
II.4.4. Les équipements de PLT	30
II.4.4.1. L'unité Laboratoire	30
II.4.4.2. Equipements de contrôle de pression	30
II.4.4.3. Les outils combinés de PLT	32
II.4.4.3.1. Mesure de débit	33
II.4.4.3.1. a. Débitmètre (Flowmeter)	33
II.4.4.3.2. Gradiomanomètre	34
II.4.4.3.2.A. Densimètre	34
II.4.4.3.3. Mesure de Pression	35
II.4.4.3.3.A. Manomètre	35
II.4.4.3.4. Mesure de Température	35
II.4.4.3.4. Thermométries	35
II.4.4.3.5. Autres capteurs	36
II.4.4.3.5.a. Détecteur d'eau (hold up)	36
II.4.4.3.5.b. Diamètreur	36
II.4.4.3.5.c. Echantillonneur de production	36

II.4.4.3.5.d. CCL (casing collar locator)	37
II.4.4.3.5.e. Gamma ray	37
II.4.5. Procédures d'enregistrement et d'interprétation	37
II.4.5.1. Programme du Travail	37
II.4.5.2. Exécution du travail	37
II.4.5.3. Interprétation des données	38
II.5. L'optimisation de l'opération PLT	38
II.5.1. Conditions pour assurer un bon PLT	38
II.5.2. Causes amenant à un mauvais PLT	38
II.6. Conclusion	39

Chapitre III : Etude du puits 01

III.1. Calcule le facteur Z et Bg	41
III.1.1. Propriétés pseudo critiques	41
III.1.1.A. Méthode 1: Composition du gaz disponible	41
III.1.1.B. Méthode 1: Composition du gaz inconnue	41
III.1.2. Propriétés pseudo réduites	42
III.2. Calcule de débit	44
III.2.1. Calcule de threshold	44
III.2.2. Calcule de la vitesse V apparent	45
III.2.3. Calcule de la vitesse V moyenne	45
III.2.4. Calcule Qg à partir de Vm	47
III.3. Interprétations	50
III.3.1. Analyse des Débits	50
III.4. Interprétation du graphe	52
III.4.1 Interprétation du graphe Pt avec Qg	52
III.4.2. Interprétation	53

Conclusion Générale	54
----------------------------	-----------

Référence

Liste des figures

N°Figure	Titre	Page
Figure I.1.	Représentation géographique de Hassi R'mel. [SONATRACH ;1999]	14
Figure I.2.	Situation géologique du champ de HASSI R'MEL	15
Figure I.3.	Colonne stratigraphique de Hassi R'mel (Sonatrach HRM)	19
Figure II.1 .	Schéma explicatif de la venue d'eau.	24
Figure II.2.	Schéma explicatif de la percée de gaz.	25
Figure II.3.	Schéma explicatif du Channeling.	25
Figure II.4.	Schéma explicatif du phénomène de Cross flow	26
Figure II.5.	Schéma explicatif du phénomène de Corrosion.	26
Figure II.6.	Les raisons d'utilisation du PLT.	27
Figure II.7.	L'unité Wire Line.	30
Figure II.8.	<i>Equipements de contrôle de hautes pressions</i>	31
Figure II.9.	Les outils composants un train PLT.	32
Figure II.10.	Le débitmètre continu.	33
Figure II.11.	Gradiomanomètre.	34
Figure III.1	Graphe du facteur de compressibilités Z	43
Figure III.2.	Graphe de RPS par rapport la vitesse	44
Figure III.3.	Facteur de correction CF par rapport nombre de reynold's.	46
Figure III.4.	Vitesse moyenne du fluide en fonction de diamètre de tubage	48
Figure III.5.	Graphe de la variation de la Pt en fonction du Qt.	52
Figure III.6.	Graphes Participation des niveaux % avec Qt	53

Liste des tableaux

N°Tableau	Titre de tableau	Page
Tableau III.1.	Calcule de la pression Ppc et la température Tpc.	41
Tableau III.2 .	Les compositions	42
Tableau III.3.	Ppc et Tpc	42
Tableau III.4.	Les Données HRM	42
Tableau III.5.	Les résultats du Z et Bg	44
Tableau III.6.	Vitesse moyenne du fluide en fonction de la taille du tubage	47
Tableau III.7 .	Interprétations des résultats.	49

INTRODUCTION GENERALE

Production Logging Tool (PLT) est un ensemble d'outils de mesure utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière pour évaluer les performances des puits en production. Les données recueillies par la PLT fournissent des informations critiques sur la contribution des différentes zones productives, l'identification de problèmes comme le cross flow, et l'état général du puits.

Le cross flow, ou flux transversal, est un phénomène critique et fréquemment observé dans les puits de pétrole et de gaz, qui a des implications importantes pour la gestion des réservoirs et l'optimisation de la production. Il se caractérise par la migration des fluides entre différentes zones ou couches géologiques à l'intérieur d'un puits, principalement en raison des différences de pression.

C'est dans ce contexte que nous venons présenter cette mémoire intitulée « **Etude d'un PLT de référence pour connaître la contribution de chaque zones sur le champ de Hassi R'mel Dans L'Algerie** ».

De ce fait, notre mémoire a été divisée en trois grands axes, le premier est une partie théorique fondée sur la présentation de la zone d'étude du champ de Hassi R'mel, sa situation géologique et géographique, Historique de la région, Limites d'extension des niveaux A.B.C, et description stratigraphique. Une deuxième partie est consacrée à des généralités sur les diagraphies de production et ses utilisations.

La troisième partie est une partie pratique basée sur le calcul des facteurs Z et Bg, calcul de débit et l'interprétation des résultats obtenus.

Chapitre I

Généralités sur le champ de Hassi R'mel

Introduction :

Le géant gazier Hassi R'mel est au cœur de l'histoire des hydrocarbures de l'Algérie, il est le premier Pole gazier du pays, découvert en 1956 à une profondeur de 2200 m, à 550 km au Sud d'Alger, sur une superficie de 4800 km², se trouve le champ de Hassi R'mel. Il est considéré comme l'un des plus importants gisements de gaz au niveau mondial et le plus grand du continent africain produisant essentiellement du gaz à condensât et de l'huile sur sapérophérie est et sud.

I.1. Situation géographique de Hassi R'mel :

Le champ de HASSI R'MEL est Situé à 530 km au Sud d'Alger, à 120 km au Sud-Sud-est de Laghouat, et à 100 km au Nord de Ghardaïa. Dans cette région relativement plate du Sahara l'altitude moyenne est d'environ de 750 m au-dessus du niveau de la Mer, Le climat est caractérisé par une pluviométrie faible (140 mm/an) et une humidité moyenne de 19% en été et 34% en hiver, les amplitudes thermiques sont importantes varient de -5°C en hiver à 45°C en été, les vents dominants sont de direction Nord-Ouest.

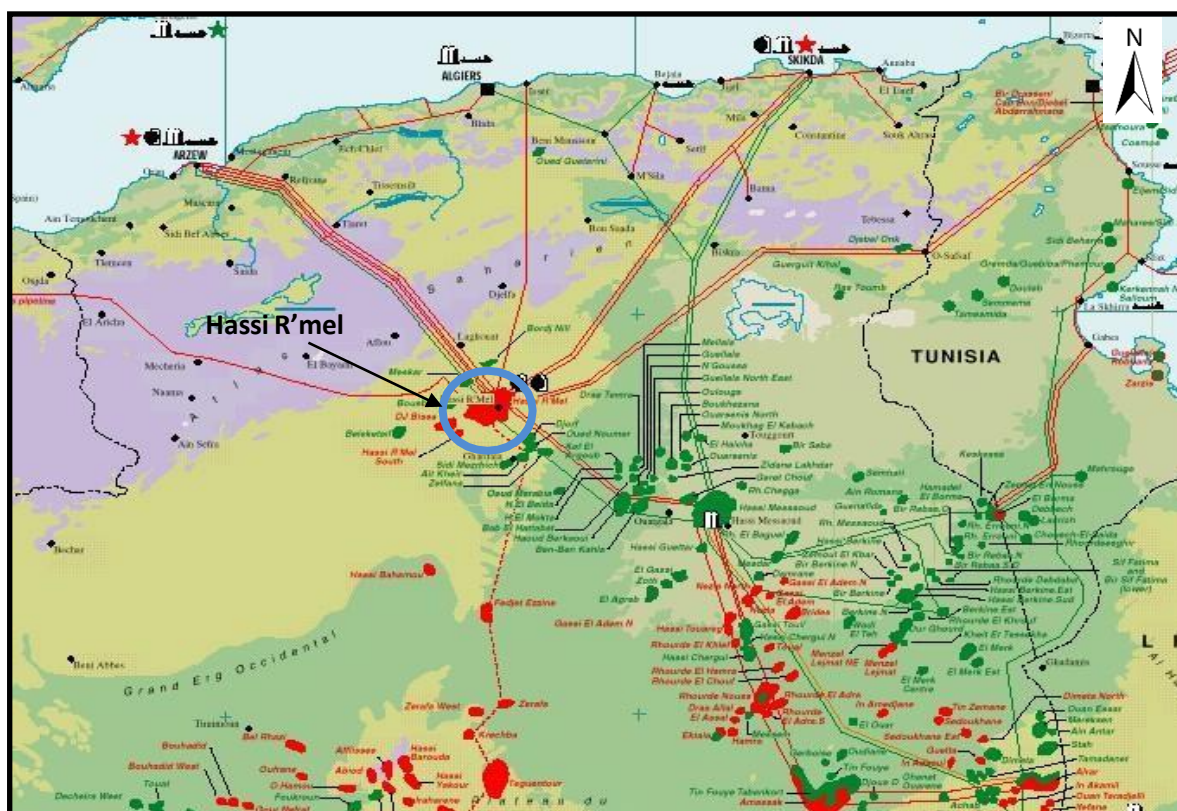


Figure I.1 : Représentation géographique de Hassi R'mel.[SONATRACH ;1999] [1]

I.2. Situation géologique :

Le champ de « Hassi R'mel » occupe la partie Nord-Ouest de la province triasique, et se trouve sur la voûte de « Tilghemt ». Il est limité au Nord et à l'Ouest par les sillons de « Benoud et Melhrir » et à l'est par l'ensellement de « Djamaa-Touggourt » et le bassin de « Oued Mya » au Sud. Le champ de « Hassi R'mel » est une vaste étendue de 3500 Km² (70Km de long sur 50 Km de large). Les réserves trouvées en place sont évaluées à plus de 2800.109 m³.

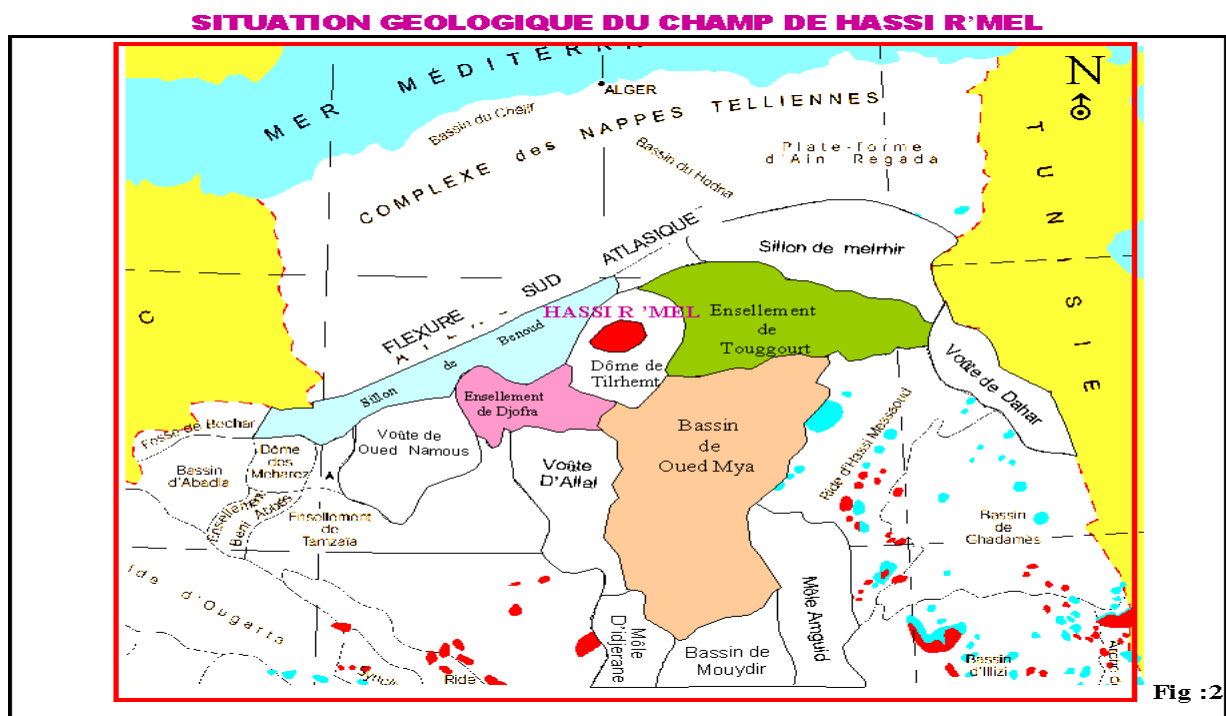


Figure I.2: Situation géologique du champ de HASSI R'MEL [2]

I.3. Historique de la région : [8]

La première compagnie géophysique intéressante, dans la région, a eu lieu en 1951.

