

Université Kasdi Merbah Ouargla



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 Académique

Présenté Par :

Djedid Mohammed Abdesselam , Djerourou Nedjmeddine

-THÈME-

**Estimation de la hauteur utile par la PLT et les
essais des puits**

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

Jury :

Président : MCB Université Kasdi Merbah Ouargla
HADJADJ Sadok

Encadreur:

Mr ALI ZERROUKI Ahmed MCA Université Kasdi Merbah Ouargla

Co-encadreur : Mr Zaatout Kamel SONTRACH

Examineurs : GAREH Salim MAB Université Kasdi Merbah Ouargla

Dedicace :

Avec l'aide et la grâce de Dieu s'est achevé ce modeste travail que je dédie :

A mes parents pour leur sacrifices et amour durant toutes mes années d'études.

A mes frères A mes sœurs

A mes chers oncles

A toutes les familles

A tous mes amies

A la science

A mes enseignants de l'Université de KASDI MERBAH Ouargla .

Nedjmeddine

Dédicace

À mon ange dans la vie ... au sens de l'amour et au sens de la tendresse et de la dévotion au sourire de la vie et au mystère de l'existence.

A qui était sa prière le secret de ma réussite et sa tendresse avec un baume chirurgical à la plus précieuse de ma chère maman ma chère mère.

À mon soutien dans ce monde et à ceux qui ont travaillé dur dans mon chemin et m'ont appris le sens de la lutte et m'ont conduit vers ce que je suis, mon honorable père, que Dieu le garde pour moi.

Mon grand-père et ma grand-mère que Dieu les protège et prolonge leur vie.

À mon frère et mes frères, que Dieu les protège et prolonge leur vie.

Et à chaque nouvelle famille et à la famille Benamar, petits et grands.

Abdesselam

Remerciements

"Soyez un scientifique ... Si vous ne pouvez pas, alors soyez éduqués. Si vous ne pouvez pas, alors aimez les savants. Si vous ne pouvez pas, alors ne détestez pas."

Après un voyage de recherche, d'efforts et de diligence qui a abouti à l'achèvement de cette recherche, nous louons Dieu Tout-Puissant pour la grâce qu'Il nous a accordée, car Il est le Très-Haut, le Tout-Puissant. Et des connaissances tout au long de cette recherche.

Quant à la gratitude, qui est d'une nature particulière, nous l'étendons également à tous ceux qui se sont tenus à nos côtés.

Nous avons cherché, nous avons cherché. Sans eux, nous n'aurions pas ressenti le plaisir du travail et la douceur de la recherche, Mr ALI ZERROUKI Ahmed ; Mr Zaatout Kamel ; Mr Atlili Elhadi , et nous n'aurions pas atteint ce à quoi nous sommes arrivés. Ils ont tous des remerciements de notre part

Résumé :

Dans le domaine de la production des hydrocarbures, la maîtrise des ressources a une importance capitale. L'estimation de la hauteur utile est un paramètre clé dans l'évaluation et la caractérisation du réservoir. L'estimation précise de ce paramètre permet d'obtenir une évaluation du réservoir la plus réaliste possible.

Dans ce travail les données de PLT et les essais des puits ont été utilisés pour estimer ce paramètre. Une amélioration de productivité dans le puits horizontal MDZ-627 est remarquée. Le puits a été foré en traversant les drains D4 et D5. La configuration pieds nus avec 6 pouces en trou ouvert de 3347 à 4006 MD est bien réalisée. On a remarqué que les résultats obtenus par les données de PLT et les essais de puits au puits MDZ-627 sont similaires.

Mots clés : Essais de puits, diagraphie de production, épaisseur utile, Hassi Messaouad

Abstract :

In the field of hydrocarbon production, the control of resources has great importance. The estimation of the net pay is a key parameter in the evaluation and characterization of the reservoir. Accurate estimation of this parameter made it possible to obtain the most realistic assessment of the reservoir possible.

In this work data from PLT and well tests were used to estimate this parameter. An improvement in productivity in the MDZ-627 horizontal well is noticed. The well was drilled by crossing drains D4 and D5. The barefoot configuration with 6 inches in open hole from 3347 to 4006 MD is well done. It was noticed that the results obtained by the PLT data and the well tests for the well MDZ-627 are similar.

Key Words : Well tests, production logging, net pay, Hassi Messaouad

ملخص :

في مجال إنتاج المحروقات ، فإن التحكم في الموارد له أهمية قصوى. تقدير الارتفاع المفيد هو معلمة رئيسية في تقييم وتوصيف الممكن. سمح التقدير الدقيق لهذه المعلمة بالحصول على التقييم الأكثر واقعية للخزان. في هذا العمل ، استخدمت بيانات من PLT واختبارات الآبار لتقدير هذه المعلمة. لوحظ تحسن في الإنتاجية في البئر الأفقي MDZ-627. تم حفر البئر عن طريق عبور المصارف D4 و D5. تكوين حافي القدمين مع 6 بوصات في الفتحة المفتوحة من 3347 إلى MD 4006 جيد. لوحظ أن النتائج التي تم الحصول عليها بواسطة بيانات PLT واختبارات البئر في MDZ-627 متشابهة.

كلمات مفتاحية: اختبارات الآبار ، تسجيل الإنتاج ، السمك المفيد ، حاسي مسعود

Sommaire

1. Introduction générale	01
2. Chapitre 01 :	02
3. I.1.introduction	03
4. I.2. Historique du champ	03
5. I.3.description du réservoir.....	03
6. I.4. Stratigraphie du champ	04
7. I.5. Caractéristiques pétro physiques moyenne du réservoir cambrien.....	06
8. I.6.Caractéristiques des fluides	06
9. I.7. Les caractéristiques des huiles	06
10. I.8. Les caractéristiques de gaz associé	07
11. I.9. Définition de l'endommagement	07
12. I.10. Les problèmes d'exploitation et les solutions qui existent dans le champ de HMD ..	07
13. Chapitre 02 : principe et déroulement des essais de puit	09
14. II.1 Principe des essais de puits	10
15. II.1.1 Loi De Darcy	10
16. II.1.2 Compressibilité.....	11
17. II.1.3 Equation de diffusivité.....	12
18. II.1.4 Résolution de l'équation de diffusivité.....	13
19. II.1.5 Zone compressible	14
20. II.1.6 Rayon d'investigation	15
21. II.1.7 Régimes d'écoulement.....	16
22. II.1.8 Principe de superposition	16
23. II.2. Capacité des puits	18
24. II.2.1 Définition	18
25. II.2.2. Evolution de la pression.....	19
26. II.2.3 Fin de l'effet de capacité de puits.....	20
27. II.3 Le skin.....	20
28. II.3.1 Définition	20
29. II.3.2 Skin infinitésimal.....	20
30. II.3.3 Le skin d'épaisseur finie	21
31. II.4 L'index de productivité.....	22
32. Chapitre 03 : Interprétation des essais des puits	23
33. III-1-Présentation des méthodes d'interprétation	24
34. III-1-1 Courbes Types	24
35. III-1-2 Méthodes conventionnelles	24
36. III-2 Etapes d'Interprétation des essais de puits	25
37. III-2-1 Diagnostic	25
38. III-2-2Interprétation	25
39. III-2-3 Validation.....	26
40. III-3 utilisation des courbes types.....	27
41. III-3-1 Les courbes Types de Gringarten	28
42. III-3-2 Méthode d'interprétation.....	29
43. Chapitre 04 : partie calculs et interprétations	31
44. conclusion	
45. Références	

Liste des figures

1. Fig. I.1. Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne(Document Sonatrach, 2007)	4
2. Fig.I.2.Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud(Document Sonatrach, 2007).....	5
3. Fig II.1 : Ecoulement radial(Bulletin of Engineering Geology and the Environment · April 1996).....	11
4. Fig II.2 profil des débits(Document Sonatrach, 2007).....	14
5. Fig II.3 Schéma représente la zone compressible(Bulletin of Engineering Geology and the Environment · April 1996)....	15
6. Fig II.4 Historique à deux débits(Document Sonatrach, 2007)	16
7. Fig II.5 Test de fermeture (A.Haouali 2010, cours des essais de puits, IAP BOUMERDES 2010)	17
8. Fig II.6 Historique quelconque des débits (Advanced Well Test Analysis Djabbar Tiab SHLUMBERGER 2014 ALGERIA)	18
9. Fig II.7 l'effet de capacité (A.Haouali 2010, cours des essais de puits, IAP BOUMERDES 2010)	18
10. Fig II.8 Pente pour un effet de capacité constant(Bulletin of Engineering Geology and the Environment · April 1996)	19
11. Fig II.9 Skin infinitésimal(A.Haouali 2010, cours des essais de puits, IAP BOUMERDES 2010)	20
12. Fig II.10 Skin d'épaisseur finie(A.Haouali 2010, cours des essais de puits, IAP BOUMERDES 2010)	20
13. Fig III-1 Diagnostic et Interprétation d'un essai de puits (Essais de puits : methods d'interprétation ; G.BOURDAROT EDITION TECHNIP PARIS 1996 , ISBN 2-7108-0697-5).....	25
14. Fig. III-2 Validation du modèle et des paramètres(Essais de puits : methods d'interprétation ; G.BOURDAROT EDITION TECHNIP PARIS 1996 , ISBN 2-7108-0697-5).....	26
15. Fig. III-3 Courbes Types pour un puits avec effet de capacité du puits et Skin dans un réservoir homogène infini (Essais de puits : methods d'interprétation ; G.BOURDAROT EDITION TECHNIP PARIS 1996 , ISBN 2-7108-0697-5).....	27
16. Fig. III-4 Méthode d'un essai de puits sur les courbes types(Essais de puits : methods d'interprétation ; G.BOURDAROT EDITION TECHNIP PARIS 1996 , ISBN 2-7108-0697-5).....	29
17. Figure IV.1 : Résumé du profil de débit	35
18. Figure IV.2 : Graphique d'étalonnage du mini-spinner-1	37
19. Figure IV.3 : Graphique d'étalonnage du mini spinner-2	37
20. Figure IV.4 : Graphique d'étalonnage du mini spinner-3	37
21. Figure IV.5: Graphique d'étalonnage du mini spinner-4	37
22. Figure IV.6 : Passes d'étalonnage des capteurs de base	38
23. Figure IV.7: mini-spinners Étalonnage des passes.....	39
24. Figure IV.8 : Sondes électriques; passes d'étalonnage	40
25. Figure IV.9 : Sondes optiques; passes d'étalonnage.....	41
26. figure IV.10 : Capteurs de base des passes principales,les mesures stationnaires sont présentées par des cercles.....	43
27. Figure IV.11: Passes principales des Mini Spinners	44
28. Figure IV.12 : sondes électroniques ; Passes principales	45
29. Figure IV.13 : Sondes optiques ; Passes principales	46
30. Figure IV.14 : interprétation qualitative	47

Liste des tableaux

1. Tableau I.1 Caractéristiques pétro-physiques moyenne du réservoir cambrien
(Bulletin of Engineering Geology and the Environment · April 1996)..... 6
2. Tableau IV.1 : Données d'étalonnage LQC36
3. Tableau IV.2 : Détails de l'étalonnage des centrifugeuses 36
4. Tableau IV.3 : Données de passage principales LQC 42

Liste des abréviations :

Abréviation	Description
c	Compressibilité
B	Facteur de volume
C	Capacité du puits
C _D	Capacité de puits sans dimension
c _e	Compressibilité équivalente
c _o	Compressibilité de l'huile
c _t	Compressibilité totale
h	La hauteur de la formation
k	La perméabilité
K	La diffusivité hydraulique
P	La pression
P _D	La pression adimensionnelle
q	Le débit mesuré aux conditions de fond
r _w	Rayon du puits
r _D	Rayon adimensionnel
S	Coefficient de Skin
t	Temps
t _D	Temps adimensionnel
Δt	Temps de fermeture pour build up
V	Volume
α.	Coefficient de la forme des blocs matriciels
β.	Groupe adimensionnel d'interporosité
Ø	La porosité, %
μ	La viscosité dynamique
ρ	La masse volumique
div	Divergence
grad	Gradient
ln	Logarithme népérien
CALI_FSI	FloScanner caliper diameter
CCL	Casing Collar Locator
CCLD	Casing Collar Locator Discriminated Amplitude
CVEL	Unmemorised cable velocity
CVEL_FSI	Cable velocity memorised to floscanner
GR	GammaRay naturel
Q _o	Débit de huile
Q _g	Débit de gaz
V _m	Average velocity across the pipe
TVD	True vertical depth

INTRODUCTION GENERALE

Dans le domaine de la production des hydrocarbures beaucoup des techniques sont utilisées, Les données de tests de puits et PLT ont constitué par leur application des progrès considérables dans le monde. Les tests des puits et PLT ont pour but, d'obtenir des informations essentielles sur le puits et le réservoir. C'est pourquoi, l'interprétation de ces mesures est l'outil indispensable pour connaître l'état du système puits-réservoir, ainsi que les différents paramètres qui affectent la production (perméabilité, le skin et la pression de la couche). Dans ce contexte que nous venons présenter ce travail intitulé «estimation de la hauteur utile par PLT et les essais du puits».

Pour réaliser ce travail, le mémoire est organisé de la façon suivante : Le premier chapitre est consacré à la présentation du champ Hassi Messaoud .Le deuxième chapitre présente principe et déroulement d'un essai de puits. Le troisième chapitre montre l'interprétation des essais de puits. Le quatrième chapitre nous avons donné un exemple d'interprétation sur le test build-up. Enfin, à partir des résultats trouvés nous avons conclu que l'interprétation des essais des puits et PLT sont très intéressantes dans le domaine pétrolier, particulièrement dans l'étude du réservoir.

Chapitre 1 :

Présentation du champ de Hassi Messaoud

I.1. Introduction

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres pétro-physiques (fracturation naturelle, la dissolution etc....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc....).

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale. [1]

I.2. Historique du champ

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1 ; Implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. [1]

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la Compagnie Française de Pétrole d'Algérie (C.F.P.A).
- Au sud la Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie (SN.REPAL).

I.3. Description du réservoir

Le gisement de Hassi Messaoud est à une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion post-paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas de :

- Ri : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5. [1]

- Ra : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- R2 : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- R3 : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à microconglomérique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2c et le R2a

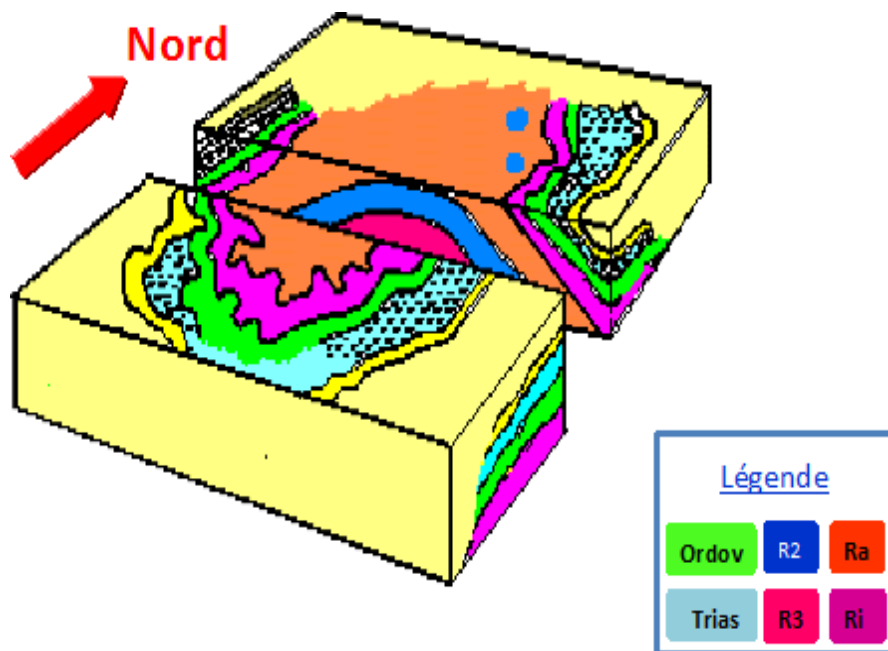


Fig. 1.1. Bloc diagramme de l'écorce géologique sous la discordance hercynienne.

I.4. Stratigraphie du champ

Du point de vue stratigraphie, la zone de Hassi Messaoud est constituée de haut et bas par la figure suivante:

**CHAMP DE HASSI MESSAOUD
COUPE STRATIGRAPHIQUE TYPE
DIFFERENTES PHASES DE FORAGE**

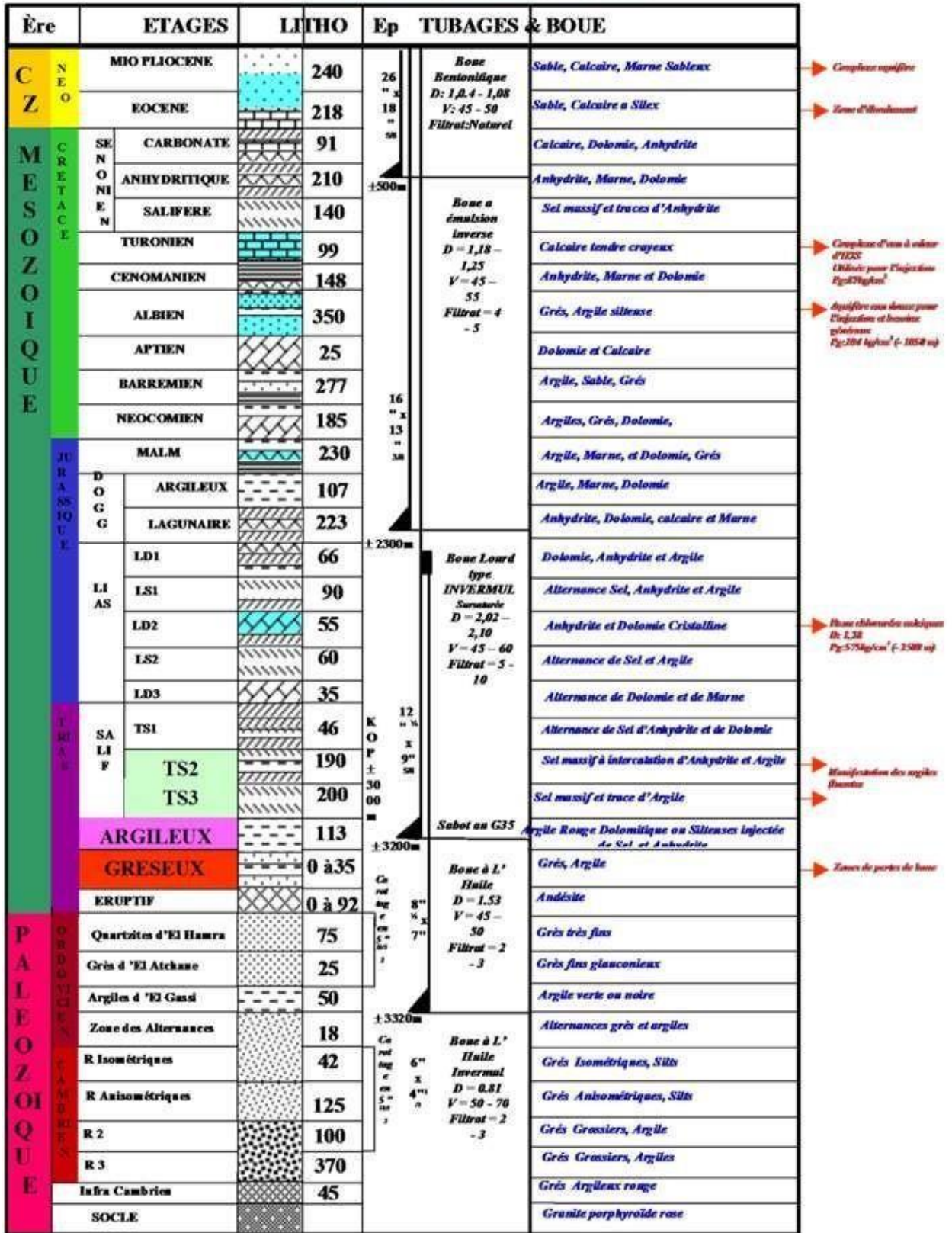


Fig.I.2. Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.

