

Université KASDI MERBAH OUARGLA

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

Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et techniques

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage

Présenté par :

MOURAD Abid

DJAMAL Lamarat

YOUNES Benamara

Thème

**Acquisition des données et interprétation des
diagraphies de corrosion
*Puits MD239 Hassi Messaoud***

Soutenu publiquement le : 14/06/2022

Devant le jury :

M.ABIDI SAAD Elfakeur	MAA	Président	UKMO
M. FANAZI Bilal	MAA	Examinatrice	UKMO
M.MECIBAH Ilyes	MCB	Encadreur	UKMO

Année Universitaire : 2021/2022



Remerciements

Tout d'abord, nous remercions Dieu qui nous a donné la force pour terminer ce modeste travail.

Toutes nos infinies gratitudee à notre encadreur, Monsieur *Ilyes MECIBAH* pour son encadrement et ses aides précieuses.

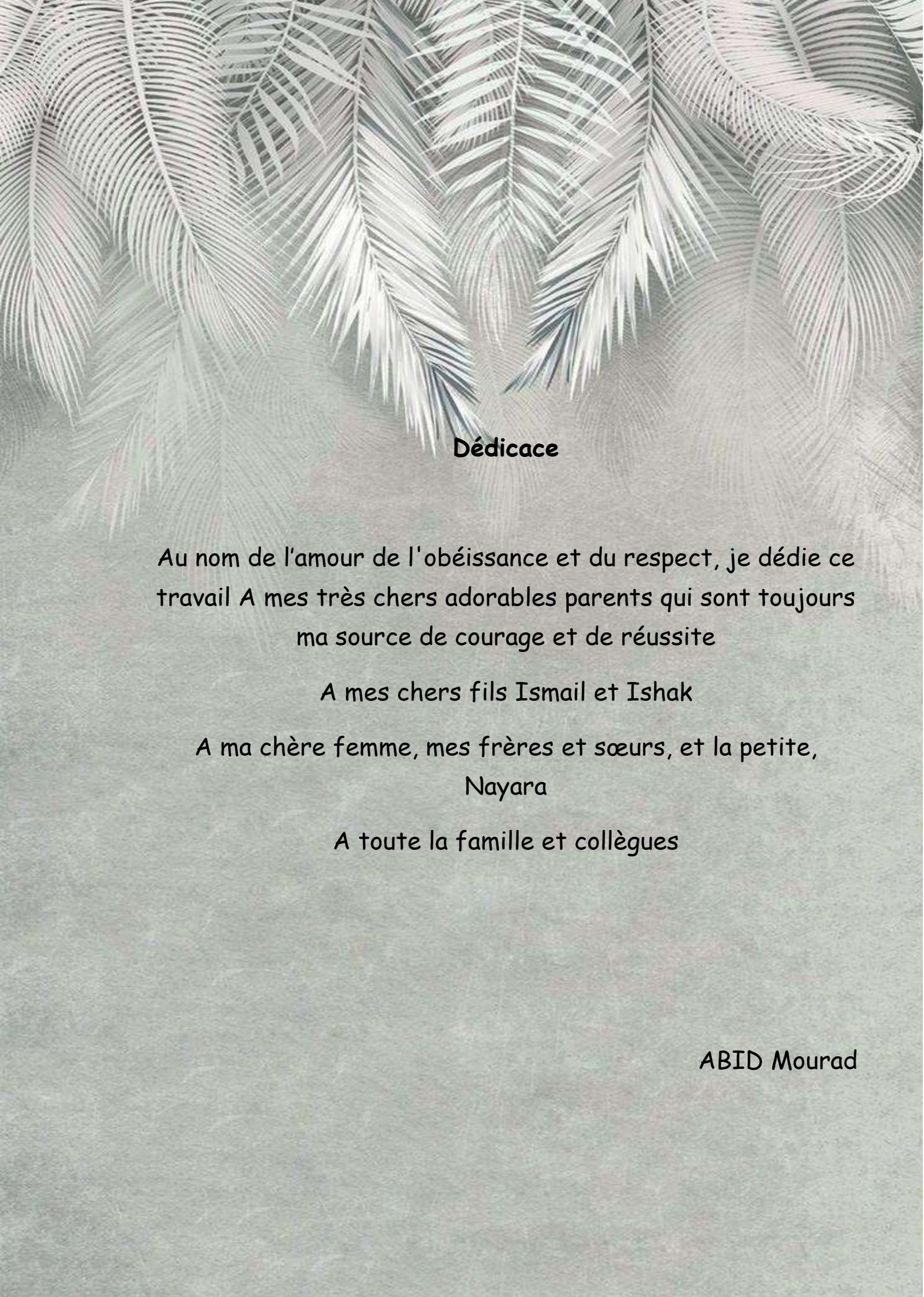
Notre sincère reconnaissance à nos enseignants du département de forage pétrolier. En particulier, je mentionne Mme *Souad HADJADJ*.

Nos remercie tous les enseignants et le personnel de l'université Kasdi Merbah Ouargla

Nos remerciements vont aussi à, M. *Mounir MACHOUCHE*, M. *Samir DJEMMAL* et M. *Raouf BOUCHAREB* et à toute L'équipe du division forage de sonatrach.

Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribués de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail, et qu'ils trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude et respects.





Dédicace

Au nom de l'amour de l'obéissance et du respect, je dédie ce travail A mes très chers adorables parents qui sont toujours ma source de courage et de réussite

A mes chers fils Ismail et Ishak

A ma chère femme, mes frères et sœurs, et la petite,
Nayara

A toute la famille et collègues

ABID Mourad



Dédicaces

Je suis pour la première fois entré dans une université, il y a déjà 05 ans, mais J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tous les efforts et sacrifices qu'ils ont consentis rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.

Alors, je tiens à dédier ce travail à ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, de fierté, de sagesse et de patience, Mes chers parents.

Et bien sûr à la seule et formidable femme que j'ai, ma source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et la reconnaissance, ma chère femme.

A Mes chers frères et sœurs

Toute ma grande famille

Ainsi qu'à tous mes amis que j'ai connus dans ma vie, À tous ceux qui m'aiment et que j'aime, à tout le groupe Master forage et à tous ceux qui m'ont encouragé durant ma vie estudiantine.



LAMARAT Djamal

Dédicaces

Je dédie ce travail à mes très chers parents pour leur grande affection, leur soutien et leur encouragement tout au long de mon cursus.

Merci chers parents.

A ma femme om faten qui a été à mes côtés durant toute la durée de ma cursus universitaire.

A mes chers frères, rachid et messacoud et leurs enfants louay , rahaf , hanine , noussiba , sana et roudaina

A toute la famille Benamara.