En 1952, le forage d'un premier puits d'exploration proche du BERRIANE a mis en évidence la présence d'un trias gréseux qui possède toutes les caractéristiques d'un excellent réservoir avec une large couverture de trias salifère.

En 1956, le sondage de HRM1, réalisé vers la fin de l'année, a mis en évidence, à une profondeur de 2123 m, l'existence d'un gisement de gaz humide sous forte pression.

Les sondages qui le suivent confirment l'existence d'un anticlinal et permettent d'étudier avec de plus de précision les niveaux géologiques, ainsi la nature des fluides in situ.

Pour remédier à la chute de pression, due au soutirage et pour augmenter la production du condensât, un certain nombre de puits injecteurs ont été implanté au Nord et au Sud de la zone centrale, dont le premier a été fait en 1976.

La présence d'huile à HassiR'mel fut décelée très tôt avec le forage du puits HR8 en 1958 dans le secteur Sud-Ouest du champ.

En 1978, la direction d'exploitation se penche sur le problème de limitation du champ. Certains puits ont été implantés sur le flanc Sud - Est du champ à DJEBEL BISSA et BOUSBAA, où le puits BSB1 a donné des résultats satisfaisantes d'huile ($12.2 \text{ m}^3/\text{j}$) dans les grés argilo – gréseux du trias.

En 1979, le puits de développement HR 38, implanté sur la périphérie de la structure, a mis en évidence la présence d'une colonne d'huile de 9.5 m d'épaisseur utile dans le niveau A.

Les puits HR (154, 165 et 166) ont confirmés l'existence de l'anneau d'huile.

I.4. Limites d'extension des niveaux A.B.C :

Le champ de Hassi R'mel est constitué de trois réservoirs gréseux dénommés A, B et C.

- **Réservoir A**

Il est composé de grés fins à très fins, localement argileux à forte cimentation anhydritique parfois compacte.

L'extension du niveau « A » est la plus importante, ce niveau s'étend plus ou moins régulièrement sur tout le champ de Hassi R'mel, il couvre une superficie de 264 km^2 , son épaisseur varie sur l'ensemble du champ de 15 à 30 m.

Ses caractéristiques pétrochimiques sont moyennes à mauvaises vu la proportion d'argile et d'anhydrite contenue dans ce réservoir niveau A.

- **Réservoir B :**

Il est constitué de grés fins plus ou moins argileux et anhydritique intercalés dans une série argileuse

L'extension de ce niveau est limitée à la zone centrale et la zone nord du champ de Hassi R'mel et il couvre 115 km^2 .

C'est le niveau le plus mince et le plus variable en épaisseur principalement dans la zone

centrale où elles passent de 30 m à quelques mètres seulement.

Les épaisseurs maximales se trouvent au nord, la porosité peut atteindre 15% et la perméabilité 250md et la saturation en eau atteint les 28%. Ses réserves représentent 13%.

- **Réservoir C**

Grés fins à moyens très peu cimentés à nombreux conglomérats et grains de quarte blanc laiteux, très caractéristiques à ce niveau avec de fins passées d'argile.

Le niveau « C » repose soit sur la série inférieure soit discordant sur le cambro-ordovicien.

Il s'étend sur la majeure partie du champ exception faite de la zone sud où il se biseaute, il couvre une superficie de 1780 km².

C'est le plus épais des trois niveaux avec une épaisseur qui peut atteindre 60 m variant régulièrement suivant une direction nord-sud allant ainsi de 60 m dans la zone nord à quelques mètres dans la zone méridionale suivant une direction est-ouest où les variations d'épaisseurs sont les plus irrégulières.

Les excellentes caractéristiques du niveau (porosité dépassant 18%, perméabilité équivalant à 800 md, saturation en eau 13% et ses réserves représentent 33%) associées à des épaisseurs importantes font que ce réservoir soit le plus important quand celui-ci n'est pas aquifère. [5]

I.5. La capacité de production actuelle :

Le développement final du champ a permis d'atteindre les capacités de production suivantes :

- 100 milliards de mètre cubes de gaz par an.
- 12 millions de tonne de condensât par an.
- 3.5 millions de tonnes de GPL par an.
- 700 milles de tonnes de pétrole brut par an.

I.6. Présentation de la région d'étude :

I.6.1. Cadre géologique :

Le champ de Hassi R'mel sud correspond au prolongement structural du périclinal sud du vaste dôme de champ de Hassi R'mel. Cette zone sud est tectoniquement très complexe, elle présente un

réseau de failles normales d'une quinzaine de kilomètres, la configuration structurale complexe associée aux caractères fortement hétérogènes des grés de la série inférieure peut donner une suite logique aux questions qui se posent concernant la géométrie du réservoir et l'accumulation d'huile dans ce secteur.

I.6.2. Description Stratigraphique :

La stratigraphie de Hassi R'mel sud est similaire de celle rencontrée dans le champ de Hassi R'mel, mais le Trias argilo gréseux « T.A.G » présente des variations d'épaisseur et de faciès du nord vers le sud du champ.

Le champ sud est caractérisé par les dépôts paléozoïques et mésozoïques. Ces derniers reposent en discordance sur les formations cambro-ordoviciennes.

Dans la région sud, le Trias se résume par un seul niveau gréseux (A) déposé directement sur la série inférieure. La disparition des réservoirs B et C vers le sud est interprétés par variation latérale de faciès (figure.I.5). [6]

S	EP moy	ETAGES	STRAT	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE
TER	100	MIO-PLIOCENE Discordance Alpine		Croûte calcaire et série argilo-gréseuse
	40	SENONIEN		Calcaire à silex
CRETACE	40	TURONIEN		Dolomie vacuolaire
	100	CENOMANIEN		Calcaire et argile
	460	ALBIEN		Grès fins, friables, à passées d'argile
		APTIEN		Marnes et grès
		BARREMIEN		Grès fins à grossiers, à ciment carbonaté
		NEOCOMIEN		Grès à passées d'argile, de calcaire et de lignite
JURASSIQUE	600	MALM		Carbonates grès et argile
	220	DOGGER		Calcaire dolomitique et argile.
				Calcaire dolomitique et argile.
	510	LIAS		Marnes et calcaire.
				Calcaire à passées d'argile et d'anhydrite.
				Anhydrite massive à passées d'argile.
				Sel massif avec une passée dolomitique "D1"
				Sel à passées d'argile.
				Argile plastique avec une passée dolomitique "D2"
				Sel massif et Argile brun-chocolat
TRIAS	200	TRIAS		Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalations d'argile brune.
				Andésite, argile et passées de grès argileux.
				Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalations d'argile brune.
	30	SERIE INFÉRIEURE Disc. Hercynienne		Andésite, argile et passées de grès argileux.
PALEOZOÏQUE	22	DEVONIEN		Argile à passées de grès
	100	SILURIEN		Argile noire à grapholites
	250	CAMBRO-ORDOVICIEN		Quartzite-Grès à grès quartzite, grès fin à moyen, gris-blanchâtre à lits d'argile Grès fin, argilo-bitumineux et brèches tectoniques
		SOCLE PRE-CAMBRIEN		Grands éléments de granite fracturé, rose, orange, ferronagés.

Figure.I.3. Colonne stratigraphique de Hassi R'mel (Sonatrach HRM) [3]

I.7.Caractéristiques du réservoir :

I.7.1.Lithologie

Le forage d'une trentaine de puits au niveau de Hassi R'mel sud, a permis de mettre en évidence deux réservoirs triasiques :

- Un réservoir gréseux (A) à huile, surmonté par un gaz cap avec de très bonnes caractéristiques pétrophysiques.
- Le niveau argilo-gréseux de la série inférieure révélant une autre accumulation d'huile avec des caractéristiques pétrophysiques plus au moins moyennes.

- Le réservoir A

Le réservoir (A) présente des faciès similaires à ceux rencontrés sur le champ de Hassi R'mel. Ce sont des grés gris clair à gris foncé, moyens à fins avec une cimentation anhydritique à la base passant à des argiles brun rougeâtres au sommet. Il est noté la présence des injections salifères parfois dans la partie sommitale du réservoir et d'autre dans tout le réservoir. L'épaisseur moyenne de ce réservoir (A) est de l'ordre de 18 m avec $K_{moy} = 400$ à 450 md et $\phi_{moy} = 13$ à 14% .

- Le réservoir B

Il est constitué de grés fins plus ou moins argileux et anhydritique intercalés dans une série argileuse, L'extension de ce niveau est limitée à la zone centrale et la zone nord du champ de Hassi R'mel et il couvre 115 km^2 . avec les propriétés petrophysiques suivantes : ($K_{moy} = 250$ md et $\phi_{moy} = 15\%$).

- Le réservoir C

Grés fins à moyens très peu cimentés à nombreux conglomérats et grains de quarte blanc laiteux, très caractéristiques à ce niveau avec de fins passées d'argile.

Le niveau « C » repose soit sur la série inférieure soit discordant sur le cambro-ordovicien. Il s'étend sur la majeure partie du champ exception faite de la zone sud où il se biseaute, il couvre une superficie de 1780 km^2 . avec les propriétés petrophysiques suivantes : ($K_{moy} = 800$ md et $\phi_{moy} = 18\%$).

Chapitre II

Les Diagraphies de Production

II.1. Historique :

La diagraphie de production moderne est très loin des techniques anciennes, avec des capteurs fortement précis dans un seul outil simple et avec une acquisition simultanée. Le contrôle de la température est utilisé pour la première fois en 1930. Il était utilisé parfois pour l'estimation du top de ciment derrière le casing. Il détecte la chaleur dégagée par la réaction exothermique du ciment. Par conséquent le capteur de température "voit" où il y a du ciment dans le puits.

Dans le début des années 60, les principaux types de capteurs ont été développés en tant qu'outils individuels..

L'année 1970 a vu des capteurs emballés ensemble dans un seul outil, ce qui signifie une course unique plus efficace dans le trou. Les mesures individuelles devaient encore être exécutées une à la fois. À la fin de la décennie l'avancement de l'électronique a permis de tout enregistrer à la fois. Cela a eu de nombreux avantages sur le plan économique.

Des améliorations ont continué dans les années 1980 jusqu'à nos jours avec de meilleurs capteurs. Le dernier outil utilise une nouvelle technologie pour mesurer un profil d'écoulement pour des phases fluides individuelles tout autour du trou de forage. [2]

II.2. Définition :

La diagraphie de production est la mesure des paramètres des fluides zone par zone, on se base sur les informations et le type de mouvement des fluides au fond et près du trou. Elle est prévue principalement pour mesurer la performance de production des puits. Elle fournit des informations essentielles telle que le point où il y a de l'eau, et donne une indication sur l'efficacité des perforations.

La diagraphie de production traditionnelle comporte quatre mesures : débit, densité, température et pression. Cependant seulement les lectures du débit et de la densité sont utilisées dans les analyses quantitatives de la diagraphie de production. La température et la pression sont employées d'une manière qualitative pour le calcul des propriétés de l'écoulement in-situ et pour localiser les zones d'entrée de fluide dans le puits.

Les diagraphies de production constituent donc un moyen fiable pour résoudre de nombreux problèmes de production.

II.2.1. Les utilisations des diagraphies de production :

La diagraphie de production est mise pour plusieurs utilisations dépendantes du type de réservoir, conditions du puits et le problème aperçu. Certaines utilisations majeures sont : [2]

- Evaluer les performances de complétion :
 - ◆ Nouveau puits.
 - ◆ Puits d'injection.
 - ◆ Re-complétion.
- Les performances majeures et variations du réservoir :
 - ◆ Profil d'écoulement.
 - ◆ Essai de puits.
 - ◆ Efficacité de la compétition.
- Diagnostic des problèmes de puits :
 - ◆ Venue d'eau et de gaz.
 - ◆ Fuites et problèmes mécaniques.
 - ◆ Ecoulement derrière le casing.
- Autres :
 - ◆ Orientation du workover.
 - ◆ Information pour les projets renforcés de récupération d'huile.
 - ◆ Identifier les frontières des champs développés.

II.3. les différents problèmes de production :

II.3.1. Venue d'eau :

Les venues d'eau sont l'un des problèmes qui produisent un souci critique dans l'industrie pétrolière et gazière. Plusieurs réservoirs sont liés à un aquifère actif ou à un mode de récupération secondaire par injection d'eau, ces réservoirs exhibent une récupération d'huile élevée due à l'énergie supplémentaire fournie naturellement par l'aquifère ou artificiellement par l'injection d'eau, mais les venues d'eau associées peuvent créer des problèmes majeurs liés à la production des hydrocarbures au niveau des puits et provoquant l'augmentation du Water-cut [4].