I.5. Caractéristiques pétro physiques moyenne du réservoir cambrien

Les caractéristiques pétro-physiques moyenne du réservoir cambrien sont indiquées dans le tableau suivant : [1]

Réservoir	K _{min} (md)	K _{moy} (md)	K _{max} (md)	Φ _{min} (%)	Φ _{moy} (%)	Φ _{max} (%)	S _{wi} (%)	Vsh _{moy} (%)
Ri	0.3	1	2	6	7	8	17	15
Ra	2	15	100	6	8	10	10	7
R2	1	2.5	7	-	10	-	17	20
R3		<1			0,11		0,17	30

Tableau I.1 Caractéristiques pétro-physiques moyenne du réservoir cambrien.

I.6. Caractéristiques des fluides

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre 200 kg /cm² pour un rapport de dissolution de gaz Rs égal à 240 stm³ /m³. A l'Ouest il peut descendre jusqu'à un 140 kg / cm² pour un rapport de dissolution de gaz égal à 160 stm³ / m³.

Ci-dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présents au niveau du réservoir de Hassi Messaoud. [1]

I.7. Les caractéristiques des huiles

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4).
- La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118°C.
- Le GOR est de 219 m³/m³ sauf pour les puits en percée de gaz où le GOR peut atteindre 800 m³/m³ et plus (cas d'Oml 63 et Oml 633).
- La porosité est faible en moyenne: 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible : 2 md à 100 md.
- La viscosité est de 0,2 cp.
- Le facteur de volume est de 1,7.
- un point de bulle de 160 kg/cm². [1]

I. 8. Les caractéristiques de gaz associé

- Viscosité de gaz est 0.02 cp.
- La compressibilité est de 0.8 bar⁻¹. [1]

I. 9. Définition de l'endommagement

L'endommagement représente toutes les incrustations, qu'elles soient minérales ou organiques, pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production. L'endommagement peut donc être présent dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface. [2]

I. 10. Les problèmes d'exploitation et les solutions qui existent dans le champ de HMD

Le champ de Hassi Messaoud présente des problèmes de dépôts d'asphaltes et de dépôt de sels. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

A. Dépôts de sel :

La présence d'eau produite avec une forte salinité et le changement de la température et la pression sont les principales causes de dépôt de sel. La solution adoptée de ce dépôt est l'injection d'eau pour lavage.

B. Dépôts des sulfates de barium : (BaSO₄)

Il survient en raison de l'incompatibilité entre les eaux de formation et l'eau d'injection ou l'eau de lavage, on peut le prévenir par l'injection d'anti-dépôt (AD32), ou faire appel au coiled tubing avec Skil Blaster (produit sable et gel).

C. Migration des fines :

Ces particules provoquant l'endommagement et qui proviennent d'habitude du réservoir, peuvent se déplacer et migrer avec la production du fluide et boucher les abords du puits causant ainsi une réduction de la production [3]. La solution adoptée dans ce cas est le Mud Acid (HCl 6, HF 1.5

D. Dépôts organiques: pour lesquels on distingue deux catégories :

Dépôts des paraffines :

Ils apparaissent le plus souvent en tête de puits. Leur formation est en général liée à une baisse de la température ; par exemple, lorsque des fluides injectés sont à une température inférieure à celle au fond du puits. La solution pratiquée est le nettoyage avec reforma.

Dépôts d'asphaltènes :

Très fréquent dans les zones 1A, 1B, 1C et 23. Typiquement, les dépôts d'asphaltènes sont dans le tubing, sur liner crépiné, au niveau des perforations ainsi que la formation. La solution est le nettoyage avec reforma.

Ces facteurs rendent le développement et l'exploitation du champ très compliqués

Chapitre 02 : principe et déroulement d'un essai de puits

II.1 Principe des essais de puits

D'une façon générale, le but des essais de puits est d'obtenir des renseignements sur un puits et un réservoir. Pour ce faire, on fait varier le débit du puits. Cette variation provoque une perturbation du régime des pressions existant dans le réservoir. La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournissent des renseignements sur le réservoir et le puits. La mesure de pression peut être faite : soit dans le puits émetteur de la perturbation de débit : c'est le mode opératoire utilisé dans la majorité des essais, soit dans un autre puits, c'est l'objet des tests d'interférences.

II.1.1 Loi De Darcy

La loi de Darcy est utilisée pour décrire les écoulements de fluides en milieu poreux. Examinons son domaine d'application et ses conséquences sur un essai de puits.

○ Expression vectorielle [5]

L'expression vectorielle de la loi de Darcy est la suivante :

$$\vec{q} = -\frac{k}{\mu} S \vec{\text{grad}} P \dots\dots\dots (\text{II.1})$$

La loi de Darcy en fonction de la vitesse de filtration du fluide est :

$$\vec{V} = -\frac{k}{\mu} \vec{\text{grad}} P \dots\dots\dots (\text{II.2})$$

○ Expression en écoulement radial circulaire

La loi de Darcy en écoulement radial circulaire s'exprime par :

$$q = \frac{k}{\mu} 2\pi r h \frac{\partial h}{\partial r} \dots\dots\dots (\text{II.3})$$

Elle peut s'intégrer entre deux valeurs de la distance au puits r_w et r_e (Figure I.1) :

$$q = \frac{2\pi k h}{\mu} \frac{P_w - P_e}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \dots\dots\dots (\text{II.4})$$

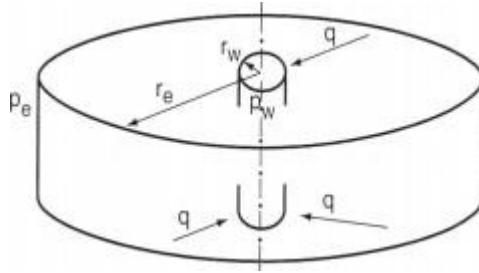


Fig II.1 : Ecoulement radial

II.1.2 Compressibilité

Tous les renseignements tirés d'un essai de puits sont obtenus parce que la roche et les fluides sont compressibles.[5]

La compressibilité d'un matériau est définie par le changement relatif du volume de ce matériau par unité de variation de pression à température constante :

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \dots\dots\dots(\text{II.5})$$

Elle s'écrit encore en fonction de sa masse volumique :

$$c_e = -\frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \dots\dots\dots(\text{II.6})$$

Compressibilité totale d'un réservoir pétrolier

Dans un réservoir pétrolier plusieurs éléments sont compressibles : L'huile, l'eau (même immobile) et les pores. Lors d'une décompression, le fluide est produit :

- par expansion des fluides :

L'huile : $\Delta V_o = -c_o S_o \Delta V_p \dots\dots(\text{I.7})$

l'eau : $\Delta V_w = -c_w S_w \Delta V_p \dots\dots(\text{I.8})$

- par diminution du volume des pores :

$V_p : \Delta V_p = -c_p V_p \Delta p \dots\dots\dots(\text{I.9})$

La compressibilité totale est :

$c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_p \dots\dots\dots(\text{I.10})$

II.1.3 Equation de diffusivité

L'équation de diffusivité régit l'évolution de la pression dans le réservoir et dans le temps. Elle est établie à partir de deux lois et une équation d'état [5] :

○ **Loi d'écoulement**

L'expression utilisée est celle de l'équation (II.2). Dans cette expression, le rôle des forces gravitaires est négligé. C'est l'hypothèse faite dans la plupart des interprétations d'essais de puits.

○ **Loi de conservation de la masse :**

$$\text{div } \rho \vec{V} + \frac{\partial(\rho \phi S_o)}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots(\text{II.11})$$

○ **Équation d'état :**

$$c_e = - \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \dots\dots\dots(\text{II.6})$$

○ **Équation de diffusion :**

Considérons l'équation de conservation de la masse (I.10). Exprimons la vitesse de filtration et la masse volumique en fonction de la pression, en utilisant la loi de Darcy (I.2) et l'équation d'état (I.6). Nous obtenons une expression en pression :

$$\Delta P + C_e \left(\text{grad} P \right)^2 - \frac{\phi \mu}{k} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots(\text{II.12})$$

Moyennant deux hypothèses :

- compressibilité des fluides faible et constante : c'est le cas pour un liquide, pas pour un gaz.
- gradients de pression faibles : c'est le cas dans les réservoirs où les vitesses d'écoulement sont faibles.

$C_e (\text{grad } p)^2$ est petit devant les deux autres termes de l'équation (II.12). Cette équation se réduit à une équation de diffusivité ordinaire :

$$\Delta p - \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots (\text{I.13})$$

$K = \frac{k}{\Phi \mu c_t}$ est appelé **diffusivité hydraulique du milieu** : C'est le rapport entre la mobilité des fluides k/μ et la capacité compressible du réservoir Φc_t .

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{1}{k} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \dots\dots(I.14)$$

II.1.4 Résolution de l'équation de diffusivité

○ **Résolution en réservoir homogène infini :**

L'hypothèse la plus souvent faite est de supposer le réservoir homogène, isotrope, d'épaisseur constante et limité par des épontes imperméables. Le puits traverse la couche sur toute son épaisseur. La compressibilité et la viscosité des fluides sont constantes et uniformes en utilisant les conditions aux limites suivantes :

- pression initiale uniforme : P_i ;
- réservoir infini ;
- débit constant dans le puits considéré comme ayant un rayon infinitésimal.

L'évolution de la pression en fonction du temps et de la distance au puits vérifie l'équation [5] :

$$P_i - P(r, t) = - \frac{q\beta\mu}{4\pi kh} E_i \left(\frac{-r^2}{4kt} \right) \dots\dots\dots(II.15)$$

Où $E_i(x)$ est la fonction exponentielle intégrale définie par :

$$-Ei(-x) = \int_x^\infty \frac{\exp(-u)}{u} du$$

Cette équation s'écrit :

$$P_D = -\frac{1}{2} Ei \left[-\frac{r_D^2}{4t_D} \right]$$

En utilisant les grandeurs sans dimension suivantes :

Pression : $P_D = \frac{2\pi kh}{qB\mu} \Delta P$ (en unités SI)

$$P_D = \frac{2\pi kh}{141.2qB\mu} \Delta P$$
 (en unités pratique US)

$$P_D = \frac{2\pi kh}{18.66qB\mu} \Delta P$$
 (en unités pratiques métriques)

Longueur : $r_D = \frac{r}{r_w}$

Temps : $t_D = \frac{k\Delta t}{\phi\mu c_t r_w^2}$ (en unités SI)

$$t_D = \frac{0.000246k\Delta t}{\phi\mu c_t r^2 w} \quad (\text{en unités pratiques US})$$

$$t_D = \frac{0.00036k\Delta t}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (\text{en unités pratiques métriques})$$

II.1.5 Zone compressible

Le débit qui existe à une distance r du puits à l'instant t peut être déterminé à partir de la loi de Darcy locale exprimée en écoulement radial circulaire (II.3) et à partir de l'équation (II.15) qui décrit l'état des pressions [5] :

$$q(r, t) = q\beta e^{-\frac{r^2}{\mu kt}} \dots \dots \dots (II.16)$$

Où : q est le débit en tête de puits ;
 q_B est le débit au fond du puits.

La figure (II.2) indique le profil des débits, à un instant t en fonction de la distance au puits.

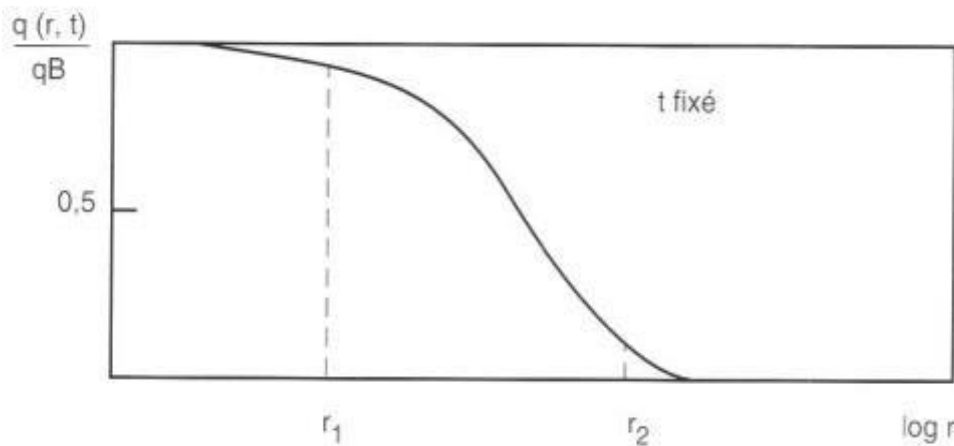


Fig II.2 profil des débits

Sur le profil des débits on constate que les régions situées entre le puits et r_1 sont traversées par un débit de fluide voisin de celui du puits. La loi de Darcy est applicable macroscopiquement dans cette région. Les régions situées au-delà de r_2 sont traversées par un débit négligeable.

La perte de charge entre r_2 et l'infini est négligeable. Regardons l'évolution du profil des débits entre deux instants t et t' (fig. II.3). La zone située entre le puits et r_1 est traversée par un débit voisin de q_B . La perte de charge entre le puits et r_1 évolue peu de t à t' . La zone située au-delà de r_2 ne participe pas encore au débit. La perte de charge entre r_2 et l'infini reste négligeable.

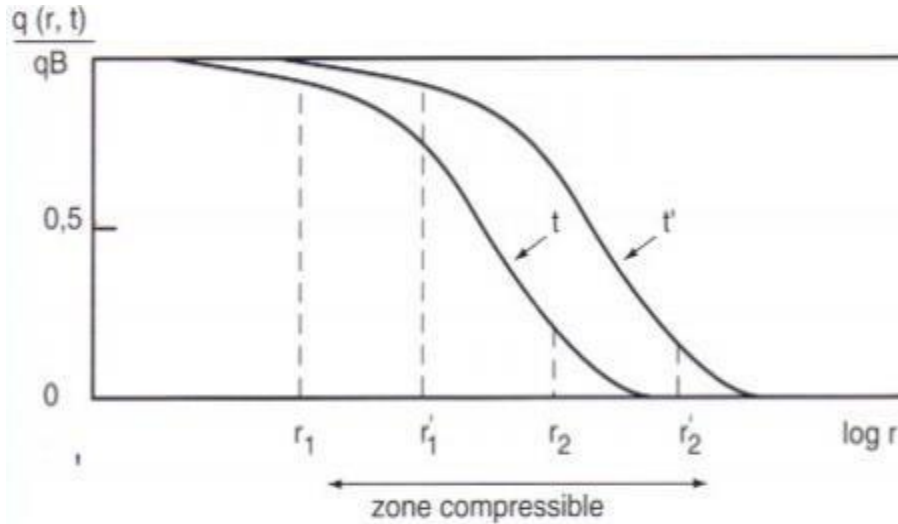


Fig II.3 Schéma représente la zone compressible

L'évolution entre t et t' de la perte de charge entre l'infini et le puits est donc due principalement à ce qui se passe entre r₁ et r'₂. C'est dans cette zone que sont mises en jeu les propriétés compressibles du réservoir qui permettent au débit de passer de 0 à q_B. Cette zone est appelée zone compressible. Au début de l'essai, la variation de la pression traduit les propriétés du réservoir aux abords du puits. Plus tard l'essai investigate des régions plus éloignées.

II.1.6 Rayon d'investigation

L'évolution de la pression au puits reflète les propriétés de la portion de réservoir traversée par la zone compressible. Il est intéressant de caractériser la position de cette zone. C'est ce que recouvre la notion de rayon d'investigation d'un essai. La littérature pétrolière présente un grand nombre de définitions différentes du rayon d'investigation. Parmi toutes on note [5] :

- **La définition de Jones :**

$$r_i = 4\sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}} \text{ (en unité SI) (II.17)}$$

- **La définition de Poettmann :**

$$r_i = 4.29\sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}} \text{ (en unité SI) (II.18)}$$

II.1.7 Régimes d'écoulement

○ Régime transitoire

Tant que la zone compressible n'a pas atteint de limite du réservoir ou n'a pas perçu l'influence d'un autre puits, le réservoir se comporte, au niveau du test, comme s'il était infini.

Pendant cette période le régime d'écoulement est appelé régime transitoire.

○ Régime pseudo-permanent

Quand la zone compressible atteint un ensemble de limites à flux nul, le régime d'écoulement devient pseudo-permanent. C'est le régime d'écoulement existant dans un réservoir fermé non alimenté, en production.

○ Régime permanent

Quand la zone compressible est soumise à l'effet d'un ensemble de limites à pression constante, le régime d'écoulement devient permanent. C'est le régime d'écoulement existant en production dans un réservoir soumis à l'influence d'un gas cap ou d'un aquifère quand la mobilité de l'eau est grande devant celle de l'huile [4].

II.1.8 Principe de superposition

Dans le paragraphe {II.1.4}, l'équation (I.14) traduit l'évolution de la pression quand le puits est mis en production. Comment décrire l'état des pressions dans le réservoir quand plusieurs variations de débit se succèdent ? La manière habituelle de traiter ce problème est d'utiliser le fait que les équations d'évolution de la pression sont linéaires en fonction du débit.

L'évolution de la pression due à plusieurs débits est égale à la somme des évolutions de pression consécutives à chacun des débits. Cette propriété s'appelle principe de superposition [5].

