

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle.

Présenté Par :

SEBAA ISMAIL, BEBBA AYOUB, LABDE ISLAM SALAH EDDIN

-THEME-

INTERPRÉTATION DE PRODUCTION LOGGING TOOLS :
ÉTUDE DES CAS DES Puits MD727 et HDZ20.

Soutenu le : 08 / 06 / 2023 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	Mr. KADRI AHMED YACINE	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur:	Mr. OUZAZI MOHAMED	MAA	Univ. Ouargla
Co-Encadreur:	Mr. ALI ZERROUKI AHMED	Prof	Univ. Ouargla
Examineur:	Mr. DJEBBAS FAYCAL	MCB	Univ. Ouargla

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à exprimer notre gratitude envers Dieu, notre créateur, pour le courage et la patience qu'Il nous a accordés tout au long de ce travail. Nous souhaitons également remercier chaleureusement nos parents pour leur soutien inconditionnel.

Nous adressons nos sincères remerciements à notre enseignant, M. ALI ZERROUKI Ahmed, pour ses précieuses orientations et conseils qui ont grandement contribué à la réussite de notre mémoire.

Nous tenons également à exprimer notre profonde reconnaissance envers nos enseignants de l'université de Ouargla, dont les connaissances et l'encadrement nous ont permis d'approfondir notre sujet.

Enfin, nous souhaitons adresser nos remerciements les plus sincères aux membres du jury qui ont accepté de juger notre travail. Nous sommes honorés par leur présence et leurs expertises.

Nous sommes conscients que cette aventure n'aurait pas été possible sans le soutien et les encouragements de ces personnes précieuses. Leurs contributions ont joué un rôle essentiel dans notre parcours académique et nous les en sommes profondément reconnaissants.

Dédicace

Je dédie ce travail

*À ma très chère Maman à mon cher Père, à mes frères et sœurs à
l'âme de mon frère Brahim qui ont été une source constante de soutien et
d'encouragement tout au long de ce parcours*

*À toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de
ce mémoire, je leur dédie mes remerciements les plus sincères mes amis et
collègues, qui ont partagé leurs connaissances et leur expertise, je leur
exprime ma gratitude.*

*Enfin, à toutes les personnes qui, de par leur passion pour la recherche et
leur engagement envers l'excellence, ont inspiré ce travail, je leur dédie ce
mémoire.*

ISMAIL

Dédicace

• Je dédie ce modeste travail avant tout à la lumière de ma vie, la source de mon bonheur et le guide de mon chemin à : *ma très chère maman* <<رحمها الله>>

, à mon cher père.

Qui n'ont jamais cessé de me soutenir et de m'encourager,

- *Aussi à mon petit frère et mes sœurs :*

YAHIA, YASSINE, ABDELATIF,

MOHAMDE ALI, ABDERRHAMANE

- *A toutes mes grandes familles :*

BEBBA

• *A mes amis proches : Riad, ISLAM, TAREK, MOUNIR, TAHAR, YOUNES, BOUHADJA*

ET TOUT MES AMIS.

- *Aussi pour Mes amis collègues :*

ISLAM SALAH EDDINE, ISMAIL.

• *A toutes les personnes de département :*

Production.

• *A mes chers Encadreur: Mr. OUZAZI MOHAMED,*

Mr. ALI ZEROUKI AHMED

MERCI.

BEBBA AYOUB.

Dédicace

DEDICACES

*A mes chers parents pour leur soutien, leur patience A
mes frères et sœur ainsi a toute ma famille.*

*Je dédie ce modeste travail leur encouragement durant
mon parcours scolaire. A tous mes amis,
et à l'ensemble des étudiants de la promotion master
production de l'année 2022/2023*

ISLAM SALAH EDDIN

Résumé :

Dans ce mémoire, nous avons donné un aperçu général sur le bassin de Hassi Messaoud, ainsi que souligné l'importance et les utilisations de la diagraphie de production lors de l'exploitation du puits.

Dans une autre partie du mémoire, nous avons fourni une description détaillée des différentes composantes du train PLT. Dans la pratique, nous avons réalisé l'opération dans deux puits producteurs huile dans le but de comprendre, d'identifier et de diagnostiquer les problèmes de production dans ces puits. Ceci dans le but de proposer des solutions techniques pour augmenter leur taux de production. Nous avons ainsi suggéré la création d'un short radius pour augmenter la production du premier puits, et pour le deuxième puits, nous avons proposé l'installation d'un Plug ou de packers double pour isoler l'eau.

Summary:

In this thesis, we have provided a comprehensive overview of the Hassi Messaoud basin, as well as explained the importance and uses of production logging during the well exploitation process.

In another section of the thesis, we have provided a descriptive explanation of the various components that make up the production logging configuration. In the practical section, we implemented the process in two wells for petroleum production with the purpose of understanding, identifying, and diagnosing production issues in these wells. This was done in order to propose technical solutions to increase their oil production. Therefore, we suggested the creation of a short radius to enhance the production of the first well, and for the second well, we proposed the installation of a Plug or packers to shut of water.

ملخص:

في هذه المذكرة قمنا بإعطاء نظرة شاملة حول حوض حاسي مسعود، كما قمنا بتبيان أهمية واستعمالات دياغرافي الانتاج خلال عملية استغلال البئر.

في جزء اخر من المذكرة وضعنا شرح وصفي لمختلف الاجزاء المكونة لتركيبة دياغرافي الانتاج، وفي الشق التطبيقي قمنا بتنفيذ العملية في بئرين لإنتاج البترول بغرض فهم ومعرفة وتشخيص مشكلات الانتاج في البئرين، و هذا لاقتراح حلول تقنية من اجل رفع انتاجها من البترول بحيث اقترحنا انشاء جزء افقي للرفع من انتاج البئر الأول، اما من اجل البئر الثاني فقمنا باقتراح تركيب عازل او روازم من اجل عزل الماء.

Table des matières

Remerciements.....	I
Dédicace.	II
Résumé.	V
Table de matières.	VI
List des figures.	IX
List des tableaux.	XI
Liste des abréviations et symboles.	XII
INTRDUCTION GENERALE.....	1
Chapitre I : Généralités sur le champ de Hassi Messaoud (HMD).	
I. Présentation du champ de HMD	2
I.1. Situation géographique	2
I.2. Situation géologique	2
I.3. Caractéristiques du gisement et des fluides.....	3
I.4. Subdivisions du réservoir de HMD	4
I.5. La division du champ de Hassi Messaoud.....	6
Chapitre II : Généralités sur les diagrapgies de production (PLT).	
II-1. Définition du PLT.....	7
II.2. L'utilisation du PLT	7
II.2.1. Vérification de la performance du réservoir et ses paramètres	7
II.2.2. Evaluation de la performance de la complétion.....	8
II.2.3. Diagnostic des problèmes de puits	8
II.2.4. L'évaluation d'un traitement du puits	11
II.3. Les mesures du PLT	11
II.3.1. Les enregistrements du PLT	11
II.3.2. Les applications spécifiques des mesures	12
I.4. Les types des opérations du PLT	12
I.4.1. Puits fermé.....	12
II.4.2. Puits ouverte	13
II.5. L'interprétation du PLT	13

II.6. Les équipements utilisés pour la réalisation du PLT	13
II.6.1. L'unité d'enregistrement.....	13
II.6.2. Equipements de contrôle de pression.....	13
II.7. Le train du PLT	15
II.7.1. Les outils du train PLT.....	16
II.7.1.1. Le centralisateur.....	17
II.7.1.2. Débitmètre (Flowmeter).....	18
II.7.1.2.1 Continue spinner Flowmeter "CFS".....	18
II.7.1.2.2 Flowmeter « plein trou » full -bore spinner "FBS".....	19
II.7.1.2.3. Inline flowmeter "ILS".....	19
II.8. Les capteurs de mesure du PLT	20
II.8.1. Capacitance (holdup).....	20
II.8.1.1. Le FloView (PFCS et DEFT).....	20
II.8.1.2. Le GHOST (Gas holdup).....	22
II.8.2. Diamètreur (Caliper).....	24
II.8.3. CCL (Casing Collar Locator).....	24
II.8.4. Gamma Ray.....	25
II.8.5. Densimètre.....	25
II.8.6. Gradiomanomètre.....	25
II.8.7. Manomètre.....	26
II.8.8. Thermomètre.....	27

Chapitre III : Étude des Cas et Interprétation des données du PLT.

III.1. Exposition du puits étudié cas I	28
III.1.1. Les résultats de jaugeage de puits MD727.....	29
III.1.2. L'objectif de l'opération PLT pour le puits MD727.....	29
III.1.3. Les étapes de la réalisation de l'opération PLT.....	30
III.2. Interprétation des résultats graphiques du PLT	30
III.2.1. Interprétation de l'enregistrement du GR (Gamma Ray).....	34
III.2.2. Interprétation de l'enregistrement de Spinner (débitmètre).....	34
III.2.2.1. La nécessité de la calibration de spinner.....	35
III.2.2.2. Calibration de spinner.....	35
III.2.2.3. Calcul du facteur de correction F_{cvp}	36
III.3. Interprétations des enregistrements de Calliper	37

III.4. Interprétations des enregistrements de la Température.....	38
III.5. Interprétations des enregistrements de la pression.....	38
III.6. Interprétation de densimètre	38
III.7. Résultat graphique de l'interprétation de l'opération PLT	38
III.8. Résultat de l'interprétation de l'opération PLT pour le puits MD727	41
III.9. Conclusion du cas I	42
III.10. Exposition du puits étudié cas II.....	44
III.11. Historique de production du puits HDZ20.....	45
III.12. Lecture de l'historique	46
III.13. Les hypothèses du problème (Water Cut)	47
III.14. Diagnostique du problème	47
III.15. Les enregistrements et l'interprétation des enregistrements du PLT	48
III.16. Identification du problème.....	51
Conclusion du cas II	52
CONCLUSION GENERALE	53
Bibliographie.....	XIII

List des Figures.

Fig. I.1: Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.	2
Fig. I.2: Situation géologique du champ de Hassi-Messaoud.	3
Fig. I.3: Coupe stratigraphique.	5
Fig. I.4: Carte des zones du champ de Hassi Messaoud.	6
Fig. II.1 : Les raisons d'utilisation le PLT.	9
Fig. II.2: Unité Wire Line.	14
Fig. II.3 : le camion laboratoire.	14
Fig. II.4 : Equipements de contrôle des hautes pressions.	15
Fig. II.5 : La tête du câble.	16
Fig. II.6 : Le train du PLT.	17
Fig. II.7 : Les outils composants un train PLT.	18
Fig. II.8: le CFC.	19
Fig. II.9: full -bore spinner.	20
Fig. II.10: In-Line flowmeter.	20
Fig. II.11: Le pourcentage de la surface transversale.	21
Fig. II.12: Le FloView Phase continu d'eau.	22
Fig. II.13: Le FloView Phase continu d'huile.	22
Fig. II.14: principes des sondes électrique.	23
Fig. II.15: principe des sondes optiques.	24
Fig. II.16 : la combinaison FloView et GHOST.	24
Fig. II.17: Le diamétreur.	25
Fig. II.18: CCL	25
Fig. II.19: L'outil du Gamma ray.	26
Fig. II.20: Gradiomanomètre.	27
Fig. II.21: Thermomètre à résistance de platine.	28
Fig. III.1: La fiche stratigraphique du puits MD727.	29
Fig. III.2: La fiche de complétion du puits MD727.	32
Fig. III.3: PLT data du puits MD727.	34
Fig. III. 4 : Le graph représentatif de la rotation de spinner en fonction de la vitesse de câble.	36
Fig. III.5: Le courbe de facteur de la correction du profil de la vitesse.	38
Fig. III.6: Interprétation graphique du PLT du puits MD727.	40
Fig. III.7: PLT interprétation et Hold Up.	41

Fig.III.8 : La fiche de complétion du puits HDZ20.	44
Fig.III.9 : Water shut-off.	47
Fig.III.10 : PLT data du puits HDZ20.	48
Fig.III.11 : Image de Holdup du puits HDZ20.	49
Fig.III.12 : PLT interprétation et Holdup du puits HDZ20.	50
Fig.III.13 : Cone d'eau.	51
Fig.III.14 : plug et packers to shut off water.	52

List des Tableaux.

Tableau III.1 : les résultats de jaugeage du puits MD727.	30
Tableau. III.2: Les intervalles des perfos du puits MD727.	33
Tableau.III.3 : Les valeurs de la pente du puits MD727.	37
TableauIII.4 : Les zones productrices et ses taux de production du puits MD727.	42
Tableau. III.5 : les intervalles des perfos du puits HDZ20.	44
Tableau. III.6 : historique de production du puits HDZ20.	45

Liste des abréviations et symboles.

PLT : production logging Tool.

μ : La viscosité (Cp).

CCL: Le Casing Collar Locator.

CFS: Continuous Flow meter spinner.

d: La Densité.

GOR: Gas Oil Ratio(m^3/m^3).

GR: Gamma ray.

HMD : Hassi Messaoud.

hu : La hauteur utile de la couche productrice(m).

m : mètre

Pg : La pression de gisement (Kgf/cm²).

Qg : Débit de gaz(m^3/hr).

Qo : Débit d'huile(m^3/hr).

Qw : Débit d'eau(m^3/hr).

RPS : Révolution par seconde.

SIP: Selective Inflow Performance

WC: Water Cut.

Φ : La porosité.

K : La perméabilité (Darcy).

INTRDUCTION GENERALE

Après avoir achevé le forage d'un puits et entamé sa production, les sociétés cherchent constamment à améliorer le taux de production en utilisant diverses opérations complémentaires et techniques. Afin d'évaluer l'efficacité et les performances de ces opérations et les techniques supplémentaires, l'utilisation de diagraphies de production reste essentielle.

Elles jouent un rôle crucial dans le domaine de l'ingénierie de réservoir, fournissant des mesures instantanées à l'aide de capteurs descendus dans le puits. Ces mesures sont utilisées pour évaluer les performances et analyser les puits producteurs et injecteurs.

En Algérie, les diagraphies de production sont largement utilisées, notamment dans le champ de Hassi Massoud, qui présente de nombreuses applications dans les domaines pétroliers et gaziers. Dans ce champ, une application classique du PLT (Production Logging Tool) consiste à évaluer le potentiel sélectif de production des couches qui s'écoulent simultanément dans le puits. Cela permet de déterminer la contribution de chaque zone à la production totale du puits. Cependant, cette méthode présente certaines limites, car les données qu'elle fournit sont insuffisantes pour calculer les paramètres de réservoir qui influencent l'écoulement des fluides vers le puits.

L'utilisation régulière des diagraphies de production permet également de surveiller et de suivre l'épuisement progressif. En surveillant l'état des puits, il est possible d'optimiser la récupération maximale des ressources.

Dans ce mémoire on a suivi un plan de travail commence par une introduction générale suivi par 3 chapitres et une conclusion générale, le 1er chapitre donne des informations générales sur le champ de HMD, le 2^{ème} chapitre présente comporte l'utilisation et la composition du PLT, le 3^{ème} chapitre c'est la partie pratique du mémoire avec l'étude de 2 cas.

Le premier cas vise à localiser et évaluer la performance des perforations réalisées dans le puits MD727, et de proposer des techniques pour améliorer le taux de production. Le deuxième cas sert à identifier l'origine d'un cône d'eau dans le puits HDZ20, et également proposer des solutions.

Chapitre I :
Généralités sur le champ de
Hassi Messaoud (HMD).

I. Présentation du champ de HMD

I.1. Situation géographique

Le champ de Hassi-Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien à 85Km du chef-lieu d'Ouargla, à 850 Km au Sud-est d'Alger et à 350 Km de la frontière Algeria-tunisienne. La superficie du champ atteint 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt, au Sud par Gassi-Touil, à l'Ouest par Ouargla et à l'Est par El Bourma [1].

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

X= 790,000 – 840,000 Est.

Y= 110,000 – 150,000 Nord.



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

I.2. Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud est situé dans la province centrale du Trias. C'est le plus grand champ pétrolier d'Algérie en termes de taille et de réserves (Fig. I.2). Par rapport aux autres gisements. Hassi Messaoud est un champ limité :

- Dans les gisements de Ouargla au Nord-ouest (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui),
- Au Sud-ouest des gisements El Gassi, Zotti et El Agreb,
- Sud-Est des gisements de Rhourde El Baguel et Mesdar.

Résultat d'une histoire paléo-tectonique assez complexe, le Dôme de Hassi Messaoud est un prolongement de la dorsale Amguid El Biod longue de plus de 800 kilomètres. Sa structure fait partie d'un groupe de structures qui ont formé la province du Trias du Nord-Est. Géologiquement, il est limité à l'Ouest par la dépression de l'Oued Mya, S'étendant vers le Sud jusqu'au môle d'Amguid El Biod. Aller vers le Nord par l'ouvrage Djamaa-Touggourt. A L'Est, il est limité par Dahar Shoal, Rhude El Baguel et la dépression de Berkine.

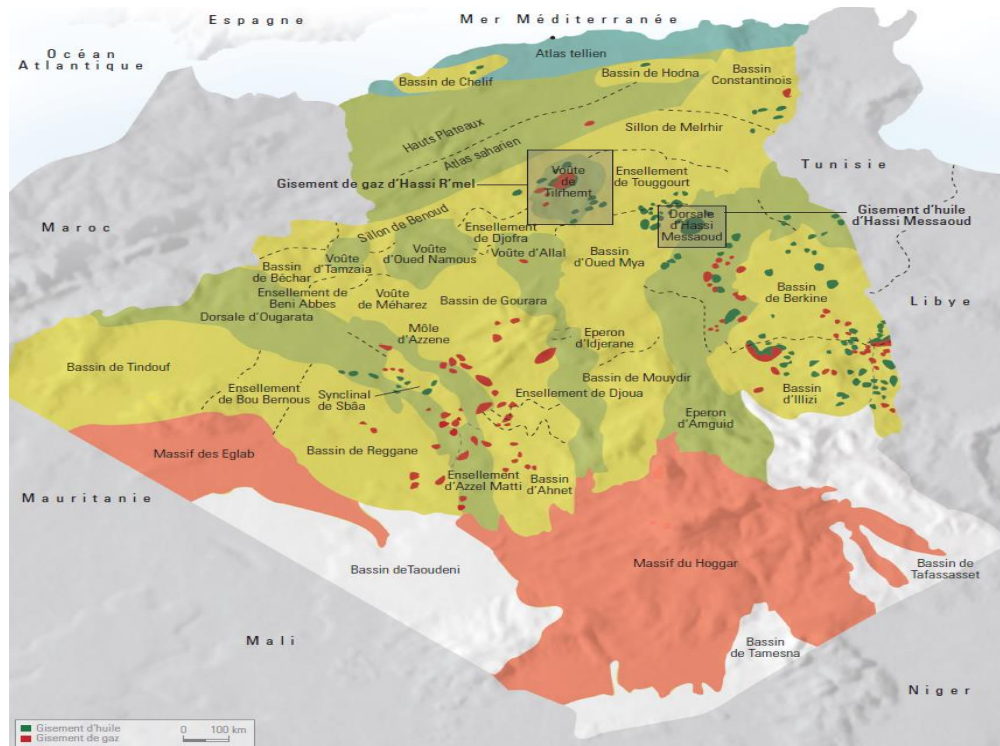


Fig. I.2: Situation géologique du champ de Hassi-Messaoud.