Sans oublier tous mes amis tedjani, ali, bachir, khaled, mourad et soufiane et mes collègues de l'ENAGEO Moussa, abdelmalek, mbarek, ilyes, abdelkader, abdellah, yacine ,moumen et jamel .

younes

Table des matières

Table des matières

Dédicaces

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction Générale

CHAPITRE I : Généralité sur la dégradation des cuvelages de puits

Introduction	2
I.1. Dégradations des cuvelages de puits	2
I.1.1. Mauvaise cimentation de tubage.....	2
a. Perte lors de la mise en place du laitier	2
b. Prise rapide (Flash Set)	2
c. Dégradation de la résistance mécanique de ciment.....	3
d. Mauvaise étanchéité (ciment – formations)	3
e. Contamination du laitier de ciment par la boue.....	3
I.1.2. Endommagements de tubages	3
I.1.2.1. Endommagements mécaniques.....	4
I.1.2.2. Causes d’endommagements mécaniques.....	4
I.1.2.3. Topologie	5
I.1.3. Corrosion de tubage et tubing	6
I.1.3.1. Les facteurs de la corrosion	6
I.1.3.2. Types de la corrosion	7
a. Corrosion interne	7
a.1.Topologie	8
i. Corrosion généralisée	8
ii. Corrosion par piqûre	8
iii. Corrosion de fissures	9
iv. La corrosion bactérienne.....	9
b. Corrosion externe	9
b.1. Topologie	10

Table des matières

i. En zone enterrée.....	10
ii. En zone immergée	10
I.1.3.3. Conséquence de corrosion	11
a. Percement et fuites	11
a.1. Mécanismes de fuites à travers le puits.....	11
b. Attaque de la cimentation.....	12
I.2. Notion d'évaluation des endommagements	13
I.2.1. Par les méthodes déterministes	13
I.2.2. Par les méthodes probabilistes ou stochastiques	15
a. Evaluation de la vitesse de corrosion a priori	15
b. Evaluation de la vitesse de la corrosion a posteriori	16

CHAPITRE II : Evaluation de l'Etat de Tubage

Introduction	16
II.1. Types de diagraphies.....	16
II.1.1. Diagraphies géologiques	16
II.1.2. Diagraphies de forage	17
II.1.2.1. Diamètreur (caliper).....	17
II.1.2.2. Contrôle de la cimentation des annulaires	18
a. Thermométrie.....	18
b. Diagraphies de cimentation	19
b.1. Cement Bond Log (CBL) associée Variable Densité Log (VDL)	19
b.2. Le CET (Cement Evaluation Tool)	20
II.1.3. Diagraphies contrôlant la corrosion	21
II.1.3.1. Les outils mécaniques	21
a. Le MFC (Multi finger Caliper).....	21
a.1. Caractéristiques.....	22
a.2. Spécifications générales.....	23
b. Le <i>CIT (Casing Inspection Tool)</i>	23
II.1.3.2. Les outils acoustiques	24
b. Le <i>CET (Casing Evaluation Tool)</i>	24
b. Le <i>BHTV (Bore Hole Televiewer)</i>	25
b. Le <i>USIT (Ultra Sonic Imaging Tool)</i>	26

Table des matières

II.1.3.3. Les outils électromagnétiques	27
a. L'ETT (Electomagnetic Thickness Tool).....	27
b. Multi-freuencias Electomagnetic Thickness Tool (METT)	28
c. Magnetic Thickness Detector (MTD).....	28
II.2. Matériel mis en œuvre.....	29
II.2.1. Équipement de fond	29
a. Sonde	29
b. Centreurs	31
c. Câble	31
II.2.2. Équipement de surface	32
a. Unités de logging	32
b. Cabine laboratoire.....	32
c. Treuil.....	32
d. Tensiomètre	32
II.2.3. Système d'acquisition de données	34

CHAPITRE III : Etudes de diagraphie de corrosion, puits MD239

Hassi Messaoud

III.1. Présentation Du Champ De Hassi Messaoud	35
a. Introduction.....	35
b. Localisation du champ de Hassi Messaoud	35
c. Description du réservoir.....	35
III.2. Acquisition et interprétation des données du puits MD239.....	36
1. Historique du puits.....	36
2. Description lithologique	36
a) Mio-Pliocène : (e = 218 m)	36
b) Eocène : (e = 120 m)	37
c) Crétacé.....	37
d) Jurassique	37
e) Paléozoïque.....	38
3. But de la diagraphie de corrosion de MD239	39
4. Le programme de la diagraphie de corrosion de puits MD239	39
5. Interprétation des données obtenues par MTD-G.....	39

Table des matières

a. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle surface à 3331	40
b. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle surface à 500	41
c. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 700m à 950m.....	42
d. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 1100m à 1300m	42
e. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 1500m à 1600m.....	42
f. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 2000 m à 2250m	43
g. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 2850 m à 2900m	43
h. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 3300 m à 3330m	44
i. Classification de corrosion par MTD-G	44
i.1. Les points critiques du tubage 7’’ obtenus par MTD-G.....	45
i.2. Les points critiques du tubage 9’’5/8 obtenus par MTD-G.....	46
i.3. Les points critiques du tubage 13’’3/8 obtenus par MTD-G.....	46
6. Interprétation des données obtenues par MFC Data.....	47
a. Enregistrement par MFC – Survey d'intervalle surface à 3331m.....	47
b. Résumé de la corrosion MFC, pénétration maximale perceptible dans tubage 7" 48	
c. Enregistrement par MFC – Survey d'intervalle 560 m à 3331m.....	50
d. Enregistrement par MFC – Survey d'intervalle 3200m à 3331m.....	51
7. Interprétation de résultats	52
Récapitulation	54
Recommandations	
Conclusion Générale	53
Bibliographies	54
Annexes	
Annexe 01: Joint Summary of 7’’ Casing from MTD-G Puits MD239	A
Annexe 02: Joint Summary of 9’’5/8 Casing from MTD-G Puits MD239	J
Annexe 03: Joint Summary of 13’’3/8 Casing from MTD-G Puits MD239	P
Annexe 04: Joint Summary of 7’’ Casing from MFC Puits MD239.....	Q
Annexe 05: Fiche Technique de Puits MD239	Y
Annexe 06: Configuration de Toolstring - Magnetic Thickness, Detector (MTD-G) & Multifingers (MFC)	Z