○ Cas de deux débits

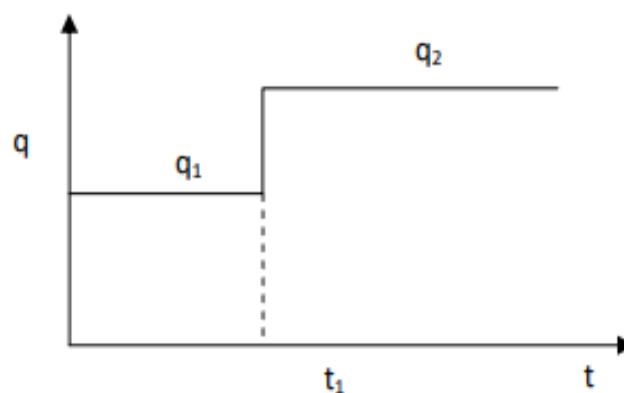


Fig II.4 Historique à deux débits

Soit : $p_i - p(t) = \frac{qB\mu}{2\pi kh} p_D(t)$ l'évolution de la pression due à un débit q commençant à l'instant $t = 0$.

L'historique décrit par la figure II.4 peut être considéré comme la somme :

- d'une production à débit q_1 , depuis $t = 0$;
- d'une production à débit $(q_2 - q_1)$ depuis $t = t_1$.

L'évolution de la pression due à cet historique de débit est égale à :

$$P_i - P(t) = \frac{q_1 \beta \mu}{2\pi kh} P_D(t) + \frac{(q_2 - q_1) \beta \mu}{2\pi kh} P_D(t - t_1) \dots \dots \dots (II.19)$$

○ **Remontée de pression**

Un cas est particulièrement intéressant : le cas où q_2 est nul. Il représente la grande majorité des essais (fig. II.5).

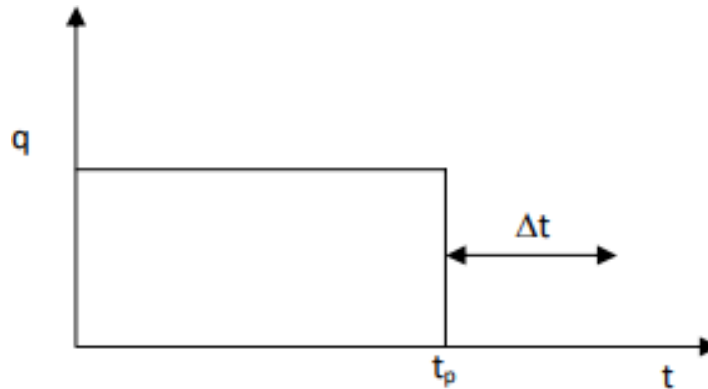


Fig II.5 Test de fermeture

L'équation (I.18) devient :

$$P_i - P(t) = \frac{q \beta \mu}{2\pi kh} [P_D(t + \Delta t) - P_D(\Delta t)] \dots \dots \dots (II.20)$$

○ **Historique quelconque**

Dans le cas d'un historique quelconque (fig. II.6) :

$$P_i - P(t) = \frac{\beta \mu}{2\pi kh} \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) P_D(t - t_{i-1}) \dots \dots \dots (II.21)$$

Avec $q_0 = 0$ et $t_0 = 0$

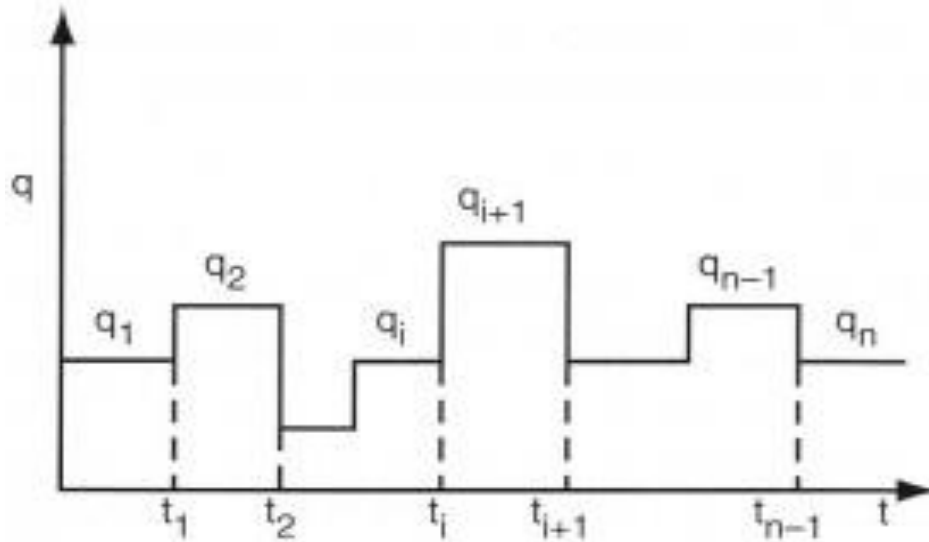


Fig II.6 Historique quelconque des débits

II.2. Capacité des puits

I.2.1 Définition

Un essai de puits commence par une variation brutale du débit du puits. Cette variation se produit dans le puits : en tête de puits dans le cas général, plus près de la formation dans le cas des DST ou des fermetures au fond.

Le débit qui sort de la formation suit une variation progressive en raison de la compressibilité de la colonne de fluide dans le tubing entre le fond et le point de fermeture [5].

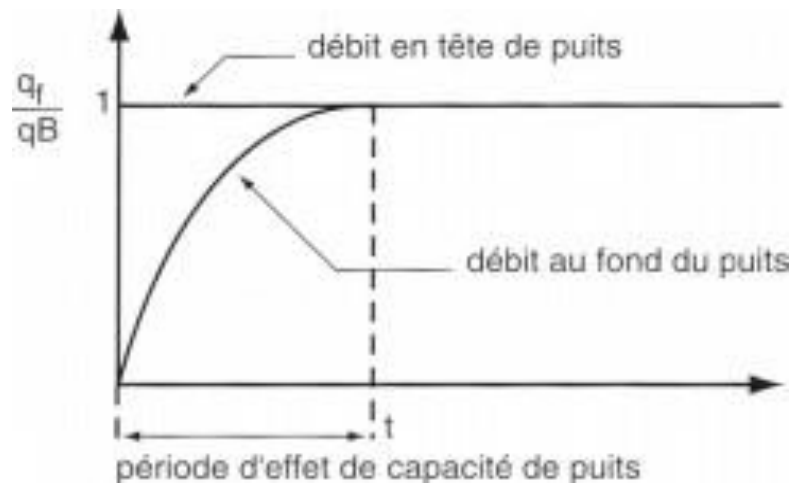


Fig II.7 l'effet de capacité

Lors d'une mise en production en tête de puits, le débit en tête de puits est supposé passer instantanément de 0 à q . Le débit au fond ne passe pas instantanément de 0 à q_B . La mise en

production au fond se fait progressivement (fig. II.7). Cette période pendant laquelle le débit fond évolue est appelée période d'effet de capacité de puits.

La capacité du puits est définie par : $C = \Delta V / \Delta P$ (II.22)

Où,

ΔV : variation du volume de fluide dans le puits, dans les conditions du puits .

Δp : variation de pression appliquée au puits.

La capacité de puits est homogène au produit d'un volume par une compressibilité. Une grandeur sans dimension est attachée à la capacité de puits. Elle est définie par :

$$C_D = \frac{c}{2\pi\phi c_t h r_w^2} \quad (\text{en unités pratiques métriques et SI}) \dots\dots\dots (\text{II.23})$$

$$C_D = \frac{0.89 c}{\phi c_t h r_w^2} \quad (\text{en unités pratiques US}) \dots\dots\dots (\text{II.24})$$

II.2.2. Evolution de la pression

Juste après la mise en production du puits, la pression fond évolue sous l'effet de la capacité du puits.

$$\Delta p = qBt/24C \quad (\text{en unités pratiques métriques et US}) \dots\dots\dots (\text{II.25})$$

$$\Delta p = t_D / C_D \quad (\text{ grandeur sans dimensions }) \dots\dots\dots (\text{II.26})$$

Si la capacité est constante, la pression fond évolue linéairement en fonction du temps tant que la capacité de puits a un effet dominant.

La pente de la droite obtenue en portant l'évolution de la pression fond en fonction du temps permet de calculer C (fig. II.8) :

$$C = \frac{qB}{24 \times (\text{pente})} \quad (\text{en unités pratiques métriques et US }) \dots\dots\dots (\text{II.27})$$



Fig II.8 Pente pour un effet de capacité constant

CHAPITRE 02

II.2.3 Fin de l'effet de capacité de puits

La littérature pétrolière présente plusieurs critères pour apprécier la fin de l'effet de capacité de puits. Parmi toutes on note :

○ **Critère de Ramey** : $t_D = (60 + 3.5S)C_D \dots \dots \dots (II.28)$

soit approximativement : $t = (200000 + 12000S) \frac{C}{kh/\mu}$ (en unités US)...(II.29)

II.3 Le skin

II.3.1 Définition

Les abords du puits ont des caractéristiques différentes de celles du réservoir à cause des opérations de forage et de traitement du puits [5].

Le skin (effet pariétal) traduit la différence de perte de charge qui existe aux abords du puits entre :

- le réservoir tel qu'il est ;
- le réservoir tel qu'il serait s'il avait des caractéristiques uniformes jusqu'au puits (perméabilité notamment).

Le skin traduit la liaison entre le réservoir et le puits. La différence de perte de charge aux abords du puits peut être interprétée de plusieurs façons :

- au moyen d'un skin infinitésimal ;
- à l'aide d'un skin d'épaisseur finie ;

II.3.2 Skin infinitésimal

La perte de charge additionnelle due au skin est définie par :

$$\Delta P_S = \frac{\alpha q \beta \mu}{kh} \dots \dots \dots (II.30)$$

Avec : $\alpha = 141.2$ (en unités US). Dans l'approche de Hurst et Van Everdingen, la perte de charge due au skin est localisée dans un film infiniment mince autour du puits (fig. II.9).

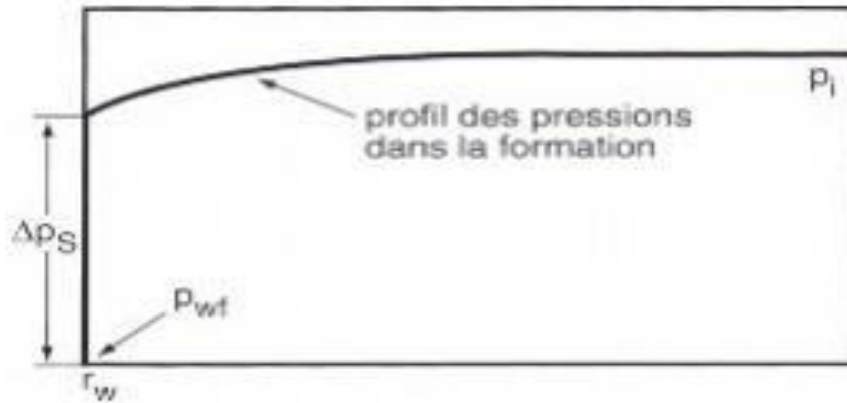


Fig II.9 Skin infinitésimal

Le skin S est homogène à une perte de charge adimensionnelle.

II.3.3 Le skin d'épaisseur finie

Une autre représentation consiste à supposer les pertes de charges localisées dans une zone de rayon r_s et de perméabilité k_s autour du puits (fig. II.10).

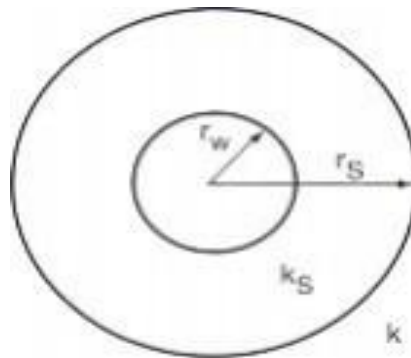


Fig II.10 Skin d'épaisseur finie

Quand la zone compressible a quitté cette zone, l'écoulement peut y être considéré comme pseudo-permanent. Il est régi par la loi de Darcy. La différence de perte de charge entre le réservoir réel et un réservoir qui serait uniforme jusqu'au puits s'exprime à l'aide de la loi de Darcy par :

$$\Delta p_s = \frac{qB\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{qB\mu}{2\pi k h} \ln \frac{r_s}{r_w}$$

En exprimant Δp_s à l'aide de l'équation (I.29), on obtient :

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad \dots\dots (II.31)$$

L'équation (I.30) montre qu'un endommagement ($k_s < k$) correspond à un skin positif. En cas de colmatage des abords du puits le skin peut prendre des valeurs très importantes, d'autant plus importantes que le milieu est perméable et l'endommagement fort.

II.4 L'index de productivité

L'index de productivité d'un puits est le rapport entre :

- le débit du puits
- la différence entre la pression moyenne de l'aire de drainage et la pression au fond du puits :

$$IP = \frac{q}{p - p_{wf}} \dots\dots\dots(\text{II.32})$$

Chapitre 03 : Interprétation des essais des puits

III-1-Présentation des méthodes d'interprétation:

Ces méthodes peuvent être classées en deux grandes familles:

- Les méthodes conventionnelles.
- Les méthodes utilisant les courbes types.

III-1-1 Courbes Types :

Ces méthodes sont apparues dans les années 70 et se sont développées dans les années 80.

Les courbes types sont des plots Log-Log des paramètres sans dimension sur lesquelles on cale les données réelles d'un essai de puits pour déterminer certaines caractéristiques du réservoir.

Au début, la génération des courbes types était limitée par certaines hypothèses, avec le développement de l'outil informatique et l'amélioration des méthodes de calculs, plusieurs types de courbes types ont été générés représentant plusieurs types d'écoulement [6].

L'utilisation des courbes types a été aussi améliorée par l'apparition de la dérivée et son utilisation comme un outil de diagnostic.

L'avantage de l'utilisation des courbes types est d'interpréter d'un seul coup la totalité des données de pression et de sa dérivée, ce qui permet de déterminer la succession des écoulements visibles dans l'essai. Il peut donc apporter un diagnostic sur le puits et le réservoir.

La détermination des différentes périodes d'écoulement permet d'appliquer les méthodes conventionnelles d'interprétation à chaque écoulement.

III-1-2 Méthodes conventionnelles :

Les méthodes conventionnelles ont été mises au point à partir des années 30.

Elles étaient les seules disponibles jusqu'aux années 70 qui ont vu l'arrivée des courbes

types.

Ces méthodes consistent à tracer les droites et pentes correspondant à chaque type d'écoulement ensuite utiliser les équations adéquates pour calculer les paramètres du puits et du réservoir. Le diagnostic du type d'écoulement est donc nécessaire [6].

Les méthodes conventionnelles présentent certains inconvénients :

- Difficultés de diagnostiquer un écoulement
- Plusieurs données ne sont pas prises en compte
- Difficulté de tracer la bonne droite

III-2 Etapes d'Interprétation des essais de puits

L'interprétation d'un essai de puits englobe plusieurs étapes qui servent au diagnostic, à l'interprétation et enfin à la validation des résultats [6]. Généralement la démarche est la suivante:

III-10-1 Diagnostic:

Cette phase consiste à déterminer et délimiter les différents régimes d'écoulements observés au cours de l'essai. La détermination de ces régimes permet de déterminer la configuration réservoir puits qui seront ensuite utilisée dans l'interprétation (Fig III-1).

L'outil de diagnostic le plus puissant et le plus couramment utilisé est la dérivée de la pression, les courbes types sont aussi utilisées comme moyen de diagnostic.

III-10-2 Interprétation:

Une fois les régimes d'écoulements sont bien définis, on passe à l'étape de l'interprétation par l'utilisation des différentes méthodes (la dérivée de la pression, les méthodes conventionnelles et les courbes types) (Fig III-1).

L'interprétation à pour but la quantification des paramètres de la configuration réservoir puits

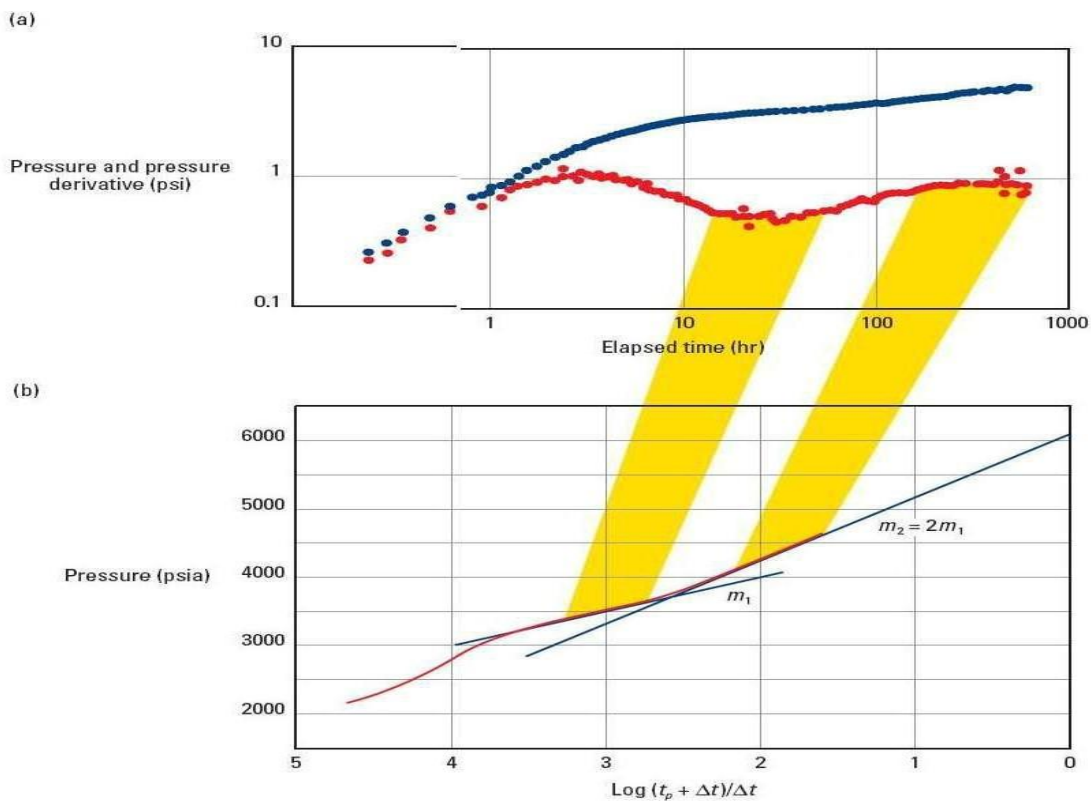


Fig III-1 Diagnostic et Interprétation d'un essai de puits

III-2-3 Validation

L'interprétation est validée par la génération d'une courbe type à partir des résultats de l'interprétation à l'aide d'un modèle analytique.