I.3. Caractéristiques du gisement et des fluides

- Formation (Cambro-Ordovicien).
- Épaisseur (jusqu'à 200 m).
- Profondeur (entre 3100 et 3380 m).
- La pression de gisement variable : $P_g = 120$ à 400 Kgf/cm^2 .
- La température de gisement est de : $T = 118^\circ\text{C}$.
- La porosité moyenne est de : $\Phi = 5$ à 10% .
- La perméabilité est très variable : $K = 0$ à 1 Darcy .
- Huile légère.
- Densité moyenne en surface : $d_o = 0,8$; ($\text{API} = 45,4$).

- Le GOR de dissolution est variable : $GOR = 100$ à $5000 \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- La viscosité: $\mu_o = 0,2 \text{ Cp}$.
- Le facteur volumétrique de fond moyen : $Bo = 1,7 \text{ stdm}^3/\text{m}^3$.

Le type de drainage a été en premier lieu pour l'ensemble du champ de Hassi Messaoud, la déplétion naturelle est caractérisée par : Une forte pression initiale, un écart important de cette pression avec la pression de bulle et une forte compressibilité [1].

I.4. Subdivisions du réservoir de HMD

Le grès de Hassi Messaoud est subdivisé en quatre unités, Ri, Ra, R2 et R3, dont :

- Zone Ri : grès fin, zone généralement très resserrée (13% des réserves).
- Zone Ra : Grès anisométrique, principal réservoir de Hassi Messaoud (68% des réserves).

Le niveau est divisé in trois zones:

- Zone grossière supérieure : ou drain D4.
 - Zone intermédiaire : ou drain D3.
 - Zone grossière inférieure : divisée en 3 drains : D1, ID (drain interne), D2.
- Zone R2 : grès grossier à plus argileux, la partie supérieure montre peu de propriétés réservoir (représentant 19% des réserves). Elle est divisée en deux sous-couches : R2c, qui peut contenir des aquifères, et R2ab, plus perméable.
 - Zone R3 : Zone très grossière à micro-conglomératique, très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier.

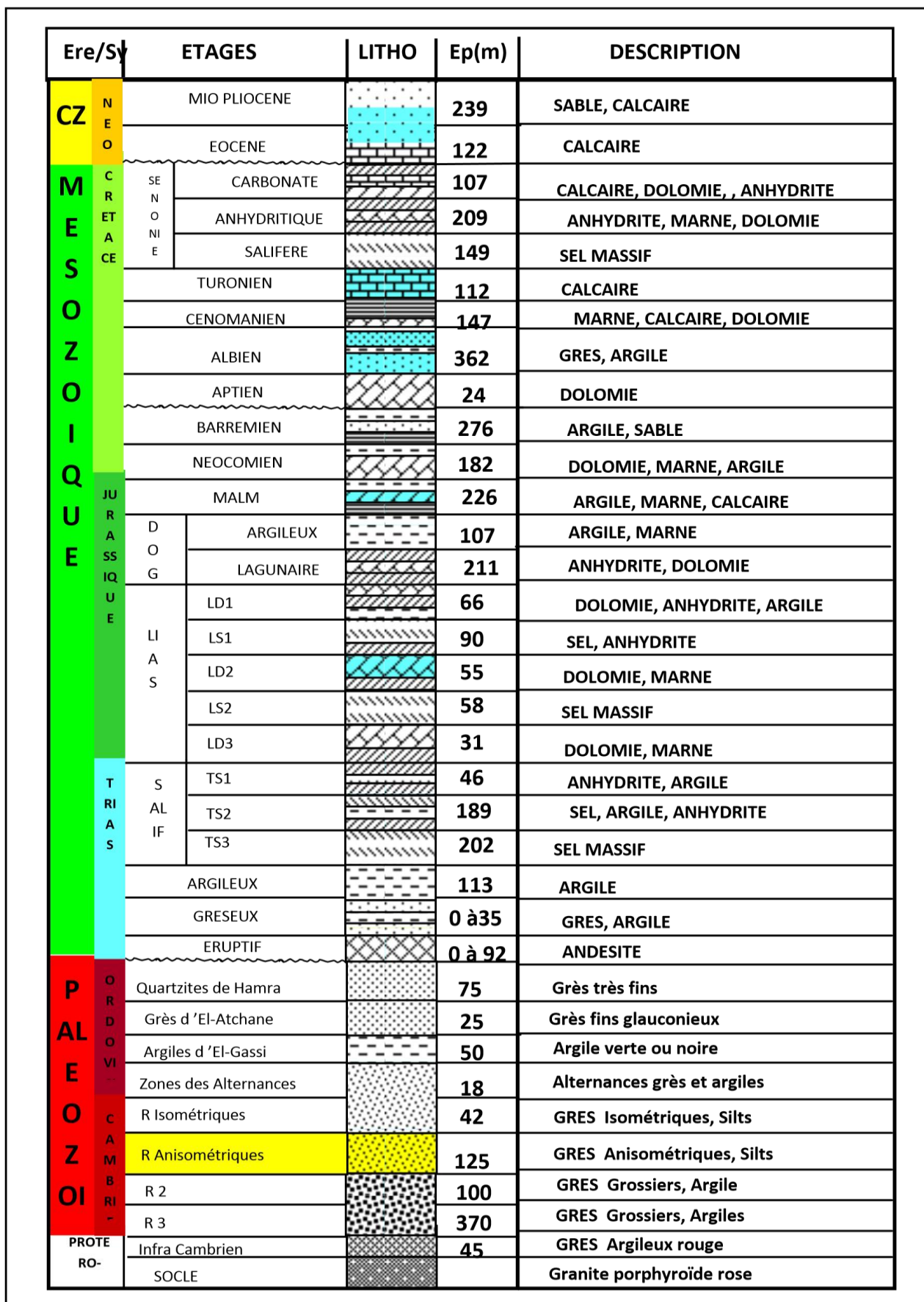


Fig. I.3: Coupe stratigraphique.

I.5. La division du champ de Hassi Messaoud

Le champ « Hassi Messaoud » est subdivisé en 25 zones dites de production d'étendue variable, qui sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits interconnectés qui se comportent de manière identique du point de vue de la pression du réservoir. Les puits de pétrole situés dans la même zone extraient conjointement une certaine quantité de pétrole(Fig.I.4) [1].

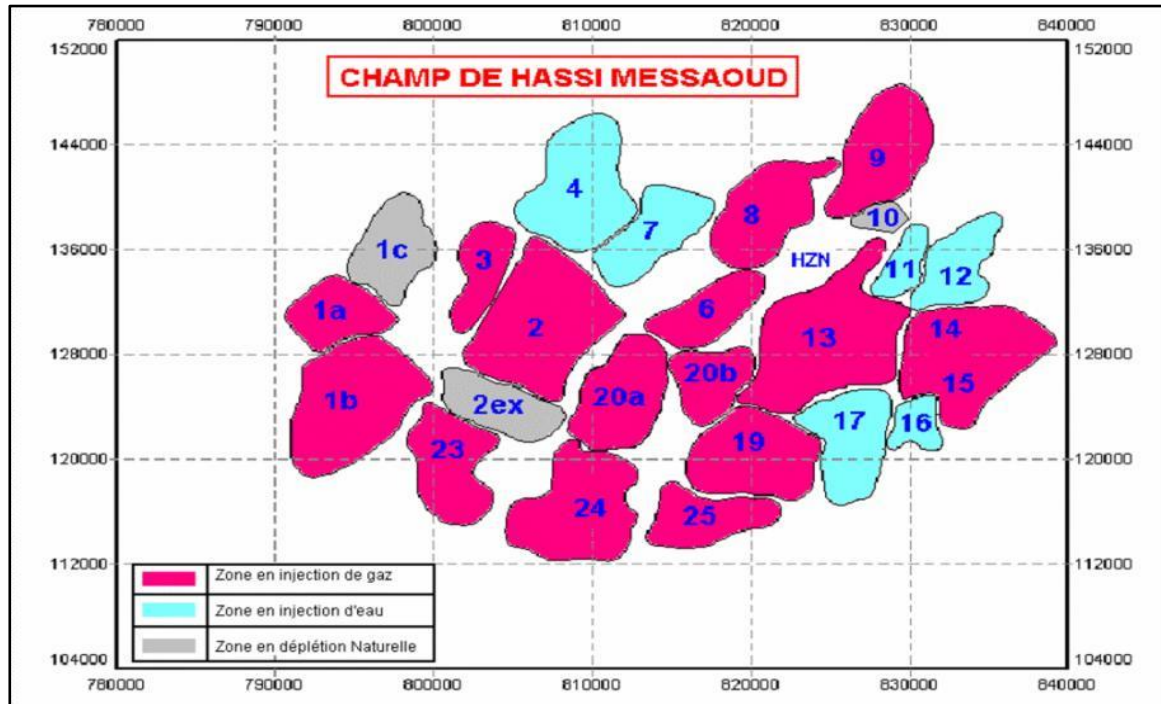


Fig. I.4: Carte des zones du champ de Hassi Messaoud.

Chapitre II :
Généralités sur les diagraphies de
production (PLT).

II-1. Définition du PLT

Le PLT est un ensemble des outils utilisés pour effectuer les enregistrements de la diagraphie de production. C'est un enregistrement continu le long du puits des paramètres physiques du sous-sol (la vitesse de fluide, la température, la pression, la densité...), qui ont pour but, de déterminer (le débit, le point d'entrée du gaz ou d'eau...etc.). Typiquement, le train des outils du PLT est composé d'un ou plusieurs débitmètres, un manomètre, une jauge de température, et un outil de densité.

Les outils de diagraphie de production (PLT) sont utilisés pour déterminer les intervalles de production du pétrole et du gaz, les venues d'eau ou du gaz, les proportions d'absorptions de chaque zone dans les puits d'injection, et de recueillir les données de fluide qui sont utilisées par les compagnies pétrolières afin de maximiser la récupération des hydrocarbures ou de gérer les profils des fluides pour les puits d'injection. Ces outils sont combinés, leurs configurations sont bien définies dans la planification de l'opération du PLT.

Le PLT s'impose dans les prévisions comme un outil indispensable, car il permet de mesurer le (SIP) et les enregistrements de fond en régime transitoire.

II.2. L'utilisation du PLT

Le PLT est utilisé en plusieurs usages qui dépendent à la fois de type du réservoir, des conditions du puits et des problèmes rencontrés un tubing sous pression, ce qui impose l'utilisation d'un équipement de contrôle de hautes pressions. Les outils doivent avoir un diamètre tel qu'ils pouvaient descendre dans les tubings de production. Ces outils sont simples (débitmètre, gradiomanomètre...etc.), soit combinés comme la production Logging Tools (PLT).

Parmi les principaux usages du PLT on peut citer :

II.2.1. Vérification de la performance du réservoir et ses paramètres

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

- Prédiction de la performance d'un nouveau puits.
- Détermination du profil de production : La détermination du profil de production de puits et la vérification de ses performances par rapport aux attentes. La détermination de la pression des couches dans les puits multicouches.
- Détermination du profil d'injection (proportions) : La détermination du profil d'injection d'eau ou du gaz.

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

II.2.2. Evaluation de la performance de la complétion

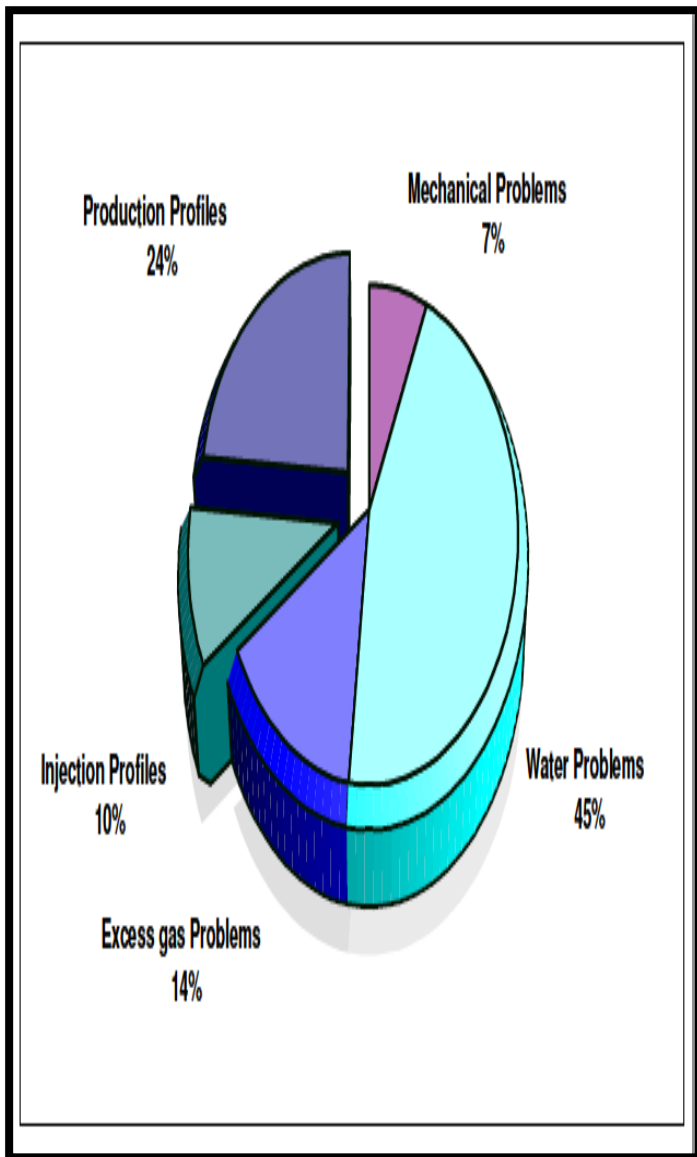
- Efficacité de la perforation.
- Evaluation de l'opération de stimulation.
- Identification de l'endommagement due à la complétion

II.2.3. Diagnostique des problèmes de puits

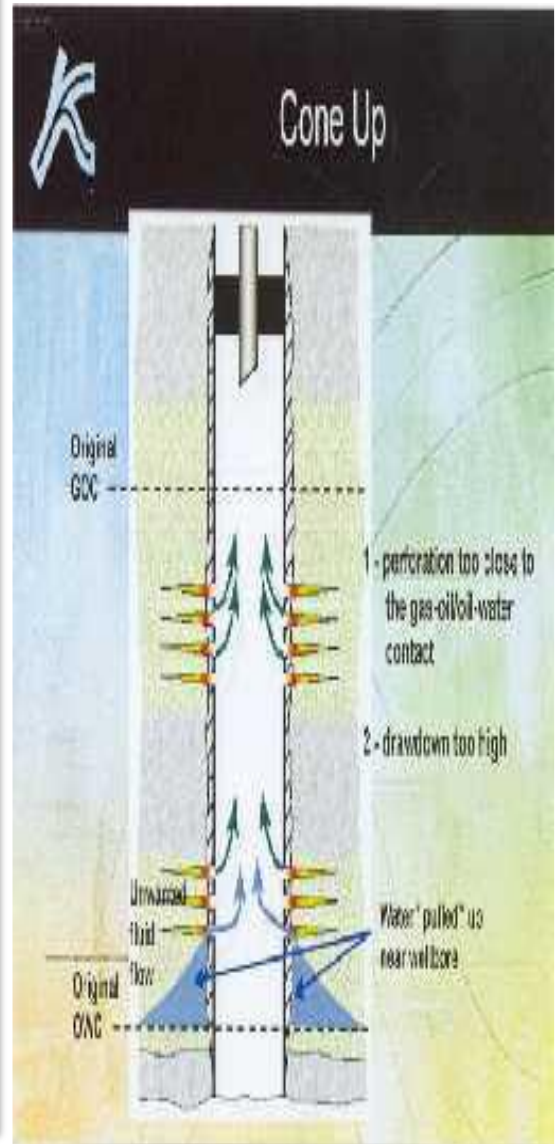
- **Venue d'eau :** La majorité des outils de PLT sont effectués à cause du volume d'eau indésirable produit. La venue d'eau est un phénomène qui coute très chère. La localisation de son origine est une opération essentielle pour la planification des travaux de réparation dans les puits concernés.
- **Percée du gaz :** Ce problème limite le flux du pétrole. Dans certains cas, la localisation de la source de production du gaz est très importante pour planifier le travail d'intervention dans les puits.
- **Les fuites et les problèmes mécaniques :** Les grands problèmes mécaniques, tels que, les trous dans les tubes qui peuvent être localisés à l'aide des outils de diagaphies de production, les fuites de tubage qui doivent être réparées et les perforations bloquées qui peuvent être identifiés.

- Ecoulement arrière du casing.
- Cross flow.
- Detection des communications.
- Les intervalles responsables des venues des fluides indésirables (coning, contamination du fluide de formation).