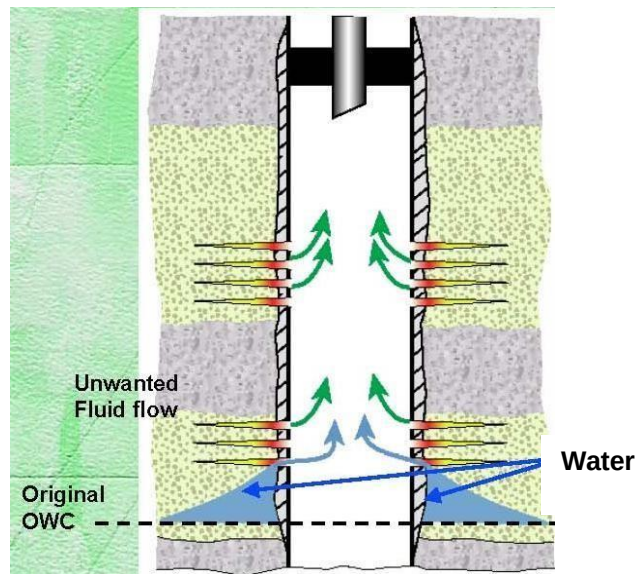


Figure II.1 . Schéma explicatif de la venue d'eau. [4]

II.3.2. Percée de gaz :

Les percées de gaz peuvent se produire initialement par des fissures dus à un taux de production élevé, ou part des chemins préférentiels selon la perméabilité de la couche, et 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. 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 [4].

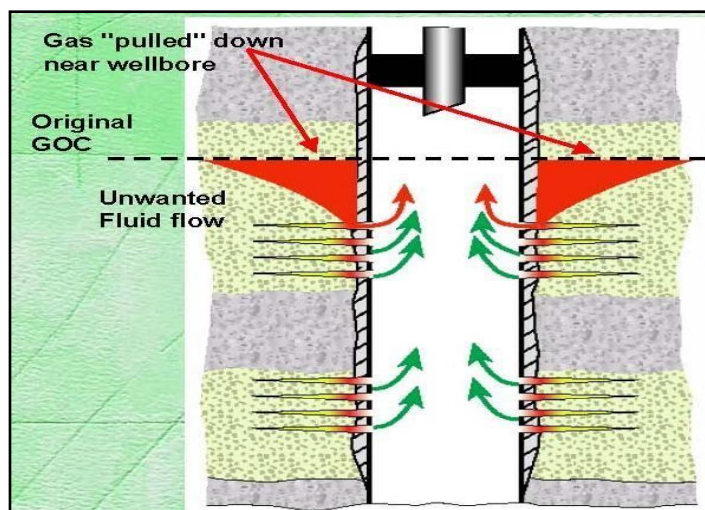


Figure II.2. Schéma explicatif de la percée de gaz.[4]

II.3.3. Channeling :

Le channeling est généralement définie comme la capacité des fluides à se déplacer dans l'espace annulaire du tubage de production à cause d'un manque d'isolement hydraulique entre le tubage et le ciment ou le ciment et la formation. Dans les puits injecteurs channeling peut permettre au fluide injecté de pénétrer dans les zones indésirables, ce qui réduit l'efficacité globale des systèmes de récupération secondaire ou tertiaire [4].

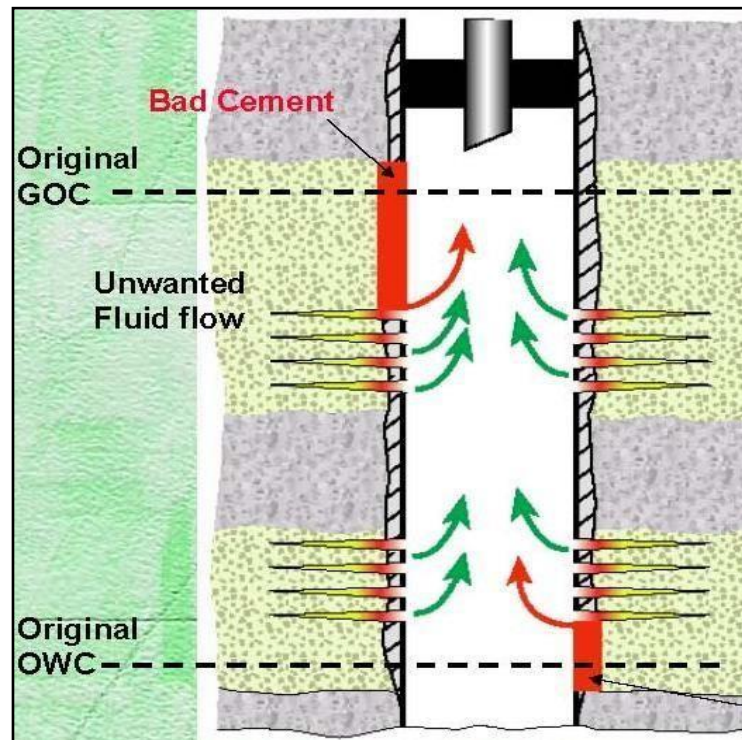


Figure II.3. Schéma explicatif du Channeling. [4]

II.3.4. Cross flow :

C'est un phénomène qui se déroule lors d'une fermeture de puits et il s'agit d'un

déplacement du fluide du réservoir provenant d'une zone de haute pression vers une zone de basse pression au lieu de s'écouler vers le tubing, et cela provoque une perturbation dans le régime du puits [4].

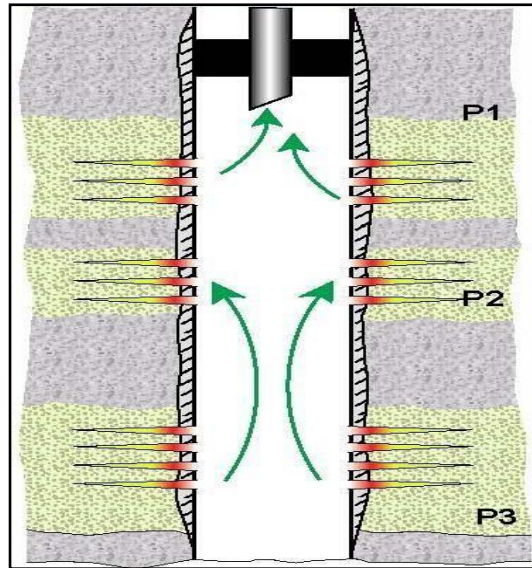


Figure II.4. Schéma explicatif du phénomène de Cross flow. [4]

II.3.5. La Corrosion :

La production d'eau provoque des différents problèmes dans le puits, alors que l'eau produite est généralement très salée, et cette salinité peut être l'origine du phénomène de corrosion et la dégradation des équipements tubulaires [4].

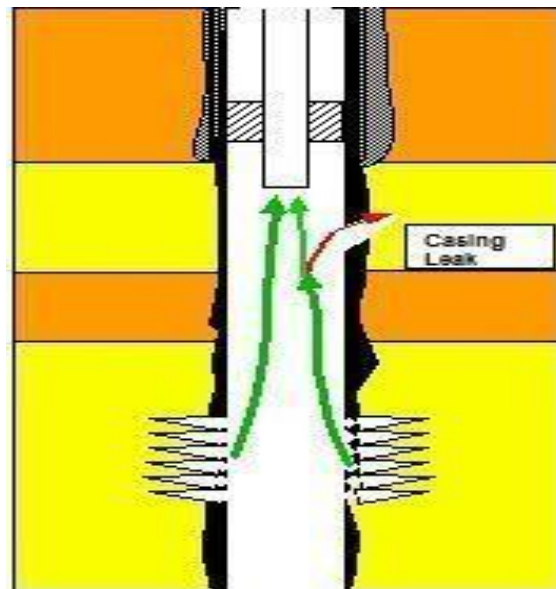


Figure II.5. Schéma explicatif du phénomène de Corrosion.[4].

II.4. Production Logging Tools (PLT) :

II.4.1. Définition de Production Logging Tools PLT :

Le PLT est un ensemble d'outils utilisés dans la préparation des logs de production ; ces outils sont descendus le long des puits complétés et prêts à être exploités, ils donnent une analyse dynamique de la performance du puits et aussi la contribution de chaque zone (dans le cas où on a plusieurs couches productrices) dans la production ou injection totale.

Le PLT permet les enregistrements 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.

Aussi à déterminer les défauts alternants la production telle que le cross-flow, corrosion et percé d'eau. [2]

II.4.2. Usages de PLT :

Le PLT est mis à la disposition de plusieurs usages qui dépendent à la fois du type du réservoir, des conditions du puits et du problème perçu.

Les PLT fournissent des informations qui sont réalisées pendant la production, donc dans un tubing sous pression, ce qui impose l'utilisation d'un équipement de contrôle des hautes pressions. Les outils doivent avoir un diamètre qui leur permet de descendre dans les tubings de production. Ces outils sont soit simples (débitmètre, gradiomanomètre...etc.), soit combinés comme la production logging tool (PLT). [3]

Les schémas suivants montrent les causes d'utilisation du PLT :

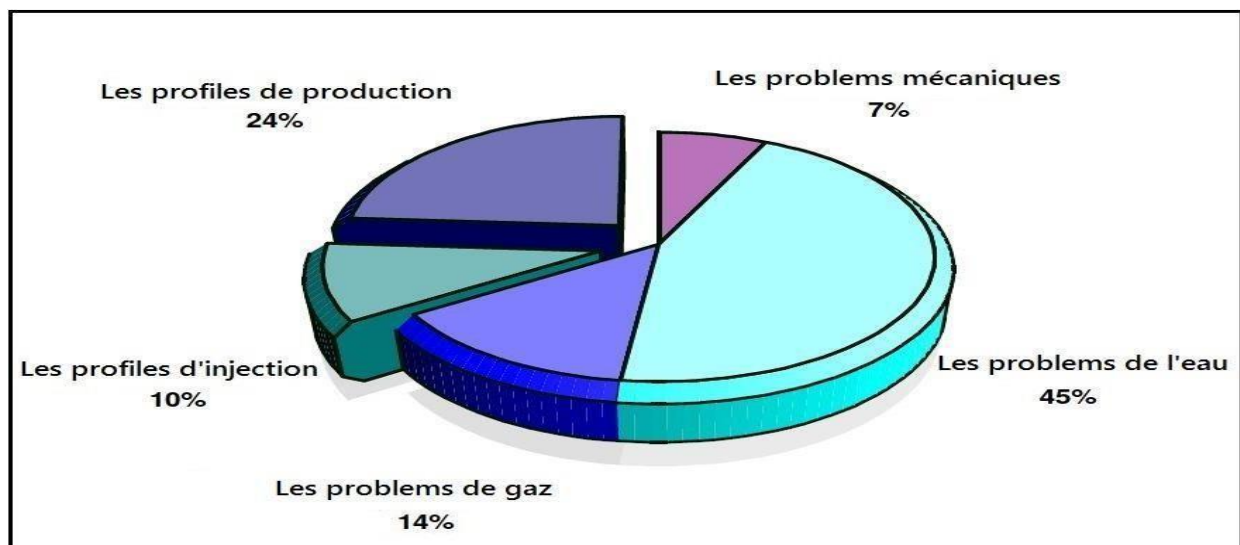


Figure II.6. Les raisons d'utilisation du PLT. [2] [5].

Parmi les principaux usages :

II.4.2.1. Evaluation du réservoir :

Il est utilisé pour évaluer le réservoir dans les points suivants :

- 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, et qui d'après les autres renseignements devraient le faire.
- Estimation de la production en fonction de la pression.
- Mesurer les débits d'effluent de chaque intervalle (connaissance des réserves).
- Etudier la continuité des couches et les barrières éventuelles de perméabilité.
- Indice de productivité durant la vie du réservoir.
- Suivre le progrès de la déplétion.
- La reconnaissance des réservoirs « la lithologie ; la porosité et la saturation (eau, huile et gaz) » ; en fonction de la profondeur.
- Le pendage des couches.
- Le suivi permanent de la performance du réservoir et ses variations, et cela en utilisant :
 - ◆ Le profil de débit.
 - ◆ Les essais des puits.
 - ◆ L'efficacité de la complétion.

II.4.2.2. Evaluation d'un traitement :

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

II.4.2.3. Diagnostiquer les défauts qui altèrent le bon fonctionnement du puits :

Parmi ces défauts on trouve :

- Une fuite au tubing, au tubage et au packer dues à la mauvaise cimentation.
- Les intervalles responsables de venus des fluides indésirables (coning, contamination du fluide de formation).

Profil d'écoulement et indice de productivité (injectivité) pour différentes zones au voisinage du puits avant et après stimulation.

II.4.2.4. Evaluation de la performance de la complétion .**II.4.2.5. Le diagnostic des problèmes du puits .****II.4.2.6. Autres usages :**

- La connaissance du puits (diamètre, inclinaison, cimentation des tubages et la liaison couche-trou).
- La comparaison entre plusieurs puits, par corrélations qui mettent en évidence des variations de profondeur, d'épaisseur et de faciès.
- Des conseils concernant les opérations Work-over.
- Informations concernant les projets d'accroissance de la récupération de l'huile.
- Identification des limites de réservoir pour le développement du gisement.

II.4.3. Les enregistrements de PLT :

L'étude PLT effectuée soit sur un puits soit sur un ensemble des puits, permet d'obtenir les renseignements suivants [1] :

- Les enregistrements de la vitesse d'écoulement ; à l'aide de :
 - La rotation de l'hélice « spinner ».
- Les enregistrements de la densité du fluide ; à l'aide de :
 - La pression différentielle.
 - L'atténuation du Gamma-Ray.
- Les mesures de la température dans le puits ; à l'aide de :
 - La variation des résistances.
- Les mesures de la pression dans le puits ; à l'aide de :
 - Les jauges a contraintes.
 - Les jauges cristallines.