L'écart de cette courbe générée des données réelles enregistrées traduit le degré de fiabilité du diagnostic et des résultats de l'interprétation (Fig III-2).

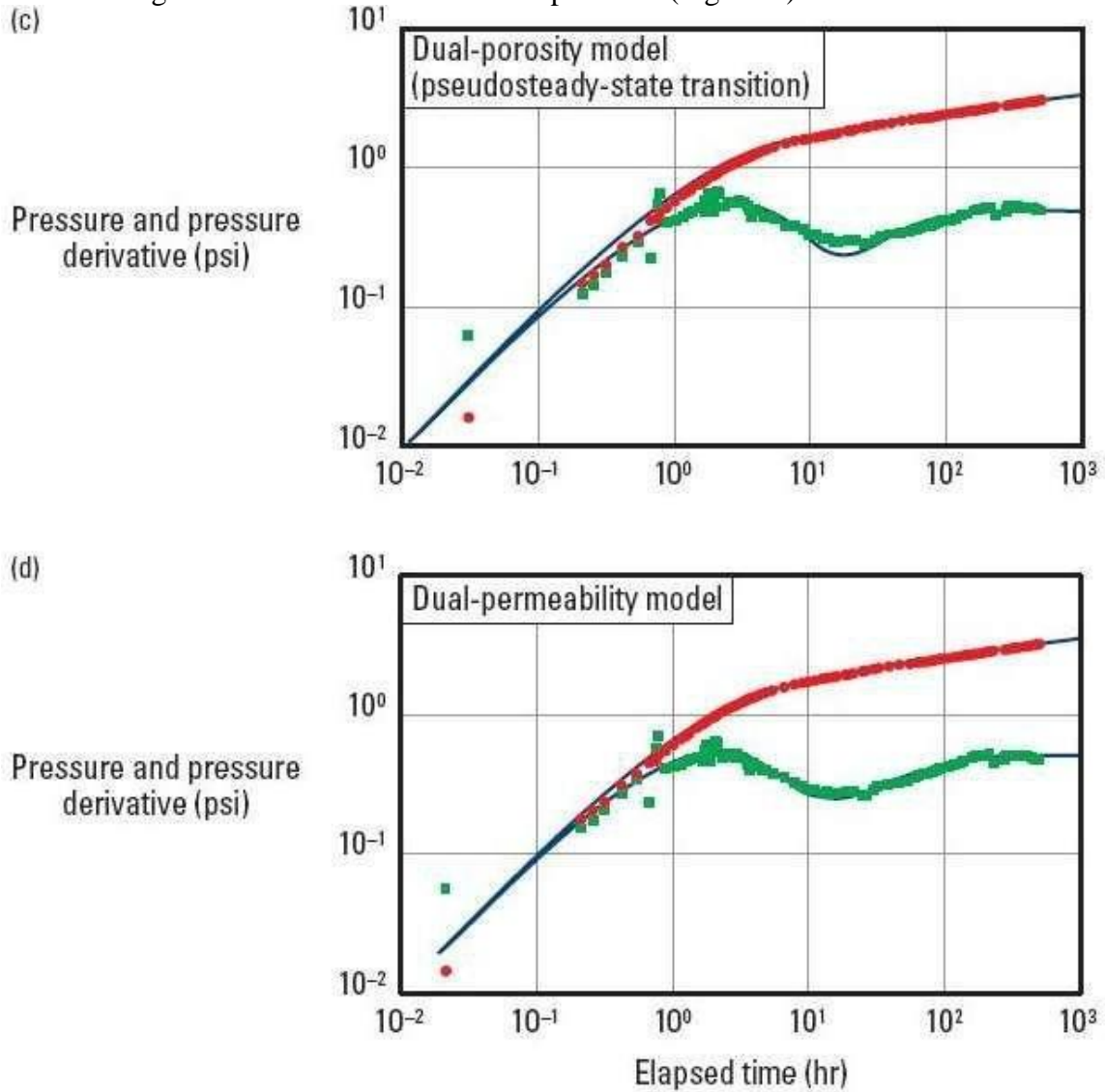


Fig. III-2 Validation du modèle et des paramètres.

Un ajustement des paramètres est généralement nécessaire pour bien caler les données réelles, surtout au niveau des transitions entre les différents écoulement

III-3 utilisation des courbes types

Les planches de courbes types sont apparues dans la littérature pétrolière dans les années

70. Plusieurs auteurs ont présentés des courbes types à savoir :

- Les courbes types d'Agarwal et al.
- Les courbes types de Mc Kinley
- Les courbes types d'Earlougher et Kersch
- Les courbes types de Gringarten et al.
- Les courbes types de Bourdet et al.

Les courbes types de Gringarten et al sont les plus pratiques et les plus utilisées dans la littérature. Ce sont les seules qui seront présentées ici.

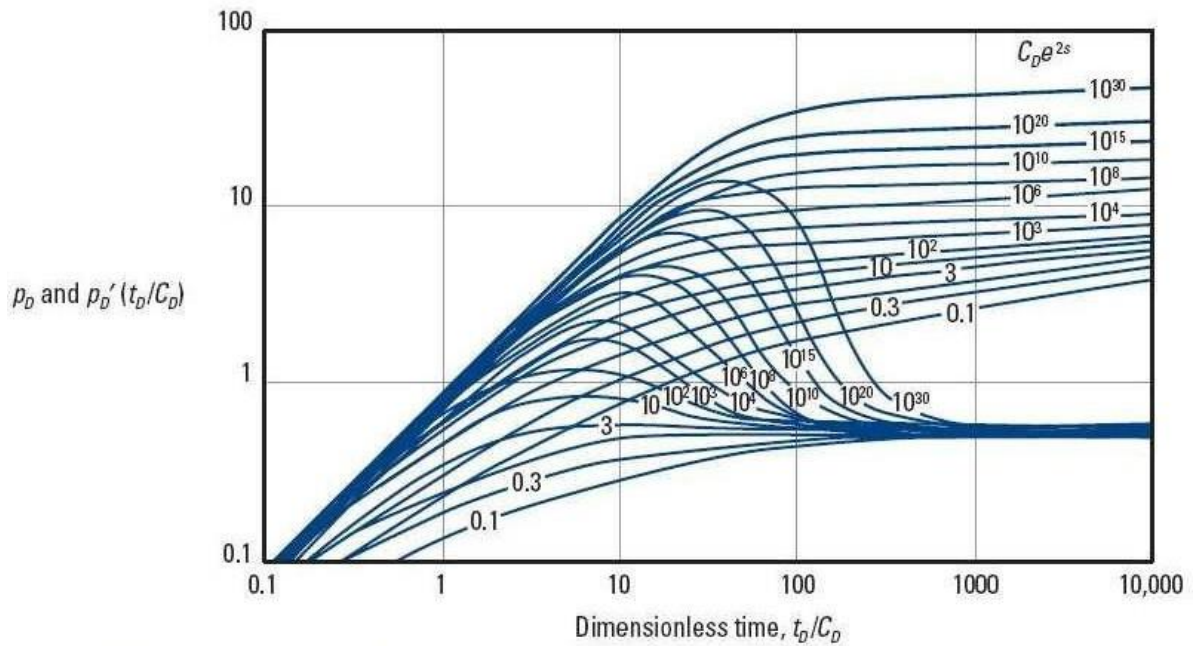


Fig. III-3 Courbes Types pour un puits avec effet de capacité du puits et Skin dans un réservoir homogène infini.

III-3-1 Les courbes Types de Gringarten :

Une courbe type représente l'évolution de la pression en fonction du temps pour une configuration réservoir puits donnée. Elle est générée à l'aide d'un modèle analytique et représentée avec des grandeurs sans dimension.

- Grandeurs sans dimensions :

Les grandeurs sans dimensions présentées précédemment sont données en unités U.S comme suite :

-Pression :

$$P_d = \frac{kh}{141.2q\beta\mu} \Delta P \dots\dots\dots(III.1)$$

-Longueur :

$$r_D = \frac{r}{r_w} \dots\dots\dots(III.2)$$

-Temps :

$$t_D = \frac{0.00026k}{\phi\mu C \frac{r}{r_w}} \dots\dots\dots(III.3)$$

-Capacité du puits :

$$C_D = \frac{c}{2\phi \left(\frac{r}{r_w}\right)^2} \dots\dots\dots(III.4)$$

- Representation :

Dans un puits vertical en réservoir homogène infini, l'évolution de la pression sans dimension dépend de trois grandeurs :

- Temps .
- Capacité du puit .
- Skin.

En utilisant la notion du rayon effectif : $r_{-s} = r . e^{-s}$

- t_D est remplacé par : $t_D e^{2s}$
- C_D est remplacé par : $C_D e^{2s}$

Les courbes types sont différencier par des valeurs différente de $C_D e^{2S}$. Les courbes types supérieure correspondent aux valeurs élevées des $C_D e^{2S}$, donc aux valeurs élevées de skin et les courbes inférieurs sont pour les valeurs négatives du skin.

III-3-2 Méthode d'interprétation :

La méthode d'interprétation est illustrée sur la figure ci-dessous :

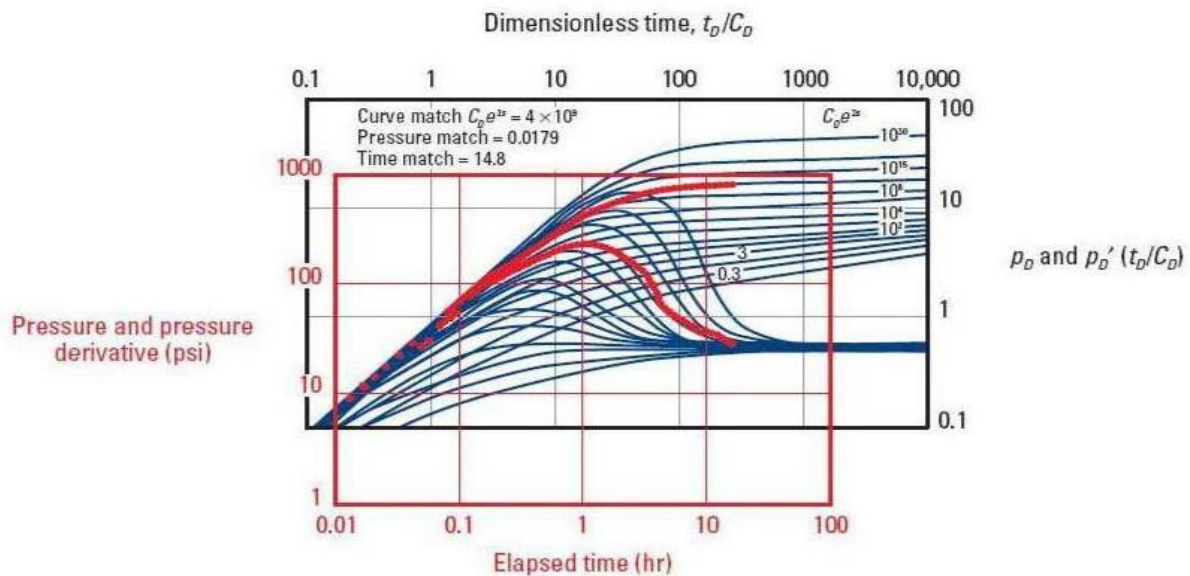


Fig. III-4 Méthode d'un essai de puits sur les courbes types

Étapes d'analyses :

1- Porter sur un papier calque log log l'évolution de la pression mesurée (et de la dérivée),

l'échelle du plot doit être le même que celui de la planche des courbes types.

2- Caler les données du plot sur une portion de courbe type, le calage se fait par des translations horizontale et verticale jusqu'à l'obtention du meilleur calage possible.

3- Une fois le calage obtenu, lire la valeur de $C_D e^{2S}$ correspondante

4- Relever un point de référence et lire ces coordonnées à la fois sur le plot et sur la planche des courbes type. $(P_D)_M$, P_M , $(t_D/C_D)_M$ et t_M .

Interprétation :

A partir des valeurs du point de référence, on peut calculer :

Le kh du réservoir: $kh = 141.2qB \mu \left(\frac{P}{\Delta P} \right)_M$

L'effet de capacité du puits $C = \frac{0.000295kh}{\mu} \left(\frac{\Delta t}{C_D} \right)_M$

Le facteur d'endommagement $S = 2 \ln \frac{1}{C_D e^{2S}}_M$

Chapitre 04 : partie calculs et interprétation

Puit MDZ627

Carte du champ :

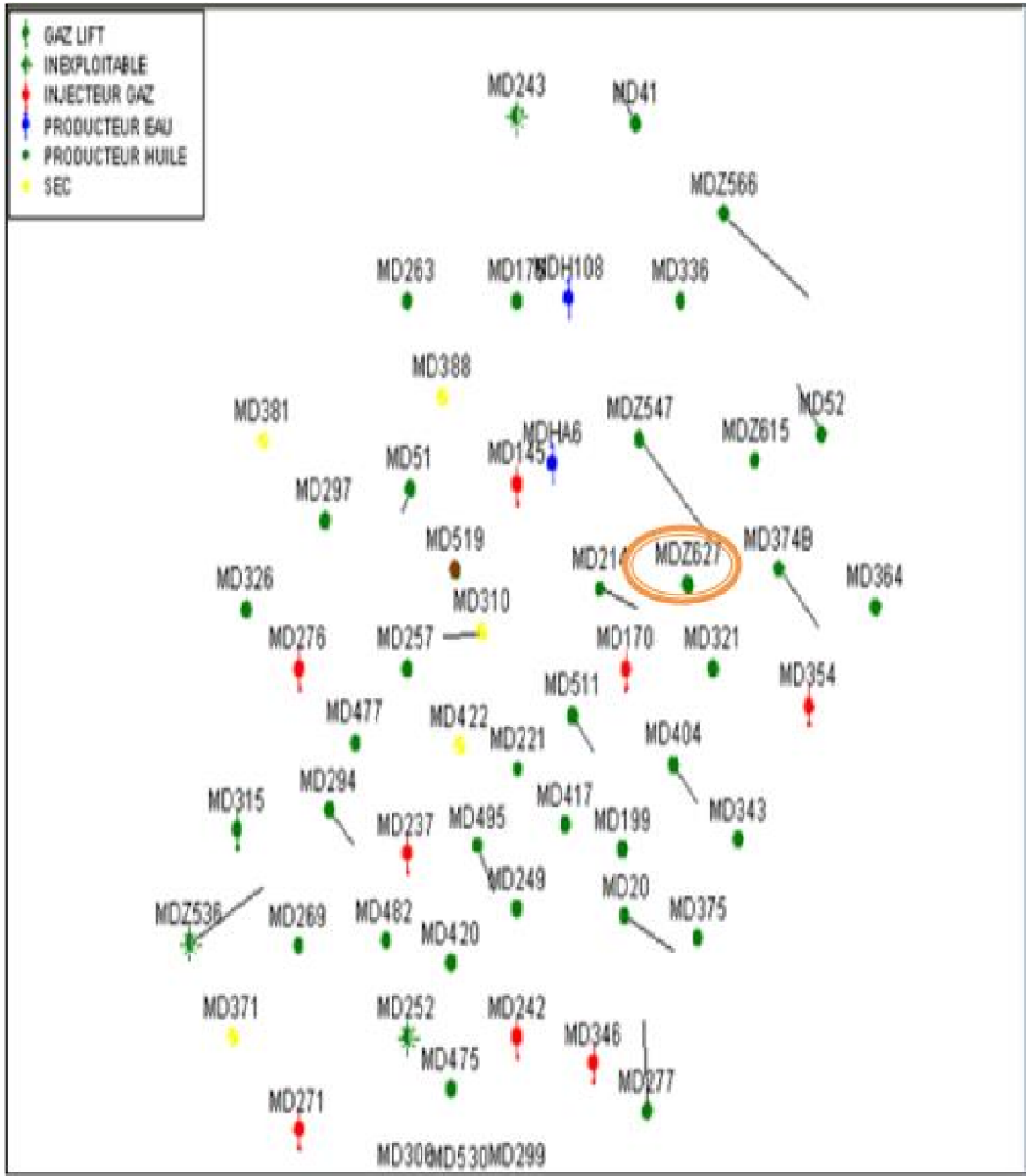
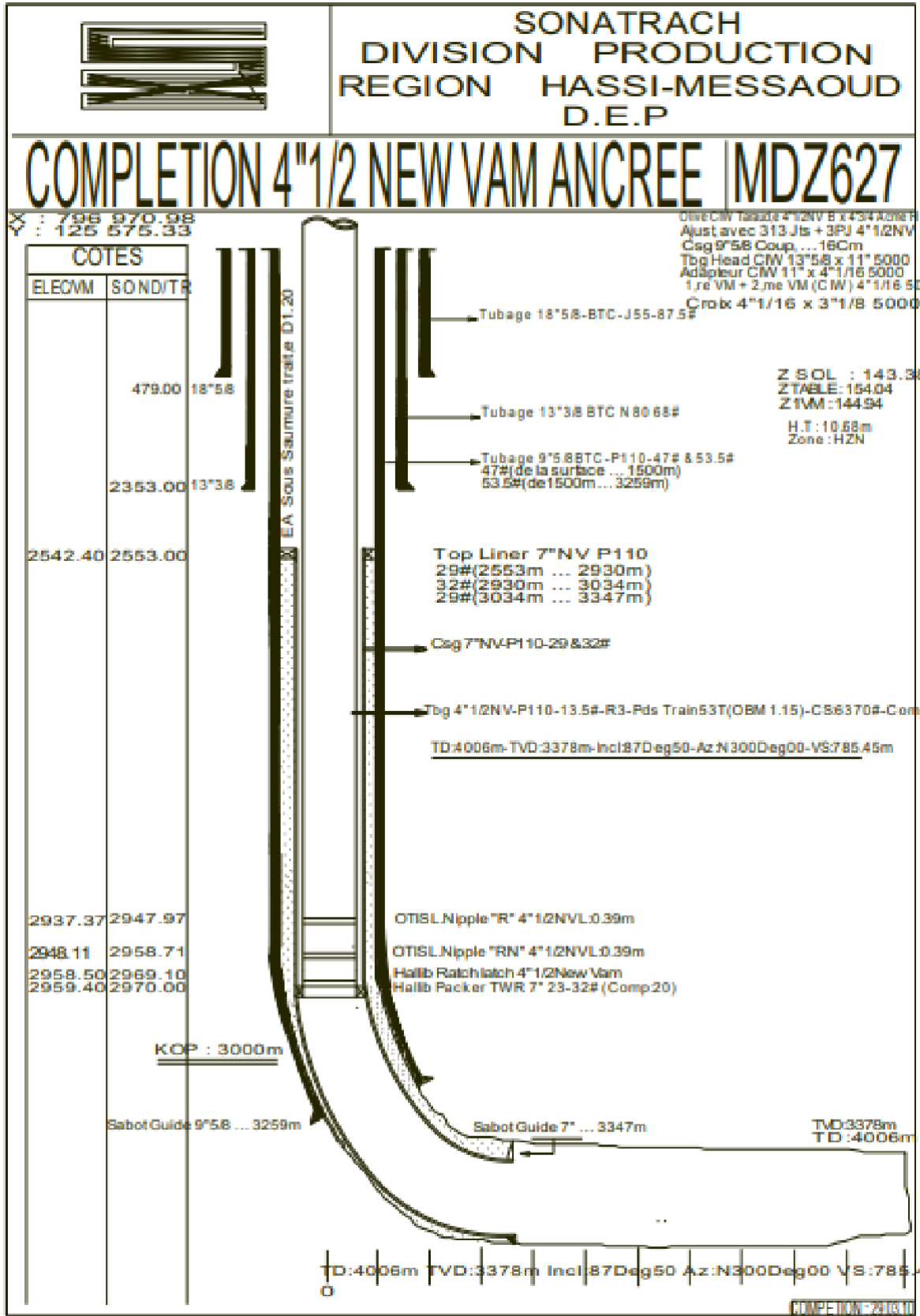


Schéma du puit :



1. Interprétation des données de PLT de puits MDZ-627 :

MDZ-627 est producteur horizontal de pétrole dans le champ Hassi-Messaoud. Bien a été foré à travers D4, D5 formations. C'est vrai réalisé en configuration pieds nus avec 6 » trou ouvert de 3347m à 4006mMD.