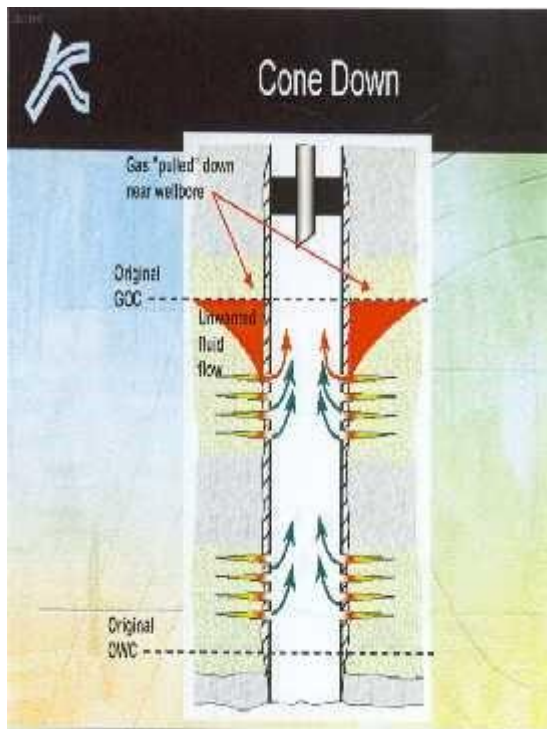
Les figures suivantes montrent les différentes utilisations du PLT dans les puits de la production



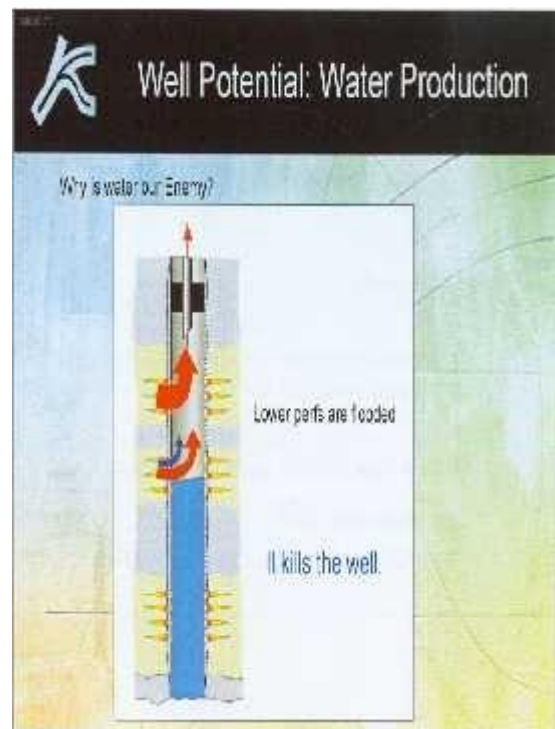
a. Le pourcentage d'utilisation du PLT.



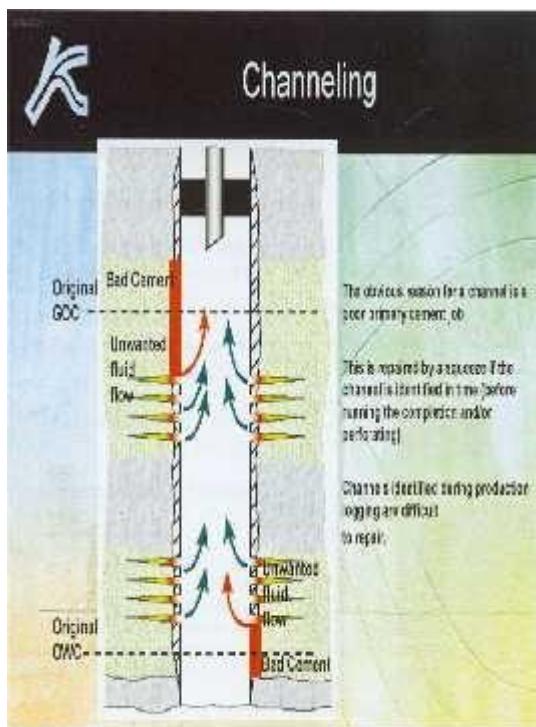
b. PLT (cone up).



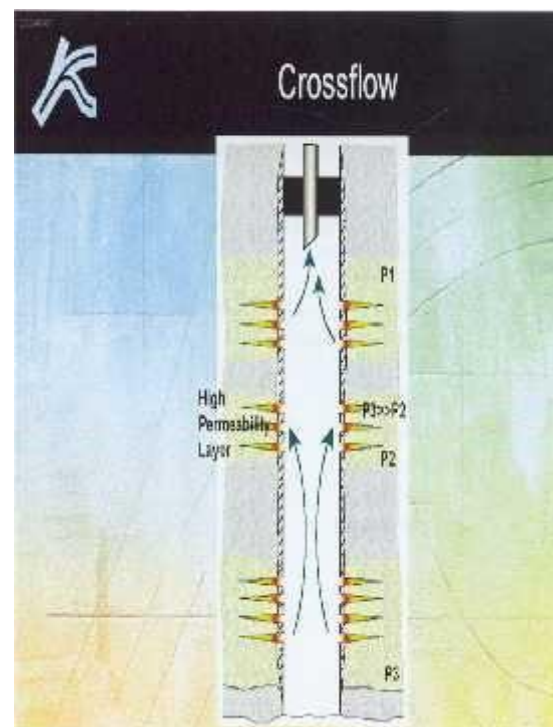
c. cone down.



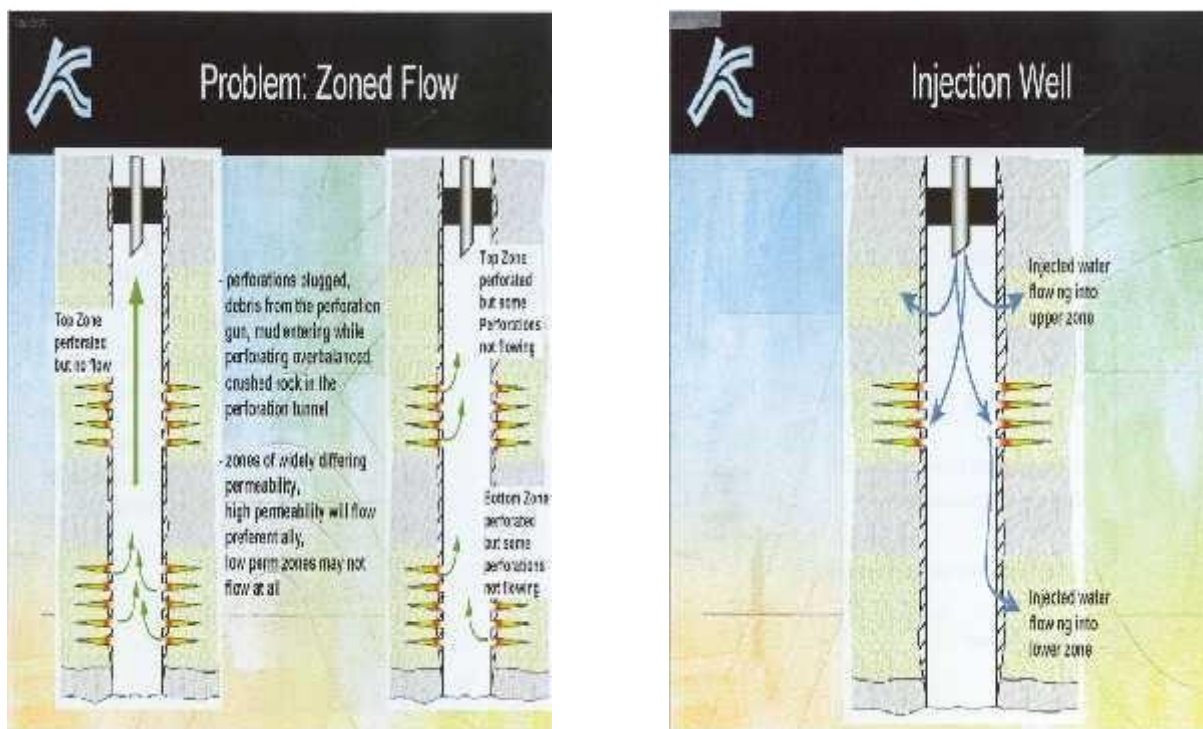
d. production de l'eau.



e. (channeling).



f. (cross flow).



g. zone d'écoulement.

h. puits d'injection.

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

II.2.4. L'évaluation d'un traitement du puits

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

II.3. Les mesures du PLT

II.3.1. Les enregistrements du PLT

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

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

II.3.2. Les applications spécifiques des mesures

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

❖ **Le débitmètre:**

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

❖ **Le thermomètre:**

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

❖ **La Densité de fluide:**

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

❖ **Le manomètre:**

- Interpretation des Well-test.
- L'extension du réservoir et ses limites.
- La conversion des fluides.
- La détection de très faibles variations de pression.
- Les interférences entre puits.
- La recherche des fuites dans les tubings et tubages.
- Les mesures du gradient dans une colonne statique.
- Les études de colmatage des puits.

I.4. Les types des opérations du PLT

I.4.1. Puits fermé

- Déterminer les niveaux de fluide.
- Détecter le Cross-flow.
- Log de référence (ex : température).
- Calibration de débitmètre.

II.4.2. Puits ouverte

- Déterminer les intervalles d'intérêt.
- Pression, débit et Densité.
- Profile de production ou d'injection.
- Zone de production ou d'absorption.

II.5. L'interprétation du PLT

L'interprétation du PLT passe par deux types d'analyses : qualitative et quantitative. La première est basée sur l'enregistrement de la pression et de la température, la deuxième utilise l'enregistrement de débit et densité.

II.6. Les équipements utilisés pour la réalisation du PLT

II.6.1. L'unité d'enregistrement

Les enregistrements du PLT peuvent se faire en mode directe avec un camion laboratoire Wire-line (Fig. II.2et II.3) en lecture directe pendant l'enregistrement 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, selon profondeur.



Fig. II.2: Unité Wire Line.

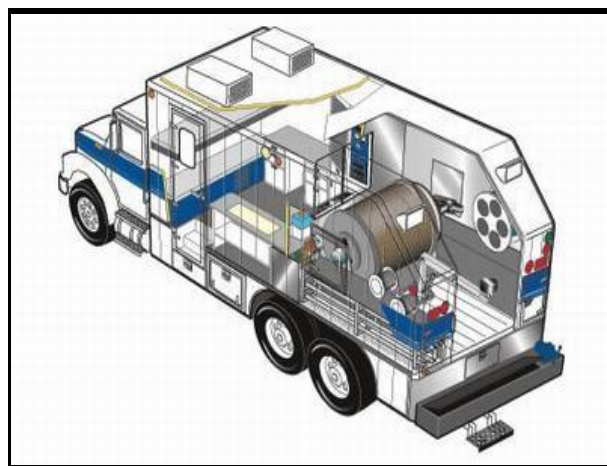


Fig. II.3 : le camion laboratoire.

II.6.2. Equipements de contrôle de pression

Pour qu'on garde la sécurité, et parce que l'opération de PLT se déroule dans un puits en production (souvent sous pression), on utilise des équipements spéciaux à la tête du puits pendant la descente ou la remontée des outils.

Parmi, ces équipements de sécurité, le plus important est :

- Un BOP : il sert à la fermeture rapide du puits en cas de fuite, placé entre la vanne de curage et le SAS
- Un SAS qui peut atteindre 10 m de longueur pour loger les outils.

Tous les équipements de contrôle de pression sont donnés dans la **Fig. II.4**.

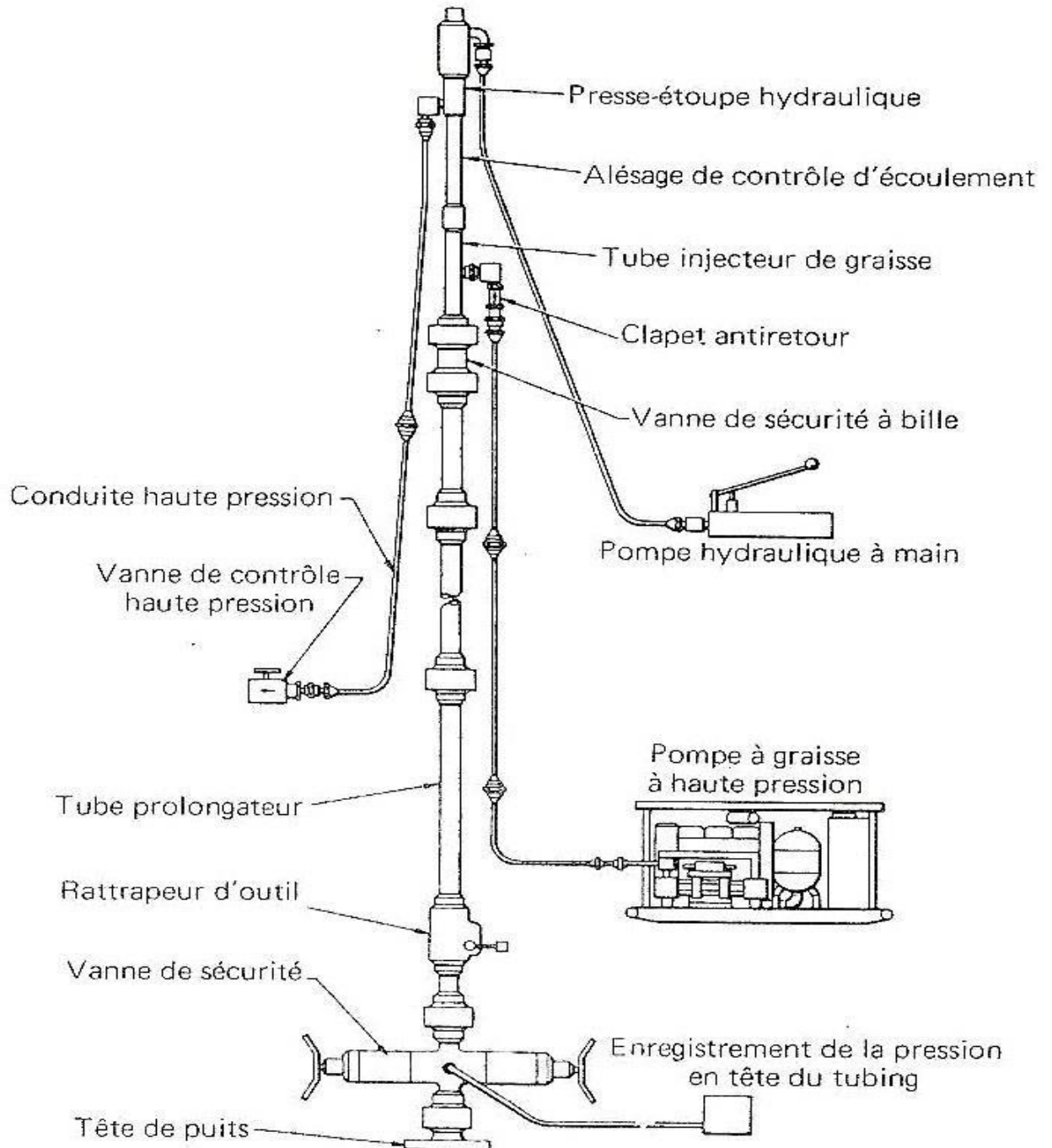


Fig. II. 4 : Equipements de contrôle des hautes pressions.

II.7. Le train du PLT

La tête du câble ou La télémétrie

La chaîne des outils de PLT est connectée directement à la tête du câble, cette dernière assure une connexion mécanique et électrique entre le câble d'enregistrement et le train des outils (Fig.II.5). La télémétrie transmise les données à partir du fond du puits jusqu'à système d'acquisition en temps réel.



Fig. II.5 : La tête du câble.

Les capteurs du train PLT sont combinés en une chaîne avec un ordre précis (Fig. II.6), la répartition des outils est la suivante :

- ❖ Les outils PBMS :
 - 1-Recorder ou télémétrie connexion.
 - 2-CCL.
 - 3-Outils du Gamma-ray
 - 4-Thermomètre.
 - 5-Manomètre.
- ❖ Les outils PGMS :
 - 6-Outil de gradiomanomètre.
- ❖ Les outils PUCS :
 - 7-Les gauges de pression.
- ❖ Les outils PFCS :
 - 8- Le diamètreur.
 - 9-Le débitmètre (FBS, CFS et Inline spinners).
- ❖ Les outils Holdup :
 - 10-GHOST.
 - 11-Flo-view.

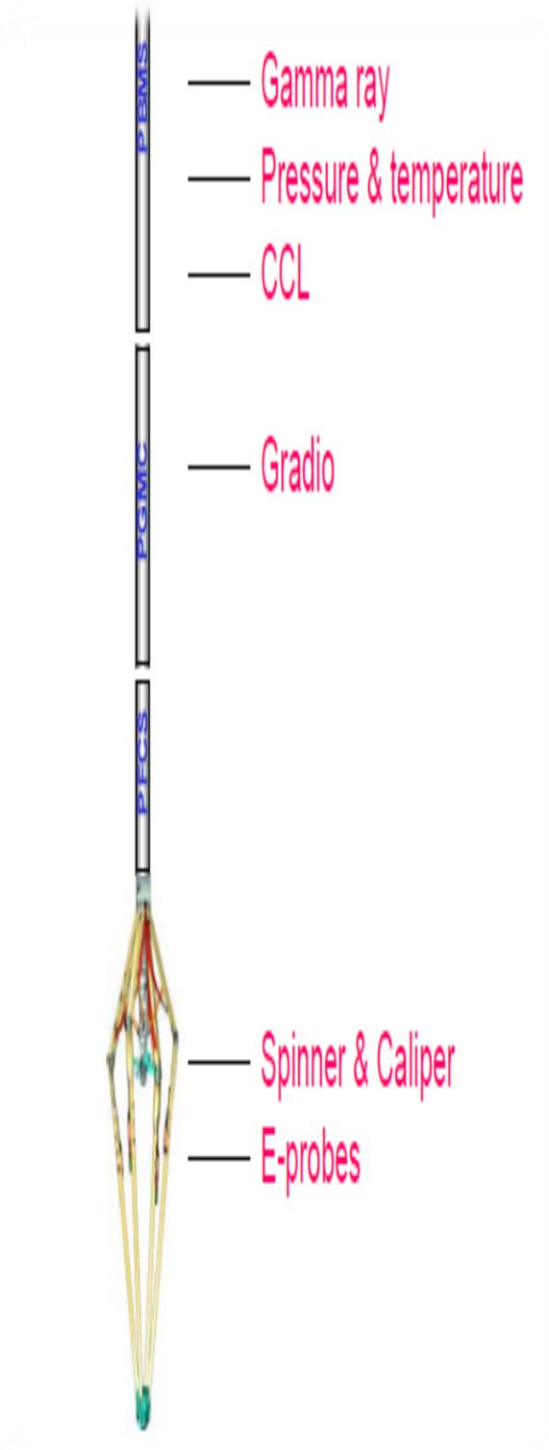


Fig. II.6 : Le train du PLT.

II.7.1. Les outils du train PLT

Le train de PLT se comporte plusieurs capteurs, chaque capteur a une utilisation spécifique,

Les outils du train PLT sont utilisés généralement en combinaison (Fig. II.7) .