Un grand nombre d'enregistrements auxiliaires sont utilisés pour nous aider dans l'analyse des logs principaux, qui sont :

- CCL (Casing collar locator).
- Le Diamètreur.
- Gamma Ray.
- L'échantillonnage du fluide.

- Les diagraphies d'induction.
- L'accéléromètre.

II.4.4. Les équipements de PLT :

II.4.4.1. L'unité 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 des signaux électriques en pulsations continues digitalisées par un ordinateur, qui donne ses enregistrements à travers des logs sortie instantanément, en fonction de la profondeur.



Figure II.7. l'unité Wire Line. [6]

II.4.4.2. Equipements 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 des équipements de contrôle des hautes pressions est donné dans (la figure II.3)

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 « 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.

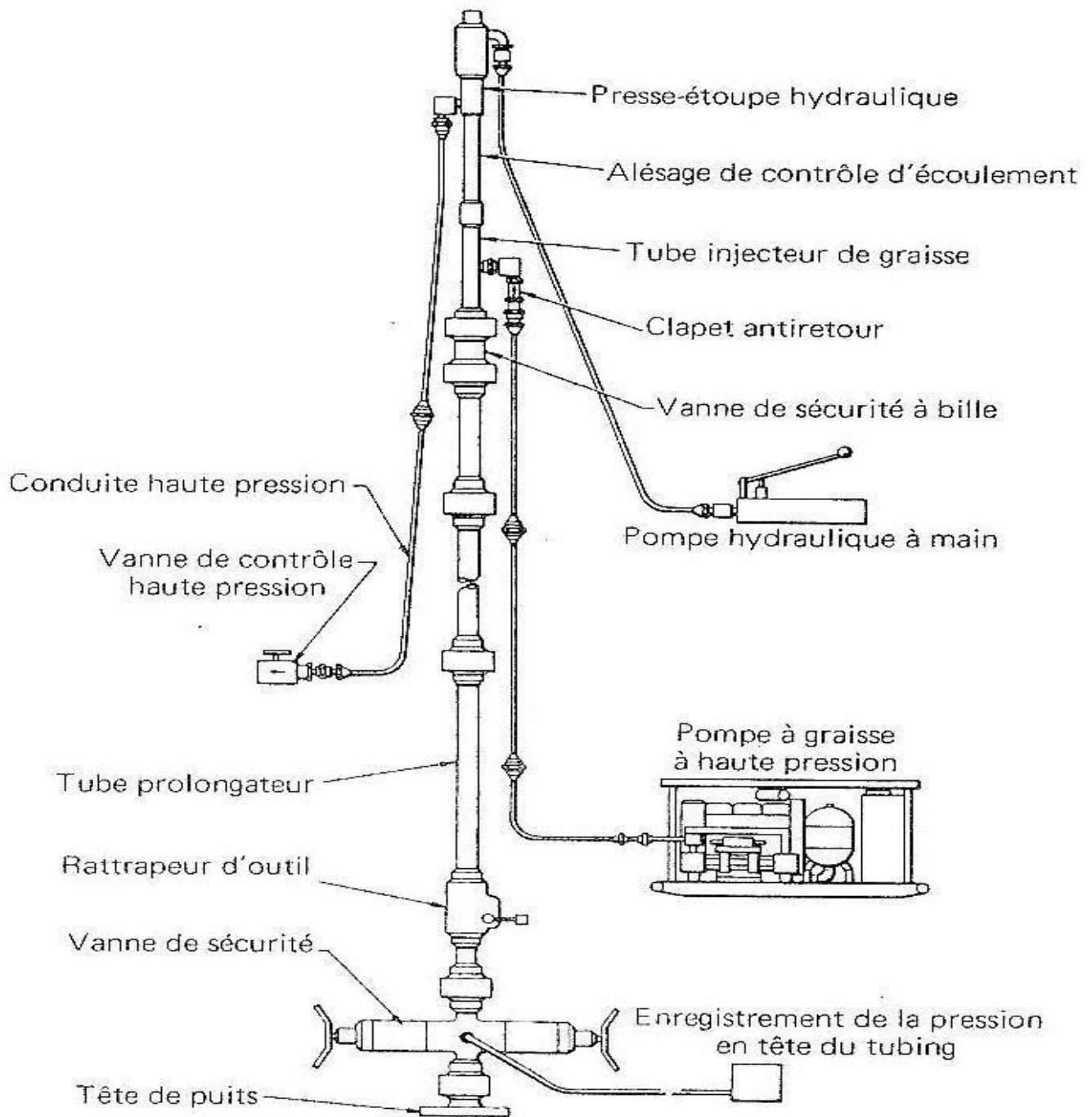


Figure II.8. Equipements de contrôle des hautes pressions. [3] [7]

II.4.4.3. Les outils combinés de PLT :

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

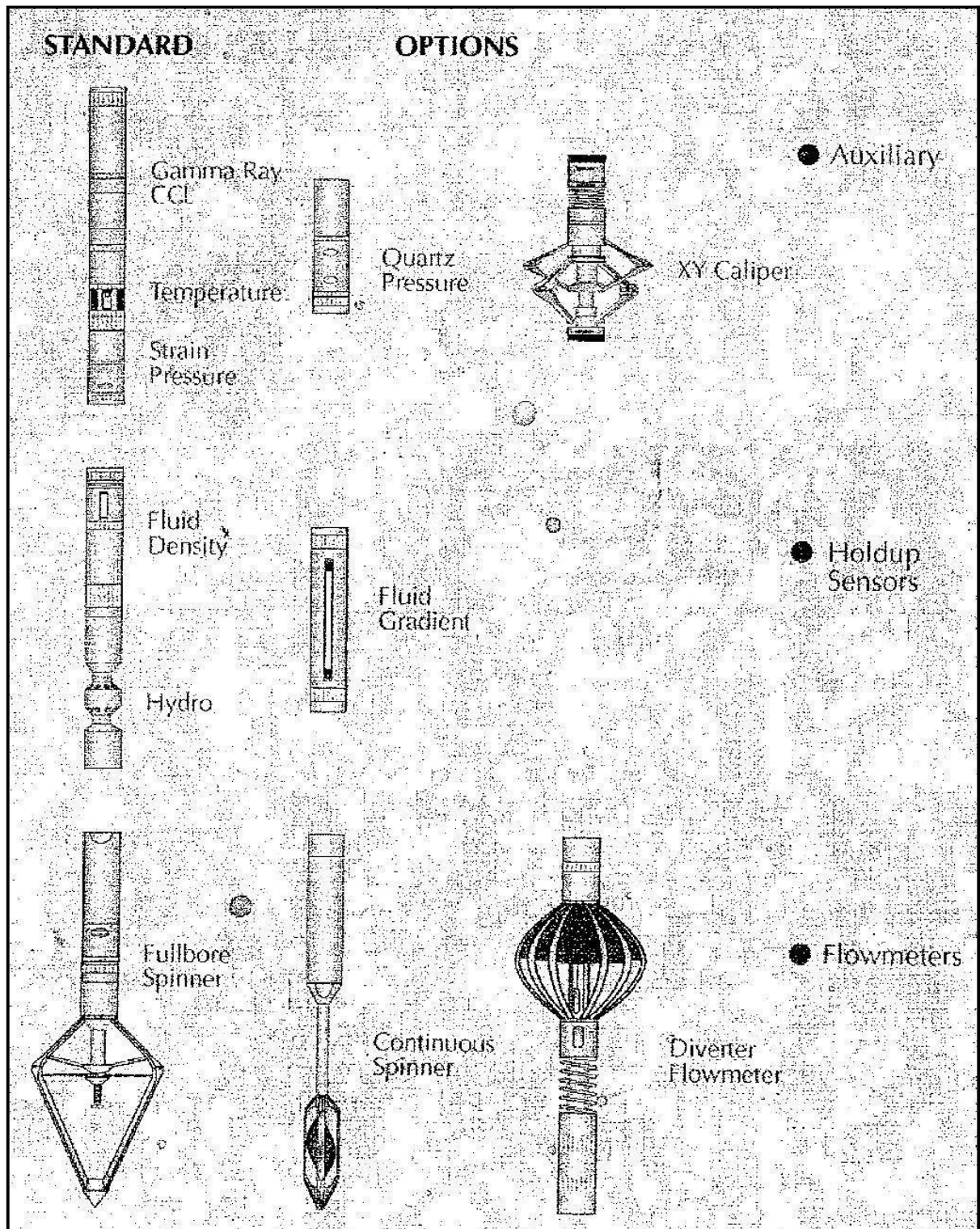


Figure II.9. Les outils composants un train PLT. [3] [8]

On les cite en fonction de type de paramètre mesuré :

II.4.4.3.1. Mesure de débit :

II.4.4.3.1.a. Débitmètre (Flowmeter) :

Le débitmètre comporte une hélice très sensible (spinner), qui en contact avec le fluide, 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 ». 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 plusieurs types de débitmètre :

- Débitmètre continue (Continuous Flow meter ou High flowrate tools CFS).
- Débitmètre « plain trou » (full bore ou Low to intermediate flowrate tool FBS).
- Débitmètre à packer.
- Débitmètre à traceur radioactif.

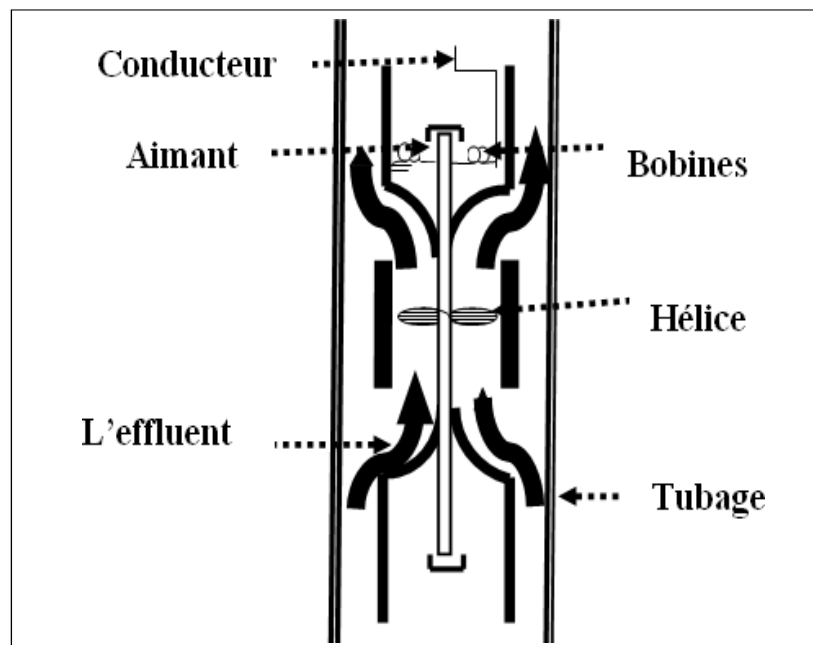


Figure II.10. Le débitmètre continu. [2] [9]

Les mesures de débitmètre sont surtout utilisées :

- ♦ Pour déterminer les zones de production.
- ♦ Pour évaluer le programme de stimulation.
- ♦ Pour la récupération secondaire.
- ♦ Pour évaluer le potentiel du débit.

II.4.4.3.2. Gradiomanomètre :

Le gradiomanomètre mesure le gradient de pression le long du tubage. Ce gradient comprend un terme hydrostatique et un terme de friction dû à l'écoulement du fluide.

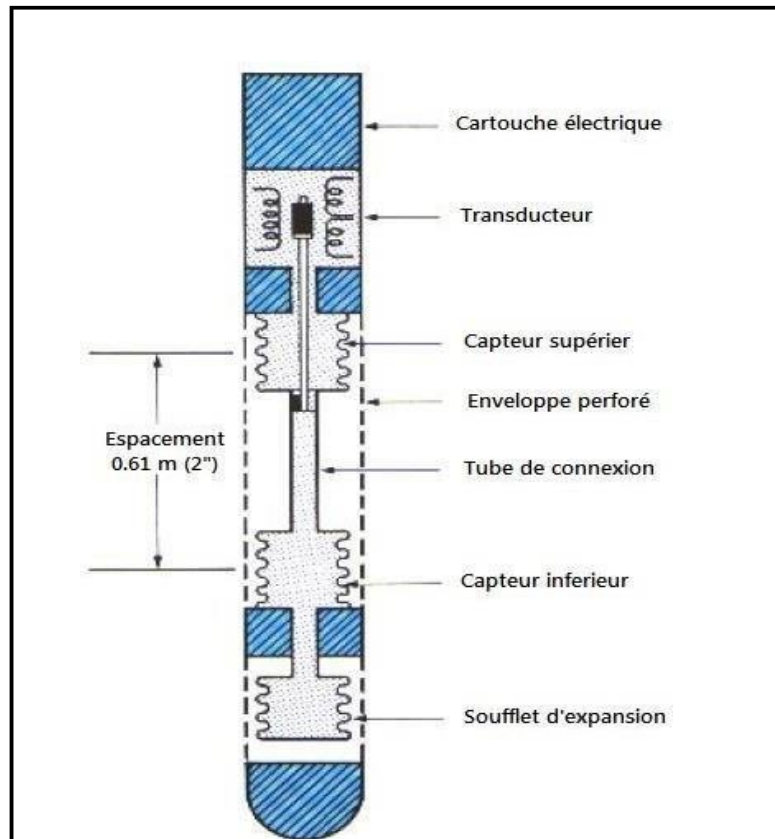


Figure II.11. Gradiomanomètre. [3] [10]

II.4.4.3.2.A. Densimètre :

Le train PLT comporte généralement un densimètre qui utilise la radioactivité. Il nous permet la :

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

II.4.4.3.3. Mesure de pression :

II.4.4.3.3.a. Manomètre :

Il existe des outils PLT combinés comportant un manomètre de fond utilisé sur le RFT (Repeat Formation Tester). Ce manomètre contient des jauges de contrainte.