Résumé

Liste des figures

Liste des figures

CHAPITRE I : Généralité sur la dégradation des cuvelages de puits

- Figure I.1 :** exemple de défauts de cimentation : annulaire ciment/formation, excentrement, ciment léger, canaux, annulaire casing/ciment, canal de boue, canal de boue en contact avec le casing, percolation de gaz, fracturations de la cimentation3
- Figure I.2 :** Principaux endommagements mécaniques que peut subir un cuvelage5
- Figure I.3 :** Eclatement du tubing dû à une pression5
- Figure I.4 :** Corrosion interne causée par la perforation du tube.....7
- Figure I.5 :** Vitesse de corrosion de l'acier en fonction de diverses concentrations d'oxygène, de gaz carbonique et d'hydrogène sulfuré dissous dans l'eau8
- Figure I.6 :** Schémas de corrosion interne de tubage et tubing8
- Figure I.7 :** Schéma illustrant la Corrosion par piquûre9
- Figure I.8 :** Exemple de corrosion bactérienne.....9
- Figure I.9 :** Exemple de corrosion externe 10
- Figure I.10 :** Percement sur un tubing de production 11
- Figure I.11 :** Fuite de fluides à cause de mauvaise adhérence tubage ciment et communication hydraulique 12
- Figure I.12 :** Exemple d'évaluation prédictive de la vitesse de corrosion par la méthode des moindres carrés, effectuée à partir d'un ensemble de quatre logs pratiqués entre 1997 et 2006 14
- Figure I.13 :** Evaluation probabiliste de la vitesse de corrosion d'un tubage (exemple de la méthode de Younsi et Smati sur les pipelines) pour un champ pétrolier dont les puits pourraient subir les mêmes agressions et présenteraient les mêmes topologies de corrosion..... 16

CHAPITRE II : Evaluation de l'Etat de Tubage

- Figure II.1 :** Diagraphies de corrosion dans l'industrie plus large du logging. Ces diagraphies concernent essentiellement les mesures d'épaisseur et de diamètre du tubage, de la cimentation, et la détection des fuites 16
- Figure II.2 :** Fonctionnement l'outil du Caliper en de trou 18
- Figure II.3 :** Exemples diagraphique de caliper 18
-

Liste des figures

Figure II.4 : Le principe de mesure du sonique.....	19
Figure II.5 : Les outils CBL et VDL	20
Figure II.6 : Log de CBL et VDL.....	20
Figure II.7 : Principe de la technique d'acquisition des données par MFC	22
Figure II.8 : Multi finger caliper log résultat.....	22
Figure II.9: CIT Casing Inspection Tool	23
Figure II.10 : Casing Evaluation Tool.....	25
Figure II.11 : Le téléspectateur optique utilisé dans cette étude représenté comme (a) une image photographique et (b) une expansion de croquis des composants clés de la sond	25
Figure II.12: Le USIT (Ultra Sonic Imaging Tool).....	26
Figure II.13: L'ETT (Electromagnetic Thickness Tool).....	27
Figure II.14 : Enregistrement par un logiciel d'acquisition.....	27
Figure II.15: Multi-frequencies Electromagnetic Thickness Tool	28
Figure II.16: Magnetic Thickness Detector Tool	28
Figure II.17: Data logging de Magnetic Thickness Detector Tool	28
Figure II.18 : Architecture des sondes de diagraphie de bas vers le haut	30
Figure II.19 : Profondeur d'investigation toutes technologie confondues de quelques outils de diagraphie de corrosion.....	30
Figure II.20 : Premiers dispositifs de centrage sur les sondes de diagraphies	31
Figure II.21 : Schéma de câble logging et coupe d'une section et différents torons de fils....	31
Figure II.22 : Pied de câble et point de rupture	32
Figure II.23 : Unités de logging	33
Figure II.24 : Cabine laboratoire	33
Figure II.25 : Frein et d'un guide d'enroulement	33
Figure II.26 : Synopsis complet d'une opération sur site de corrosion logging : de l'acquisition à l'interprétation des données	34

CHAPITRE III : Etudes de diagraphie de corrosion, puits MD239

Hassi Messaoud

Figure III.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.....	35
Figure III.2 : MD239 Carte de localisation.....	36

Liste des figures

Figure III.3 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle surface à 3331m.....	40
Figure III.4 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle surface à 500m.....	41
Figure III.5 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 700m à 950m	42
Figure III.6 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 1100m à 1300m	42
Figure III.7 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 1500m à 1600m	42
Figure III.8 : Détails sur le pic à la profondeur 1580.8m.....	43
Figure III.9 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 2000 m à 2250m	43
Figure III.10 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 2850 m à 2900m	43
Figure III.11 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 3300 m à 3330m	44
Figure III.12 : Maximum de pénétration du tubage 7’’ en fonction de la profondeur en mètre	45
Figure III.13 : Maximum de pénétration du tubage 9’’5/8 en fonction de la profondeur en mètre	46
Figure III.14 : Maximum de pénétration du tubage 13’’3/8 en fonction de la profondeur en mètre	47
Figure III.15 : Enregistrement par MFC – Survey d'intervalle surface à 3331m	47
Figure III.16 : Le maximum de pénétration (%) de tubage 7’’ en fonction de la profondeur (m).....	49
Figure III.17 : Enregistrement par MFC – Survey d'intervalle 560 m à 3331m	50
Figure III.18 : Présentation 3D de joint 7’’ le plus corrodé de la colonne 7’’	50
Figure III.19 : Enregistrement par MFC – Survey d'intervalle 3200m à 3331m.....	51
Figure III.20 : Présentation 3D de joint 7’’ qui a subi une variation important de diamètre de la colonne 7’’	51

Liste des tableaux

Liste des tableaux

CHAPITRE I : Généralité sur la dégradation des cuvelages de puits

Tableau I.1 : Exemples de mesures d'épaisseur t_h en fonction de différentes dates t 12

CHAPITRE II : Evaluation de l'Etat de Tubage

Tableau II.1 : Les Spécifications générales de la sonde MFC (Multi finger Caliper)23

Tableau II.2 : Principales sondes mécaniques utilisées dans la dialogue de corrosion24

Tableau II.3 : Principales sondes acoustique utilisés dans la dialogue de corrosion26

Tableau II.4 : Principales sondes électromagnétique utilisés dans la dialogue de corrosion..29

CHAPITRE III : Etudes de diagraphie de corrosion, puits MD239

Hassi Messaoud

Tableau III.1 : Enregistrement par MTD-G a été faite en 7 intervalles.....39

Tableau III.2 : Classification de corrosion par MTD-G44

Tableau III.3 : Perte de métal maximale perceptible dans le tubage 7" (MaxWELL % > 6 %) à partir de MTD-G Log.....45

Tableau III.4 : Perte de métal maximale perceptible dans un tubage 9 5/8" (MaxWELL % > 7 %) à partir de MTD-G Log.....46

Tableau III.5 : Perte de métal maximale perceptible dans un tubage 13 3/8" (MaxWELL % > 6%) à partir de MTD-G Log.....46

Tableau III.6 : Diamètre intérieur de tubage 7" (MaxPen % > 25%) à partir de MFC Log...48

Introduction Générale :

Ces dernières années l'entreprise nationale Sonatrach a basé sur l'intégrité des puits dans le but de protéger les puits (producteurs, injecteurs...) et augmenter la durée de vie de production. Plusieurs raisons expliquent la faible production de pétrole pendant la durée de vie d'un puits, dont la plus importante est l'endommagement des cuvelages du puits, parce qu'il aide à faire s'infiltrer l'eau de l'extérieur dans le puits au fil du temps, en particulier l'eau salée, qui provoque des dépôts au fond du puits. Parfois, l'endommagement des cuvelages est une cause majeure de pollution de l'eau, du sol ou de l'environnement autour du puits. Cette protection qui doit être accompagnée par une étude fiable et un programme bien visé et une application stricte, et cela pour atteindre les objectifs ciblés par l'entreprise.