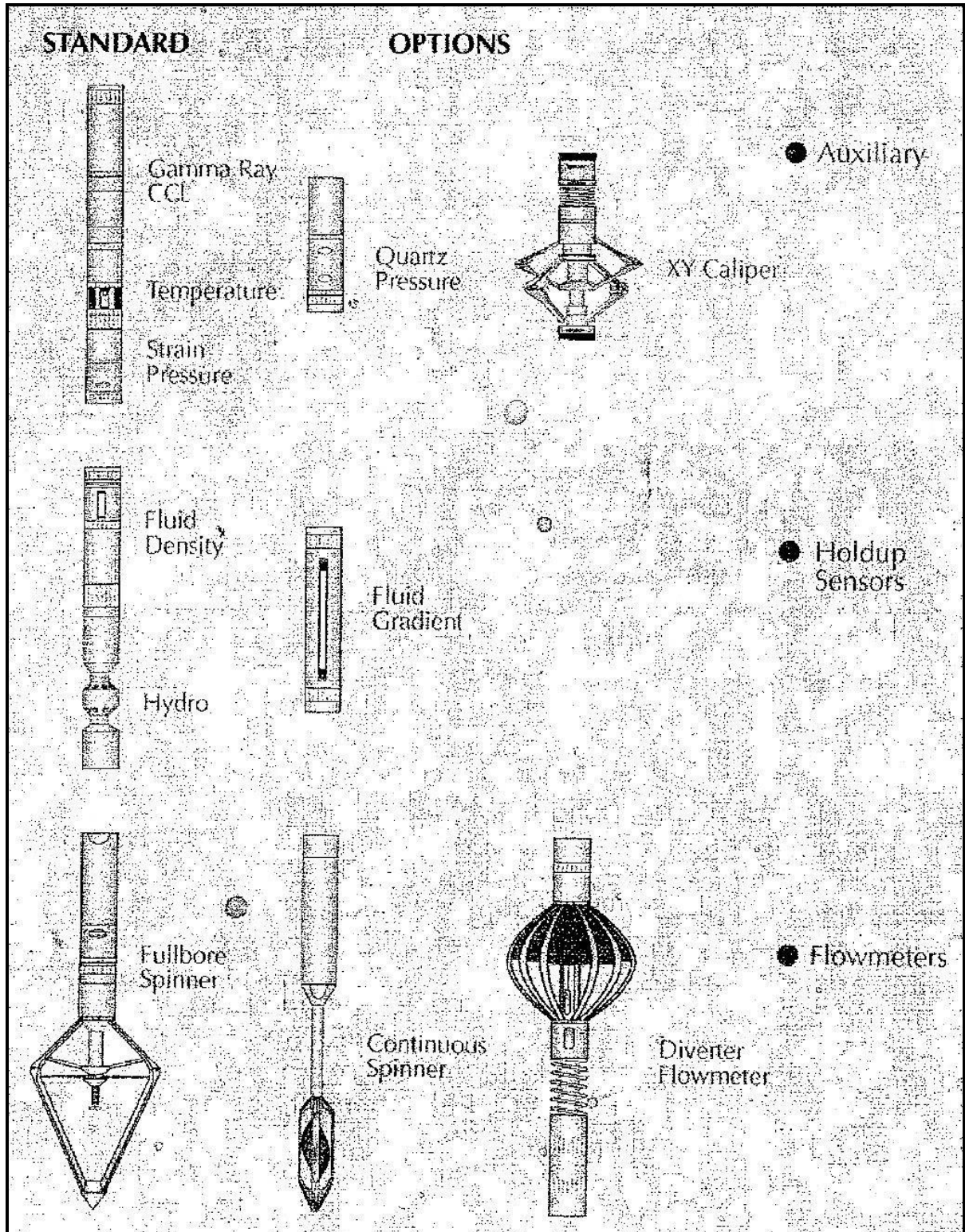


Fig. II.7 : Les outils composants un train PLT.

II.7.1.1. Le centralisateur

Un outil contient plusieurs bras utilisés pour centraliser le train du PLT, ceci aide à la précision des mesures des capteurs combinés.

II.7.1.2. Débitmètre (Flowmeter)

La mesure de la vitesse du fluide se fait à l'aide d'un spinner.

Le spinner est un outil de mesure qui comporte des lames rotatives sensibles (Hélice), ces lames tournent lorsque le fluide se déplace à travers le spinner.

Sur les équipements de surface :

On enregistre un courant électrique qui est généré par la rotation des lames et transmette en surface par un câble électrique.

Le courant électrique se transforme en rotation par seconde (RPS)

- Le spinner se caractérise par une vitesse critique appelée Seuil (threshold), au –dessous de cette vitesse l'hélice ne peut pas tourner.

II.7.1.2.1 Continue spinner Flowmeter “CFS”

Le CFS est un variant de débitmètre, Il sert à la mesure de débit dans les conditions de fond (Fig. II.8).

La partie inférieure de spinner est couvrir par un corps cylindrique,

- Le CFS est utilisé dans les régimes monophasiques
- Possible d'utiliser dans le tubing et le casing
- Sensible aux problèmes de colmatage avec des débris.



Fig. II.8: le CFC.

II.7.1.2.2 Flowmeter « plein trou » full -bore spinner “FBS”

Les lames de cet outil sont recouvertes par une cage à six bras et disposées par un ressort qui centra le spinner au milieu du flux et soutient le poids de l'outil dans les puits déviés. L'ouverture maximale des lames servent à balayer une grande surface (Fig. II.9).

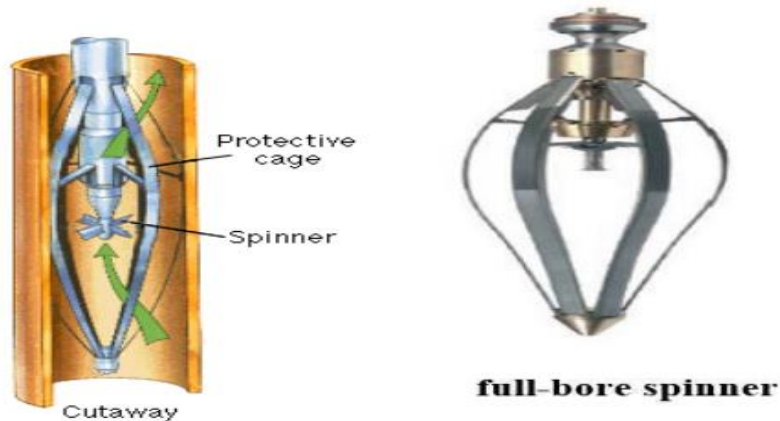


Fig. II.9: full -bore spinner.

II.7.1.2.3. Inline flowmeter “ILS”

Le Inline est un outil qui peut se déplacer le long du train grâce à la présence d'une double connexion (Fig. II.10).

L'outil a un faible seuil (threshold).

Il est utilisable pour les puits à faible débit et à diamètre réduit.

Utilisé aussi pour des forts débits et des vitesses élevées.



In-Line spinner

Fig. II.10: In-Line flowmeter.

II.8. Les capteurs de mesure du PLT

II.8.1. Capacitance (holdup)

L'holdup est le pourcentage de la surface transversale de la conduite occupée par la phase [8].

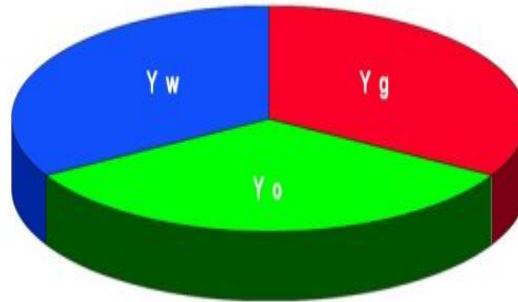


Fig. II.11: Le pourcentage de la surface transversale.

Où :

$$Y_w + Y_g + Y_o = 1 \quad (\text{II.1})$$

Y_w : holdup d'eau.

Y_g : holdup de gaz.

Y_o : holdup d'huile.

Pour identifier les fluides et les phases à n'importe quelle profondeur on utilise deux genres de mesure

II.8.1.1. Le FloView (PFCS et DEFT)

Cet outil se compose de quatre ou six water probes holdup, la distinction de la présence de l'eau ou de l'hydrocarbure se fait en mesurant la conductivité électrique.

➤ Mécanisme de fonctionnement

- **Phase continu d'eau** : le courant est émis par la pointe de la sonde et retourne à l'outil. Une goutte de gaz ou de pétrole s'approche à l'extrémité de la sonde pour bréser le circuit et être enregistrée [9].

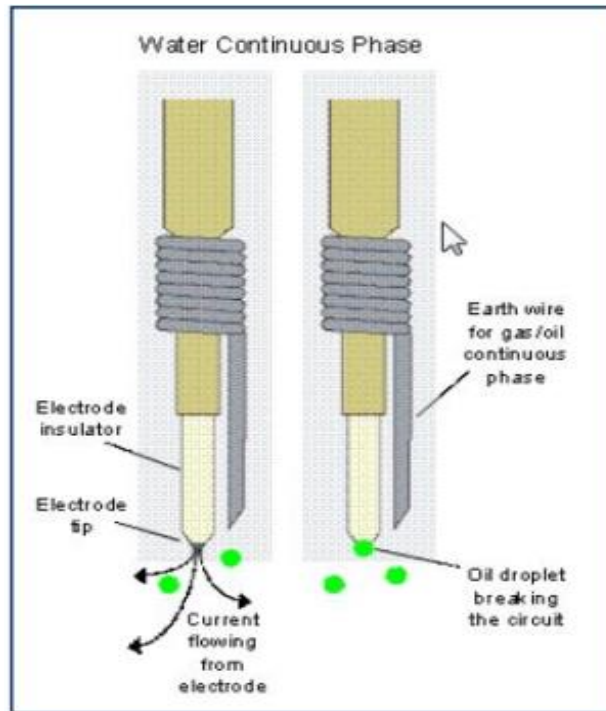


Fig. II.12: Le FloView Phase continu d'eau.

- **Phase continu d'huile :** une goutte d'eau touchant la pointe de la sonde ne fournira pas de circuit électrique. Au lieu de cela, la goutte d'eau doit connecter la sonde électrique au fil de terre (Fig. II.12). Ceci nécessite une goutte plus grande que celle nécessaire pour la détection de gaz ou d'huile dans une phase continue d'eau [9].

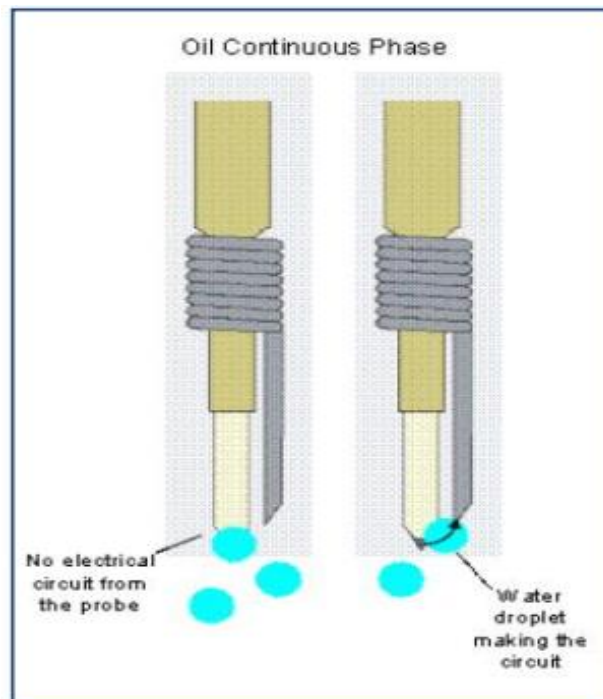


Fig. II.13: Le FloView Phase continu d'huile.

Après faire les mesures on a l'enregistrement :

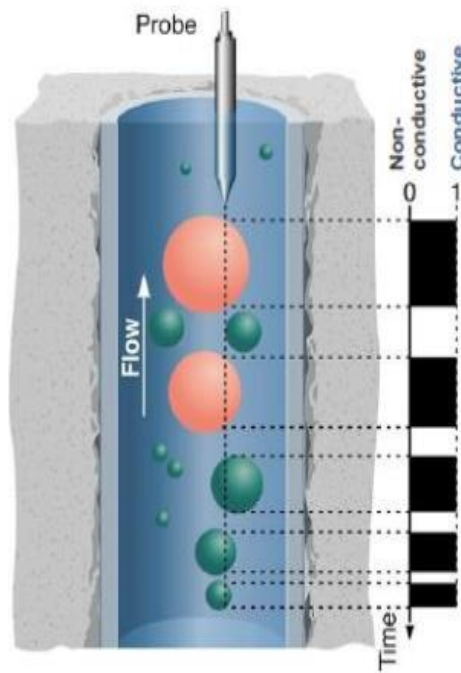


Fig. II.14: principes des sondes électrique.

L'Holdup d'eau est :

$$Y_W = \frac{\text{Blanc}}{\text{Blanc} + \text{Noir}} \quad (\text{II.2})$$

L'Holdup d'hydrocarbure est :

$$Y_h = 1 - Y_W \quad (\text{II.3})$$

II.8.1.2. Le GHOST (Gas holdup)

Le GHOST Comprend quatre Gas probes holdup, la distinction entre gaz ou fluide se fait en utilisant les indices de réfraction de gaz, d'eau et d'huile.

➤ Mécanisme de fonctionnement

La lumière émise à une fréquence appropriée est alimentée par une fibre optique par l'intermédiaire d'un coupleur Y et enfin vers une sonde optique en verre saphir synthétique. La lumière qui ne s'échappe pas est renvoyée via le coupleur en Y à une photodiode et est convertie en tension[9].

Après les mesures l'enregistrement est de façon comme suit (Fig. II.15) :

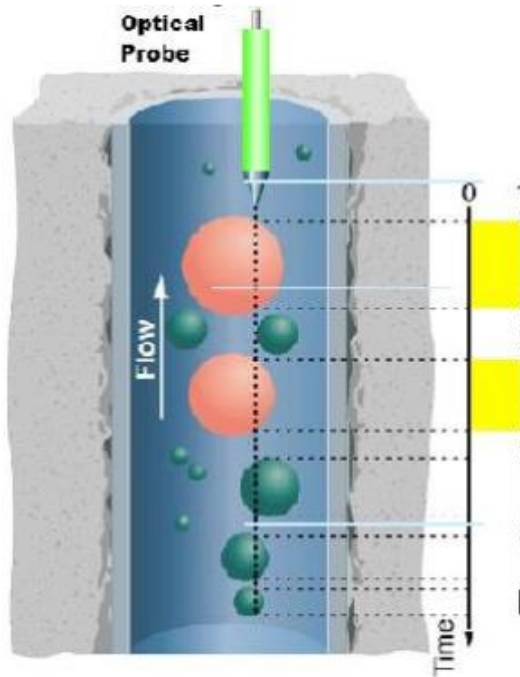


Fig. II.15: principe des sondes optiques.

L'Holdup de gaz est :

$$Y_G = \frac{\text{Jaune}}{\text{Blanc} + \text{Jaune}} \quad (\text{II.4})$$

- la combinaison entre le FloView et le GHOST donne Oil Holdup (Fig. II.16).

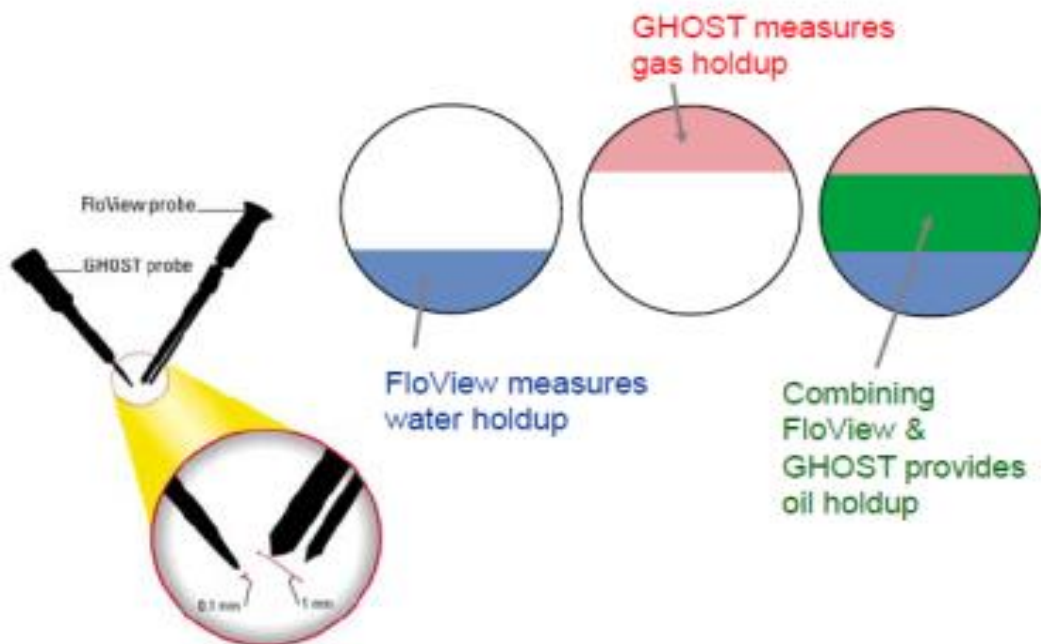


Fig. II.16 : la combinaison FloView et GHOST.

II.8.2. Diamètreur (Caliper)

Le Caliper est un outil utilisé pour déterminer la section correspond aux intervalles de production dans le puits (Fig. II.17).

Cette section est utilisée pour convertir les vitesses en débits.

Il dispose 3ou4 bras et effectuent une lecture moyenne ou bien deux lectures de diamètre prise à 90°

L'outil peut également être 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.

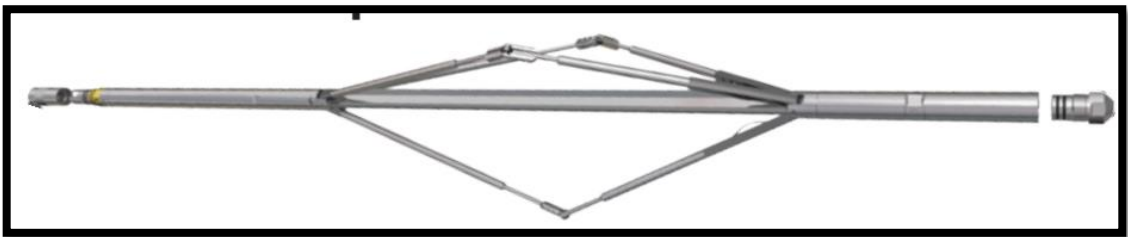


Fig. II.17: Le diamètreur.