La transmission des informations est de type digital. L'enregistrement est soit analogique, soit digital. La meilleure précision de lecture est obtenue dans ce dernier cas.

On utilise les manomètres de fond pour :

- ◆ La détection de variations de pression.
- ◆ Les interférences entre puits.
- ◆ La recherche de fuites dans les tubings, tubages, ...etc.
- ◆ La mesure de gradient dans une colonne statique.
- ◆ Les études hydrodynamiques
- ◆ Les études de colmatage des puits.
- ◆ L'extension du réservoir et ses limites.

II.4.4.3.4. Mesure de température:

II.4.4.3.4.a. Thermométries :

Les thermométries sont les premières mesures qui ont été faites dans les puits pour localiser les venues de fluides ou de gaz.

L'élément sensible est soit un filament métallique, soit une thermistance dont la résistance varie avec la température.

La transmission par câble mono conducteur se fait en fréquence modulée ou en signaux digitaux. On enregistre la température du puits ou la température différentielle c'est-à-dire la différence de température entre deux points situés à une distance verticale de l'ordre de 1 m (quelques pieds).

Les mesures de température sont surtout utilisées :

- ◆ pour localiser les entrées ou sorties de fluides.
 - ◆ Pour localiser la plus grande profondeur de production ou d'injection.
 - ◆ Pour évaluer l'efficacité de la fracturation hydraulique.
 - ◆ Pour déterminer la profondeur de point de bulle.
 - ◆ Pour vérifier le fonctionnement des vannes de « gas lift »
 - ◆ Pour localiser les fuites de gaz dans le tubing et les écoulements derrière tubage.
- Pour définir le gradient géothermique.

II.4.4.3.5. Autres capteurs :

II.4.4.3.5.a. Détecteur d'eau (hold up) :

Généralement il est basé sur la différence de constante diélectrique entre l'eau et l'huile. En effet,

$\epsilon = 80$ pour l'eau et 2 à 3 pour les hydrocarbures. Quand la phase continue est l'huile, la mesure est indépendante du type d'écoulement, bulles ou bouchons.

Une émulsion d'huile dans l'eau se forme à partir de 30% d'eau avec un débit de 1,325 m³/h (200 bbl/d). L'appareil indique alors 100% d'eau.

Comme pour le densimètre à vibration, un étalonnage doit être fait dans l'air, l'huile et l'eau dans les conditions de surface.

La lecture de holdup obtenue doit être corrigée pour la vitesse d'écoulement afin d'obtenir le rapport apparent eau/hydrocarbures en surface. Ce rapport doit être également corrigé pour l'effet du gaz libre s'il en existe au niveau de la sonde.

Selon le constructeur on peut mesurer des teneurs en eau de 4 % à 98 %.

II.4.4.3.5.b. Diamètreur :

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 effectuent une lecture moyenne ou bien deux lectures de diamètre prise à 90°.

Cet outil est utilisé pour détecter :

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

II.4.4.3.5.c. Echantillonneur de production :

Les échantillonneurs sont conçus pour :

- ◆ Emmagasinier un volume de fluide suffisant pour les essais en laboratoire PVT (0,5 à 1L).
- ◆ Eviter la pollution par fluides autres que ceux existants à la profondeur d'échantillonnage.
- ◆ Se remplir lentement par un grand orifice pour éviter les variations de pression dans le fluide.
- ◆ Permettre un contrôle précis de la profondeur d'échantillonnage.

II.4.4.3.5.d. 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.

II.4.4.3.5.e. Gamma Ray :

L'outil Gamma Ray record naturellement des rayons gamma dans les formations adjacentes au puits. Cette mesure nucléaire indique le contenu radioactif des formations. En effet, dans n'importe quel environnement, les outils Gamma Ray sont les dispositifs standards utilisés pour la corrélation des diagraphies dans les puits producteurs.

II.4.5. Procédures d'enregistrement et d'interprétation :

La procédure pour effectuer un log de production réussi est simple et peut être divisée en trois étapes :

- ◆ Programmation du travail.
- ◆ Exécution du travail.
- ◆ Interprétation des données.

II.4.5.1. Programme du travail :

La première étape commence par la définition du problème par exemple la production d'huile diminue ou bien le water-cut augmente.

Ensuite, énumérer et quantifier les symptômes et les conditions de puits, par exemple:

- ◆ Le water-cut est passé de 2% à 15% en six mois.
- ◆ La production totale est passée de 800 à 500 bbl/d.
- ◆ GOR - 350 bbl/bbl.
- ◆ Le puits produit au-dessus du point de bulle (trou descendant) et la production d'eau de fond est supérieure à 10% du débit de fond total.
- ◆ Si le puits a un débit faible ou moyen il est important de faire plusieurs stations.
- ◆ Les stations donnent la moyenne des paramètres et vérifier un débit de fluide déjà calculé.

II.4.5.2. Exécution du travail :

La deuxième étape commence par rassembler toutes les données requises et puis :

- ◆ Calibrer les outils.
- ◆ Maintenir le contrôle de la profondeur.
- ◆ Enregistrer les données de manière optique et magnétique.

II.4.5.3. Interprétation des données :

Une interprétation simple peut être faite dans le cas d'un écoulement monophasique. La connaissance du débit total au fond permet de déterminer par proportionnalité le débit de chaque couche [1]. Dans le cas pratique le débit de fond n'est pas connu. Pour le déterminer on se base sur la formule suivante :

$$Q = V \cdot S \quad [1]$$

- **Q** : le débit en mètre cube par jours.
- **V** : la vitesse de l'hélice en mètre par seconde.
- **S** : la section du tubage en pouce.

Le débit est obtenu en multipliant la vitesse du fluide obtenue par la section du tubage. Le diamètre intérieur du tubage et la viscosité du fluide doivent être connus. Les corrections à l'aide d'abaques construits expérimentalement donnent la vitesse moyenne du fluide.

II.5. L'optimisation de l'opération PLT :

II.5.1. Conditions pour assurer un bon PLT :

- Etablir un programme détaillé de l'opération (objectives, voisinage du puits).
- Une bonne stratégie de contrôle (les conditions de puits, le débit).
- La configuration des outils de la garniture de PLT (les détecteurs).
- Déterminer l'intervalle de la diagraphie avec exactitude (la section total + Overlap).
- Réaliser les mesures en état stationnaire (en puits fermé et ouvert).
- Assurer la stabilité du puits (levé en ouverture, levé en fermeture).
- Choisir la vitesse de câble et le nombre de passes adéquats.
- Estimer la valeur du débit en surface avec exactitude.

II.5.2. 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.
- La présence de l'imperfection dans les outils de PLT.

II.6. Conclusion :

Les logs de production sont conçus pour les puits producteurs ou injecteurs, avec le but d'évaluer le puits lui-même et/ou les performances du réservoir.

Simplement, pour les puits producteurs, on a besoin de déterminer la nature du fluide récupéré et de quelle zone il vient, et sa quantité.

Le train du PL peut être relativement simple, une configuration conventionnelle est faite dans les puits verticaux ou déviés, basée sur la supposition que l'outil est centralisé dans le flux, qui mesure le débit massique en utilisant un spinner calibré et puis déterminer le(s) type(s) du fluide(s) en utilisant une suite d'outils généralement incluant la densité, pression et température appliquées aux flux corrélations dans l'Emeraude.

Chapitre III

Etude De Puits 01

III.1. Calcule le facteur Z et Bg :

III.1.1. Propriétés pseudo critiques:

III.1.1.A. Méthode 1: Composition du gaz disponible:

$$p_{pc} = \sum_{i=1} y_i p_{ci}$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1} y_i T_{ci}$$

$$T(^{\circ}R) = (T(^{\circ}C) + 273.15) \times 9/5$$

Tableau III.1. Calcule de la pression Ppc et la température Tpc. [11]

Composition		Pc (Psia)	Tc (°R)	Tc (°C)	Tc (°K)	Pc *Yi(Psi)	Tc*Yi (°K)
N2	5,89	493,1	227,49	-146,77	126,38	29,04	7,44
CO2	0,2	1071	547,91	31,24	304,39	2,14	0,61
C1	80,83	666,4	343,33	-82,41	190,74	538,65	154,17
C2	7,94	706,5	549,92	32,36	305,51	56,10	24,26
C3	2,86	616,4	666,06	96,88	370,03	17,63	10,58
IC4	0,55	527,9	734,46	134,88	408,03	2,90	2,24
NC4	0,94	550,6	765,62	152,19	425,34	5,18	4,00
IC5	0,25	490,4	828	186,85	460,00	1,23	1,15
NC5	0,29	488,6	845	196,29	469,44	1,42	1,36
C5	0,79	490,4	828,8	187,29	460,44	3,87	3,64
C6	0,17	436,9	913,4	234,29	507,44	0,74	0,86
C7+	0,05	360,6	1023,9	295,68	568,83	0,29	0,28
C8	0,03	-	-				
Total	Σ Yi	Pci				659,19	210,61
						Ppc	Tpc

III.1.1.B. Méthode 2: Composition du gaz inconnue:

Les corrélations avec les corrections des impuretés pour un mélange pseudo critique sont aussi valable.

$$p_{pc} = 678 - 50(\gamma_g - 0.5) - 206.7y_{N_2} + 440y_{CO_2} + 606.7y_{H_2S}$$

$$T_{pc} = 326 + 315.7(\gamma_g - 0.5) - 240y_{N_2} - 83.3y_{CO_2} + 133.3y_{H_2S}$$

Tableau III.2. Compositions

	Yi (%)
N2	5,89
CO2	0,2
H2S	0
γ_g	0,686

Tableau III.3. Ppc et Tpc

Ppc	658,41	Psia
Tpc	370,42	° R
Tpc	205,79	°K

III.1.2. Propriétés pseudo réduites :

L'application de température et pression pseudo critique sont utilisé à travers la pression et la température pseudo réduite définie comme :

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

Avec :

Tableau III.4. Les Données HRM

Données HRM	
Ppc (psia)	654,7
Tpc (°K)	214,5

L'utilisation de p_c et T_c permet de calculer le coefficient Z à partir du diagramme de katz :

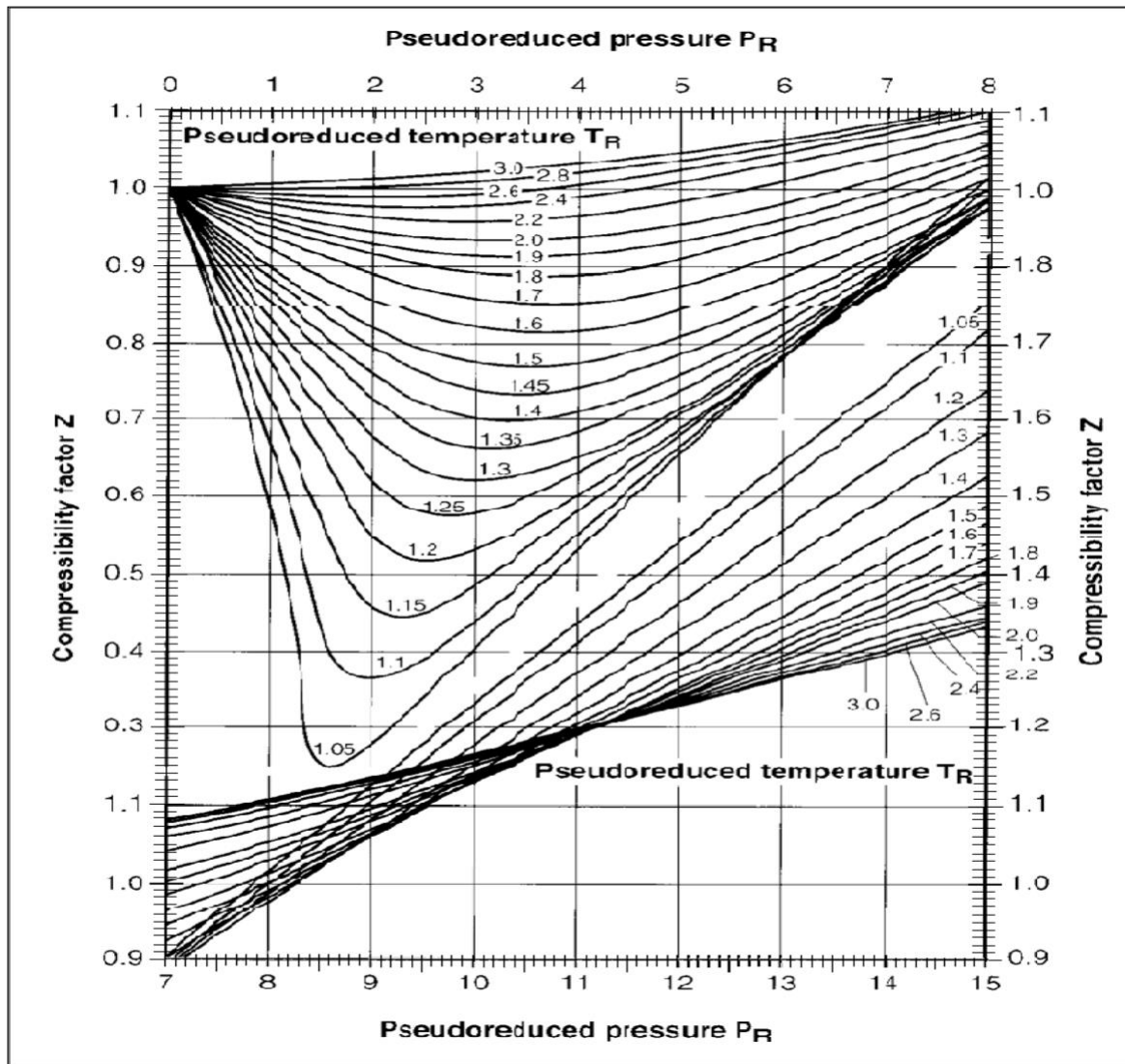


Figure III.1. Graphe du facteur de compressibilités Z [12]

$$B_g = (Z \times 14.5 \times T_{res} (^{\circ}K)) / (P_{res} (psia) \times T_{std} (^{\circ}K))$$