Le puits a été mis en production en juillet 2010, où la production initiale a montré 14,82 m³/h d'huile, et un 2040 m³/m³, avec WHP de 150,5 kg/cm²

Il semble que le puits a été foré dans une zone inondée de gaz à partir de la haute GOR. En outre, le wellbore a montré une forte intensité de fracture révélée sur les données d'imagerie de wellbore acquises à travers la section à trou ouvert.

Un journal Fsi précédent a été acquis le 18 juin-2012. L'interprétation de l'ensemble de données a été résumée comme suit :

- 42% de la production provient de l'intervalle [3509-3557m], et est purement gaz.
- 58 % de la production est un mélange de pétrole et de gaz et provient des intervalles [3439-3449m]; [3563-3614m]; et [3608-3686m].
- Les mini-spinners ont été bouchés en dessous de 3686m. Mais la tendance à la température en dessous de 3686 n'affiche aucune anomalies, et donc aucun fluide n'est pensé pour être produit en dessous de cette profondeur.
- Eau stagnante inférieure à 3648m.
- Restriction élevée dans Open Hole ID est identifié à partir de la lecture de caliper à 3689m, et sévèrement au cours de l'intervalle [3745m-3839m].

Un récent test de puits a été effectué le 03-Juin-2016. 2,51 m²/h d'huile associée à 2751 m³ m³ ont été signalés.

Le puits fera l'objet d'une opération de travaux pour installer une CIM. Cela donnerait un meilleur contrôle sur production downhole, et finalement arrêter le gaz excessif. Par conséquent, le nouveau journal FSI a été acquis le 18-Juin-2016 pour déterminer le profil d'écoulement et identifier les zones d'entrée de gaz. Le nettoyage de Wellbore a été effectué 1 mois avant l'opération.

Fsi a été déployé avec e-Coil. Des passages d'étalonnage ont été enregistrés dans la section verticale de 2580m à 2700m. Tous spinners lisaient correctement dans cette section. Le hold-up moyen de gaz des sondes optiques était de 88%.

Pendant le déploiement dans le passage principal, les capteurs Fsi ont été fortement affectés. Mini-spinner cessé de tourner en dessous de 3556m, et une seule sonde optique survivant en dessous de 3451m jusqu'à 3560m. Lorsque l'outil a été ramené à la surface, plusieurs débris de roche ont été trouvés à l'intérieur des bras de l'outil, et plusieurs capteurs endommagés trou du bas: Minispinner 1 & 2; E-probe-2, et 0-Sonde 2 et 3.

Avec l'ensemble actuel de données, l'interprétation quantitative n'est pas possible. L'interprétation qualitative peut être résumée comme Suit:

- La déviation de la température observée au cours de l'intervalle [3515-3663m] peut être associée à la production.
- La tendance à la température est très similaire à celle enregistrée par Fsi en 2012. Mais avec un effet de refroidissement élevé sur le [3560-3577m].

- Une augmentation de la vitesse du mélange peut être sentie à partir de SPIF-3 & 4 et spinner fullbore de 3504m à 3536m. Cela peut être associé à un intervalle de production. Cet intervalle a été confirmé comme une zone de production l'enquête 2012
- En regardant le hold-up de gaz de la sonde optique-4, il semble qu'il y ait une petite incrémentale dans le hold-up de gaz de 3536m à 3517m, cela pourrait être lié à l'entrée de gaz.
- Il est pensé que le profil de débit actuel est similaire au profil précédent de 2012, avec peut-être plus de gaz dans le [3560-3577m].

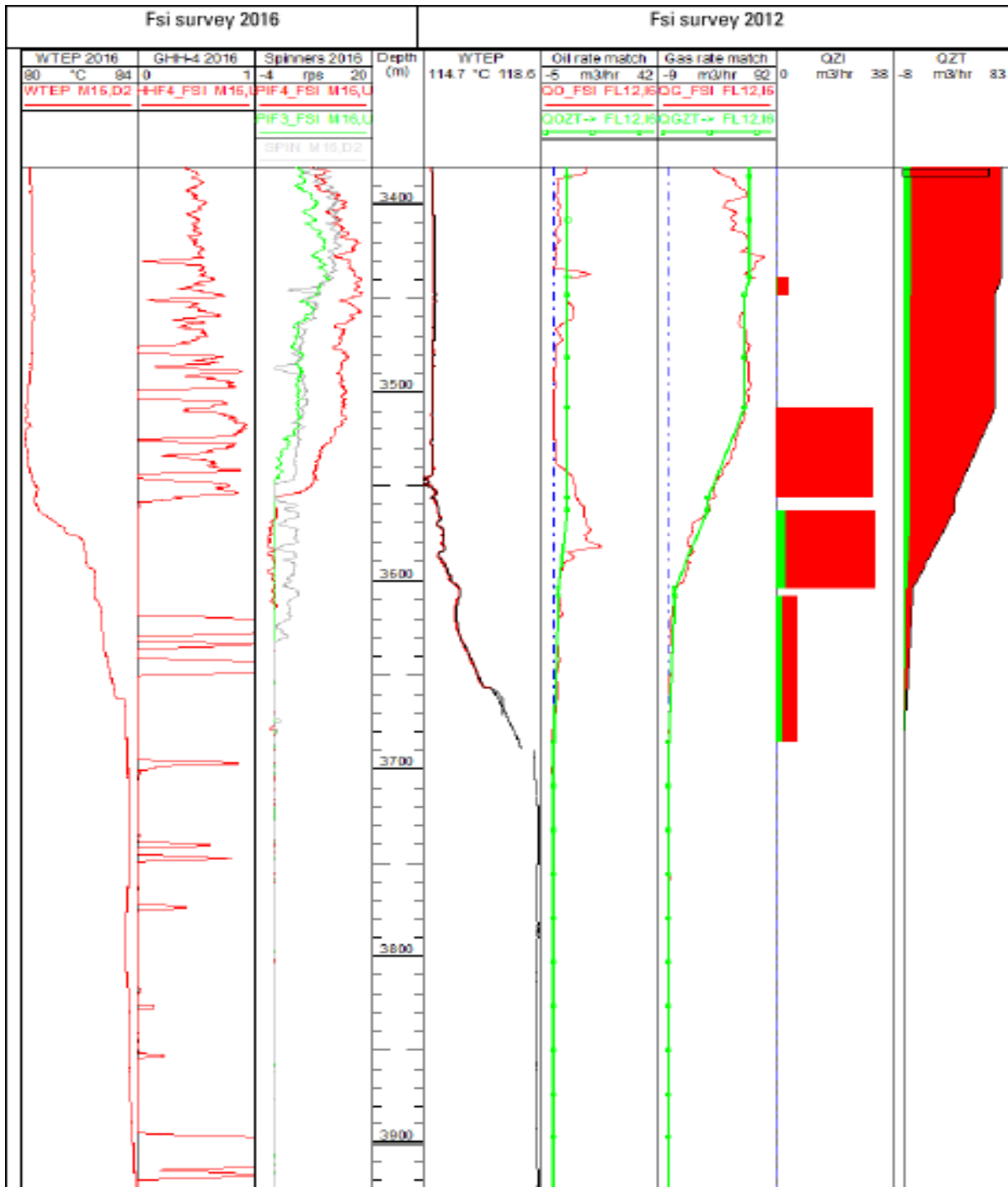


Figure IV.1 : Résumé du profil de débit

2. Données PLT :

2.1 Traitement et interprétation des données :

2.1.1 Passes d'étalonnage :

2.1.1.1 Qualité des données :

PSP Tools	Description	Data Acquisition Quality*	Data Processing*	Comments
PSPT-A/B	Gamma Ray	1	1	Good
	Quartz Gauge Pressure	1	1	Good reading, pressure from all passes is overlaid.
	Temperature	1	1	Good
	CCL	1	1	Good
PFCS	Spinner	4	5	Spinner was closed inside tubing
FSI	mini spinners	2	2	4 MiniSpinners were reading very well in the calibration interval with good repeatability. Mini-Spinner-0 was not reading properly
	E-probes	1	1	All the probes are working properly. No water seen in the vertical section.
	O-Probes	1	1	All probes, except O-Probe-5 were reading properly. Gas holdup average was 88%

*Key	Data Acquisition	Data Processing
1	Excellent repeatability, no tool problems	Excellent data quality
2	Good repeatability, no tool problems	Good data quality
3	Satisfactory repeatability, no tool problems	Satisfactory data quality
4	Poor repeatability, tool problems	Poor data quality
5	Tool failure	Un-interpretable data quality

Tableau 1 : Données d'étalonnage LQC

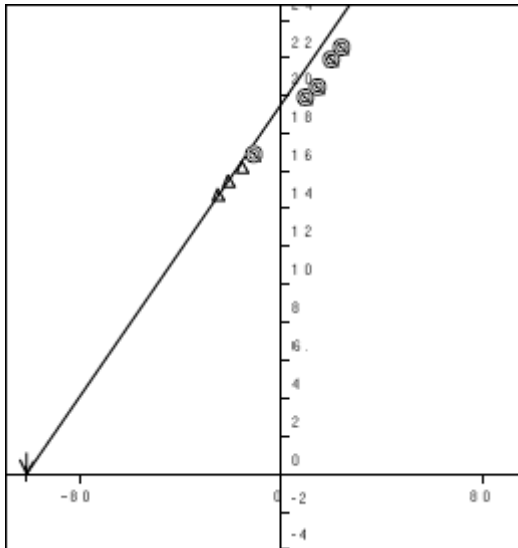
2.1.1.2 Étalonnage du spinner

In-situ étalonnage a été effectué au cours de l'intervalle [2900-3000m]. Les résultats sont indiqués ci-dessous. La vitesse de fluide dans cet intervalle était élevée, et la lecture de spinner était omnidirectionnelle. Par conséquent, la pente négative n'a pas été déterminée. Sans les seuils d'inversion de spinner, il n'a pas été possible d'estimer. Les valeurs théoriques des seuils ont été utilisées dans l'interprétation du passage principal.

Calib. Zone (m)	Slope (+)	Int (+) (m/min)	Slope (-)	Int (-) (m/min)	threshold(+)	threshold(-)
SPIF1_FSI	0.194	-99.8	n/a	n/a	1.82	1.82
SPIF2_FSI	0.164	-103.7	n/a	n/a	1.82	1.82
SPIF3_FSI	0.163	-100.0	n/a	n/a	1.82	1.82
SPIF4_FSI	0.170	-90.0	n/a	n/a	1.82	1.82

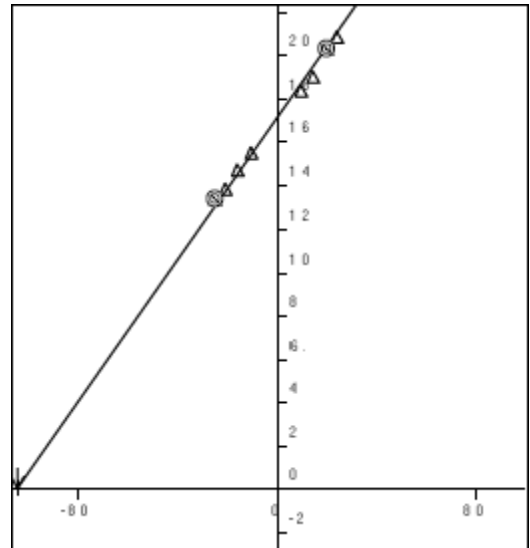
Tableau IV.2 : Détails de l'étalonnage des centrifugeuses

2.1.1.3. Tracés d'étalonnage :



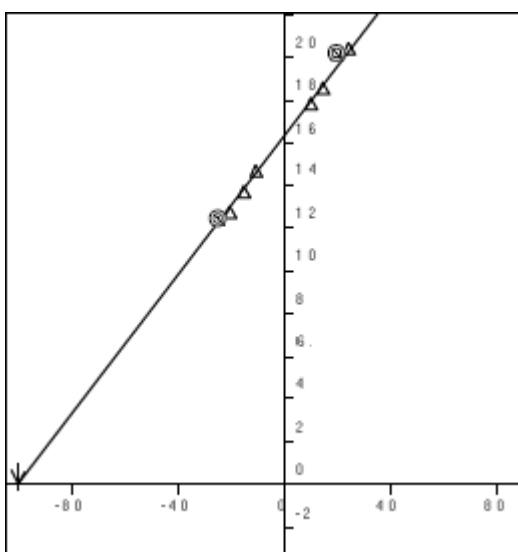
RPS vs vitesse du câble (m / min)

Figure IV.2 : Graphique d'étalonnage du mini-spinner-1



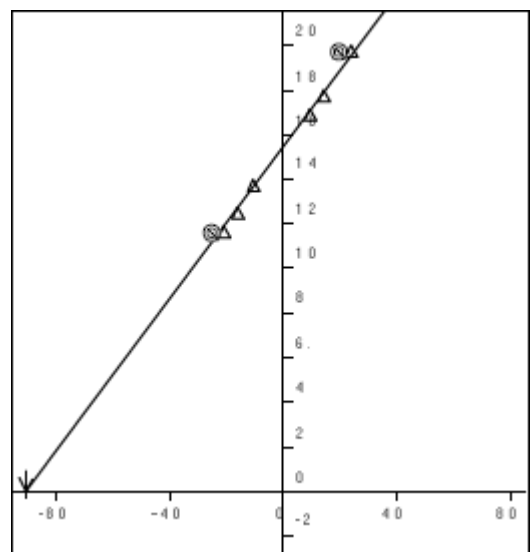
RPS vs vitesse du câble (m / min)

Figure IV.3 : Graphique d'étalonnage du mini spinner-2



RPS vs vitesse du câble (m / min)

Figure IV.4 : Graphique d'étalonnage du mini spinner-3



RPS vs vitesse du câble (m / min)

Figure IV.5: Graphique d'étalonnage du mini spinner-4

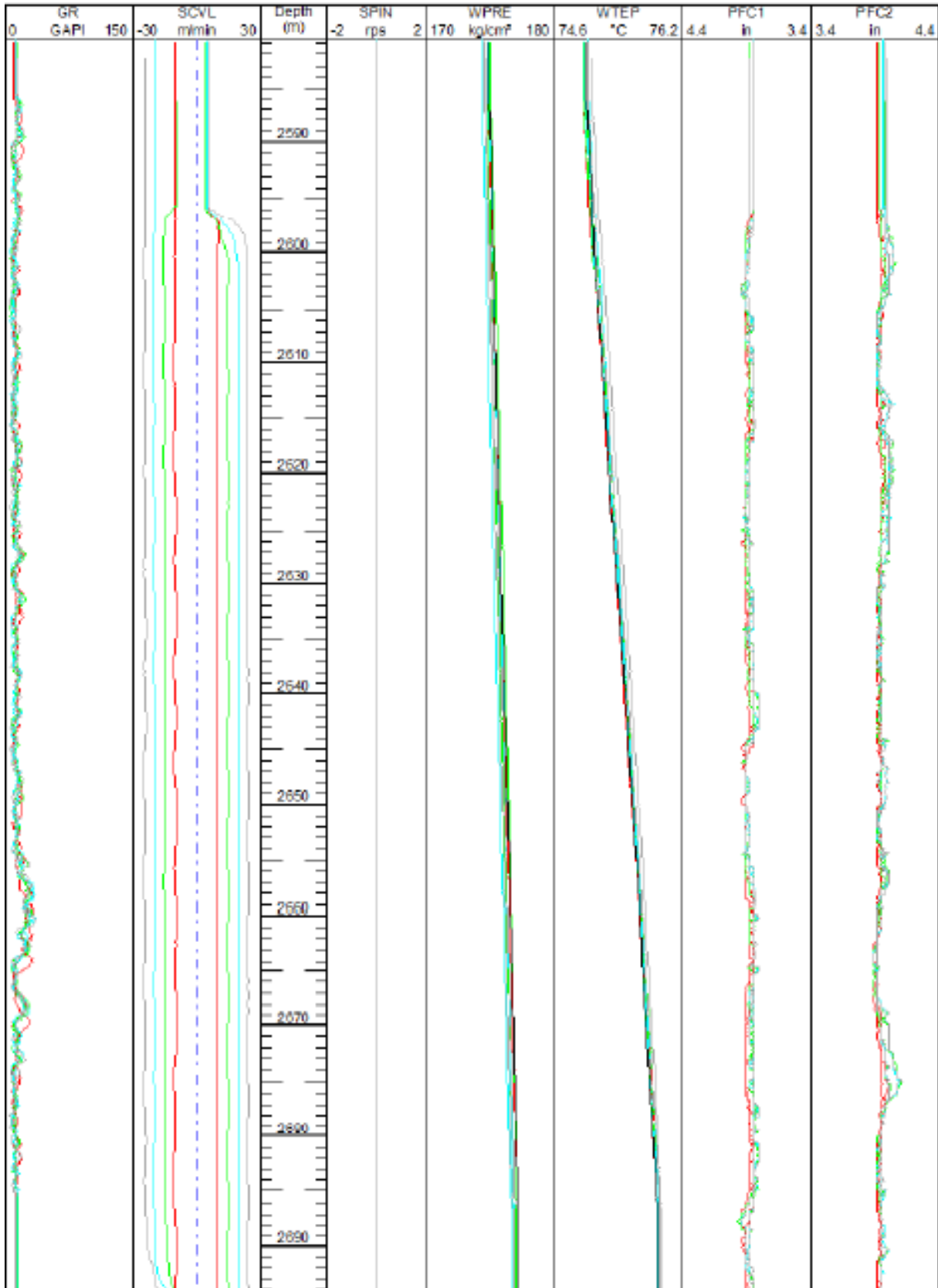


Figure IV.6 : Passes d'étalonnage des capteurs de base

La centrifugeuse était fermée à l'intérieur du tube. La variation de pression indique des conditions d'écoulement entièrement stabilisées.