II.8.3. CCL (Casing Collar Locator)

Le CCL est utilisé pour la corrélation de la profondeur (Maching) en positionnant les joints de tubing ou de casing (Fig. II.18).

L'outil du CCL répond aux changements du volume de 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.



Fig. II.18: CCL.

II.8.4. 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 (Fig. II.19). 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. Les principaux radioéléments responsable de ces phénomènes sont :

Potassium (^{40}K), Thorium (^{232}Th) et Uranium (^{238}U), ils sont utilisés, pour la :

- Corrélation de profondeur.
- Détermination de la lithologie.
- Identification d'échelle radioactive.



Fig. II.19 : L'outil du Gamma ray.

II.8.5. 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.8.6. 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.

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \left[\frac{\Delta P}{\Delta h} \right]_{\text{hydro}} + \left[\frac{\Delta P}{\Delta h} \right]_{\text{friction}}$$

On néglige généralement le terme de friction, cependant des abaques existent, qui permettent d'effectuer la correction.

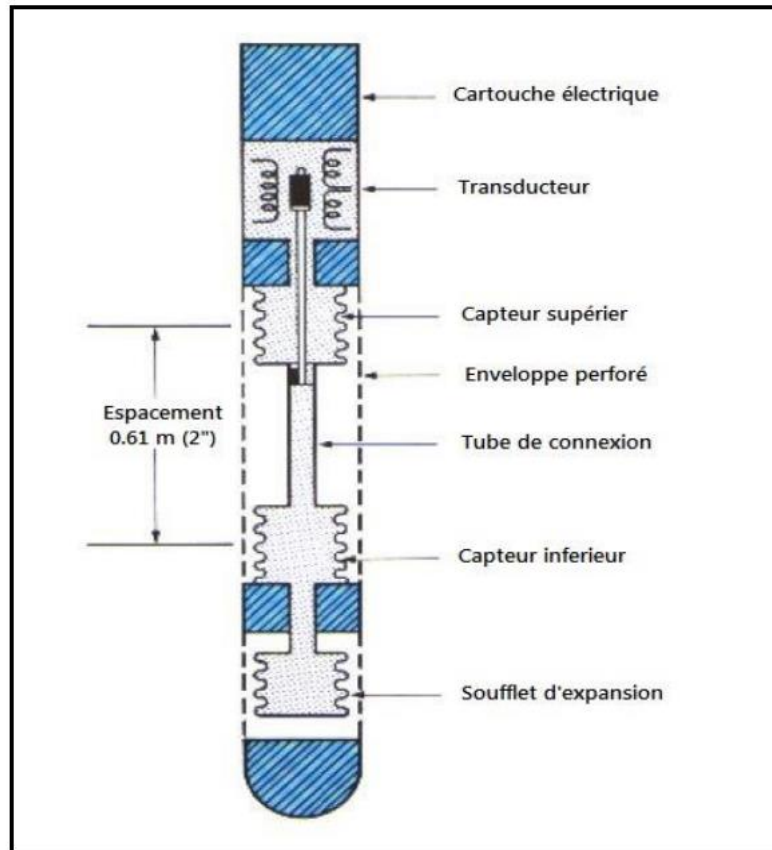


Fig. II.20 : Gradiomanomètre.

II.8.7. 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.8.8. Thermomètre

La température est mesurée grâce à un thermomètre à résistance en platine qui a une réponse rapide et précise aux changements de la température de fluide (Fig.II.21).

La mesure de la température permet de :

- Indiquer l'écoulement à l'extérieur du puits en cas d'une percée de tubing ou mauvaise cémentation.
- La localisation des venues de gaz.
- La localisation des zones de production ou d'injection.

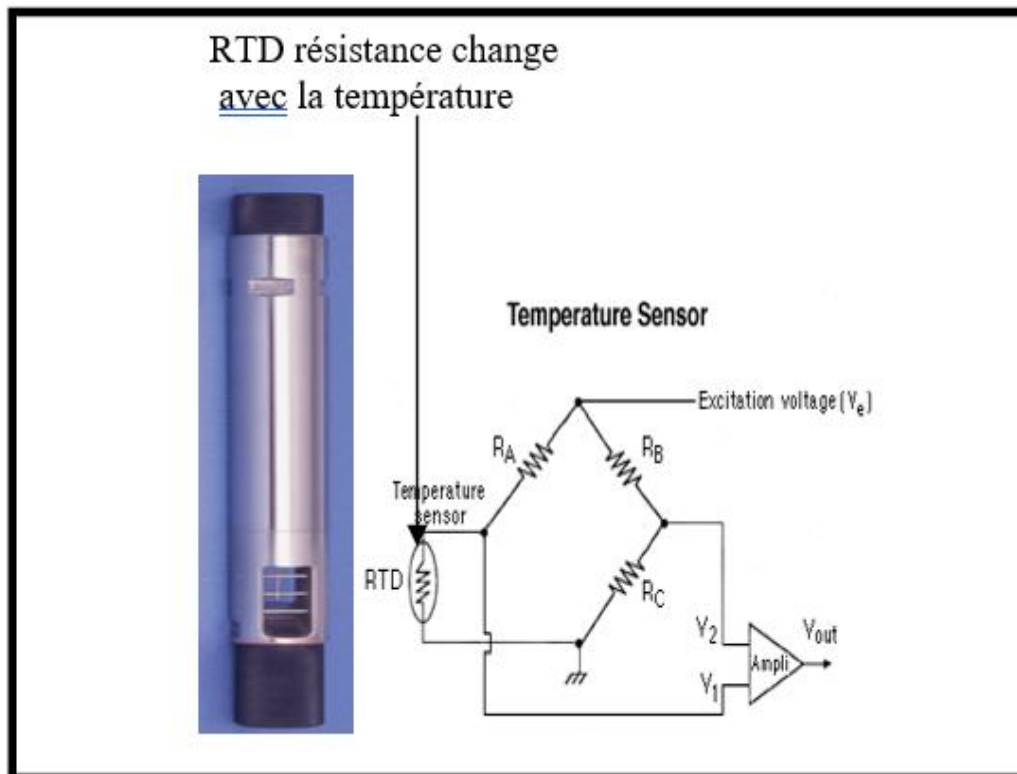


Fig.II.21 : Thermomètre à résistance de platine.

Chapitre III :
Étude des Cas et Interprétation
des données du PLT.

III.1. Exposition du puits étudié cas I

Le puits **MD727** est situé au centre de la zone Hassi El-Gassi Ouest du gisement de Hassi Messaoud. Le puits est localisé entre MD718 et MD691 des puits verticaux producteurs huile avec des bons résultats.

Formations	Prévisions	Epais	Cotes Sondeurs		Cotes Electriques	
			Top	Epais	Top	Epais
Mio-Pliocene	0	222	12	208	**	**
Eocen	222	134	220	119	**	**
Sen. Carb.	356	94	339	101	**	**
Sen. Anhy.	450	210	440	210	**	**
Sen. Sal.	660	141	650	144	648	143
Turonian	801	115	794	112	791	113
Cenomanian	916	139	906	142	904	113
Albian	1 055	412	1 048	404	1 017	436
Aptian	1 467	22	1 452	22	1 453	22
Barremian	1 489	307	1 474	306	1 475	306
Neocomian	1 796	196	1 780	199	1 781	199
Malm	1 992	168	1 979	138	1 980	138
Dogg. Arg.	2 160	275	2 117	301	2 118	301
Dogg. Lag	2 435	95	2 418	95	2 419	97
LD1	2 530	63	2 513	58	2 516	55
LS1	2 593	82	2 571	95	2 571	97
LD2	2 675	59	2 666	52	2 668	52
LS2	2 734	60	2 718	60	2 720	58
LD3	2 794	25	2 778	30	2 778	26
TS1-TS2	2 819	230	2 808	229	2 804	235
TS3	3 049	210	3 037	208	3 039	211
G10	3 259	35	3 245	0	3 250	44
G20	3 294	**	**	**	3 294	25
G30	**	**	**	**	3 309	10
G35	3 308	**	**	**	3 319	3
G50	**	**	3 309	2	**	**
Eruptif triasic	**	**	3 311	6	**	**
DH (QH)	3 314	54	3 317	39	3 322	39
GEA	3 368	14	3 356	14	3 361	14
AEG	3 382	52	3 370	47	3 375	48
Z-ALT	3 434	22	3 417	24	3 423	23
D5	3 456	41	3 441	73 p	3 446	44
D4	3 497	38	**	**	3 490	29 p
D3	3 535	26	**	**	**	**
D2	3 561	24	**	**	**	**
ID	3 585	26	**	**	**	**
D1	3 611	27	**	**	**	**
ZPSG	3 638	5	**	**	**	**
R2	3 643	**	**	**	**	**
Fond	3 653	**	3 514		3 518,5	
Plan d'eau	3 533					

Fig. III.1: La fiche stratigraphique du puits MD727.

Le réservoir est situé dans les deux drains **D4** et **D5** du **Cambrien**.

III.1.1. Les résultats de jaugeage de puits MD727

Le puits MD727 a été foré et mise en production en juin 2019 avec 4 intervalles de perforation, ça production initiale est estimée par un débit $8.07 \text{ m}^3/\text{h}$ d'huile et un GOR de 123.

Après avoir fait des 4 nouvelles intervalles de perfo on a enregistré débit $9.8 \text{ m}^3/\text{h}$ d'huile et un GOR de 123.

Tableau III.1 : les résultats de jaugeage du puits MD727.

La date de test	Débit d'huile (m^3/h)	Débit de gaz (m^3/h)	GOR
2019/09/01	8.07	989.59	123
Avant la perforation complémentaire			
2020/09/30	9.28	1274.06	137
Après la perforation complémentaire			
2020/12/19	9.8	205.59	123
Après la perforation complémentaire			

L'opération PLT est réalisée après avoir faire des nouveaux intervalles perforés

III.1.2. L'objectif de l'opération PLT pour le puits MD727

- Evaluation de la performance des perforations
- Localiser les perforations d'où vient la production
- Déterminer le débit de production
- Vérification L'existence de cross flow.

III.1.3. Les étapes de la réalisation de l'opération PLT

- Vérification de l'état du puits.
- Montage du BOP sur la tête de puits.
- Montage du SAS sur le BOP.
- Montage du train de PLT, et en confirmant la combinaison exacte des outils (au début le débitmètre, des capteurs de pression, des capteurs de température, l'outil GHOST et enfin le reste des outils). On les pose dans le SAS.
- Ouvrir la vanne du curage et descendre lentement le train de PLT. On ajoute avec le train des bars de charge pour faire la stabilisation de train en cours de descente.
- Lorsqu'on atteint le toit du réservoir, on fait une passe primaire pour faire la corrélation de profondeur depuis l'enregistrement de Gamma ray.
- Après la corrélation, on démarre l'enregistrement de PLT. A partir des passes (Up /down) (10m/min, 20m/min, 30m/min, 40m/min).

III.2. Interprétation des résultats graphiques du PLT

L'interprétation comporte la lecture interprétative des résultats de :

1. Graph des Spinner.
2. Graph de Température.
3. Graph de Caliper.
4. Graph de Densité.
5. Graph de Pression.
6. Graph de Hold up.

Notes :

- L'opération PLT (Production Logging Tool) se fait, normalement, après le test DST.
- L'opération dans ce puits est faite en puits ouvert.
- Tous les graphes sont présentés et traités par le logiciel EMERAUDE.

EMERAUDE

Le software « Emerald » , développé par KAPPA, est considéré comme une norme d'industrie offrant une plateforme commune de communication et d'interprétation entre les grands producteurs et de nombreux opérateurs et fournisseurs de services.

Quel que soit le type de puits, Emerald fournit un ensemble complet et intuitif d'Outils, pour une bonne interprétation des résultats à partir des données des logs. KAPPA travaille sur le développement continu de l'industrie PL [13].

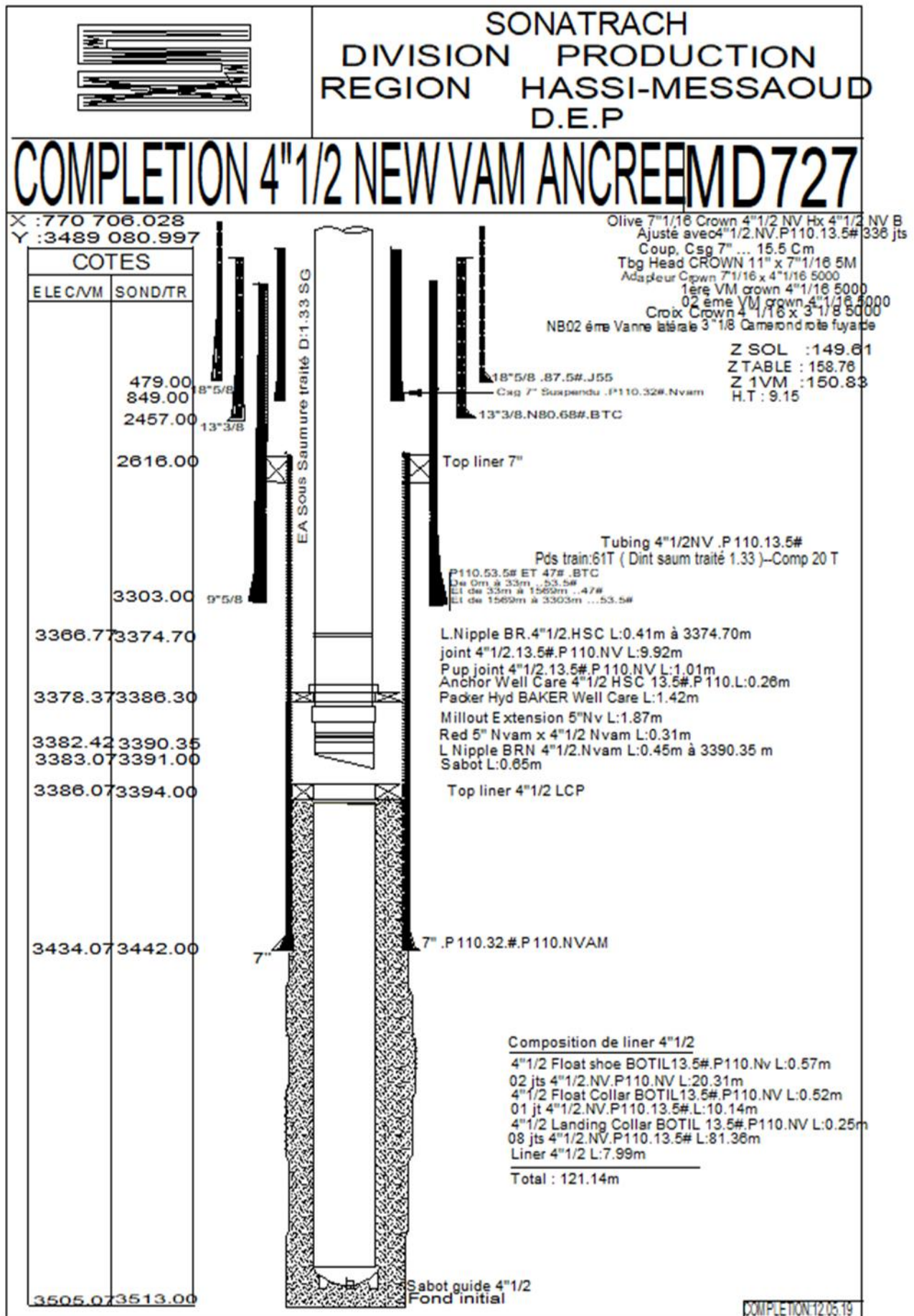


Fig. III.2: La fiche de complétion du puits MD727.

MD727 est un puits vertical avec une complétion composé d'un liner cimenté perforé.

- Les intervalles des perforations sont présentés comme suit (Tableau. III.2)

Tableau. III.2: Les intervalles des perfos du puits MD727.

Zone	Intervalle de perforation
1	3452-3454
2	3459-3460.5
3	3469-3478
4	3476-3478
5	3480-3489
6	3483-3486
7	3495-3501
8	3502-3508

On s'intéresse dans notre étude, essentiellement, d'identifier et localiser les intervalles d'où vient la production et d'avoir la performance de chaque intervalle.

Les enregistrements graphiques du PLT dans le puits MD727 (Fig. III.3)

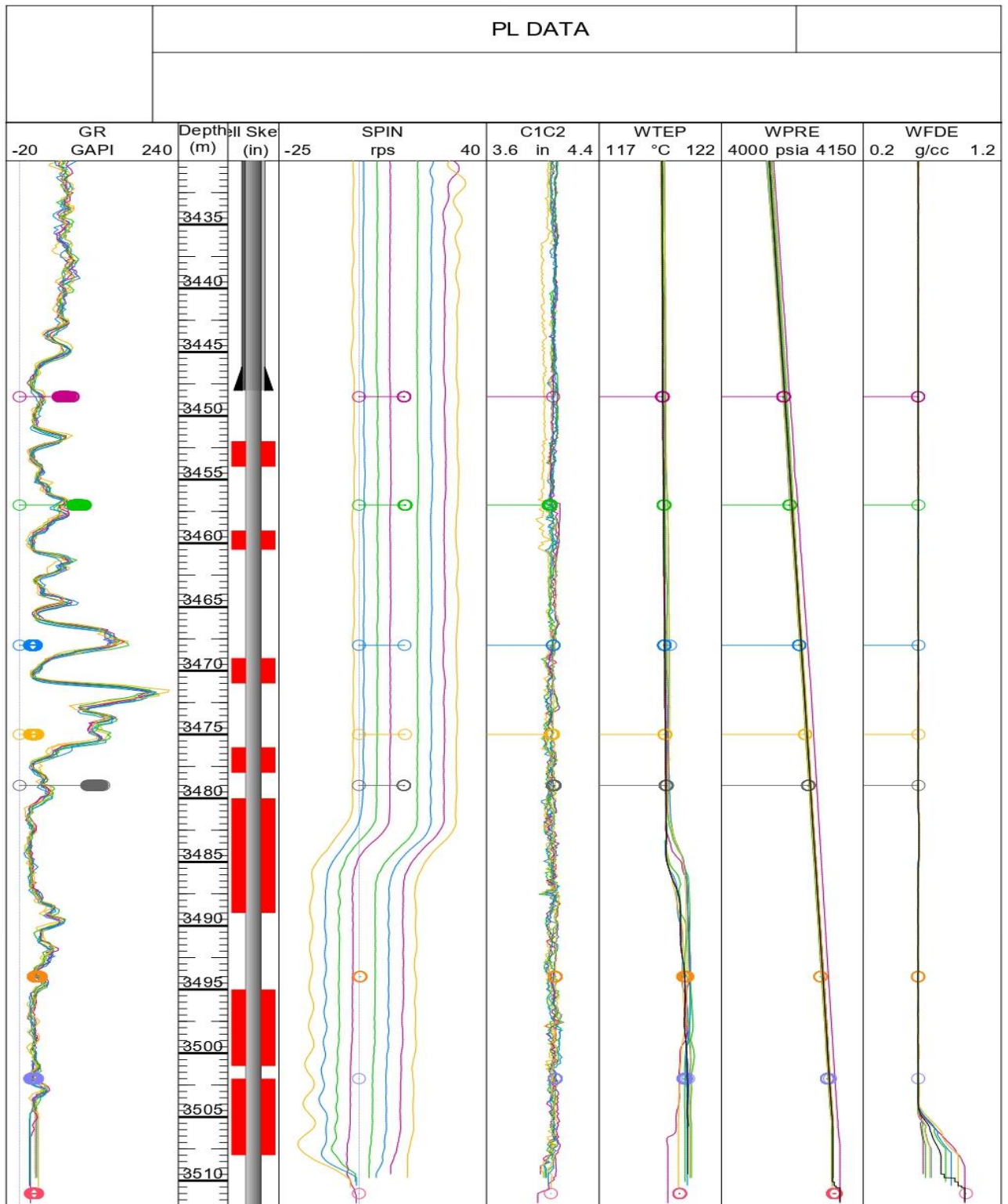


Fig. III.3: PLT data du puits MD727.