Tableau III.5. Les résultats du Z et Bg [13]

Débit	Points de calcul	Pf (Psia)	Tf (°K)	Ppr	Tpr	Z	Bg
0	A : 2145 m	1562,45	363,41	2,387	1,694	0,868	0,010159
	B : 2170 m	1565,15	363,77	2,391	1,696	0,868	0,010152
	C : 2194,7 m	1567,99	364,44	2,395	1,699	0,868	0,010152
1	A : 2145 m	1395,18	361,7	2,131	1,686	0,88	0,011480
	B : 2170 m	1397,74	361,83	2,135	1,687	0,88	0,011463
	C : 2194,7 m	1400,30	362,37	2,139	1,689	0,88	0,011459
2	A : 2145 m	1480,24	363,11	2,261	1,693	0,87	0,010739
	B : 2170 m	1482,94	363,29	2,265	1,694	0,87	0,010725
	C : 2194,7 m	1485,64	363,66	2,269	1,695	0,87	0,010716
3	A : 2145 m	1531,73	363,92	2,340	1,697	0,87	0,010401
	B : 2170 m	1534,43	364,15	2,344	1,698	0,87	0,010390
	C : 2194,7 m	1537,27	364,45	2,348	1,699	0,87	0,010379

III.2. Calcule de débit :

III.2.1. Calcule threshold :

Dans une zone stable (de préférence puits fermé), relever les valeurs mesurées à la même côte sur les courbes des passes down et up du spinner et câble de vitesse.

$$\text{threshold} = \frac{(\text{Intercept positive}) - (\text{Intercept négative})}{2}$$

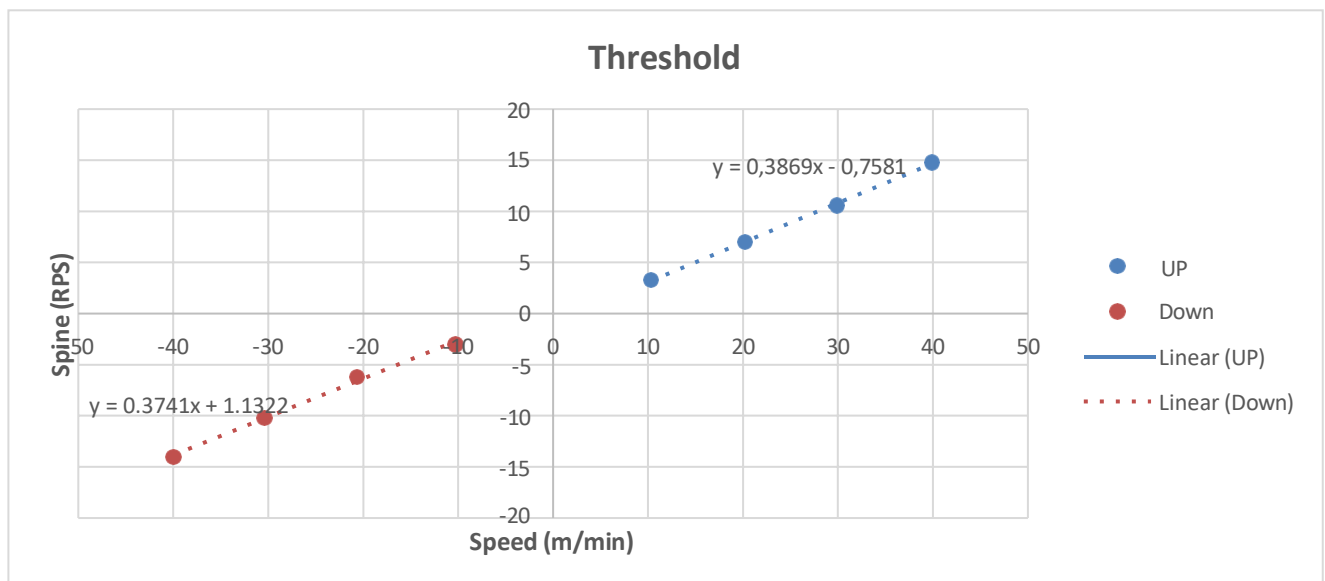


Figure III.2. Graphe de RPS par rapport la vitesse. [14]

Intercept positif :

$$Y_{\text{down}} = 0,3869x - 0,7581$$

$$V_{\text{intercept}} = 0,7581 / 0,3869 = 1.9594 \text{ m/mn}$$

$$\text{Pente} : 0.3869$$

Intercept négatif :

$$Y_{\text{up}} = 0,3741x + 1,1322$$

$$V_{\text{intercept}} = -1,1322 / 0,3741 = -3.03 \text{ m/mn}$$

$$\text{Pente} : 0,3741$$

V intercept +	1.9594
V intercept -	-3,03
Threshold	2.4947

III.2.2. Calcule de la vitesse V apparent :

$$V_{\text{apparent}} = \frac{RPS}{Pente} + \text{threshold}$$

III.2.3. Calcule de la vitesse V moyenne :

- La vitesse du spinner dépend de la forme du profil de vitesse et la section couverte par les lames.
- Pour cela il faut un coefficient de correction Vpcf (Velocity Profile Correction Factor).

$$V_m = V_{pcf} \times V_{app}$$

- Le coefficient de correction (Vpcf) dépend du :

$$Re = \frac{\rho \times V \times D}{\mu}$$

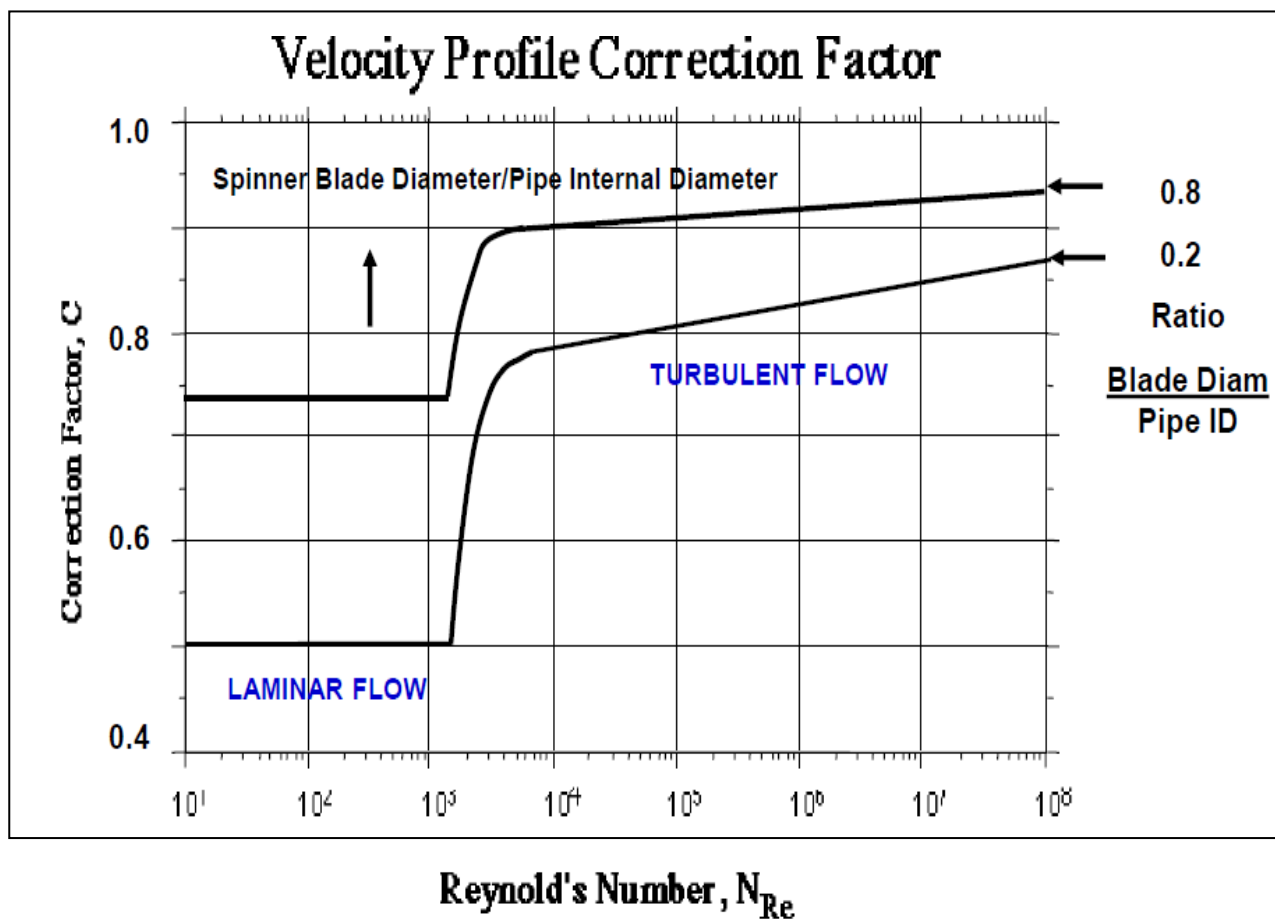


Figure III.3. Facteur de correction CF par rapport nombre de reynold's.[15]

III.2.4. Calcule Qg à partir de Vm :

$$Q_g = \frac{V_m}{B_g \times F}$$

Avec :

- **Qg** : le débit volumétrique de gaz .
- **Vm** : la vitesse moyenne de fluide .
- **F** : c'est une constante spécifique qui dépend des unités utilisées pour la vitesse du fluide et le débit, et peut-être d'autres paramètres.

Tableau.III.6. Vitesse moyenne du fluide en fonction de la taille du tubage.

Qg (m3/D) = Vm (m/min)/ (Bg x F)	
7" (29#)	F=0,0351 (m/min)/(Stm3/J)
7" (32#)	F=0,0361 (m/min)/(Stm3/J)
4"1/2 (9,5#)	F=0,00821 (m/min)/(Stm3/J)
4"1/2 (11,6#)	F=0,00849 (m/min)/(Stm3/J)
4"1/2 (13,5#)	F=0,00894 (m/min)/(Stm3/J)

Ces données ont été extraites du tableau ci-dessous :