Dans le meilleur des cas, sur le chantier, à la réception, les joints de casings et de tubings, les auscultent sous un aspect dimensionnel (mesure des diamètres, des épaisseurs, détection des fissures, etc.) en respectant les recommandations de l'American Petroleum Institute (API, 1999). C'est à l'issue de ces différents examens que le tubage peut être considéré comme conforme et être définitivement descendu en fond de trou. Elle ne peut subir alors que des vérifications in situ. Ces contrôles, a posteriori, sont ainsi effectués dans ces conditions par diagraphies différées.

Les diagraphies de corrosion utilisent des méthodes et des outils d'inspection complexes comprenant sommairement des fonctions :

- De détection, induisant un choix du principe physique.
- De mesure, déterminant un choix des résolutions et de couverture d'auscultation.
- D'identification, conduisant à un choix des méthodes d'interprétation.

Notre travail est organisé en trois chapitres : le premier chapitre présente une généralité sur la dégradation des cuvelages de puits. Le deuxième chapitre détermine l'évaluation de l'Etat de Tubage. Le troisième chapitre est consacré à l'étude de diagraphie de corrosion du puits MD239 Hassi Messaoud par l'évaluation la corrosion-pénétration des tubes par Magnetic Thickness Detector (MTD-G) and Multifinger Caliper (MFC) de tubage (casing 7", 9" 5/8 et 13" 3/8).

CHAPITRE I :
Généralité sur la
Dégradation des cuvelages
de puits

Introduction :

Plusieurs raisons expliquent la faible production de pétrole pendant la durée de vie d'un puits, dont la plus importante est l'endommagement des cuvelages du puits, parce qu'il aide à faire s'infiltrer l'eau de l'extérieur dans le puits au fil du temps, en particulier l'eau salée, qui provoque des dépôts au fond du puits. Parfois, l'endommagement des cuvelages est une cause majeure de Pollution de l'eau, du sol ou de l'environnement autour du puits.

Les dégradations des cuvelages sont les plus graves et sont généralement découverts tardivement, ce qui entraîne des risques environnementaux difficiles à résoudre. Par exemple, la communication hydraulique entre les aquifères hydrocarbure ou avec les couches salines.

I.1. Dégradations des cuvelages de puits

Le cuvelage est l'ensemble des matériaux et des opérations pour couvrir les parois d'un puits, c'est aussi l'introduction d'un tube métallique (tubage) dans un puits, cela s'appelle la protection des constructions

I.1.1. Mauvaise cimentation de tubage [7]

La cimentation a pour but essentiel de protéger le tubage du milieu environnant, donc une bonne cimentation assure une durée de vie du tubage assez longue. Seulement, quelques fois la cimentation paraît mauvaise, et cela est dû aux différentes causes :

a. Perte lors de la mise en place du laitier

Perte du laitier peut être perte totale ou partielle, la perte totale est caractérisée par le non-retour du fluide en surface, tandis que la perte partielle peut être caractérisée par le bilan volumique en fin de la chasse et l'observation de l'évolution de la pression d'injection puis sa stabilisation. Après la cimentation, cette perte est montrée par la hauteur cimentée qui est inférieure à celle prévue.

b. Prise rapide (Flash Set)

Au cours d'une cimentation, la prise rapide du laitier se manifeste par un accroissement important de la pression d'injection. Elle peut être due à la mauvaise qualité ; du ciment, qualité d'eau de mixage, accélérateurs, et retardateurs, et la température élevée du fond du puits, ou un bouchage au niveau du sabot ou de l'anneau.

c. Dégradation de la résistance mécanique de ciment

Les additifs, la température et les eaux de formation contenant des sels, sont des facteurs qui peuvent provoquer la dégradation des propriétés mécaniques de ciment durcie.

d. Mauvaise étanchéité (ciment – formations)

Ce problème peut être dû au déplacement de la boue par le laitier dans le tubage ou un mauvais mixage de ciment.

e. Contamination du laitier de ciment par la boue

La contamination du laitier de ciment par la boue de forage peut donner naissance aux problèmes suivants ; un retardement ou une accélération du temps de comptabilité ou réduction de la résistance à la compression, augmentation des pertes.

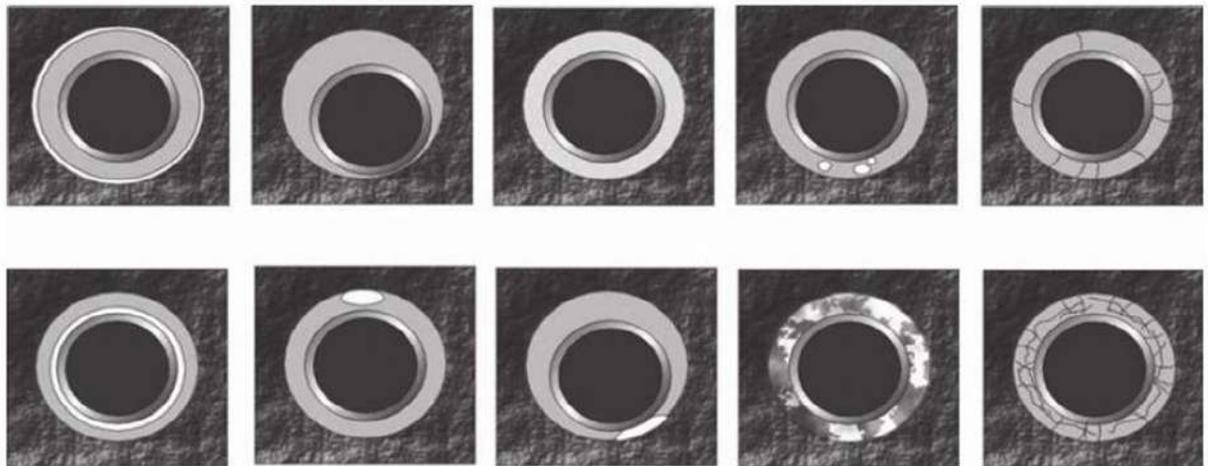


Figure I.1 : exemple de défauts de cimentation : annulaire ciment/formation, excentrement, ciment léger, canaux, annulaire casing/ciment, canal de boue, canal de boue en contact avec le casing, percolation de gaz, fracturations de la cimentation.