Les données de l'opération de PLT enregistrés pour le puits MD727 inclus les mesures de gamma ray, débitmètre, calliper, densité, température et pression.

III.2.1. Interprétation de l'enregistrement du GR (Gamma Ray)

L'enregistrement de GR se fait une fois avant la complétion du puits (en trou ouvert "open Hole") et l'autre après la complétion du puits (avec Liner cimenté perforé).

Les enregistrements de GR (avant-après) manifestent une superposition de toutes les courbes et ça indique la corrélation (Maching) de la profondeur.

III.2.2. Interprétation de l'enregistrement de Spinner (débitmètre)

Tout d'abord on a choisi 3 zones pour les enregistrements de spinner :

- A. La 1ère zone est au-dessus de tous les perfos.
- B. La 2ème zone est intermédiaire.
- C. La 3^{ème} zone est située au-dessous de tous les perfos (zone avec aucun débit).

Les enregistrements de spinner montrent les différentes vitesses de l'hélice dans les zones choisies.

La rotation de spinner est proportionnelle avec la vitesse de fluide (vélocité) et la vitesse de câble.

On observe deux changements de vitesse de spinner :

- La 1^{ère} est une augmentation faible localisée dans la profondeur 3501m.
- La 2^{ème} est une augmentation importante localisée dans la profondeur de 3487.2m.

Ces changements sont à cause d'un écoulement dans les zones concernées

La relation pratiquée pour déterminer le débit est la suivante :

$$Q_t = V_f \cdot S \quad (\text{III.1})$$

$$\text{Avec} \quad V_f = [(Rps/m) + V_{\text{seuil}}] F_{\text{cvp}} \quad (\text{III.2})$$

Où :

S : la surface

V_f : la vitesse de fluide (vélocité).

RPS : la rotation d'hélice.

m : la pente.

V_{seuil} : le seuil.

F_{cvp} : le facteur de correction de profil de la vitesse.

III.2.2.1. La nécessité de la calibration de spinner

Pour déterminer la vitesse de fluide (vitesse) il faut qu'on élimine :

- La vitesse de câble.
- La vitesse minimale de rotation de spinner (threshold).

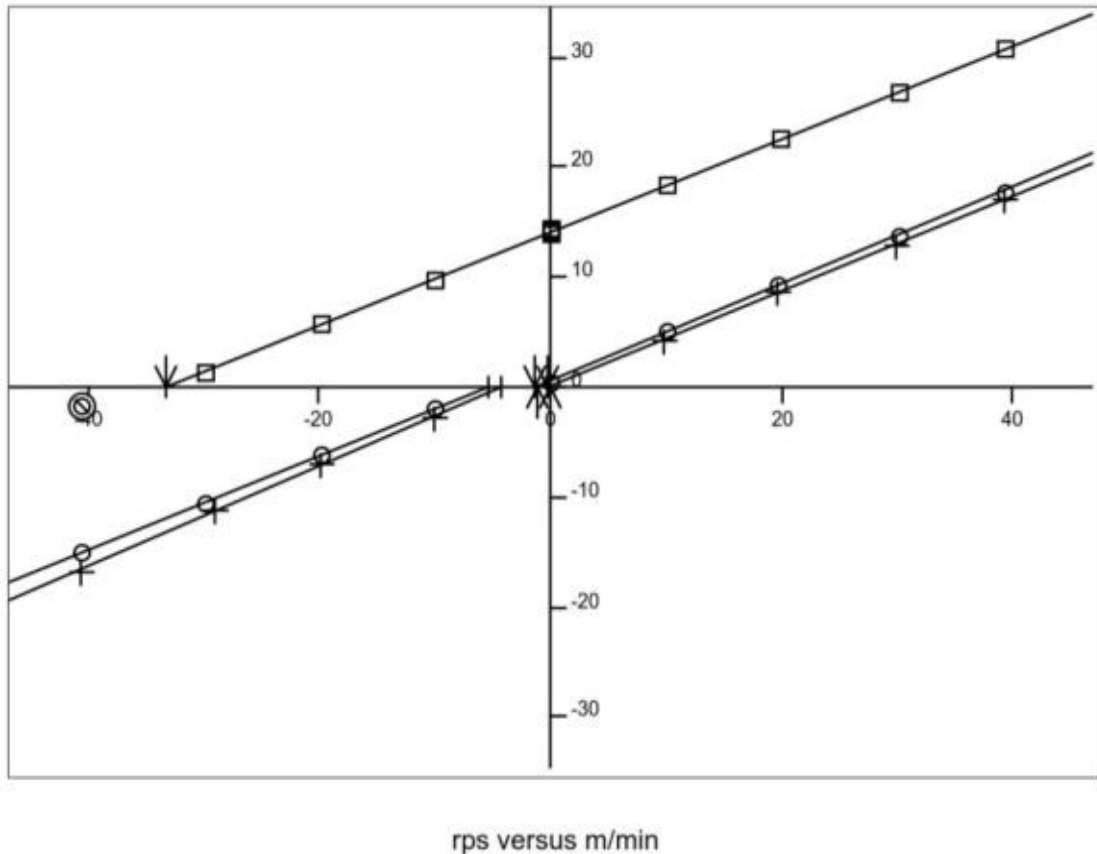


Fig. III. 4 : Le graph représentatif de la rotation de spinner en fonction de la vitesse de câble.

III.2.2.2. Calibration de spinner

À partir de la droite de la zone 3 avec aucun débit on obtient le seuil qui est l'intersection entre la droite et l'axe des abscisses (vitesse de câble) :

- Le seuil positif est 0
- Le seuil négatif est -4.2m/min

On prend la valeur différence entre les deux = 4.2m/min

En appliquant la relation (threshold/inter = 0.5833), on obtient le résultat du seuil

Threshold= intersection * 0.5833 → 4.2 * 0.5833 = 2.44986 m/min.

Alors le seuil = 2.44986 m/min

On passe au calcul de la pente en utilisant la relation de tangent :

$$m = (\Delta V_{RPS}) / (\Delta V_c) \quad (III.3)$$

Où : V_{RPS} : la vitesse de spinner.

V_c : la vitesse du câble.

Le tableau ci-dessous résume toutes les valeurs de la pente pour chaque zone (Fig. III.3)

Tableau.III.3 : Les valeurs de la pente du puits MD727.

Zone	Hauteur de Calibration (m)	Pente (+)	Pente(-)	Int (+) m/min	Int (-) m/min	Différence (Int) m/min	Le seuil (m/min)
A	3443.3-3481.7	0.424	-	- 33.32	-	0.00	-
B	3487.9-3498	0.443	0.426	- 1.28	-5.40	4.12	-
C	3503.7-3504.9	0.432	0.453	- 0.13	- 4.20	4.08	2.44986

III.2.2.3. Calcul du facteur de correction F_{cvp}

Le facteur de correction est obtenu à l'aide d'une courbe en fonction du nombre de Reynolds

Le nombre de Reynolds est calculé par la relation suivante :

$$N_{Re} = 7.742 \cdot 10^3 \cdot (Dv\rho/\mu) \quad (III.4)$$

Où : D : le diamètre intérieur de tubing (in).

V : la vitesse du fluide (m/min).

ρ : la densité du fluide (g/cm^3).

μ : la viscosité du fluide (cp).

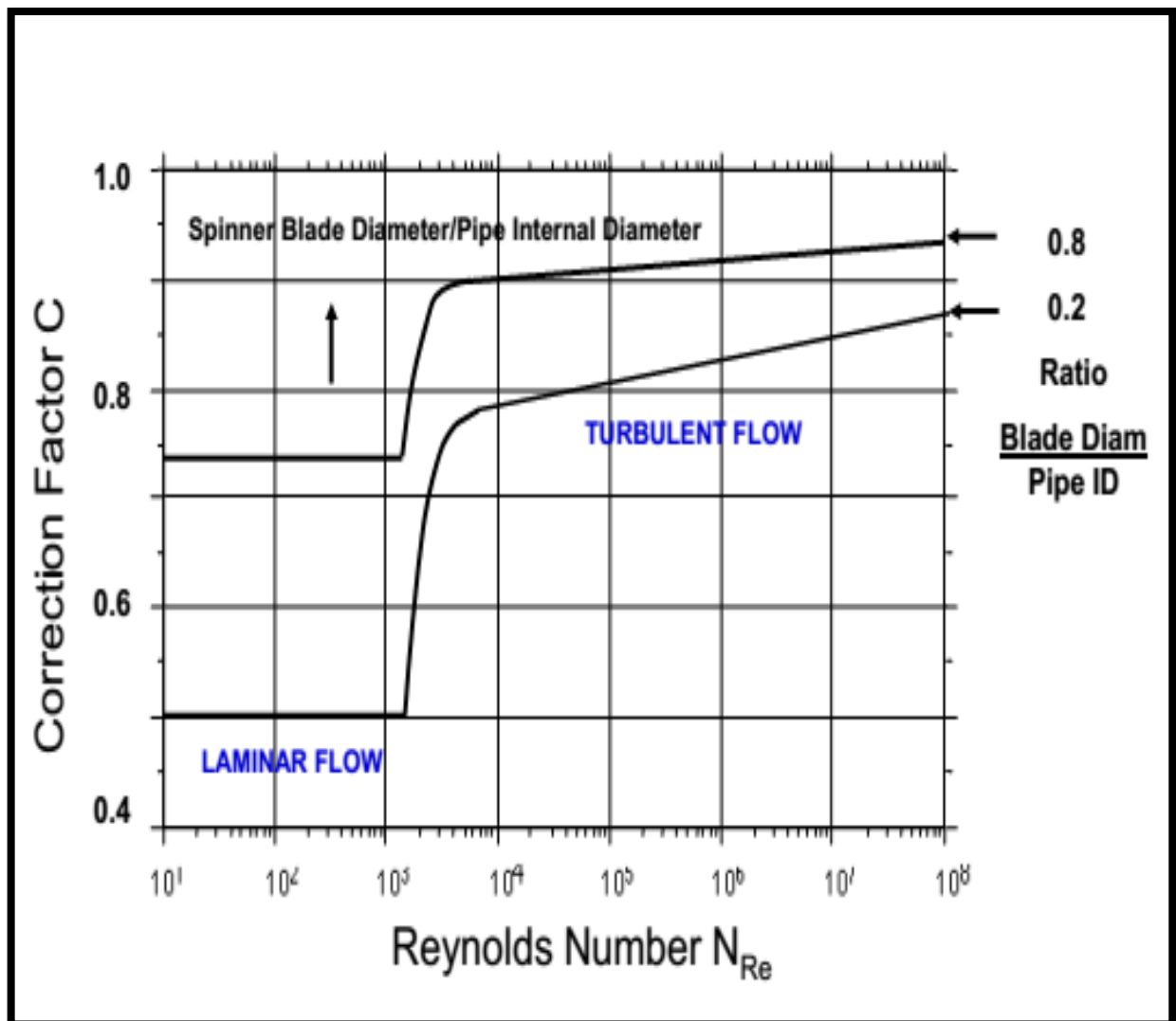


Fig. III.5: Le courbe de facteur de la correction du profil de la vitesse.

En général on prend la valeur $F_{c_{vp}} = 0.86$ pour le gisement de Hassi Messoud.

III.3. Interprétations des enregistrements de Calliper

Les courbes représentatives des enregistrements de calliper montrent des graphes réguliers superposés avec aucune déviation ce qu'indiquent le bon état de tubing (le diamètre intérieur est conservé) et un bon environnement intérieur (pas d'endommagement de tubing).

Ce résultat renforce, justement, notre interprétation de spinner en montrant que la vitesse de fluide n'est pas effectuée par le changement du diamètre.

III.4. Interprétations des enregistrements de la Température

La déviation des courbes de température est marquée simultanément avec la déviation des courbes de spinner.

La baisse de la température indique le changement de la nature du fluide dans les zones concernées par rapport aux autres zones.

III.5. Interprétations des enregistrements de la pression

On observe que les courbes de la pression présentent des droites à décroissance monotone de bas vers le haut.

Cette décroissance de la pression indique la stabilité du puits.

III.6. Interprétation de densimètre

Le densimètre enregistre une ligne droite à la valeur 0.6 le long de la zone d'enregistrement.

0.6 est une valeur de densité d'un fluide de nature huile on est dans le cas d'une production monophasique huile.

III.7. Résultat graphique de l'interprétation de l'opération PLT

La figure ci-dessous présente l'interprétation graphique des données obtenu par l'opération de PLT, on peut distinguer :

Les courbes des vitesses (vitesse de fluide en m/min) obtenues après la calibration de spinner montrent la vitesse du fluide dans les deux zones de production à travers les deux écarts enregistrés au niveau de la courbe.

Les autres courbes sont collectées dans le même siège pour faciliter la lecture des valeurs (Fig. III.6).

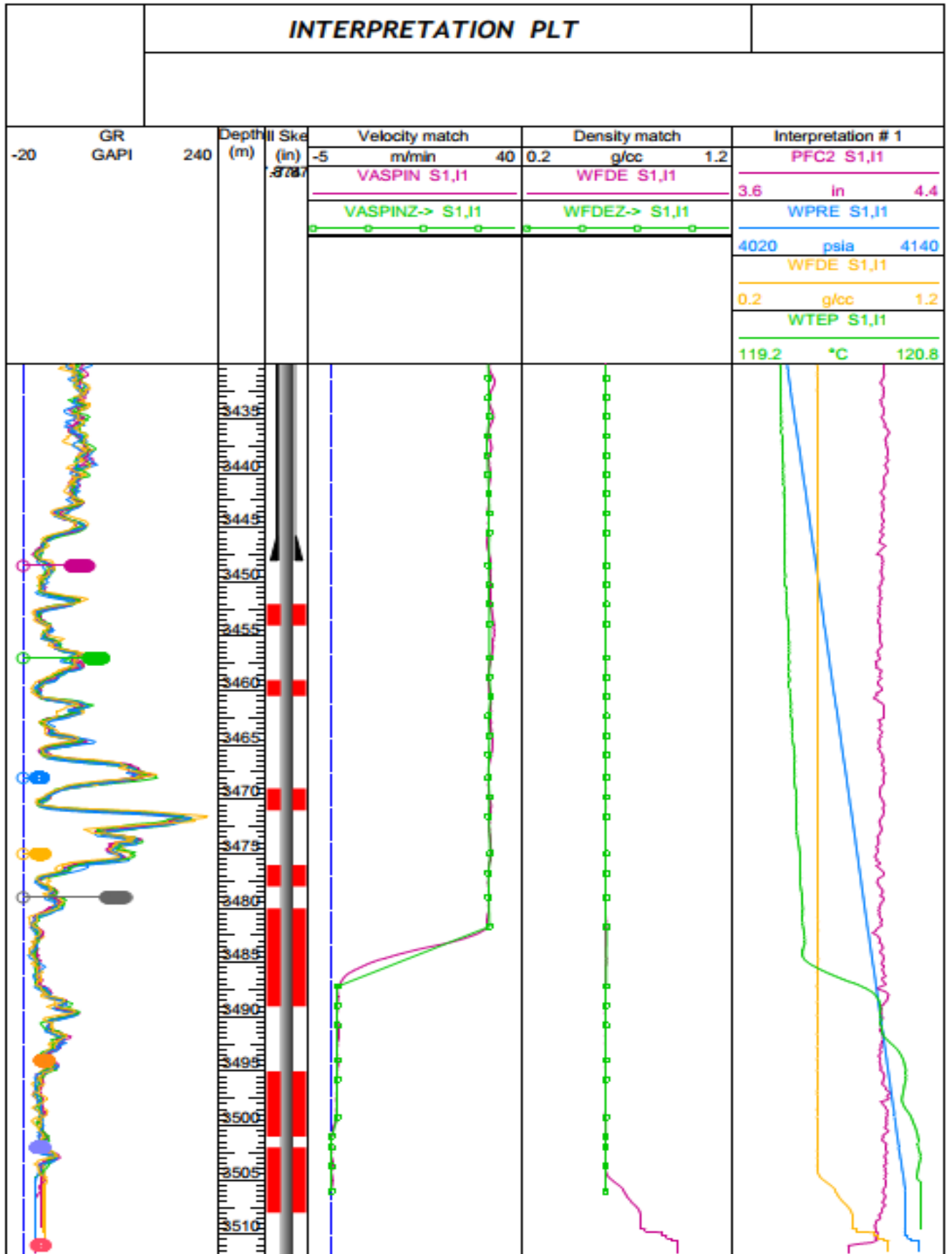


Fig. III.6: Interprétation graphique du PLT du puits MD727.