AVERAGE FLUID VELOCITY VS CASING SIZE

Description			Fluid velocity for flow rate of:												
Nom OD	Wt	Int diameter	1,000 B/D			10 cu m/hr			100 cu m/D			1,000 cu ft/D			
in. (mm)	lb/ft	in. mm	m/min	cm/sec	ft/min	m/min	cm/sec	ft/min	m/min	cm/sec	ft/min	m/min	cm/sec	ft/min	
4½" (114.3)	9.50	4.090	103.9	13.08	21.8	42.7	19.74	32.9	64.8	8.21	13.7	25.9	2.320	3.867	7.613
	11.60	4.000	101.6	13.44	22.4	44.7	20.40	34.0	66.9	8.45	14.1	27.8	2.426	4.043	7.958
	13.50	3.920	99.6	14.22	23.7	46.6	21.48	35.8	70.5	8.94	14.9	29.3	2.530	4.216	8.299
	15.10	3.826	97.2	15.00	25.0	48.8	22.50	37.5	73.8	9.36	15.6	30.7	2.651	4.419	8.698
5" (127.0)	11.50	4.560	115.8	10.50	17.5	34.4	15.84	26.4	52.0	6.59	11.0	21.6	1.866	3.110	6.123
	13.00	4.494	114.2	10.80	18.0	35.4	16.26	27.1	53.4	6.76	11.3	22.2	1.921	3.202	6.304
	15.00	4.408	112.0	11.28	18.8	36.8	16.98	28.3	55.7	7.06	11.8	23.2	1.997	3.329	6.553
	18.00	4.276	108.6	11.88	19.8	39.1	17.94	29.9	58.9	7.46	12.4	24.5	2.123	3.538	6.964
5½" (139.7)	13.00	5.044	128.1	8.64	14.4	28.1	12.96	21.6	42.5	5.39	8.9	17.7	1.525	2.542	5.004
	14.00	5.012	127.3	8.70	14.5	28.5	13.08	21.8	42.9	5.44	9.1	17.8	1.545	2.575	5.069
	15.50	4.950	125.7	8.94	14.9	29.2	13.44	22.4	44.1	5.59	9.3	18.3	1.584	2.640	5.198
	17.00	4.892	124.3	9.12	15.2	29.9	13.74	22.9	45.1	5.72	9.5	18.7	1.622	2.703	5.320
6" (152.4)	20.00	4.778	121.4	9.60	16.0	31.3	14.40	24.0	47.3	5.99	9.9	19.7	1.700	2.833	5.577
	23.00	4.670	118.6	10.02	16.7	32.8	15.12	25.2	49.6	6.29	10.5	20.6	1.780	2.966	5.838
	17.00	6.135	155.8	5.82	9.7	19.0	8.76	14.6	28.7	3.64	6.1	11.9	1.031	1.719	3.383
	20.00	6.049	153.6	5.94	9.9	19.5	9.00	15.0	29.5	3.74	6.2	12.3	1.061	1.768	3.480
6½" (165.1)	24.00	5.921	150.5	6.24	10.4	20.4	9.42	15.7	30.9	3.92	6.5	12.8	1.107	1.845	3.632
	28.00	5.791	147.1	6.54	10.9	21.3	9.90	16.5	32.5	4.12	6.8	13.5	1.157	1.929	3.797
	32.00	5.675	144.1	6.78	11.3	22.2	10.20	17.0	33.5	4.24	7.1	13.9	1.205	2.008	3.953
	17.00	6.538	166.1	5.10	8.5	16.7	7.68	12.8	25.2	3.19	5.3	10.5	.908	1.513	2.979
7" (177.8)	20.00	6.456	164.0	5.22	8.7	17.2	7.86	13.1	25.8	3.27	5.4	10.7	.931	1.552	3.055
	23.00	6.366	161.7	5.40	9.0	17.6	8.16	13.6	26.8	3.39	5.6	11.1	.958	1.595	3.142
	26.00	6.276	159.4	5.52	9.2	18.2	8.34	13.9	27.4	3.47	5.8	11.4	.985	1.642	3.233
	29.00	6.184	157.1	5.70	9.5	18.7	8.64	14.4	28.4	3.51	6.0	11.8	1.015	1.691	3.329
7½" (190.5)	32.00	6.094	154.8	5.88	9.8	19.3	8.88	14.8	29.1	3.69	6.2	12.1	1.045	1.745	3.429
	35.00	6.004	152.5	6.06	10.1	19.8	9.12	15.2	29.9	3.79	6.3	12.4	1.077	1.794	3.532
	38.00	5.920	150.4	6.24	10.4	20.4	9.42	15.7	30.9	3.92	6.5	12.8	1.107	1.846	3.633
	20.00	7.125	181.0	4.32	7.2	14.1	6.48	10.8	21.3	2.69	4.4	8.86	.764	1.274	2.508
7¾" (193.7)	24.00	7.052	178.4	4.44	7.4	14.5	6.54	10.9	21.5	2.72	4.5	8.94	.786	1.310	2.580
	26.40	6.969	177.0	4.50	7.5	14.7	6.78	11.3	22.2	2.82	4.7	9.23	.799	1.332	2.622
	29.70	6.875	174.6	4.62	7.7	15.1	6.96	11.6	22.8	2.90	4.8	9.48	.821	1.369	2.694
	33.70	6.765	171.8	4.80	8.0	15.6	7.20	12.0	23.6	2.99	4.9	9.81	.848	1.413	2.782
8" (203.2)	39.00	6.625	168.3	4.92	8.2	16.3	7.44	12.4	24.4	3.09	5.2	10.2	.884	1.474	2.901
	24.00	8.097	205.7	3.33	5.55	10.9	5.02	8.38	16.5	2.09	3.5	6.86	.592	.965	1.942
	28.00	8.017	203.6	3.39	5.66	11.1	5.13	8.55	16.8	2.13	3.6	6.98	.604	1.006	1.981
	32.00	7.921	201.2	3.48	5.81	11.4	5.25	8.75	17.2	2.18	3.6	7.15	.618	1.031	2.029
8½" (215.9)	36.00	7.825	198.8	3.55	5.92	11.7	5.35	8.93	17.6	2.23	3.7	7.32	.634	1.056	2.079
	40.00	7.725	196.2	3.63	6.05	12.0	5.46	9.10	17.9	2.27	3.8	7.44	.650	1.084	2.134
	44.00	7.625	193.7	3.75	6.25	12.3	5.64	9.40	18.5	2.35	3.9	7.69	.668	1.113	2.190
	49.00	7.511	190.8	3.87	6.45	12.7	5.82	9.70	19.1	2.42	4.0	7.94	.688	1.147	2.257
9" (228.6)	29.30	9.063	230.2	2.66	4.44	8.70	4.00	6.68	13.1	1.66	2.77	5.45	.472	.767	1.550
	32.30	9.001	228.6	2.69	4.49	8.83	4.05	6.75	13.3	1.68	2.80	5.53	.479	.799	1.572
	36.00	8.921	226.6	2.74	4.58	8.98	4.17	6.95	13.7	1.73	2.89	5.69	.488	.813	1.600
	40.00	8.835	224.4	2.80	4.67	9.16	4.23	7.05	13.9	1.76	2.93	5.78	.497	.829	1.631
9½" (241.3)	43.50	8.755	222.4	2.85	4.75	9.33	4.29	7.15	14.1	1.78	2.97	5.86	.506	.844	1.661
	47.00	8.681	220.5	2.88	4.81	9.49	4.35	7.25	14.3	1.81	3.02	5.95	.515	.859	1.690
	53.50	8.535	216.8	3.00	5.00	9.81	4.51	7.53	14.8	1.88	3.13	6.16	.533	.888	1.746
	32.75	10.192	258.9	2.10	3.50	6.88	3.17	5.28	10.4	1.32	2.19	4.33	.374	.623	1.226
10" (254.0)	40.50	10.050	255.3	2.16	3.60	7.08	3.25	5.42	10.7	1.35	2.25	4.45	.384	.641	1.261
	45.50	9.950	252.7	2.20	3.68	7.22	3.33	5.55	10.9	1.39	2.31	4.53	.392	.653	1.288
	51.00	9.850	250.2	2.25	3.75	7.37	3.39	5.65	11.1	1.41	2.35	4.61	.400	.666	1.317
	55.50	9.760	247.9	2.29	3.82	7.51	3.45	5.75	11.3	1.44	2.39	4.70	.408	.679	1.337
10½" (266.7)	60.70	9.660	245.4	2.34	3.91	7.66	3.52	5.88	11.5	1.46	2.44	4.78	.416	.693	1.364
	65.70	9.560	242.8	2.40	4.00	7.82	3.60	6.00	11.8	1.50	2.49	4.91	.425	.708	1.393
	38.00	11.150	283.2	1.76	2.94	5.75	2.64	4.41	8.66	1.10	1.83	3.60	.312	.520	1.024
	42.00	11.084	281.5	1.77	2.96	5.82	2.67	4.45	8.76	1.11	1.85	3.64	.316	.526	1.036
11" (279.4)	47.00	11.000	279.4	1.81	3.02	5.91	2.73	4.55	8.96	1.14	1.89	3.73	.321	.534	1.052
	54.00	10.880	276.4	1.84	3.08	6.04	2.79	4.65	9.15	1.16	1.93	3.81	.328	.547	1.076
	60.00	10.772	273.6	1.88	3.14	6.16	2.83	4.73	9.29	1.18	1.97	3.86	.334	.557	1.097
	48.00	12.715	323.0	1.35	2.25	4.42	2.04	3.40	6.69	0.85	1.41	2.78	.240	.400	.7875
11¾" (339.7)	54.50	12.615	320.4	1.37	2.29	4.49	2.07	3.46	6.79	0.86	1.44	2.82	.244	.406	.8001
	61.00	12.515	317.9	1.39	2.33	4.56	2.11	3.52	6.92	0.88	1.46	2.87	.248	.413	.8129
	68.00	12.415	315.3	1.41	2.36	4.64	2.13	3.56	6.99	0.89	1.48	2.91	.252	.420	.8261
	72.00	12.347	313.6	1.43	2.39	4.69	2.16	3.60	7.09	0.90	1.49	2.95	.255	.424	.8352
12" (304.8)	55.00	15.376	390.6	0.92	1.54	3.02	1.39	2.32	4.56	0.58	0.86	1.90	.164	.274	.5385
	65.00	15.250	387.4	0.93	1.56	3.07	1.41	2.36	4.63	0.59	0.91	1.92	.167	.278	.5475
	75.00	15.124	384.2	0.95	1.59	3.13	1.44	2.40	4.72	0.60	0.95	1.96	.170	.283	.5566
	84.00	15.010	381.3	0.97	1.62	3.17	1.46	2.44	4.79	0.61	1.02	1.99	.172	.287	.5651
20" (508.0)	94.00	19.124	485.8	0.60	1.00	1.95	0.90	1.50	2.96	0.37	0.62	1.23	.106	.177	.3481

Figure III.4. Vitesse moyenne du fluide en fonction de diamètre de tubage [7]. [16]

Résultats obtenus :

Tableau.III.7. Interprétations des résultats.[17]

			Interprétation du PLT											
Points de mesure	Pt (Bar)	Pp (Bar)	Pf (kgf/cm ²)	Tf (°C)	z	Bg	Threshold	RPS	Pente	Vitesse Moyenne m/min	Qg (stm3/J)	Qg / niveau (stm3/J)	Participation des niveaux %	Observations
A : 2145 m	88	72	108,82	90,26	0,868	0,010159	2,4947	0,00	0,300	2,070636	0	-5 650	-100	Cross flow du C vers le haut, soit 100% dans le A
B : 2170 m			109,01	90,62	0,868	0,010152	2,4947	0	0,302	2,070636	5 650	0	0	
C : 2194,7 m			109,21	91,29	0,868	0,010152	2,4947	0	0,257	2,070636	5 650	5 650	100	
A : 2145 m	74	73	97,06	88,55	0,88	0,011480	2,4947	60,85	0,202	251,95062	607 938	182 766	30	Banc principal est le B avec 69%, suivi du A avec 30%, et faible contribution du C soit 1%.
B : 2170 m			97,24	88,68	0,88	0,011463	2,4947	56,49	0,270	175,94634	425 172	420 166	69	
C : 2194,7 m			97,42	89,22	0,88	0,011459	2,4947	0	0,324	2,070636	5 005	5 005	1	
A : 2145 m	82	73	103,04	89,96	0,87	0,010739	2,4947	40,42	0,233	146,24647	377 227	48 068	13	Banc principal est le B avec 80%, suivi du C avec 13% puis du A avec 7%.
B : 2170 m			103,23	90,14	0,87	0,010725	2,4947	37,38	0,247	127,44174	329 159	301 268	80	
C : 2194,7 m			103,42	90,51	0,87	0,010716	2,4947	3,13	0,298	10,790259	27 892	27 892	7	
A : 2145 m	86	72	106,66	90,77	0,87	0,010401	2,4947	21,77	0,376	50,064444	133 330	-6 449	-5	banc principal est le B avec 91%, suivi du C avec 14%, et un cross flow dans le A de 5%.
B : 2170 m			106,85	91	0,87	0,010390	2,4947	19,9	0,328	52,426615	139 779	121 294	91	
C : 2194,7 m			107,05	91,3	0,87	0,010379	2,4947	1,84	0,315	6,926077	18 485	18 485	14	

III.3. Interprétations

Le tableau III.6 montre l'interprétation détaillée de PLT , qui donne des mesures prises à différents débits de chaque colonne.

III.3.1. Analyse des Débits

Débit 0 :

- Qg/niveau :

- Niveau A : -5650 st m³/J.

- Niveau B : 0 st m³/J.

- Niveau C : 5650 st m³/J.

Participation des niveaux % :

- Niveau A : -100%.

- Niveaux B: 0%.

- Niveau C : 100%.

Cross flow du niveau C vers le haut, soit 100% dans le niveau A.

Débit 1 :

- Qg/niveau:

- Niveau A : 182 766 st m³/J.

- Niveau B : 420 166 st m³/J.

- Niveau C : 5005 st m³/J.

Participation des niveaux % :

- Niveau A : 30%.

- Niveau B : 69%.

- Niveau C : 1%.

Banc principal est le niveau B avec 69%, suivi du niveau A avec 30%, et la faible contribution du niveau C soit 1%.

Débit 2 :

- Qg/niveau :

- Niveau A : 48 068 st m³/J.

- Niveau B : 301 268 st m³/J.

- Niveau C : 27 892 st m³/J.

Participation des niveaux % :

- Niveau A : 7%.

- Niveau B : 80%.
- Niveau C : 13%.

Banc principal est le B avec 80%, suivi du C avec 13% puis du A avec 7%.

Débit 3 :

- Qg/niveau :
- Niveau A : -6 449 st m³/J.
- Niveau B : 121 294 st m³/J.
- Niveau C : 18 485 st m³/J.

Participation des niveaux % :

- Niveau A : -5%.
- Niveau B : 91%.
- Niveau C : 14%.