I.1.2. Endommagements de tubages [1]

Le tubage de pétrole est la bouée de sauvetage pour maintenir le fonctionnement et c'est l'élément le plus fondamental d'un puits de pétrole et de gaz. En raison de conditions géologiques différentes et mécaniques, l'état de contrainte au fond de trou est complexe, et l'action combinée de la traction, compressif, contraintes de flexion et de torsion sur le tubage, Ce dernier est soumis à la haute pression de la couche d'huile et à l'érosion du gaz, liquides et autres fluides tout au long de l'année, et il est également soumis à plusieurs reprises à des forces externes telles que diverses opérations (*workover*) de reconditionnement et mesures de stimulation. Les principales raisons des endommagements sont les suivantes:

CHAPITRE I Généralité sur la dégradation des cuvelages de puits

- Le tubage est de mauvaise qualité et de faible résistance;
- La qualité de la cimentation est mauvaise et l'étanchéité n'est pas ferme;
- Corrosion effets de l'eau, agents chimiques et micro-organismes;
- Mouvement tectonique géologique et lithologie autour du tubage;
- Endommagements au tubage causés par l'injection d'eau à haute pression (puits injecteur)
- Effet de la production de sable et de sel dans le pétrole, comme *le bassin de Berkaoui et le bassin de Hassi Messaoud*.
- Endommagements de tubage causés par une opération de reconditionnement incorrecte.

I.1.2.1. Endommagements mécaniques

Les endommagements mécaniques de tubages peuvent être définis comme toute modification structurelle ayant lieu après fabrication ou construction et qui peuvent mettre en cause l'intégrité de la colonne. Il existe généralement trois types de endommagements de tubage, en général catalogués comme des déformations de la structure originelle à savoir, réduction du diamètre et rupture du colonne et casse du tube.

I.1.2.2. Causes d'endommagements mécaniques

Les endommagements mécaniques peuvent être directement imputables à des causes mécaniques (chocs, frottements, tassements, étirement, coincement, chutes, fatigues, etc.), à des mouvements tectoniques (déplacements, ruptures, etc.), à des phénomènes de subsidence, à des mouvements latéraux aux interfaces des couches géologiques, à des dépressurisations de réservoir à des pressions différentielles, et phénomènes électrochimiques fragilisant la structure (tubage). On trouve également des endommagements provoqués par des surpressions internes pouvant aboutir à des éclatements plus ou moins importants. Ce type d'accident est en général dû à des sous-estimations dans le design des pressions de service ou à des fermetures brutales de vannes, et entraîne des fuites sévères.

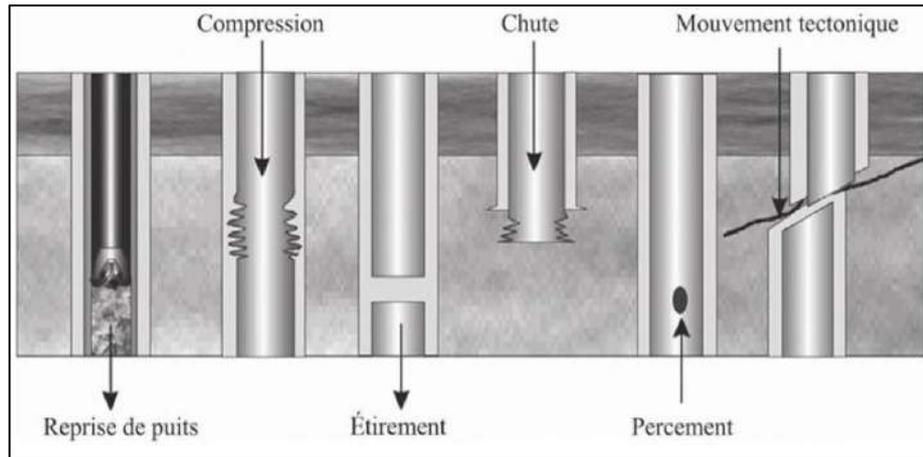


Figure I.2 : Principaux endommagements mécaniques que peut subir un cuvelage.

I.1.2.3. Topologie

- **Les arrachements** : Il est le résultat de rayures sur le tube pendant la descente causée par les frottements des formations géologiques dures ou par le passage d'outils de fond. Structuellement, ces dernières ont peu de conséquences mais elles peuvent initier des phénomènes de corrosion plus graves.
- **Les fissures** : il est difficile de découvrir une fissure à l'intérieur de l'acier. Il peut se développer et être le point d'étalement de ce dernier sur les pièces du tube.
- **Les ondulations** : Elles sont le résultat du tassement de la colonne sur les parois, elles se traduisent par une modification structurelle de tubage. Ce type d'anomalie est assez fréquent et se détecte relativement bien.
- **Les écrasements** : Ils peuvent être imputés aux diverses causes comme le passage des outils de reconditionnement et affectent une zone plus ou moins circonscrite.
- **Les éclatements** : Ils sont le résultat de surpressions sur les zones de faiblesses mécaniques ou de fragilisation.

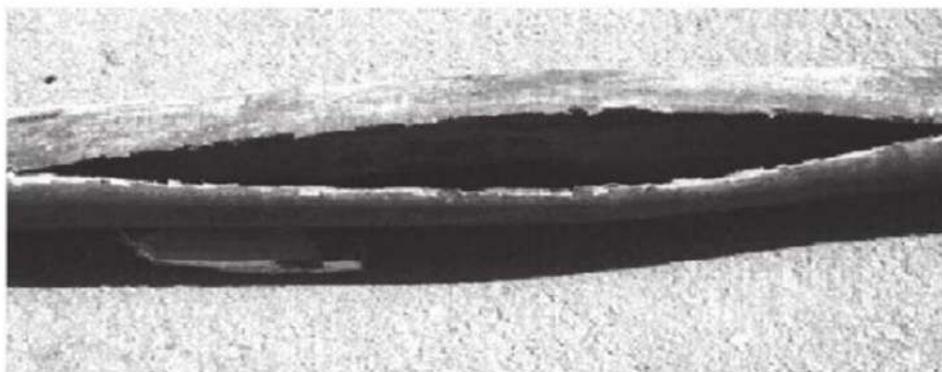


Figure I.3 : Eclatement du tubing dû à une pression

CHAPITRE I Généralité sur la dégradation des cuvelages de puits

- **Les ovalisations :** sont le résultat de diverses actions ou sollicitations mécaniques conduisant à la modification différentielle du diamètre du tubage (anomalie circonférentielle).
- **Les étirements :** Ils sont la conséquence d'une absence de cimentation et de lien mécanique. Le casing en traction s'étire et peut aller jusqu'à la rupture. Les étirements se distinguent par une diminution simultanée du diamètre moyen et de l'épaisseur.
- **Les déplacements.** Ils peuvent être source de dégradations extrêmement graves pouvant entraîner des ruptures brutales. On peut signaler en particulier :
 - **Les déplacements verticaux** occasionnés par le dévissage de *casing* ou le sectionnement de la colonne. Ces anomalies de plusieurs dizaines de centimètres sont assez fréquentes et peuvent avoir des conséquences sérieuses.
 - **Des déplacements latéraux** provoqués plus spécifiquement par les mouvements de terrain locaux ou tectoniques ou plus fréquemment par les effets de cisaillement.