Localisation des perforations productrices et Hold Up (Fig. III.6)

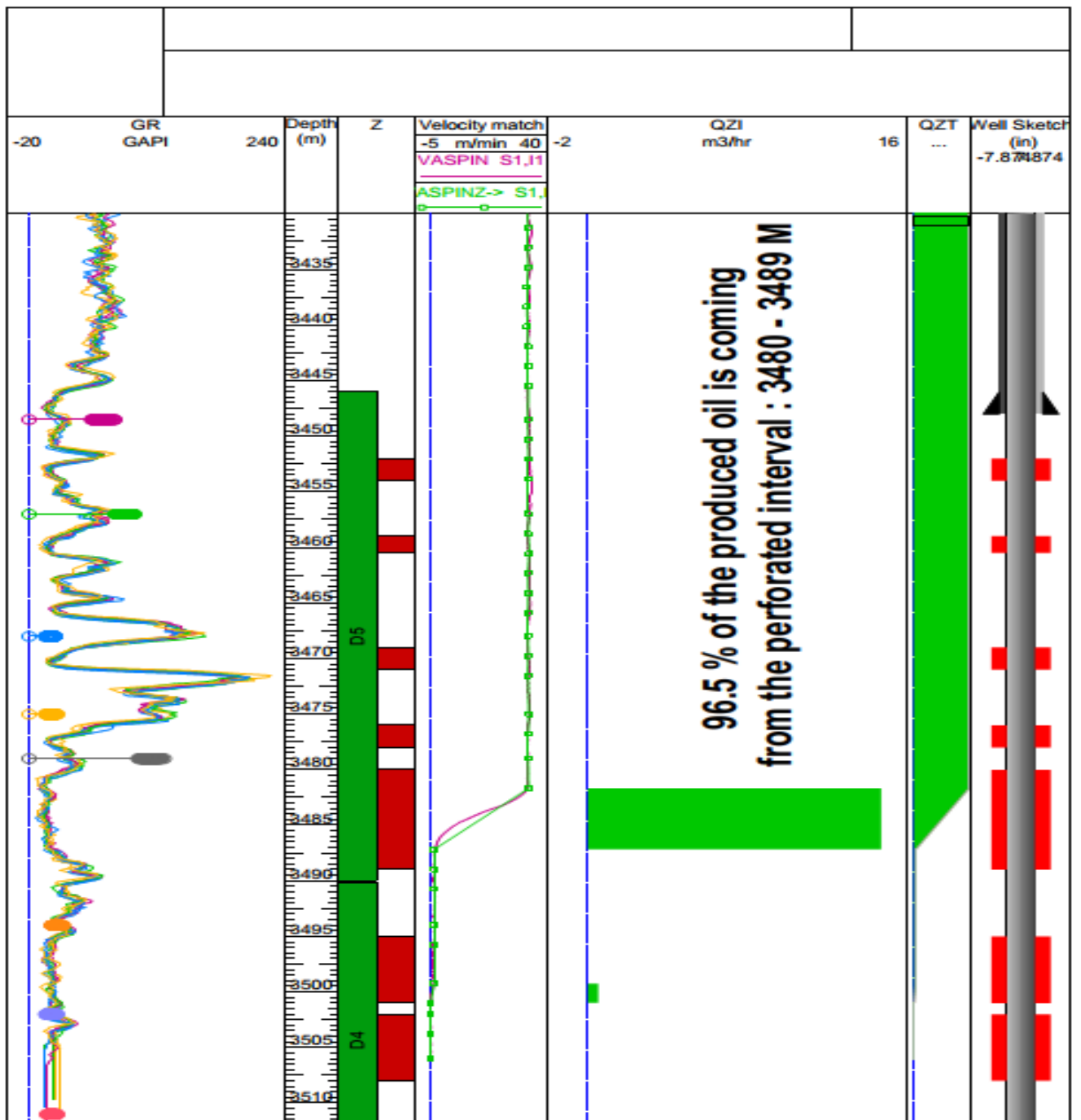


Fig. III.7: PLT interprétation et Hold Up.

À partir du graph, on déduit le pourcentage d'huile produite pour chaque intervalle de production, où

- 96.5% d'huile produite par les perfos entre 3480-3489m.
- 3.5% d'huile produite entre par les perfos entre 3495-3501m.

III.8. Résultat de l'interprétation de l'opération PLT pour le puits MD727

En utilisant les équations de mesure, on déduit les débits de fluide produit pour chaque intervalle et perforation (TableauIII.4).

TableauIII.4 : Les zones productrices et ses taux de production du puits MD727.

Perforation(m)	drains	Zone de production	Debit d'huile		Debit de gaz	
			$Q_o(m^3/h)$	$Q_o\%$	$Q_g(m^3/h)$	$Q_g\%$
3452-3454	D5	-	00	00	00	00
3459-3460.5	D5	-	00	00	00	00
3469-3471	D5	-	00	00	00	00
3476-3478	D5	-	00	00	00	00
3480-3489	D5	3481.7-3487.2	9.60	96.5	1247.31	96.5
3495-3501	D4	3499.2-3501	0.34	3.5	43.17	3.5
3502-3508	D4	-	00	00	00	00
Total			9.94	100	12914.97	100

Note :

Les débits ont été calculé en conditions de surface.

III.9. Conclusion du cas I

Après l'interprétation des données obtenues par l'opération PLT ; on a conclu qu'il existe deux intervalles de production dans le puits MD727.

La majorité de fluide produit provient de l'intervalle au milieu (3480-3489m), cet intervalle perforé dans les drains D5 produit 96% de la production totale.

Le reste de la production (3.5%) provient des perfos localisés au (3459-3501m) perforé dans le drain D4.

Les six autres intervalles n'ont pas de production.

L'enregistrement de la pression affirme l'absence de crosse flow.

Pour augmenter le taux de production on recommande :

- La vérification de l'état des perfos qui ne produisent pas et faire le traitement nécessaire.
- La réalisation des shortes radius dans les intervalles qui ont des taux de production élevé.

III.10. Exposition du puits étudié cas II

Le puits **HDZ20** est un puits producteur huile foré en 2019,

Le puits est complété par un liner perforé cimenté à 4^{1/2}" (Fig.III.8) :

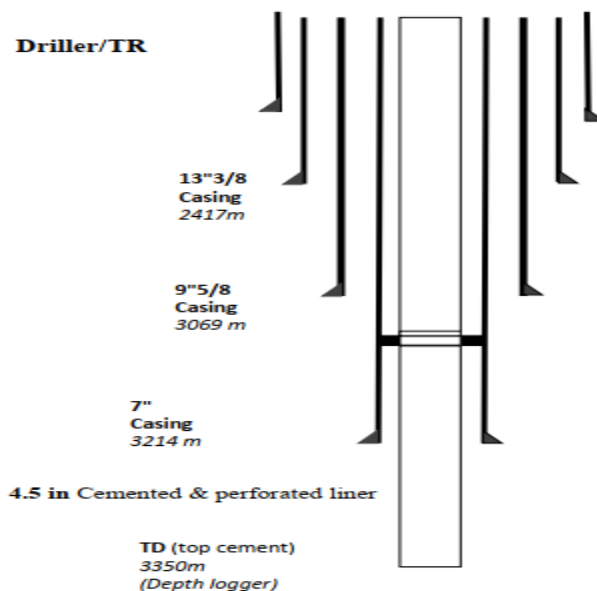


Fig.III.8 : La fiche de complétion du puits HDZ20.

Le liner est perforé dans 7 intervalles (Tableau III.5) :

Tableau. III.5 : les intervalles des perfos du puits HDZ20.

Zone	Intervalle de perforation(m)
1	3227.0 – 3233.0
2	3262.0 – 3273.0
3	3276.0 – 3280.0
4	3282.0 – 3284.5
5	3287.0 – 3295.0
6	3302.0 – 3309.0
7	3313.0 – 3319.0

III.11. Historique de production du puits HDZ20

Tableau. III.6 : historique de production du puits HDZ20.

Date	choke (mm)	Flowrate (m ³ /h)		GOR	Pressure (kg/cm ²)			Water flowrate (l/h)
		Oil	Gas		Well head	Pipe	Separ	
25/09/2019	9.53	3.6	559.72	155	30.9	10	3.59	0
15/05/2020	9	10.06	1592.74	158	100.2	17.8	-	0
10/06/2020	9	11.48	1233.42	107	100.35	20.09	20.3	0
15/07/2020	9	9.58	1116.92	117	94.32	19.48	19.63	0
17/10/2020	9	8.75	825.23	94	75.5	23.4	23.62	0
18/11/2020	9	8.03	1252.00	156	71.4	22	-	0
29/12/2020	9	6.33	867.74	137	63.89	19.89	4.81	0
26/03/2021	9	7.83	1115.10	142	65.9	18.8	-	0
25/05/2021	9	11.4	1066.00	94	94.99	22.1	-	268
18/08/2021	9	7.41	1179.08	159	68.8	20.3	-	566
07/09/2021	9	10.95	952.41	87	93.1	24.8	24.93	800
30/09/2021	9	7.72	1167.03	151	70.9	23.5	23.86	733
17/10/2021	9	8.02	1308.00	163	83.7	20	20.19	1081
27/11/2021	9	7.8	1393.52	179	75.5	24.22	5.74	2100
29/12/2021	9	6.77	1066.47	157	68.9	20.3	-	2495
26/01/2022	8	5.58	405.30	73	73.4	17.51	17.25	2095

III.12. Lecture de l'historique

Ce tableau présente des données de production d'un puits de pétrole sur une période d'environ 2 ans, de septembre 2019 à janvier 2022. Les données sont présentées sous forme de colonnes avec les informations suivantes :

- Date : La date à laquelle les mesures ont été prises.
- Choke (mm) : Le diamètre de l'ouverture de l'ajutage ("choke" en anglais) qui régule le débit du pétrole.
- Débit (m³/h) : Le débit de pétrole, en mètres cube par heure, produit par le puits à la date donnée.
- GOR : Le rapport gaz/huile, c'est-à-dire la quantité de gaz produite par rapport à la quantité de pétrole produite. Le GOR est donné en unité de volume, généralement mètre cube de gaz par mètre cube de pétrole.
- Pression (kg/cm²) : La pression à laquelle le puits produit le pétrole, exprimée en kilogrammes par centimètre carré.
- Débit d'eau (l/h) : Le débit d'eau produit par le puits à la date donnée, exprimé en litres par heure.

Certaines données sont manquantes, notamment pour la pression de séparateur à certaines dates. Le débit de pétrole varie considérablement au cours de la période, passant d'un minimum de 3,6 m³/h en septembre 2019 à un maximum de 11,48 m³/h en juin 2020, puis redescendant à un minimum de 5,58 m³/h en janvier 2022. Le rapport gaz/huile varie également au cours de la période, passant d'un minimum de 3,59 m³ de gaz par m³ de pétrole produit en septembre 2019 à un maximum de 24,93 m³ de gaz par m³ de pétrole produit en septembre 2021. Enfin, on note que le débit d'eau produit par le puits est généralement fort à partir de 17/10/2021, avec une salinité forte.

Le problème principal pour ce puits est le venu d'eau et les dépôts de sels (production de l'eau avec l'huile)

III.13. Les hypothèses du problème (Water Cut)

Il y a deux types de causes pour qu'un vœu d'eau se manifeste dans un puits :

Le premier est lié au puits lui-même :

- Bad packer leak
- Casing leak
- Cement

Le deuxième est lié à la formation :

- Haute perméabilité
- Fracture
- Cône d'eau.

Et autre Fig.III.9:

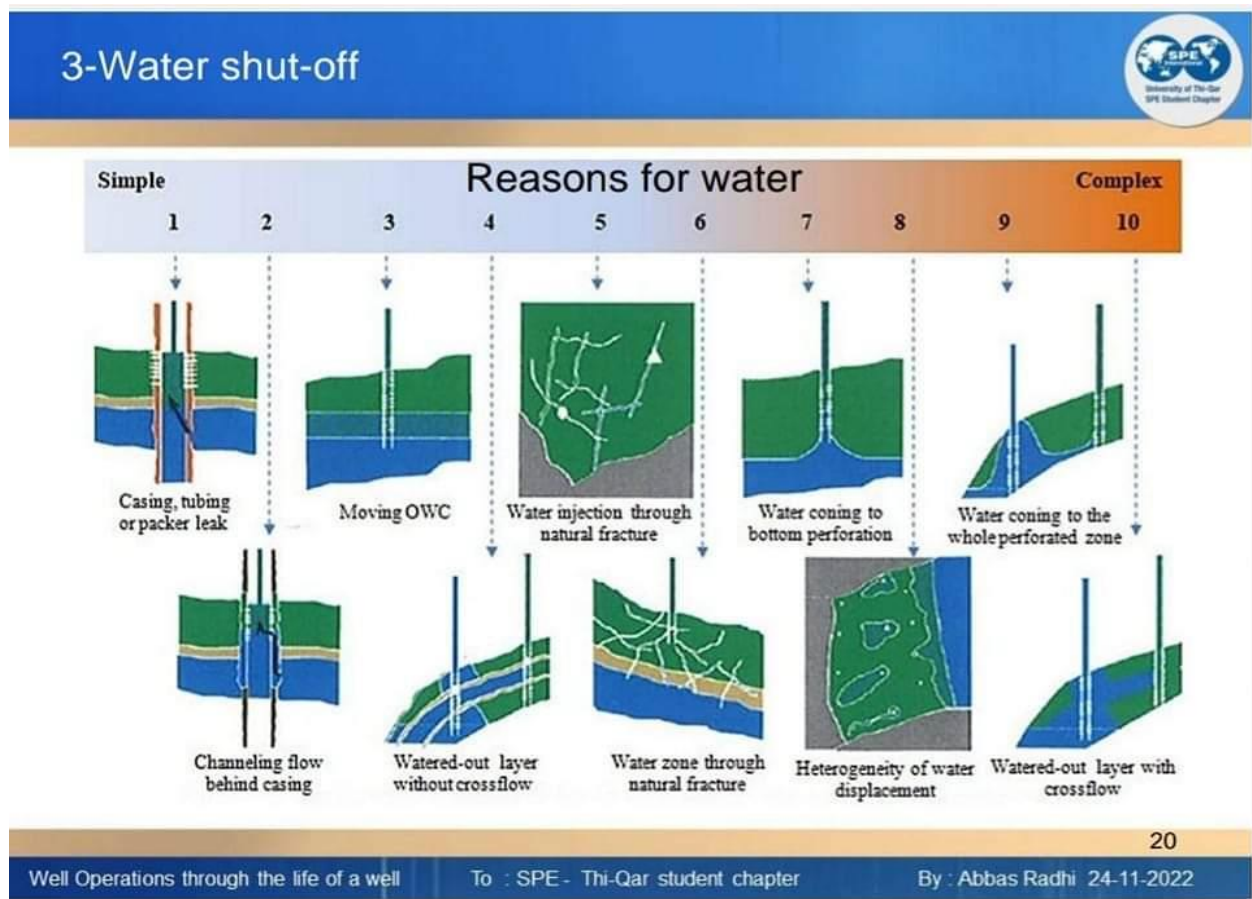


Fig.III.9: Water shut-off.

III.14. Diagnostique du problème

Il est indispensable de localiser le point d'entrée de l'eau et les profondeurs qui produisent l'eau

En effectuant une opération du PLT on obtient les enregistrements suivants :

III.15. Les enregistrements et l'interprétation des enregistrements du PLT

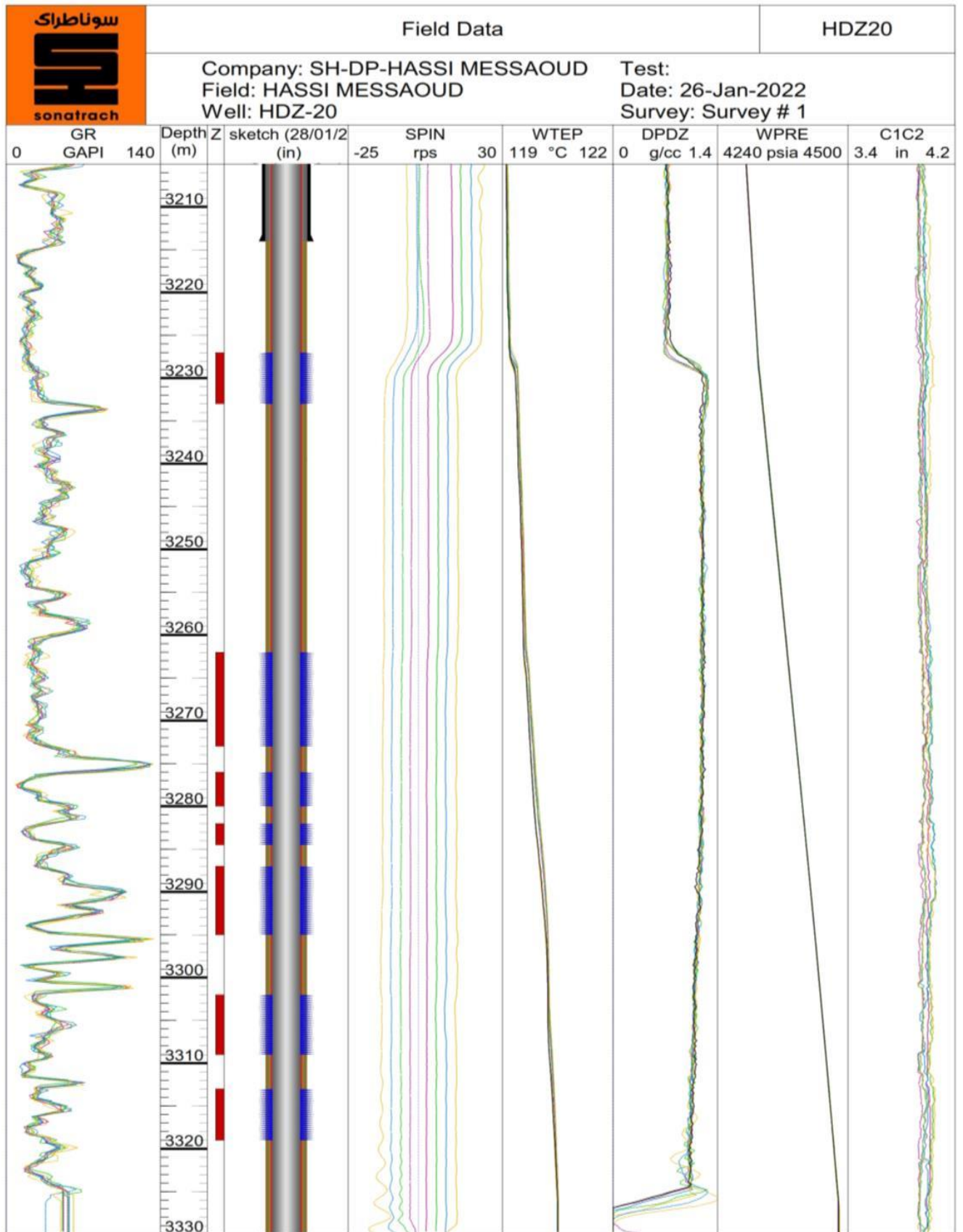


Fig.III.10 : PLT data du puits HDZ20.