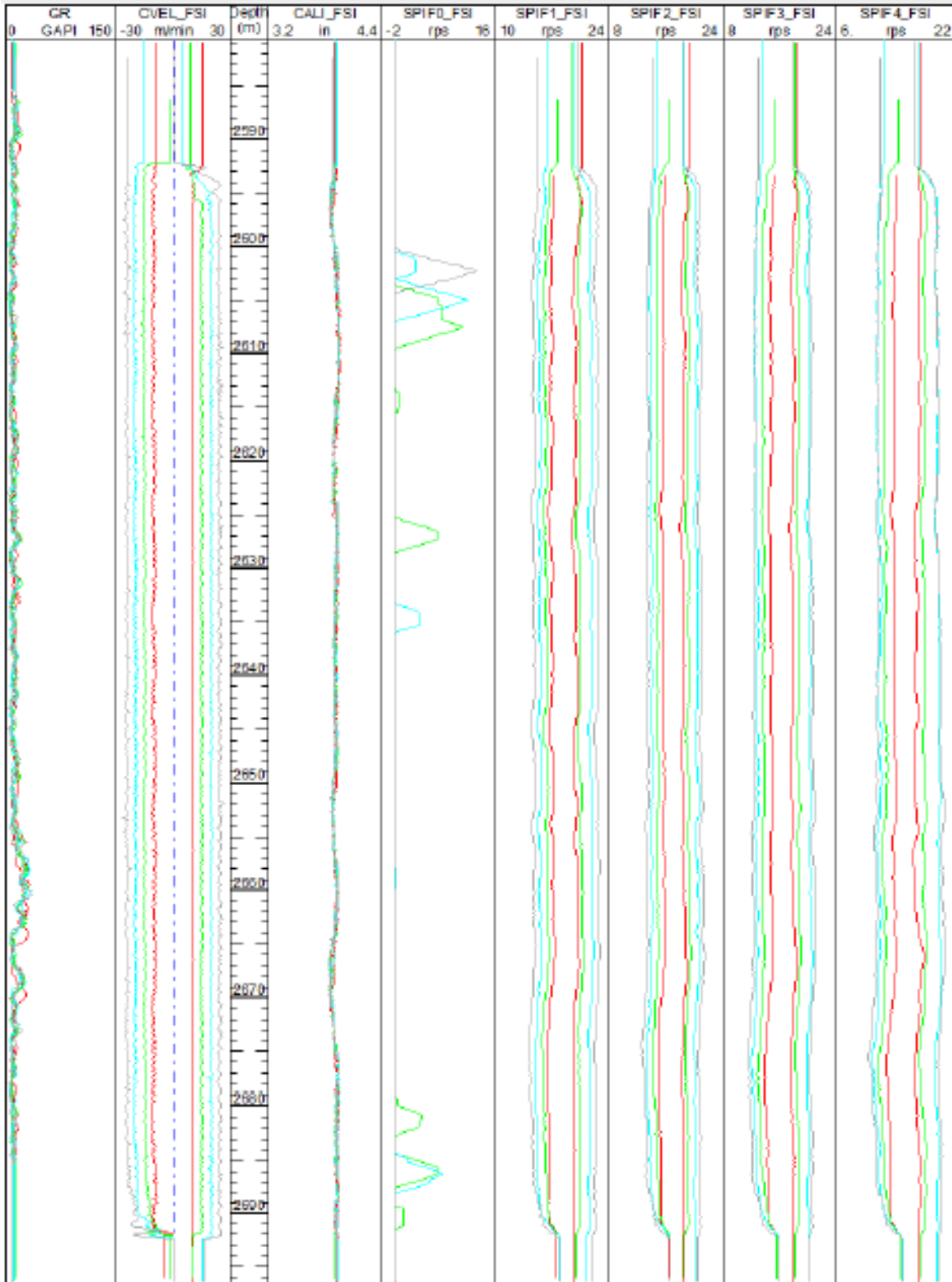


Figure IV.7: mini-spinners Étalonnage des passes

Tous les mini-spinners Fsi tournaient dans l'intervalle d'étalonnage sauf le spinner 0. Bonne répétabilité passe-passe pour le quatre mini-spinners.

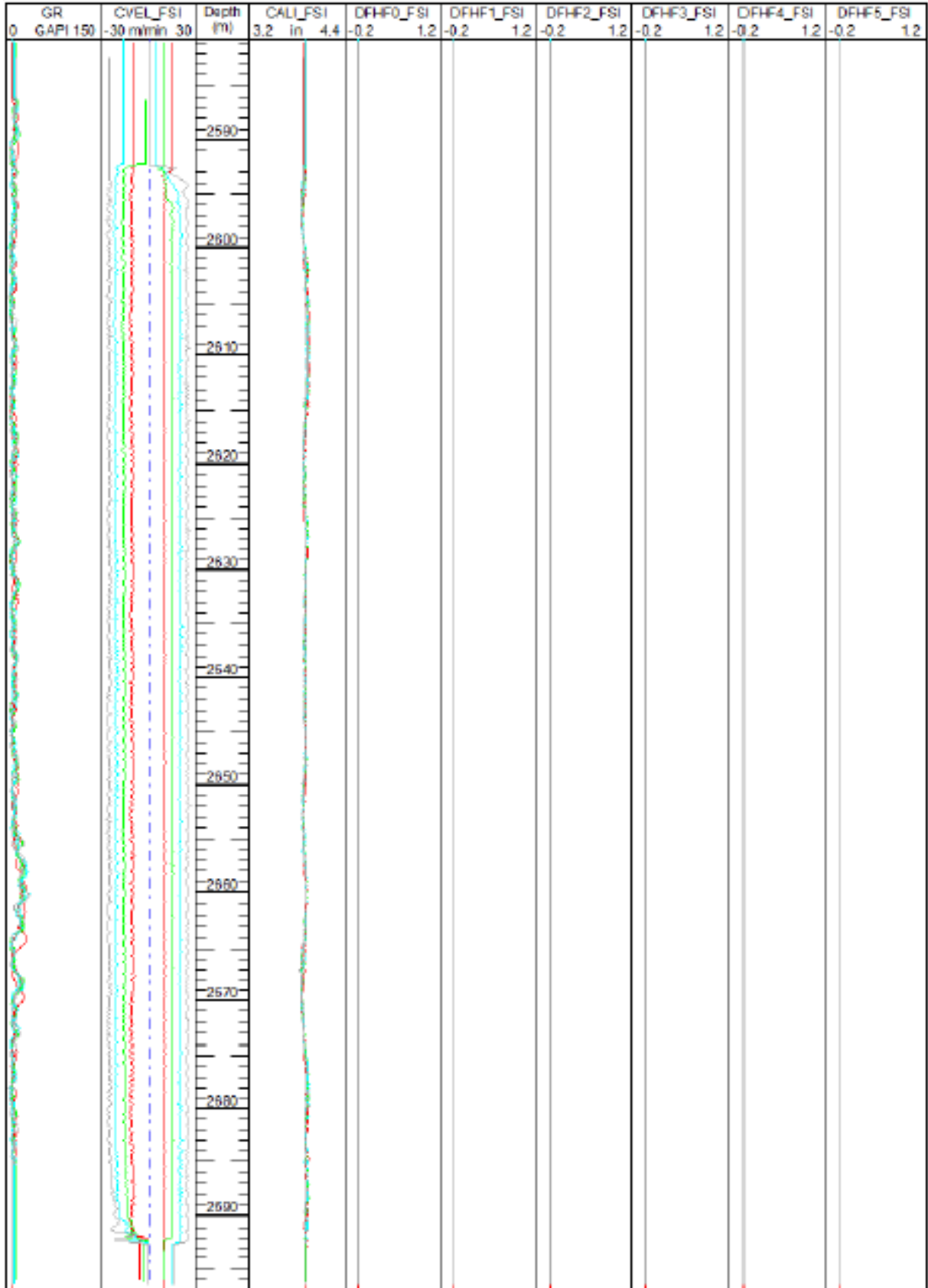


Figure IV.8 : Sondes électriques; passes d'étalonnage

La dualité des données est bonne. Les sondes électriques ne présentent aucune production d'eau dans ce puits

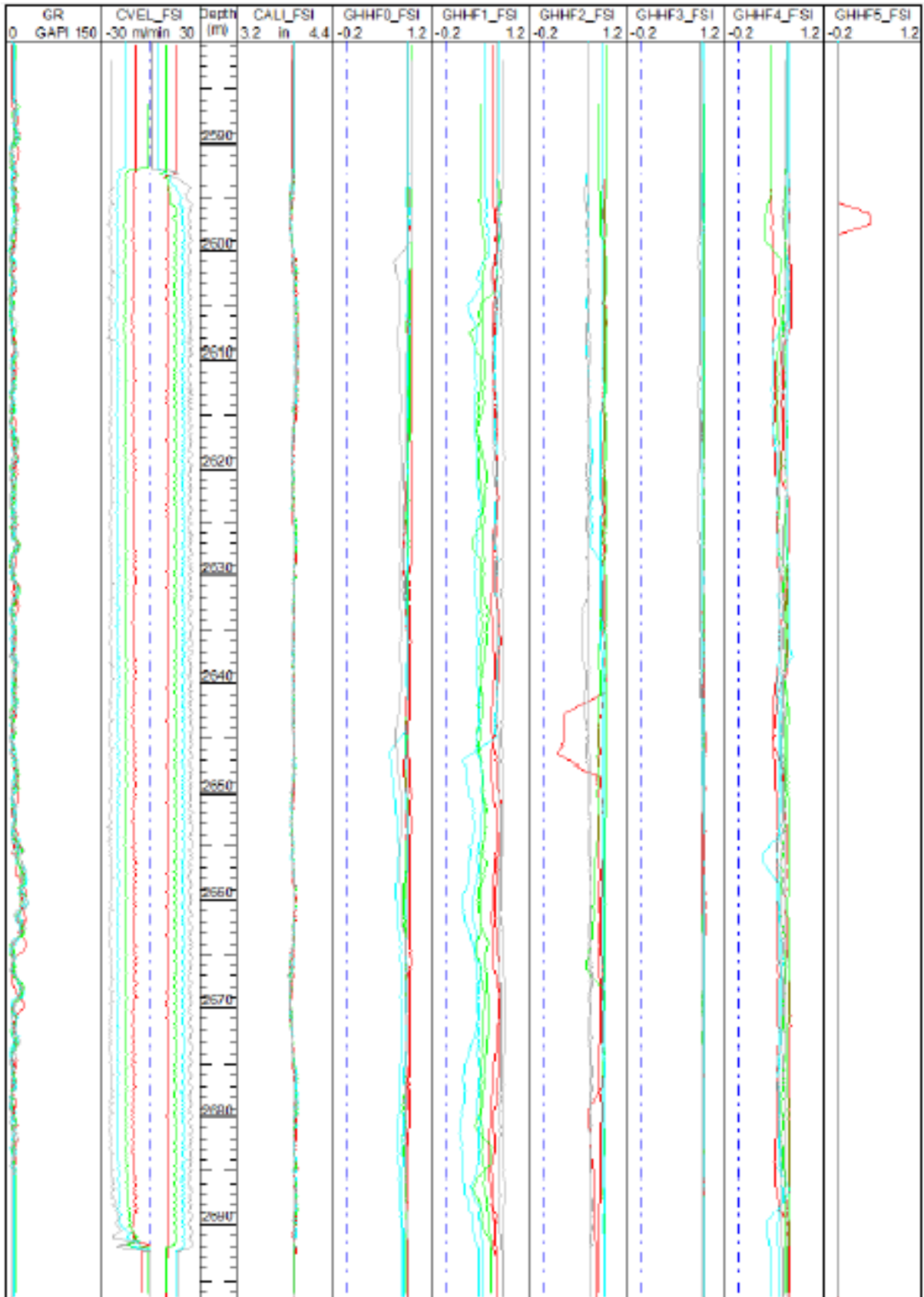


Figure IV.9 : Sondes optiques; passes d'étalonnage

Les sondes optiques de 0 à 4 fonctionnaient correctement. La sonde 5 était mauvaise

2.1.2. Passe principale :

2.1.2.1. Qualité des données

PSP Tools	Description	Data Acquisition Quality*	Data Processing*	Comments
PSPT-A/B	Gamma Ray	1	1	Good
	Quartz Gauge Pressure	1	1	A difference of 1 Bars was measured between up and down pass. This indicate stable flow conditions
	Temperature	1	1	Temperature defection on-down pass could be related to fluid entries. No activity on temperature below 3663m.
	CCL	1	1	Good.
PFCS	Spinner	4	4	Fullbore spinner stopped rotating below 3632m in main pass.
	Caliper	1	1	Caliper exhibit several restrictions in wellbore.
FSI	Mini-spinners	4	5	Spinner reading was affected over most of the logging interval.
	E-probes	3	3	E-Probe data quality is moderate
	O-Probes	4	5	O-Probe-4 was affected

*Key

Data Acquisition

- 1 Excellent repeatability, no tool problems
- 2 Good repeatability, no tool problems
- 3 Satisfactory repeatability, no tool problems
- 4 Poor repeatability, tool problems
- 5 Tool failure

Data Processing

- Excellent data quality
- Good data quality
- Satisfactory data quality
- Poor data quality
- Un-interpretable data quality

Tableau IV.3 : Données de passage principales LQC

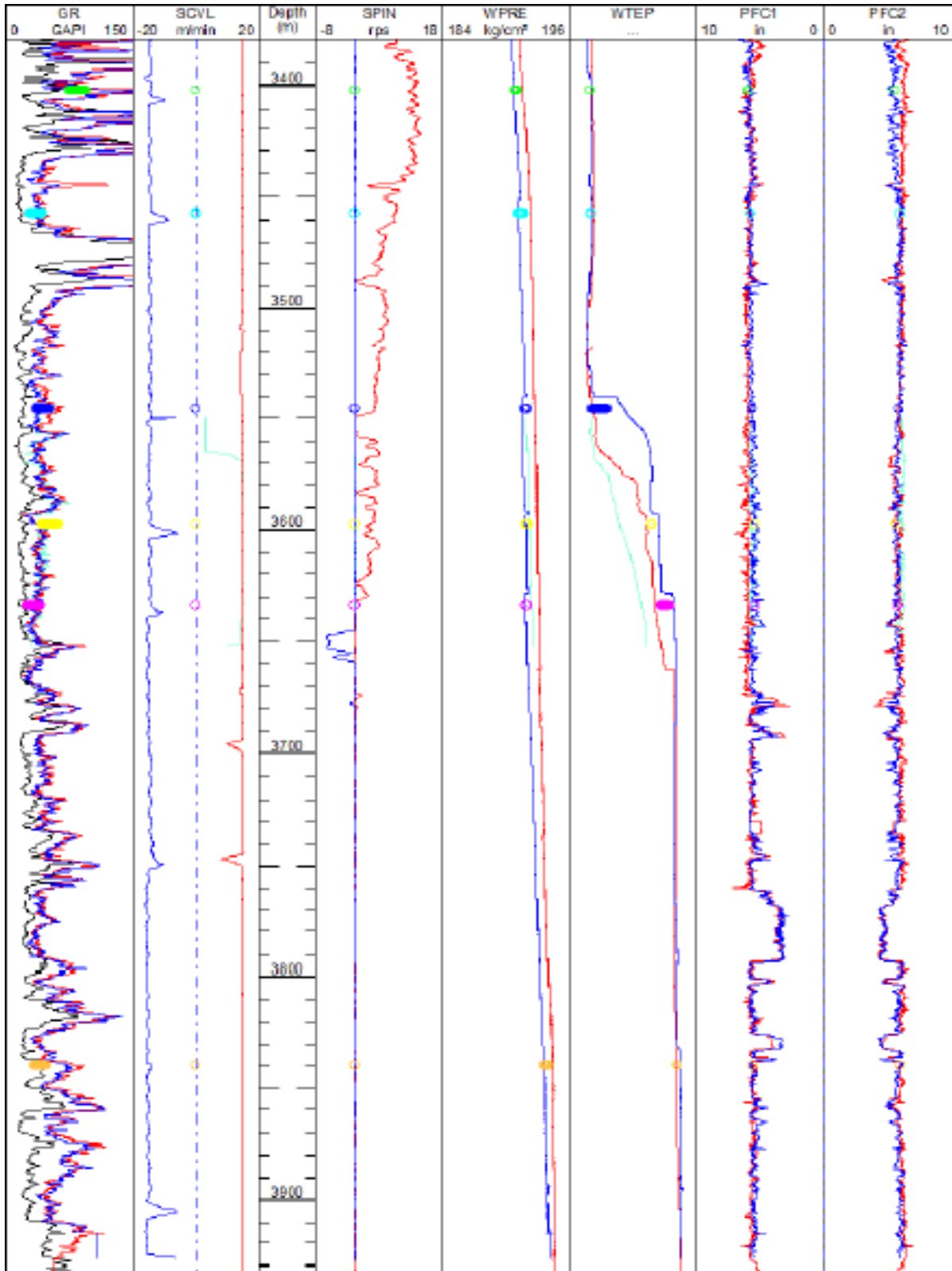


figure IV.10 : Capteurs de base des passes principales. les mesures stationnaires sont présentées par des cercles

Les données de spinner Fullbore ne couvrent qu'une partie peu profonde de l'intervalle d'exploitation forestière et ont cessé de tourner en dessous de 3632m. Caliper présentent une restriction sévère dans le puits inférieur à 3674m. Des anomalies de température de 3515m à 3663m pourraient être liées à la production.