I.1.3. Corrosion de tubage et tubing

En termes techniques simplifiés, la corrosion était définie comme la destruction d'un métal par réaction chimique ou électrochimique avec son environnement.

- Les principaux corrosifs rencontrés dans un champ pétrolifère sont le dioxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène, les acides organiques, l'acide chlorhydrique et l'oxygène dissous dans l'eau.
- Les facteurs environnementaux, tels que la composition chimique de l'eau, la température et la vitesse, affectent le taux de corrosion.
- Les tensions imposées et les courants électriques vagabonds sont souvent une source de graves endommagements dus à la corrosion.
- La vitesse d'un fluide en écoulement joue un rôle important soit dans l'érosion, voir même la corrosion.

I.1.3.1. Les facteurs de la corrosion [4]

Pour des considérations pratiques, la corrosion dans la production d'un puits de pétrole et de gaz peut être classée en quatre facteurs principaux :

- **Corrosion par CO₂** est également appelée, Elle se produit en raison de la présence de dioxyde de carbone. Cette corrosion se produit à la fois dans la production de condensat des puits gaz et de pétrole.

- **Corrosion par H₂S** est également appelée corrosion dans les puits de pétrole et de gaz produisant même des traces de sulfure d'hydrogène. Ces puits peuvent également contiennent de l'oxygène, du dioxyde de carbone ou des bactéries sulfate-réductrices.
- **Corrosion par l'oxygène** se produit partout où l'équipement est exposé à l'oxygène atmosphérique. Il se produit le plus souvent dans les installations offshore et puits d'injection et dans les puits de production peu profonds où l'air est autorisé à pénétrer dans l'espace annulaire. La présence même de traces d'oxygène dans les fluides produits contenant du CO₂ augmente la vitesse de corrosion.
- **Corrosion électrochimique** est désignée comme celle qui se produit lorsque les courants de corrosion peuvent être facilement mesurés ou lorsque la corrosion peut être atténuée par l'application de courant, comme dans la corrosion du sol.

I.1.3.2. Types de la corrosion[2]

a. Corrosion interne

La corrosion interne peut être définie comme le résultat d'actions physiques, chimiques ou bio-physico-chimiques internes dues essentiellement à la présence et au transport des effluents (pétrole, gaz, eau, matière solides) entraînant des pertes de matière.



Figure 1.4 : Corrosion interne causée par la perforation du tube

En présence de gaz de reflux comme le dioxyde de carbone (CO₂) ou l'hydrogène sulfuré (H₂S) pénétrant dans les puits de production ou puits injecteur et qui mêlés à l'eau sont extrêmement corrosifs. La coexistence de ces gaz dissous avec le fer entraîne une oxydation plus ou moins rapide de l'acier du tubage et de la formation, par leur présence aggraver sérieusement la corrosion, cette corrosion qui prolifèrent dans les milieux chauds (70°C) et anaérobies.

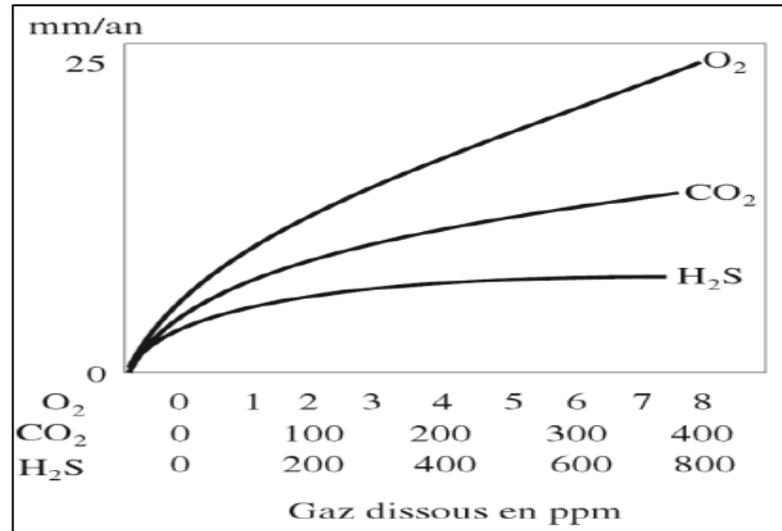


Figure I.5 : Vitesse de corrosion de l'acier en fonction de diverses concentrations d'oxygène, de gaz carbonique et d'hydrogène sulfuré dissous dans l'eau

a.1. Topologie [2]

La corrosion interne revêt plusieurs aspects plus ou moins étendus et très différents dans leurs topologies.

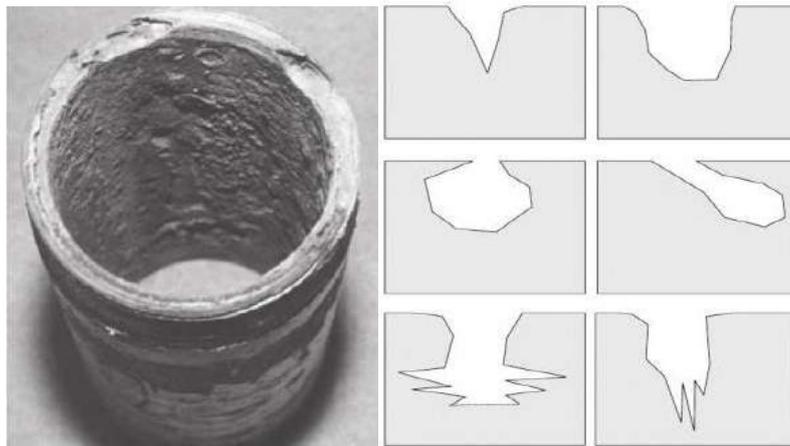


Figure I.6 : Schémas de corrosion interne de tubage et tubing

i. Corrosion généralisée : est résumée à des espaces très grands et profonds de cuvelage, ceci est généralement causé par des effluents corrosifs ou infectés par des micro-organismes dont l'agressivité affecte toutes les surfaces en contact avec le fluide. La corrosion peut être accompagnée de la production de dépôts (sulfure).

ii. Corrosion par piqûre est caractérisée par une attaque très localisée évoquant une piqûre et très difficiles à détecter sans utilisation des moyens d'auscultation internes appropriés car souvent accompagnée de produits de corrosion masquant l'ampleur et l'étendue de dégâts. La corrosion par piqûre affecte même les aciers inoxydables et elle est accélérée par la présence de sulfure de fer.