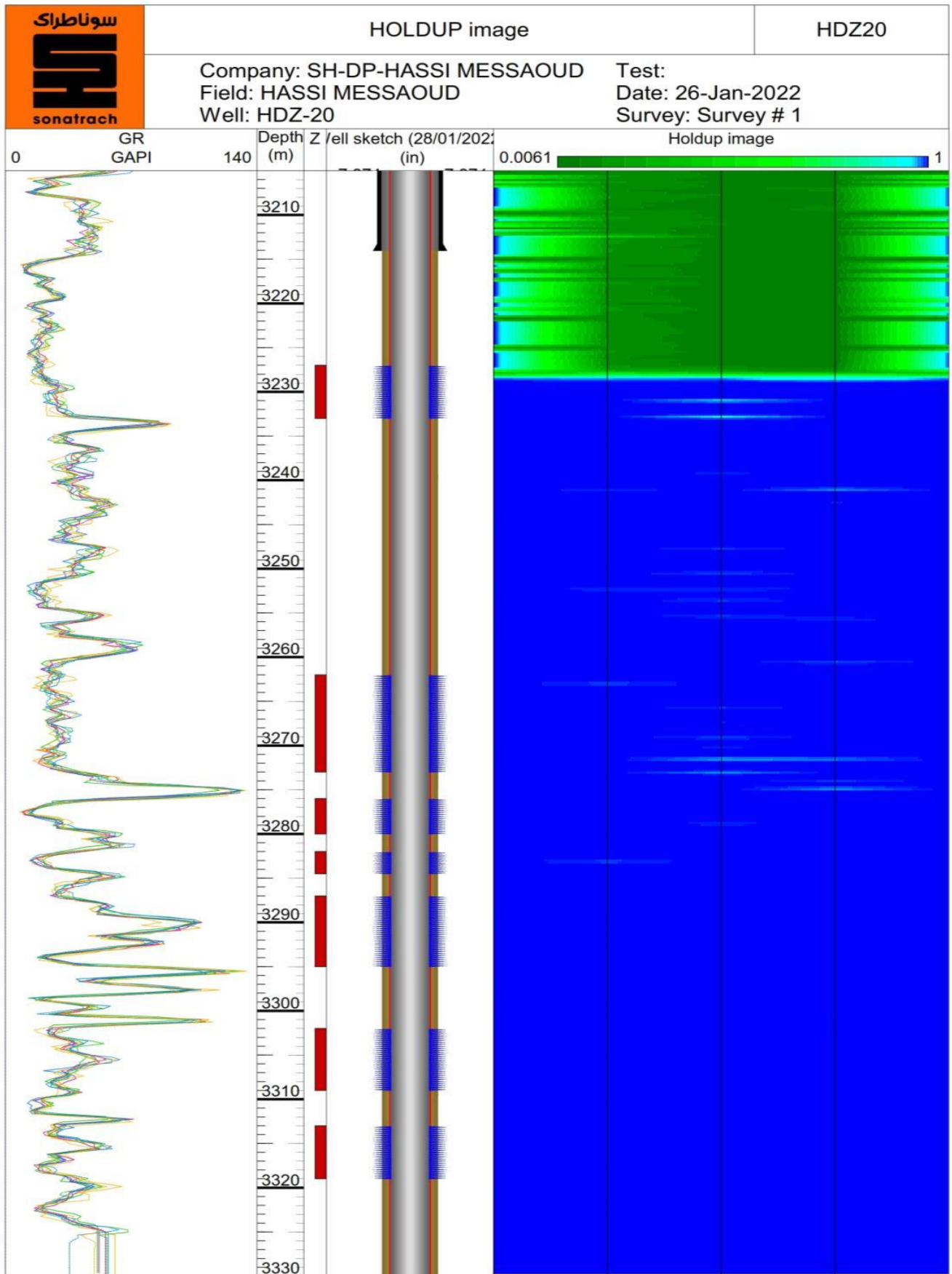


Fig.III.11 : Image de Holdup du puits HDZ20.

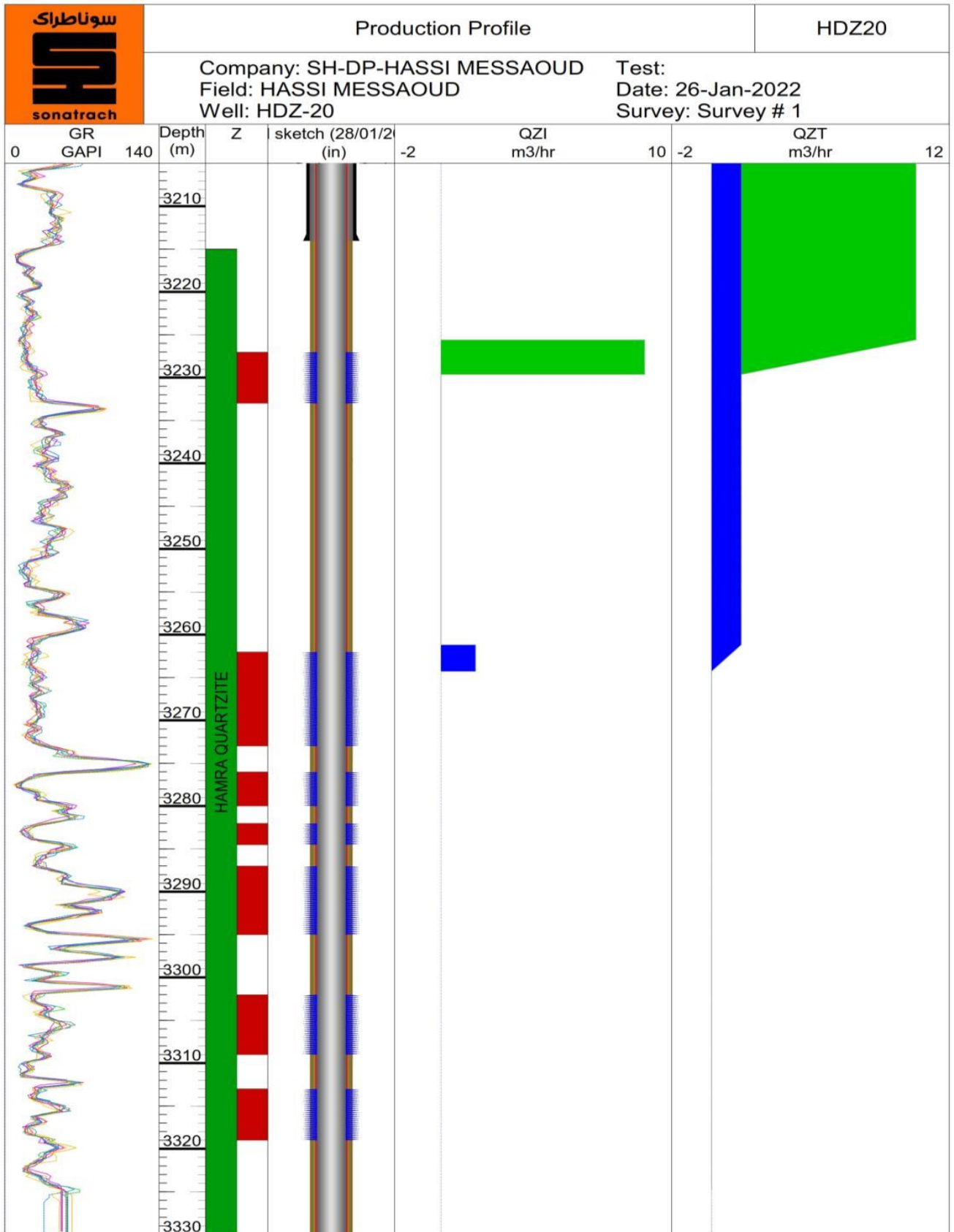


Fig.III.12 : PLT interprétation et Holdup du puits HDZ20.

Quatre (04) passages ascendants et quatre (04) descendants ont été enregistrés sur l'intervalle (3220m – 3330m).

La corrélation de profondeur a été vérifiée par rapport au journal GR/CBL

Les réponses de pression se sont très bien répétées à travers les passes montrant une bonne stabilité du puits.

L'outil de densité ne fonctionnait pas bien même après le remplacement de l'outil de sauvegarde, ce qui nous a conduits à utiliser la pseudo-densité dérivée du gradient de pression dans l'interprétation.

Les données de la centrifugeuse à passage intégral étaient de bonne qualité, montrant une bonne répétabilité entre les passes.

Les lectures de température indiquent les passes à répéter, confirmant la réponse de l'outil et la stabilité du puits.

III.16. Identification du problème

Cône d'eau. Cette situation se produit généralement lorsque la zone de production est proche de l'aquifère ou des formations d'eau avec des connexions perméables décentes entre la zone de production de pétrole et la formation d'eau. Le cône apparaît avec la diminution de la pression qui encourage l'eau à migrer vers le puits de forage à partir du fond (Fig.III.13).

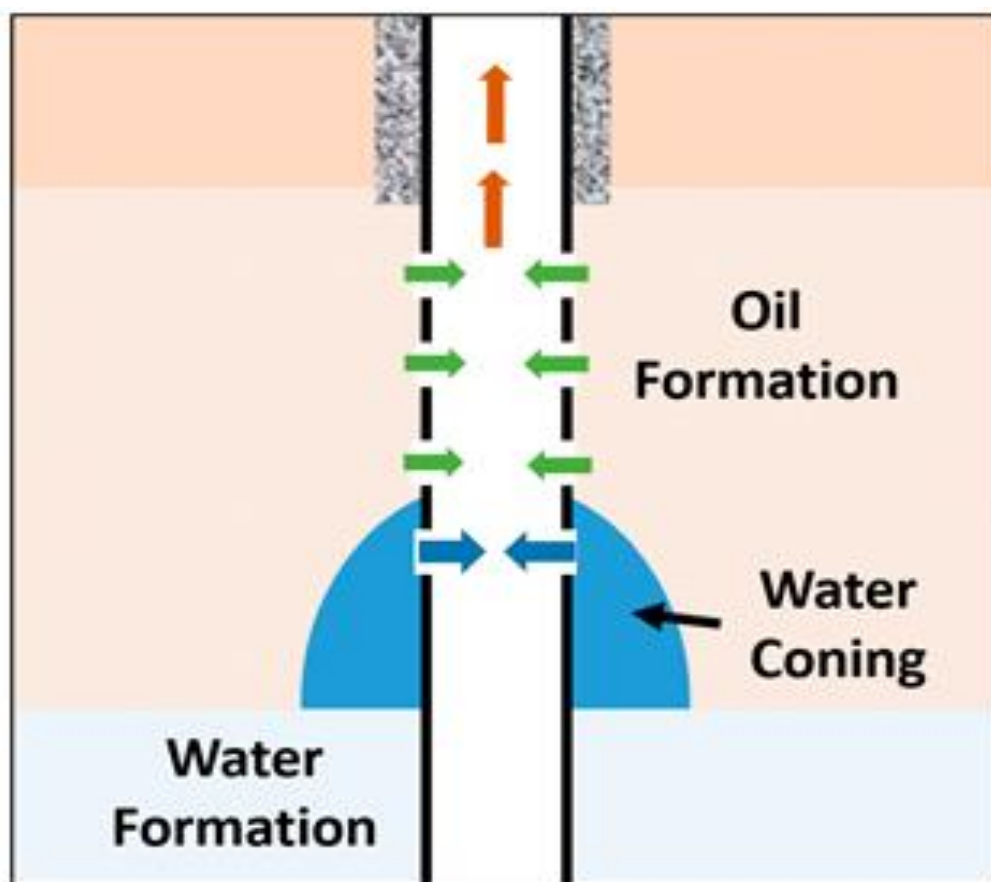


Fig.III.13 : Cone d'eau.

Conclusion du cas II

L'interprétation des données PL du puits HDZ20, on peut conclure ce qui suit :

Toute la production d'huile provient de la section supérieure de la perforation supérieure (3227 m - 3233 m).

Tous les intervalles perforés restants sont remplis d'eau salée d'une densité de 1,2g/cc.

La production d'eau provient de la partie supérieure de l'intervalle perforé (3262 m - 3273 m).

Après ces résultats, l'entreprise a décidé de faire une opération d'injection continue de l'eau afin d'attaquer les dépôts de sel.

Cette opération permet d'attaquer les dépôts de sel mais ne cesse jamais la production du fluide indésirable (eau), pour ce là on recommande :

✓ L'installation du Plug ou et Packer

L'une des solutions mécaniques les plus connues pour les opérations d'arrêt et d'isolement de l'eau à l'intérieur du puits est l'installation de Packer et de Plug. Ils réussissent à éliminer la production des zones d'eau indésirables. Ils sont couramment utilisés par les opérateurs pétroliers pour améliorer les performances des puits et arrêter la production excessive d'eau [11]. Ce matériel est connu pour être économique et fiable dans la réalisation de l'isolation puisqu'il peut être installé sans tirer le tubage de production et sans l'appareil de forage.

Ils peuvent être installés à l'aide de coiled tubing qui peut les faire passer à travers le puits de forage. De plus, les résultats peuvent être obtenus relativement rapidement, en quelques heures à quelques jours. Simplement, le concept de Packers et de Plugs est un élément de petit diamètre, principalement en caoutchouc, qui peut étendre le puits de forage à des diamètres plus grands, créant un joint et isolant le puits aux zones indésirables (Fig.III.14) [12].

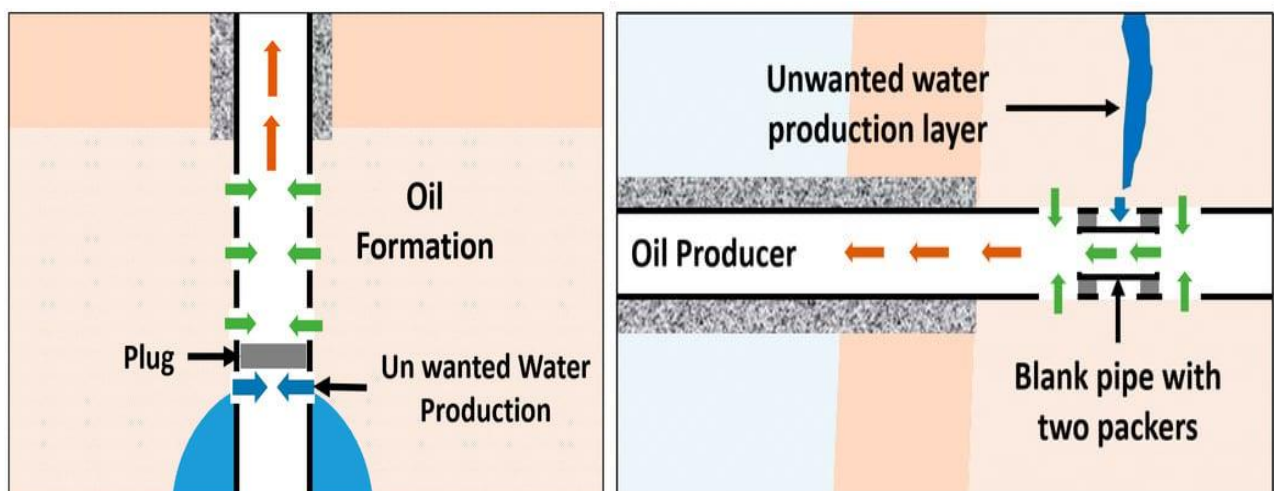


Fig.III.14: plug et packers to shut off water.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

En conclusion, l'utilisation d'outils de production est essentielle pour diagnostiquer les problèmes de production dans les puits de pétrole et de gaz. Dans ce mémoire de master, nous avons examiné les données de production de deux puits, MD727 et HDZ20, qui ont des problèmes de production différents. Le premier puits avait des perforations non productives, tandis que le deuxième puits avait un problème de venu d'eau.

Pour le puits MD727,

- 96% de la production totale provient de l'intervalle (3480-3489m).
- 3.5% provient des perfos localisés entre (3459-3501m).
- Les six autres intervalles n'ont pas de production.

Au bout de l'interprétation des données de PLT du puits MD727, pour but d'augmenter le taux de production on recommande :

- La vérification de l'état des perfos qui ne produisent pas et faire le traitement nécessaire.
- La réalisation des shortes radius dans les intervalles qui ont des taux de production élevé.

Pour le puits HDZ20,

- 100% de la production d'huile provient de la section supérieure de la perforation supérieure (3227 m - 3233 m).
- 100% de la production d'eau provient de la partie supérieure de l'intervalle perforé (3262 m - 3273 m).
- Tous les intervalles perforés restants sont remplis d'eau salée d'une densité de 1,2g/cc.

A la fin de cette interprétation, et pour isoler l'eau de se produit on recommande :

- ✓ L'installation du Plug ou Packers

Bibliographie

- [1] Mammeri Dj.E., Kafi A., La gestion d'un gisement à l'aide des diagraphies de production, Mémoire, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2020.
- [2] Documentation de Sonatrach DF, Département géologie, 2002.
- [3] Documentation de Group Expro, Production Logging Tools, 2002.
- [4] Amiar A., Production logging Tool, Mémoire, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2010.
- [5] Document de société de Hesp. (Production Logging Tools).
- [6] Documentation de société Lee Spécialités : Wire line équipements PL Tools Magazine.
- [7] Documentation de Sonatrach DP, Département géologie - Logging, 2021.
- [8] Documentation de Halliburton, Production Logging.
- [9] Boussa, M. Cours PLT de IAP, 2020.
- [10] Ahmed JDIDI, Well logging in cased holes and interpretation (production logging fundamentals), IFP Training, 2010.
- [11] Offenbacher, M.; Gadiyar, B.; Messler, D. Swellable Packer Fluids Designed for Zonal Isolation in Open hole Completions. Presented at the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Budapest, Hungary, 3–5 June 2015. [Google Scholar].
- [12] Wilson, P.; Hoffman, C.E. Zonal Isolation in Stimulation Treatments and Gas/Water Shutoff Using Thermally Compensated Inflatable Packers and Plugs. Presented at IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 September 2000. [Google Scholar].
- [13] Kappa DDA book & PL chapter.