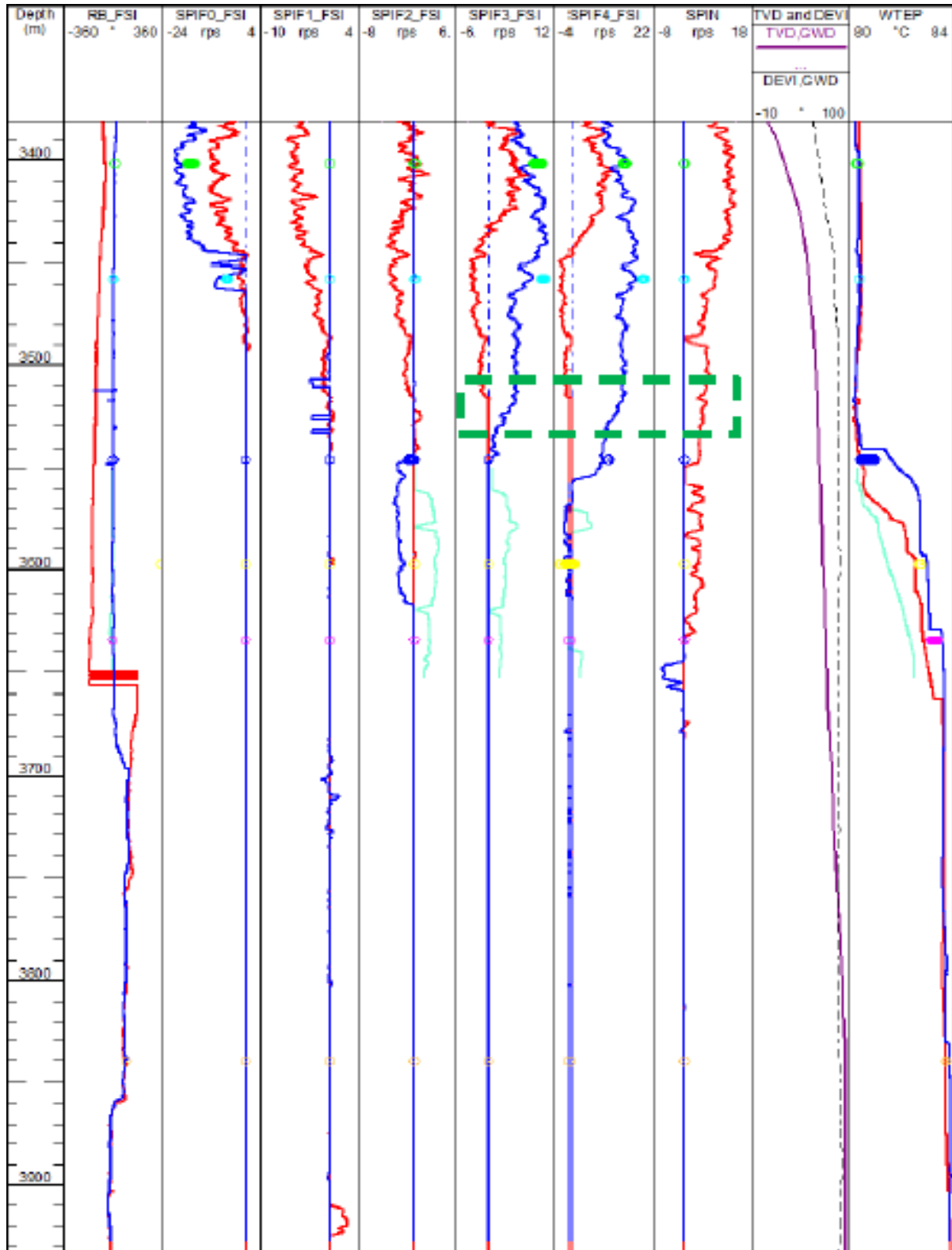


Figure IV.11: Passes principales des Mini Spinners

Les mini- spinners ont été affectés pendant la majeure partie de l'intervalle d'enregistrement. Une augmentation de la vitesse du mélange peut être détectée à partir du SPIF-3, du SPIF-4 et de la centrifugeuse à passage intégral de 3504 m à 3536 m. Il peut être associé à un intervalle producteur. Cet intervalle a également été confirmé comme zone de production dans l'enquête de 2012.

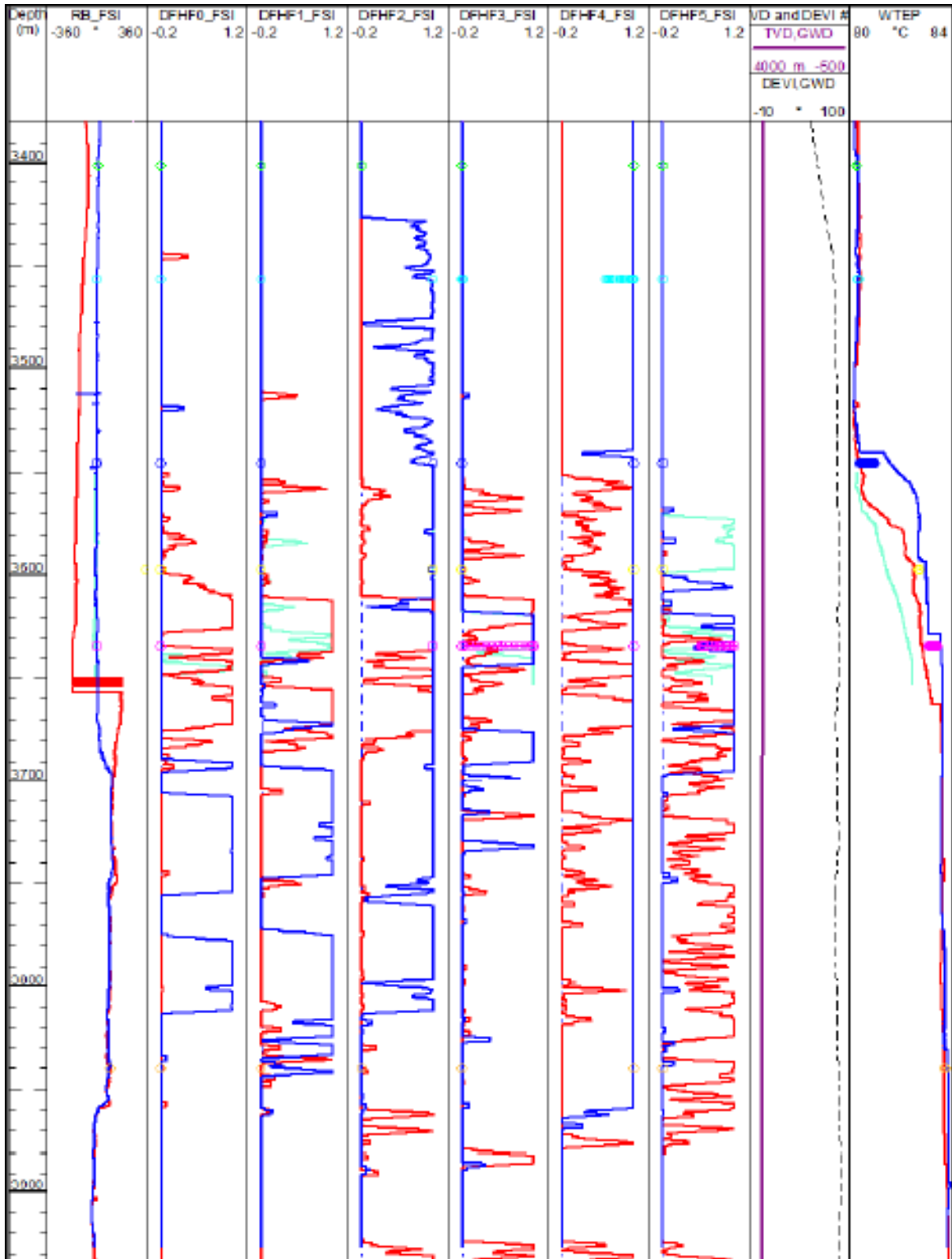


Figure IV.12 : sondes électroniques ; Passes principales

La qualité de la sonde électronique était modérée. Le passe vers le bas avait un roulement relatif élevé, ce qui rend la mesure différente de la sonde redondante, et la passe vers le haut ne se répète pas très bien de sonde en sonde. Cependant, nous pouvons encore voir qu'aucune eau n'est détectée au-dessus de 3553m.

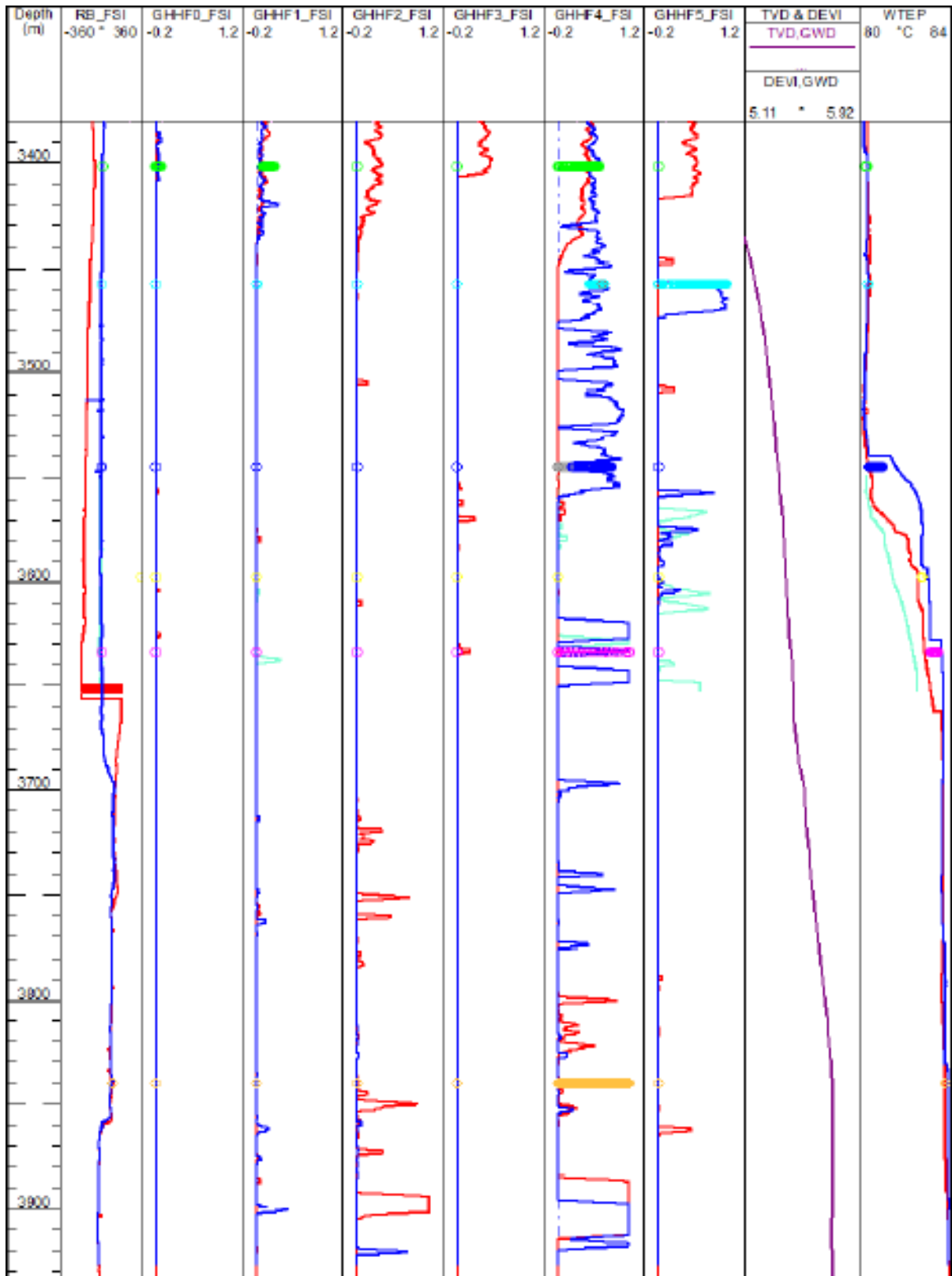


Figure IV.13 : Sondes optiques ; Passes principales

La qualité des données des sondes optiques est affectée. Probe-4 peut être utilisé pour l'interprétation qualitative, et il montre qu'un petit hold-up de gaz incrémentiel observé de 3536m à 3517m, cela pourrait être lié à la zone d'entrée de gaz.

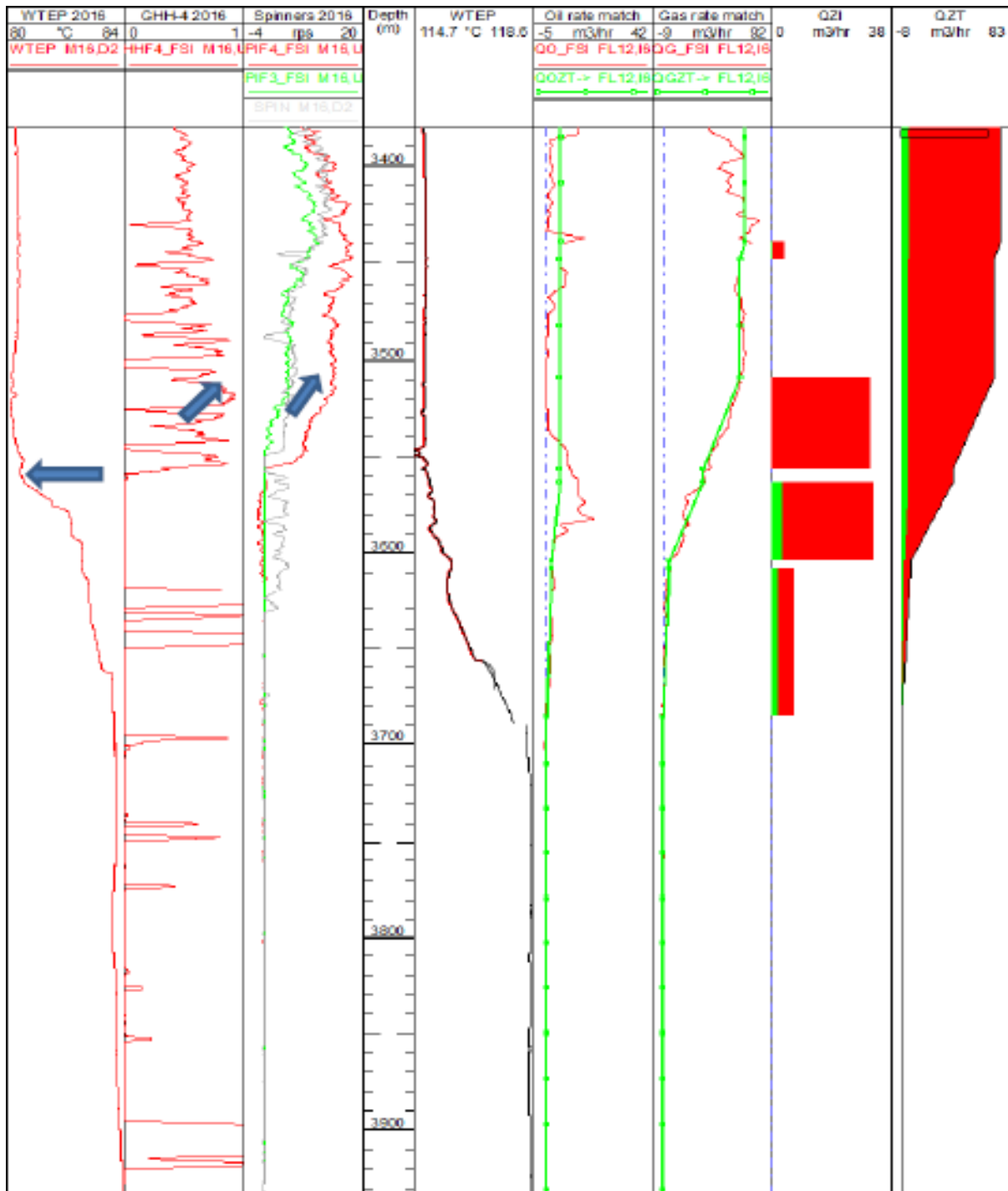


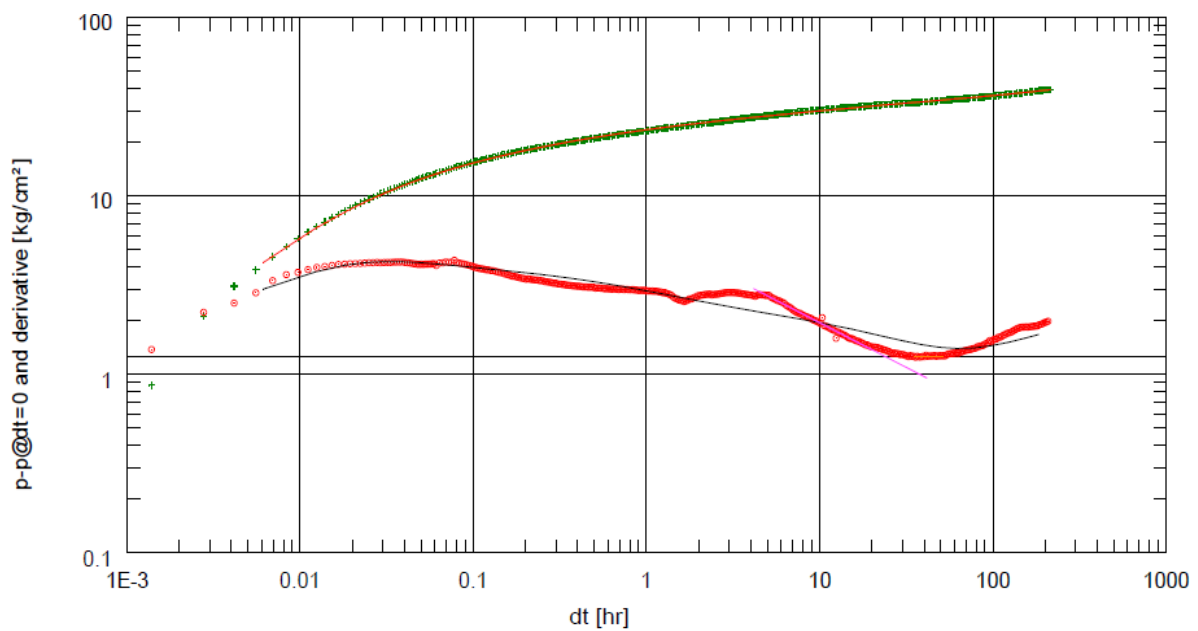
Figure IV.14 : interprétation qualitative

Le profil de température de 2012 et l'enquête actuelle ont des tendances similaires, avec plus d'effet de refroidissement sur [3560-3577m] dans l'enquête actuelle, Cela pourrait indiquer que le profil de débit actuel est similaire à celui mesuré en 2012, avec plus de gaz probablement de [3560-3577m]. Probe-4 peut être utilisé pour l'interprétation qualitative, et il montre qu'une petite incrémentielle dans le hold-up de gaz de 3536m à 3517m, cela pourrait être lié à la zone d'entrée de gaz. Une augmentation de la vitesse du mélange peut être senti à partir de SPIF-3, SPIF-4, et Fullbore spinner de 3504m à 3536m. Cela peut être associé à un intervalle de production. Cet intervalle a également été confirmé comme zone de production dans l'enquête de 2012.