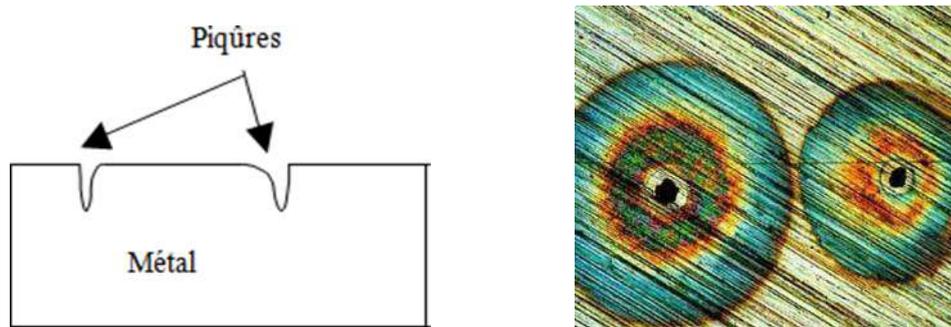


Figure I.7 : Schéma illustrant la Corrosion par piqûre.

iii. Corrosion de fissures [3] est limitée à des zones spécifiques où une attaque mécanique est possible. Ces actions agressives répétées dans le temps provoquent la corrosion du métal. La présence de sable ou d'hydrates de gaz en particulier accélère le processus de décomposition.

iv. La corrosion bactérienne [3] ou bio-corrosion, elle est le résultat de l'action pathogène des bactéries sulfurogènes présente dans l'effluent entraînant des corrosions plus ou moins localisées. Ce type de corrosion peut par ailleurs être de type foudroyant et entraîner rapidement des percement (quelques mois), Une surveillance sérieuse et des moyens thérapeutiques appropriés permettent en général d'enrayer le phénomène de propagation des bactéries.



Figure I.8 : Exemple de corrosion bactérienne.

b. Corrosion externe

La cimentation est une barrière primaire efficace contre la diffusion des fluides corrosifs des aquifères et des formations dans lesquelles ils se trouvent H₂S, la cimentation suffisamment dense et homogène assure une bonne perméabilité de 10^{-20}m^2 (10^{-5}mD) contre les principaux contaminants. Malgré les progrès de la qualité du ciment et de sa mise en

CHAPITRE I Généralité sur la dégradation des cuvelages de puits

œuvre dans le temps, il s'avère souvent que le ciment entourant le tubage se dégrade avec le temps ou modifie la composition de certaines roches en présence d'un ciment plus ou moins agressif.

La corrosion externe peut être définie comme le résultat d'actions physico-chimiques, voire biochimiques, sur le tubage entraînant des pertes de matières aussi bien locales que générales affectant l'extérieur du casing.

Les conséquences sont multiples et peuvent aller jusqu'au percement en très peu de temps, voir quelques mois.



Figure I.9 : Exemple de corrosion externe

b.1. Topologie

Ceci est dû à la multiplicité des facteurs qui interviennent dans les processus de dégradation externe et leur évolution dans le temps. On peut citer per descensum :

i. En zone enterrée :

- *Corrosion électronique* ou électrolytique par courants vagabonds (corrosion très rapide, et très localisée pouvant entraîner des percements en quelques semaines).
- *Corrosion électrocinétique* provoquée par les phénomènes d'électrofiltration entre les couches géologiques
- *Corrosion électrochimique* due aux courants circulant aux interfaces des couches géologiques.
- *Corrosion bactérienne* milieu anaérobie, chaud, présence de calorifuge dégradé avec dispersion de soufre.

ii. En zone immergée :

- La corrosion par la salinité de l'eau.
- La corrosion par un taux d'oxygène dissous important.
- La corrosion par présence d'une activité bactérienne externe.

I.1.3.3. Conséquence de corrosion[1]

a. Percement et fuites

Le percement est la dernière et ultime étape de corrosion des matériaux complètement, Il existe de nombreuses raisons différentes et variées à ce percement. C'est souvent le résultat du dépôt et de la conversion rapides d'éléments électroniques et chimiques localement modifiés sur les cuvelages, la fuite qui est la manifestation hydrodynamique concomitante au percement est bien souvent difficile à détecter. Le percement est une communication physique entre l'intérieur et l'extérieur du tubage pouvant entraîner une fuite c'est-à-dire une allée et venue de fluide si un différentiel de pression existe à ce niveau.

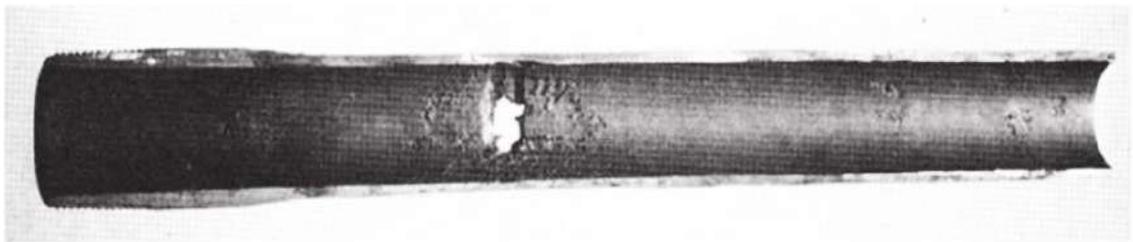


Figure I.10 : Percement sur un tubing de production.

Les percements sont caractérisés par une absence totale de métal (trou) mettant en communication la partie de l'espace annulaire entre la formation et l'intérieur du cuvelage tout en passant par la couche du ciment.

a.1. Mécanismes de fuites à travers le puits

Le défaut de cimentation ou endommagement de l'interface ciment-cuvelage ou ciment-formation peut avoir des conséquences importantes sur l'étanchéité du puits. Une mauvaise cimentation primaire est généralement attribuée à:

- ✓ Un mauvais centrage du cuvelage
- ✓ Un mauvais remplissage du ciment suite à un calcul erroné de volume de ciment (problème de densité de laitier, mauvaise connaissance du milieu géologique...).

En outre, même dans le cas d'une bonne cimentation initiale, les variations de *pression* et de *température* auxquelles va être soumis l'annulaire, ainsi les *agressions chimiques* du ciment peuvent engendrer une augmentation de la perméabilité non négligeable, voire produire des ruptures d'interfaces. Ces effets peuvent être visibles dès 50 ans de vie de l'ouvrage. Le manque de lien entre le ciment et le cuvelage peut entraîner une fragilité de l'annulaire et la corrosion du cuvelage, De manière générale, il est observé qu'une bonne

CHAPITRE I Généralité sur la dégradation des cuvelages de puits

cimentation a pour conséquence de limiter les dégradations chimiques des cuvelages, notamment dues à la présence de fluides agressifs (CO_2 , H_2S , ...).