L'analyse des pourcentages de la contribution de chaque niveau, montre les comportements des flux à différents débits, cela aidant à comprendre la dynamique de la production dans le réservoir (banc principal est le B avec 91%, suivi du C avec 14%, et un cross flow dans le A de 5%).

Le tableau (**Tableau.III.6.**) donne une analyse claire de la répartition de la production de gaz entre différents niveaux dans le puits et montre les contributions relatives de chaque niveau à divers débits.

III.4. Interprétations :

III.4.1. Interprétation de la variation de la Pt en fonction du Qt :

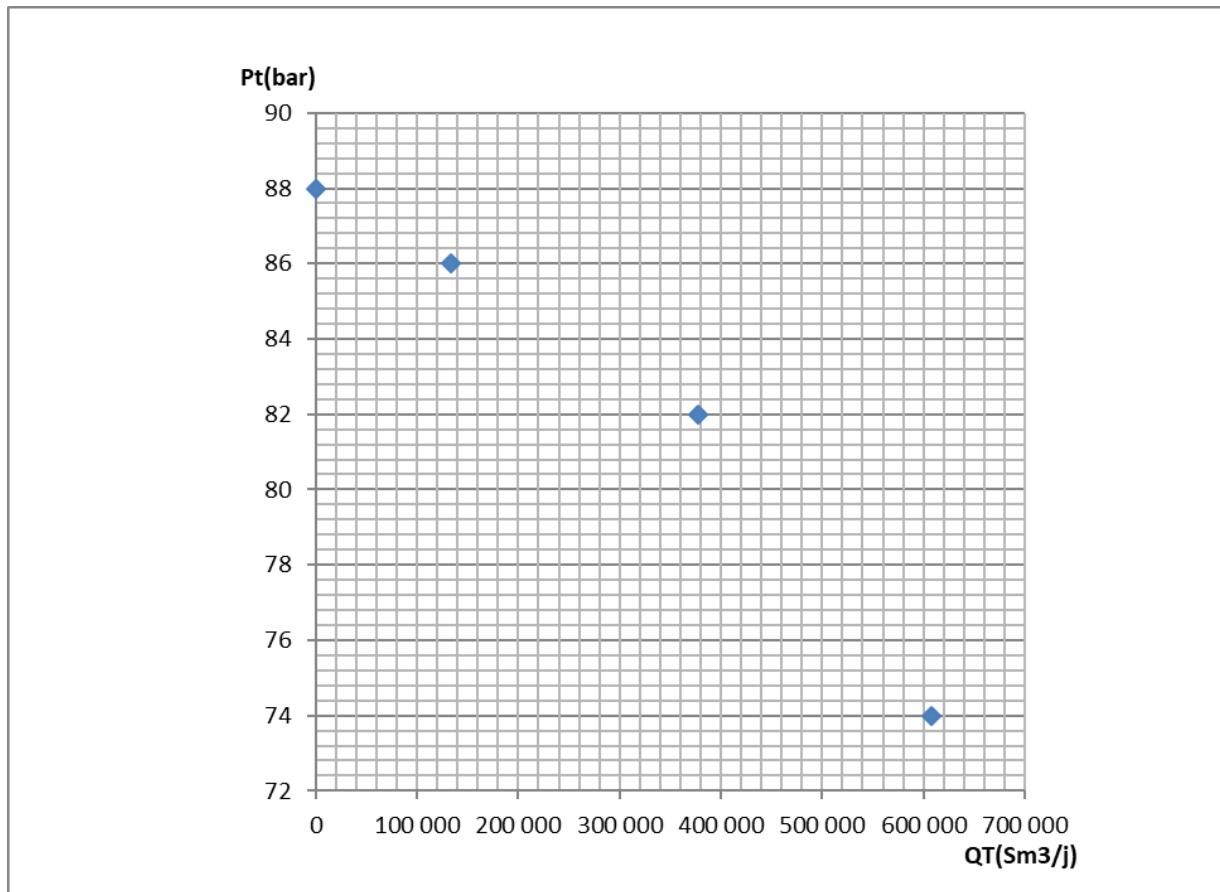


Figure III.5. Graphe de la variation de la Pt en fonction du Qt. [18]

Q(sm3/j)	Pt(bar)
0	88
607 938	74
377 227	82
133 330	86

Le graphique montre une tendance générale où la pression totale (Pt) diminue à mesure que le débit total (Qt) augmente, ce qui est typique dans des scénarios où l'augmentation de la production entraîne une réduction de la pression dans le réservoir.

Débit 0 (sm³/j) : La pression la plus élevée de 88 bar est enregistrée lorsque le débit est nul, ce qui signifie une pression statique élevée.

Débit 1 : La pression diminue fortement à 74 bar avec un débit élevé de 607,938 sm³/j, indiquant une forte production.

Débit 2 : La pression est de 82 bar pour un débit de 377,227 sm³/j, montrant une production modérée.

Débit 3 : La pression est de 86 bar pour un débit de 133,330 sm³/j, représentant une faible production.

Le graphe (**Figure III.5**) montre une corrélation inverse typique entre la pression et le débit dans un puits de production. Cela peut être utilisée pour optimiser les opérations de production et gérer la performance du réservoir.

III.4.2. Interprétations

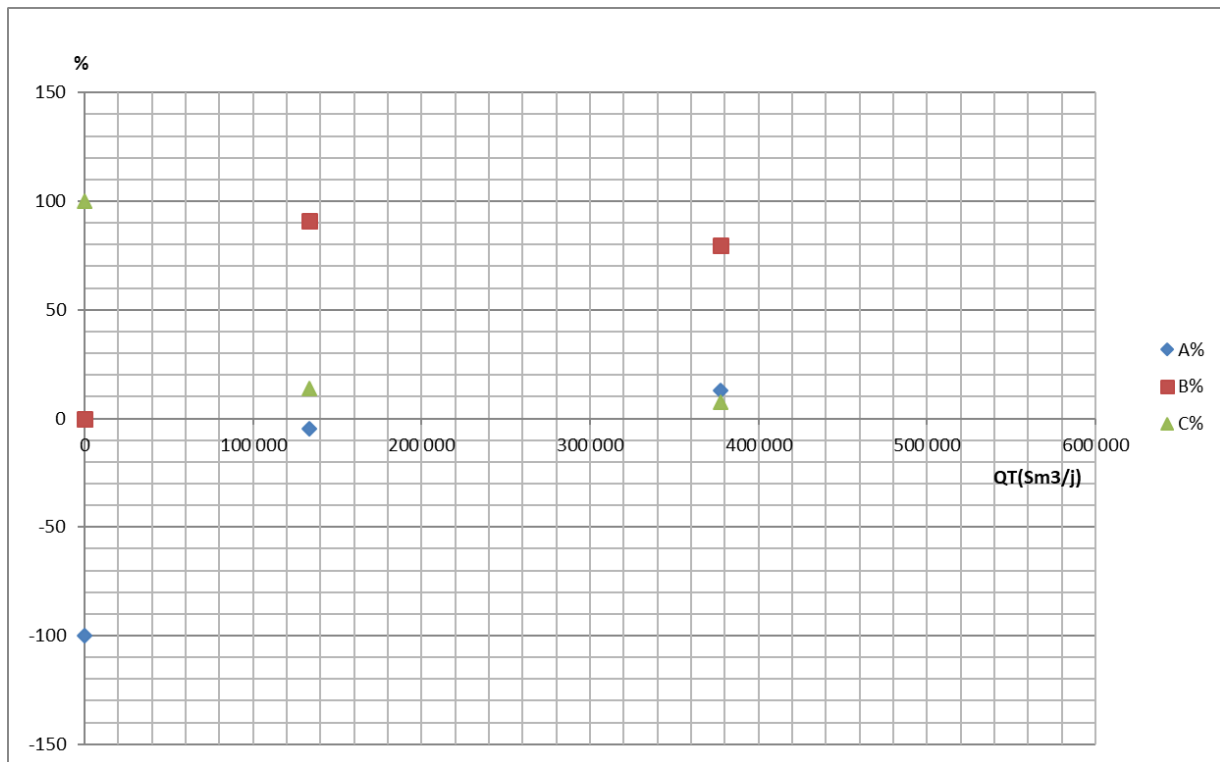


Figure III.6. Graphes Participation des niveaux % avec Qt [19]

Le phénomène observé dans les données est effectivement un cross flow. Initialement, le niveau C est dominant avec 100%, tandis que le niveau A est à -100%.

En augmentant le débit Q, la proportion de C diminue (jusqu'à 1%) tandis que celle du niveau A a augmenté (jusqu'à 30%). Cela indique un échange ou un croisement des proportions de ces deux composants, ce qui entraîne à l'apparition du comportement de cross flow.

Le croisement des proportions entre les deux niveaux A et C peut être crucial pour comprendre les interactions et les dynamiques dans un système où le flux Q change.

CONCLUSION GENERALE

Les opérations du PLT sont devenues un moyen efficace pour analyser le comportement des puits et des réservoirs.

Les outils de logging de production sont indispensables pour la gestion efficace des puits de pétrole et de gaz. Ils fournissent les données nécessaires afin de surveiller et optimiser la production.

Le phénomène de flux croisé (cross-flow) représente un défi important qui peut être efficacement géré grâce à une utilisation appropriée de ces outils. En intégrant les informations obtenues par les logs de production, les ingénieurs peuvent mieux comprendre les dynamiques des réservoirs et mettre en place des stratégies pour maximiser la récupération des hydrocarbures tout en minimisant les pertes et les impacts négatifs.

D'après les résultats obtenus de PLT sur le puits 01 que nous avons analysée, la contribution des trois niveaux (A, B et C), on a conclu la survenue du phénomène cross flow du niveau C vers le niveau A, et cela à cause de la différences de pression entre les niveaux de gisement.

Recommandations

À l'issue de cette étude sur l'utilisation du Production Logging Tool (PLT) dans les puits de production, les recommandations suivantes peuvent être proposées :

- Généraliser l'utilisation des opérations PLT dans les puits producteurs afin d'optimiser la surveillance des performances de production et d'identifier rapidement les anomalies.
- Réaliser des campagnes périodiques de diagraphies de production pour suivre l'évolution des profils d'écoulement et détecter les éventuelles entrées d'eau ou de gaz indésirables.
- Associer les résultats des mesures PLT aux données de pression, de production et aux autres diagraphies afin d'obtenir une meilleure compréhension du comportement du réservoir.
- Renforcer la formation technique des ingénieurs et des opérateurs sur l'interprétation des données PLT afin d'améliorer la prise de décision concernant la gestion des puits.
- Utiliser les résultats des opérations PLT pour optimiser les interventions de maintenance et les opérations de stimulation, tout en réduisant les coûts d'exploitation.
- Développer l'intégration des technologies numériques et des logiciels d'interprétation avancés pour améliorer la précision de l'analyse des données acquises.
- Encourager la réalisation d'études complémentaires sur l'application du PLT dans différents types de réservoirs afin d'améliorer les méthodes d'évaluation et d'optimisation de la production

Références bibliographiques

- [1]. Documentation de Sonatrach DP, Département géologie (service diagraphies), 2016.
- [2]. A.Amiar , Production Logging Tools (PLT), université Kasdi Merbah ouargla, 2009.
- [3]. Documentation de Group Expro, Production Logging Tools, 2002.
- [4]. Mammeri Djamel Eddine, Kafi Abdenmour , La gestion d'un gisement à l'aide des diagraphies de production , université Kasdi Merbah ouargla, 2020.
- [5]: L.CHEBLI, Y.ABBASSI, Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme Master en génie chimique, Thème «CALCUL DES PARAMÈTRES DE FONCTIONNEMENT DU DÉPROPANISEUR (UNITÉ (38) ; TRAITEMENT DE GPL) "MODULE III À HASSI R'MEL"» ; UNIVERSITE MOHAMED KHIDER BISKRA ;2012
- [6] Sonatrach Hassi R'mel division production, permis d'exploitation de champ sud (2000).
- [7] Sonatrach Hassi R'mel division production ,Direction EP, service Engineering & Développement
- [8] Documentation de Sonatrach DP, Direction EP, Département Etude et programme (service géologie)

Références Des Figure

- [1] Documentation de Sonatrach DP, Département Etude et programme (service géologie)
- [2] Documentation de Sonatrach DP, Département Etude et programme (service géologie)
- [3] Documentation de Sonatrach DP, Département Etude et programme (service géologie)
- [4] Ahmed, T. (2019). Reservoir Engineering Handbook (5th Edition). Gulf Professional Publishing. Chapter: Water and Gas Coning
- [5] Boufades, D., Alouache, H. E., Attia, R., & Trya, H. S. A. (2021). L'importance des data PLT dans la détection des percées d'eau des puits producteurs dans la région d'Ohanet. Université Kasdi Merbah Ouargla, Algérie.
- [6] Documentation de Schlumberger. (2024). Wireline Logging
- [7] Documentation de SLB (Schlumberger). Wireline Pressure Control Equipment (PCE).
- [8] Documentation de SLB (Schlumberger). Les outils composants un train PLT
- [9] Documentation de SLB (Schlumberger). Le débitmètre continu.
- [10] Documentation de SLB (Schlumberger). Gradiomanomètre
- [11] , [12] , [13] , [14] , [15] , [16] , [17] , [18] , [19]
- Documentation de Sonatrach Hassi R'mel division production ,Direction EP, service Engineering & Développement