3. Données test des puits :

3.1. test de puit années 2011 :

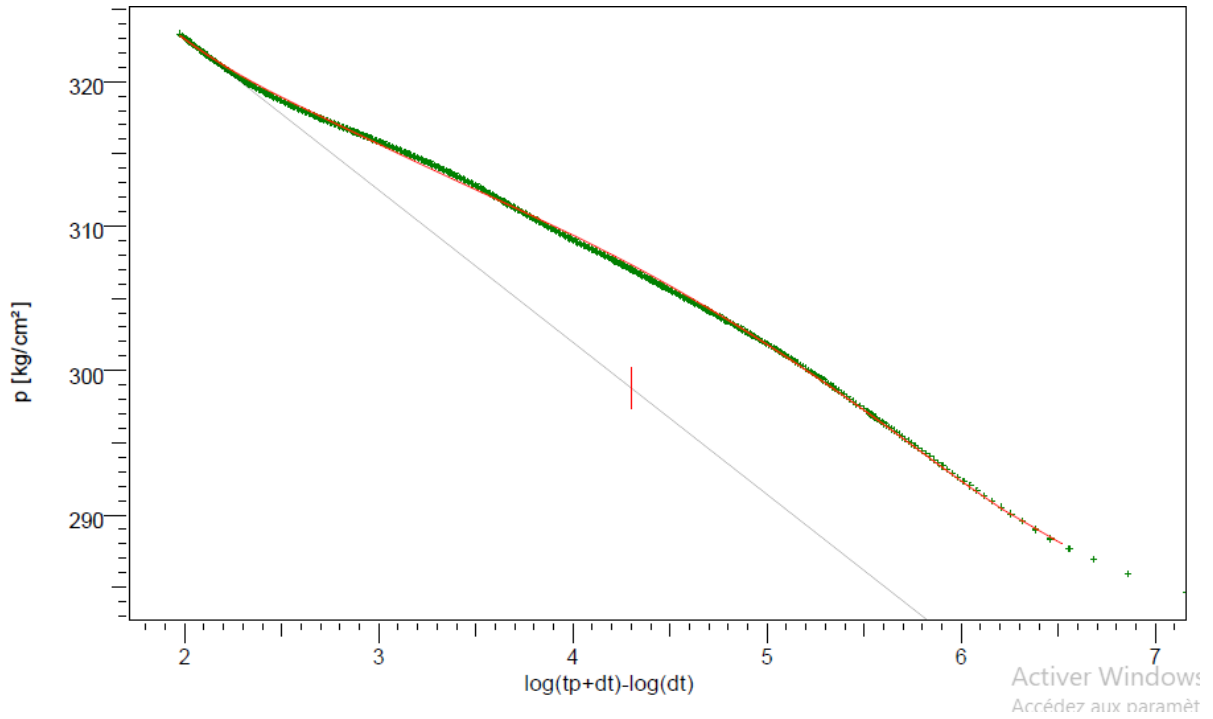
Puits Radius r_w 0.0762 m
 Zone de paie h 32 m
 Bien horizontal
 Paramètres principaux du modèle
 TMatch 493 [hr]⁻¹
 PMatch 0.399 [kg/cm²]⁻¹
 $k.h$, total 246 md.m
 k , moyenne 7,68 md
 Paramètres Well & Wellbore (MDZ627)
 longueur de puits 248.498 m
 Z_w 16.1767 m
 Theta 90 °
 Paramètres de réservoir et de limite
 h 32 m
 $k.h$ 246 md.m
 L - Pas de débit 288 m



Activier Windows

Débit 0 m³/h
 Changement de débit 3 m³/h
 Bien horizontal
 Paramètres principaux du modèle
 $k.h$, total 246 md.m
 Paramètres Well & Wellbore (MDZ627)
 longueur de puits 248.498 m
 Z_w 16.1767 m
 Theta 90 °
 Paramètres de réservoir et de limite
 L - Pas de débit 288 m

h 32 m



Débit 0 m³/h
 Changement de débit 3 m³/h
 P@dt=0 283,81 kg/cm²
 Pente -10.5333 kg/cm²
 k.h 67,3 md.m

3.2. test de puit année 2013 :

Profondeur de jauge 2948m soit @-2803.06m

Puits Radius rw 0.0762

Zone de paie h 65,6 m

Bien horizontal

Paramètres principaux du modèle

k.h, total 112 md.m

Paramètres Well & Wellbore (MDZ627)

Longueur de puits 429.634 m

Zw 0.0417597 m

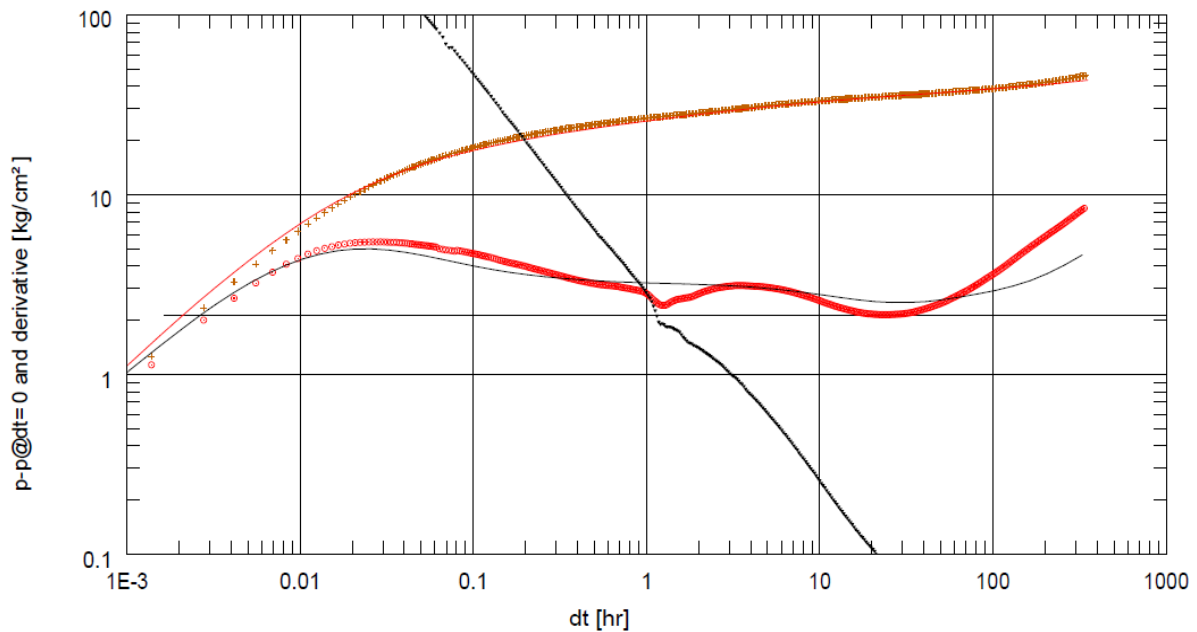
Theta 0 °

Paramètres de réservoir et de limite

h 65,6 m

L1 - Pas de débit 91,9 m

L2 - Pas de débit 187 m



Débit 0 m³/h

Changement de débit 2,3 m³/h

Bien horizontal

Paramètres principaux du modèle

k.h, total 112 md.m

Paramètres Well & Wellbore (MDZ627)

longueur de puits 429.634 m

Zw 0.0417597 m

Theta 0 °

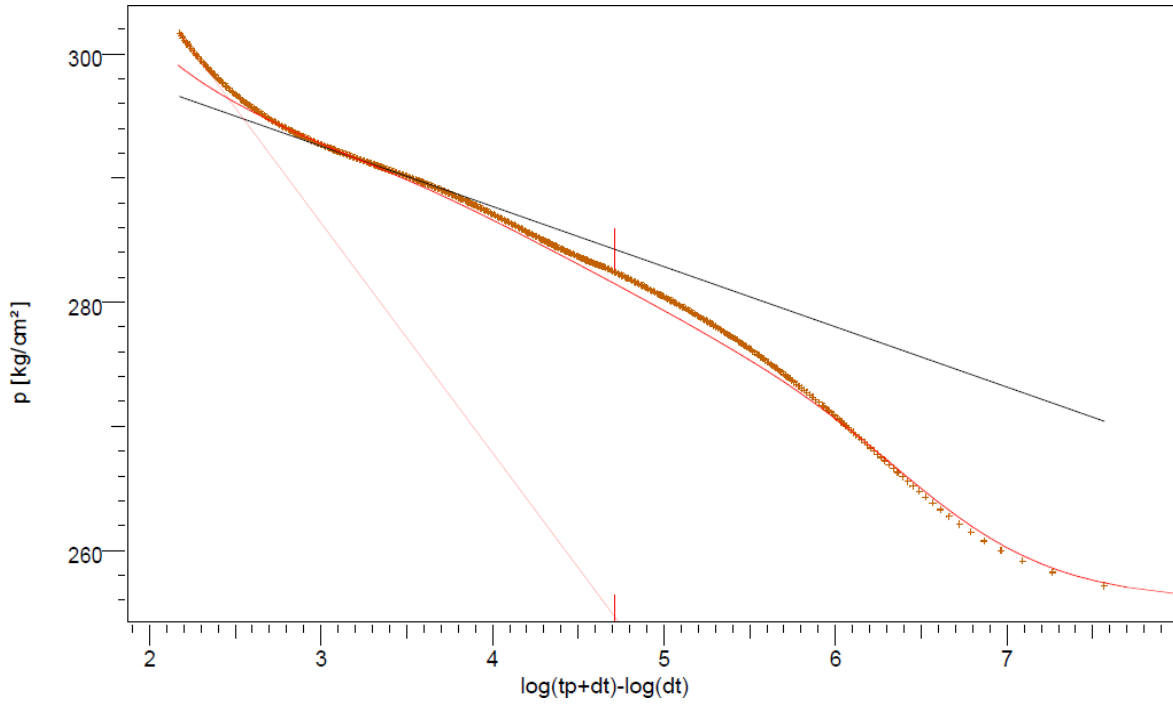
Paramètres de réservoir et de limite

h 65,6 m

k.h 112 md.m

L1 - Pas de débit 91,9 m

L2 - Pas de débit 187 m



Débit 0 m³/h
 Changement de débit 2,3 m³/h
 Pente -4.85264 kg/cm²
 Interception 307.124 kg/cm²
 k.h 112 md.m

 k.h 29,4 md.m
 k 0,448 md
 Skin -4.68

3.3. test de puit 2015 :

Profondeur de jauge 2957 m REEL

Puits Radius r_w 0.0762 m

Zone de paie h 65 m

Paramètres principaux du modèle

$k.h$, total 97,7 md.m

Paramètres Well & Wellbore (MDZ627)

h_w 490.734 m

Z_w 52.9273 m

Theta 0°

Déviations de puits 90°

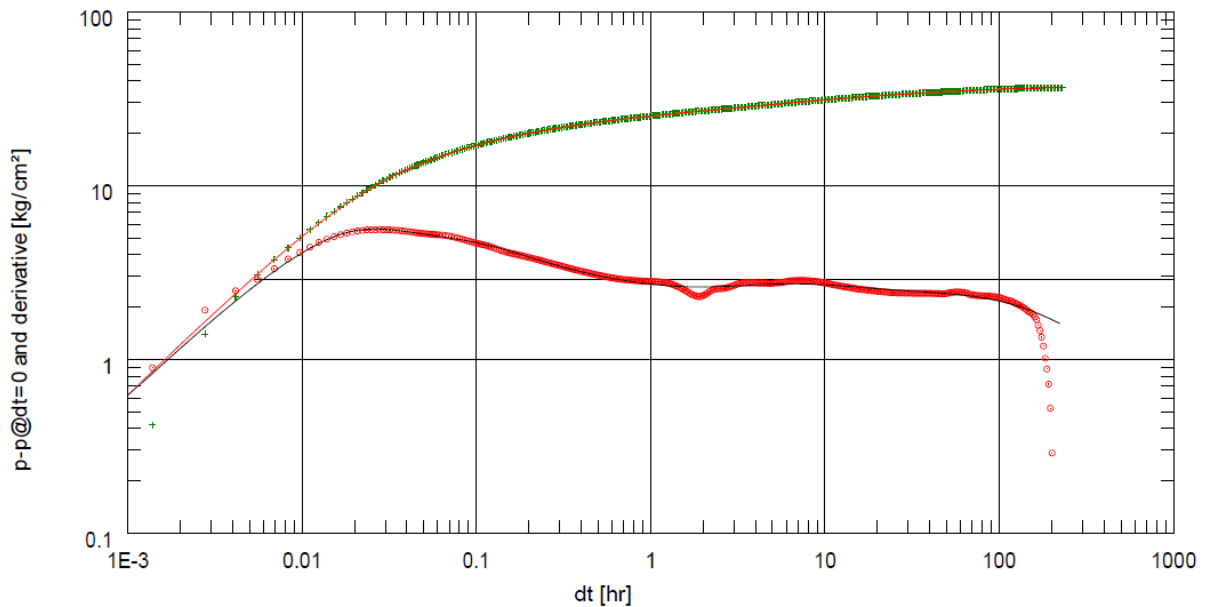
Paramètres de réservoir et de limite

h 65 m

$k.h$ 97,7 md.m

L1 - Constant P. 91,5 m

L2 - Constant P. 1860 m



Débit $0 \text{ m}^3 / \text{h}$

Changement de débit $2,77 \text{ m}^3 / \text{h}$

Paramètres principaux du modèle

$k.h$, total 97,7 md.m

Paramètres Well & Wellbore (MDZ627)

h_w 490.734 m

Z_w 52.9273 m

Thêta 0°

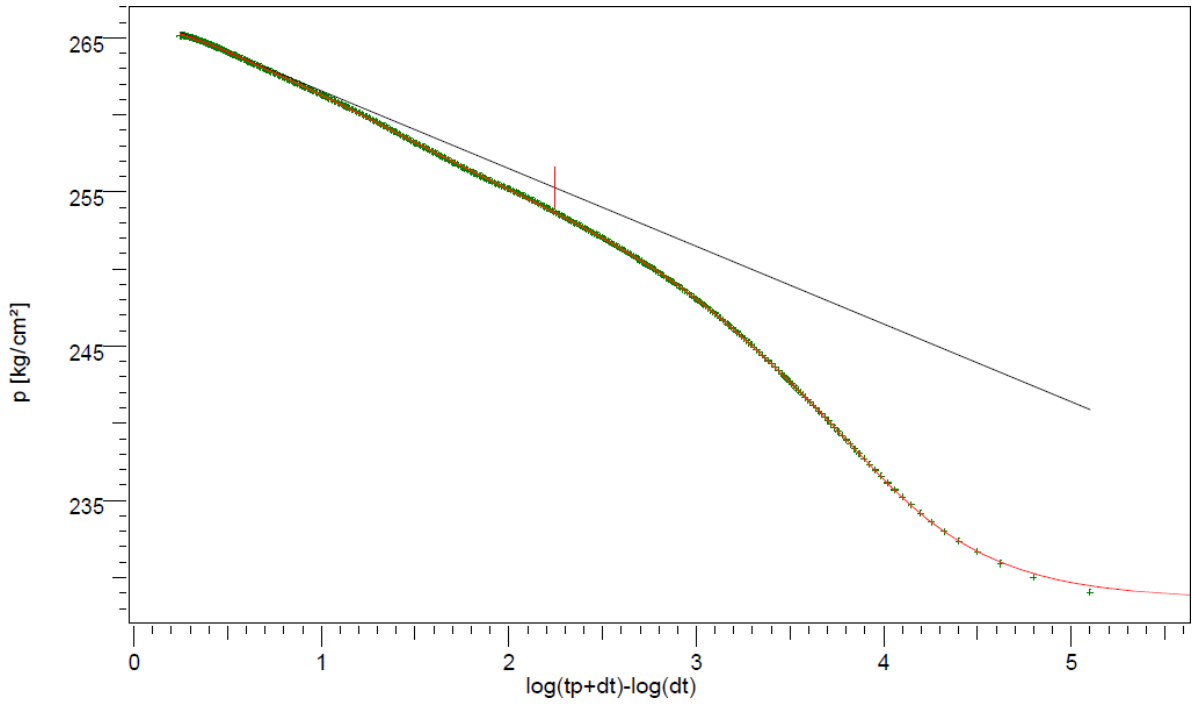
Déviations du puits 90°

Paramètres du réservoir et des limites

h 65 m

L1 - Constante P. 91,5 m

L2 - P. constante 1860 m



Débit 0 m³ / h

Changement de débit 2,77 m³ / h

Interception 266,597 kg / cm²

k.h 128 md.m

k 1,96 md

Conclusion générale :

Dans ce sujet on a étudié l'estimation de la hauteur utile par PLT et essais de puits, le principe des essais de puits, le but, les équipements, les différents types, les méthodes d'interprétation, conventionnelle et courbe types. L'interprétation des essais de puits est une opération très importante pour la bonne gestion de l'exploitation du gisement ou du réservoir et le meilleur choix de type de complétion de puits.

La méthode de courbe type est la plus utilisée parce qu'elle est plus simple et plus facile. Les résultats obtenus par la méthode de courbe type sont très correctes et précises. Avec l'ensemble des données actuel, l'interprétation quantitative n'est pas possible. L'interprétation montre que le puits a été foré dans une zone inondée du gaz à partir de la haute GOR. Le puits fera l'objet d'une opération de travaux pour installer une CIM. Cela donnerait un meilleur contrôle sur la production *downhole*, et finalement arrêter le gaz excessif. Par conséquent, il nous permet de déterminer le profil d'écoulement et identifier les zones d'entrée du gaz.

Références

1. DJIMTEMADJI Charles et BENAICHA Hani et Morsli Hamza (Mémoire de Fin d'Etudes) Université de Boumerdès 2008.
2. H, BOUNEFLA ; B, MIHOUBI ; « Acidification matricielle Programmation et Analyse (HBK) », mémoire fin d'étude université Kasdi Merbah 2008.
3. Cour de stimulation de réservoir Université Kasdi Merbah et Université de Boumerdès.
4. Nouvelle approche des essais de puits en puits horizontaux Q-Lara Thèse de doctorat : université de Paris VI 1994
5. Essais de puits : methods d'interprétation
G.BOURDAROT
EDITION TECHNIP PARIS 1996 , ISBN 2-7108-0697-5
6. A.Haouali 2010, cours des essais de puits, IAP BOUMERDES 2010.
7. Document Sonatrach, 2007 .
8. Essais de puits : methods d'interprétation .
G.BOURDAROT EDITION TECHNIP PARIS 1996 , ISBN 2-7108-0697-5 .
9. L'interprétation des essais de puits horizontaux au champ de Hassi Messaoud .
10. Bulletin of Engineering Geology and the Environment · April 1996 .