La faible perméabilité du ciment, protège en effet le cuvelage qu'il entoure des substances délétères, le PH du fluide sera élevé en contact avec le ciment, ce dernier sera nocif et agressif pour le ciment voire même le cuvelage.

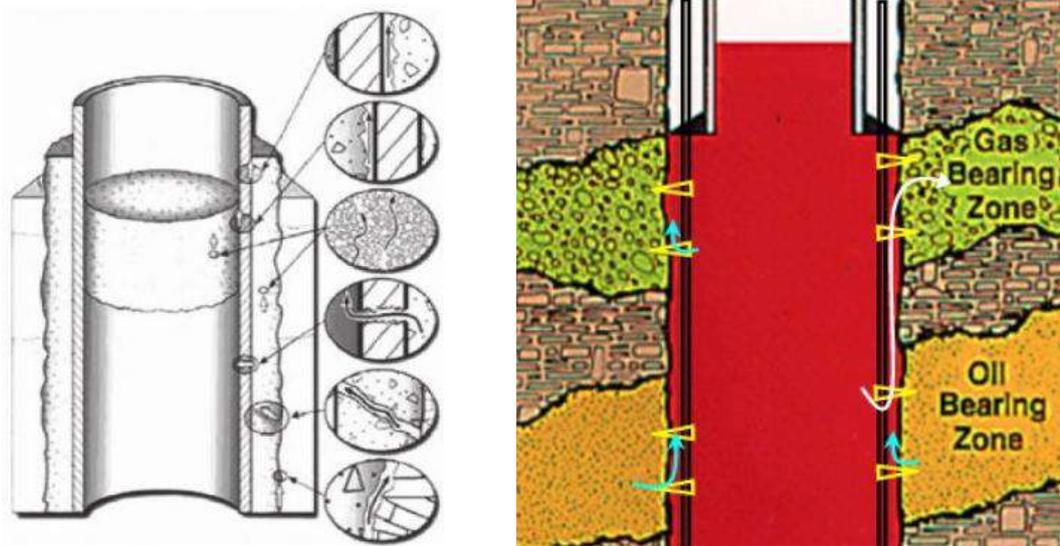


Figure I.11 : Fuite de fluides à cause de mauvaise adhérence : tubage – ciment et communication hydraulique

b. Attaque de la cimentation : [1]

Comme les tubages, la cimentation a une durée de vie limitée extrêmement variable.

Celle-ci dépend :

- Du choix et de la qualité des ciments utilisés (ciments Portland, etc.)
- Du choix des additifs apportés dans le ciment : des conditions de mise en œuvre et de la mise en place techniques (hautes pressions)
- De la répartition du ciment autour du tubage;
- De l'architecture du puits (déviée, inclinée, horizontale)
- De la géométrie de la colonne (excentrée)
- Des conditions d'exploitation (pression, températures, etc.)
- Des efforts tectoniques locaux
- Des ruptures d'adhésion dues à l'épuisement du gisement
- Des attaques chimiques externes, etc.

La cimentation n'est protégée par aucune barrière, donc elle est soumise aux altérations dues aux terrains traversés ainsi qu'à la circulation et la percolation des fluides de la

CHAPITRE I Généralité sur la dégradation des cuvelages de puits

formation, voire d'exploitation. Ces derniers peuvent entraîner des phénomènes de lessivage et notamment de lixiviation des endommagements irréversibles.

I.2. Notion d'évaluation des endommagements [1]

L'évaluation des endommagements peut être abordée sous plusieurs angles, la corrosion suivait des lois thermodynamiques bien définies simples qui pouvaient être dans le temps.

Une approche plus pragmatique fondée uniquement sur les mathématiques, permet, lorsque l'on possède un nombre suffisant de données, de formuler des estimations afin d'établir des pronostics à l'avantage d'aborder des cas complexes de corrosion.

I.2.1. Par les méthodes déterministes

La méthode consiste à comparer dans le temps et après normalisation plusieurs enregistrements diagraphiques de la même portion de tubage effectués si possible dans les mêmes conditions opérationnelles. On obtient alors des variations de la constante mesurée, c'est-à-dire, dans la plupart des cas, des variations de rayon ou d'épaisseur (t_h), En fonction du temps ou de la durée (t). *La méthode de Legendre en 1805 : $t_h = f(t)$*

Celles-ci peuvent être éventuellement extrapolées en vitesse de corrosion si, par exemple, les lois qui régissent la corrosion sont linéaires.

$$V \left(\frac{\text{mm}}{\text{an}} \right) = \frac{t_h^2 - t_h^1}{t_2 - t_1} = \frac{\delta t_h}{\delta t} \dots\dots\dots (I.1)$$

Dans ce cas de figure, il est possible d'établir une prédiction en adoptant une loi de régression linéaire, telle que la méthode des moindres carrés sur l'échantillon de valeurs mesuré par la sonde. Si on suppose, par exemple, à une cote précise du tubage, que plusieurs (n) mesures plus ou moins régulières ont été effectuées sur une dizaine d'années, il est relativement aisé d'obtenir la loi qui régit le phénomène et d'en donner éventuellement une prédiction pour les années suivantes.

Tableau I.1 : Exemples de mesures d'épaisseur t_h en fonction de différentes dates t .

Durées	0	1	2	3	4	5	6
Épaisseur	8.8	8.7	8.5	8.2	7.8	7.1	6.6
Durées	7	8	9	$\sum t$	$\sum t_h$	$\sum dt_h$	$\sum t^2$
Épaisseur	5.3	4.8	3.5	45	65.8	263.6	285

CHAPITRE I Généralité sur la dégradation des cuvelages de puits

Les grandeurs de durée t (en années) et d'épaisseur t_h (en mm) peuvent être liées par exemple par une relation linéaire telle que :

$$t_h = at + b \quad \text{..... (I.2)}$$

Où les coefficients a (pente de la droite)¹ et b (ordonnée à l'origine) sont alors égaux à :

$$a = \frac{\sum t \sum t_h - \sum t t_h}{(\sum t)^2 + n \sum t^2} \quad \text{et} \quad b = \frac{\sum t \sum t t_h - \sum t_h - \sum t^2}{(\sum t)^2 + n \sum t^2} \quad \text{..... (I.3)}$$

Après calculs des deux coefficients,

$$a = \frac{45 \times 65,8 - 263,6}{45^2 + 10 \times 285} \quad \text{et} \quad b = \frac{45 \times 263,6 - 65,8 \times 285}{45^2 + 10 \times 285}$$

On obtient alors une loi simple qui peut être utilisée pour prédire les évolutions de la corrosion telle que : $T_h = -0,47t + 8,35$ (I.4)

Sur le plan graphique, il est possible de représenter les résultats des mesures et d'établir la date à laquelle l'épaisseur critique sera atteinte à partir de l'épaisseur nominale et après régression linéaire (calculs).

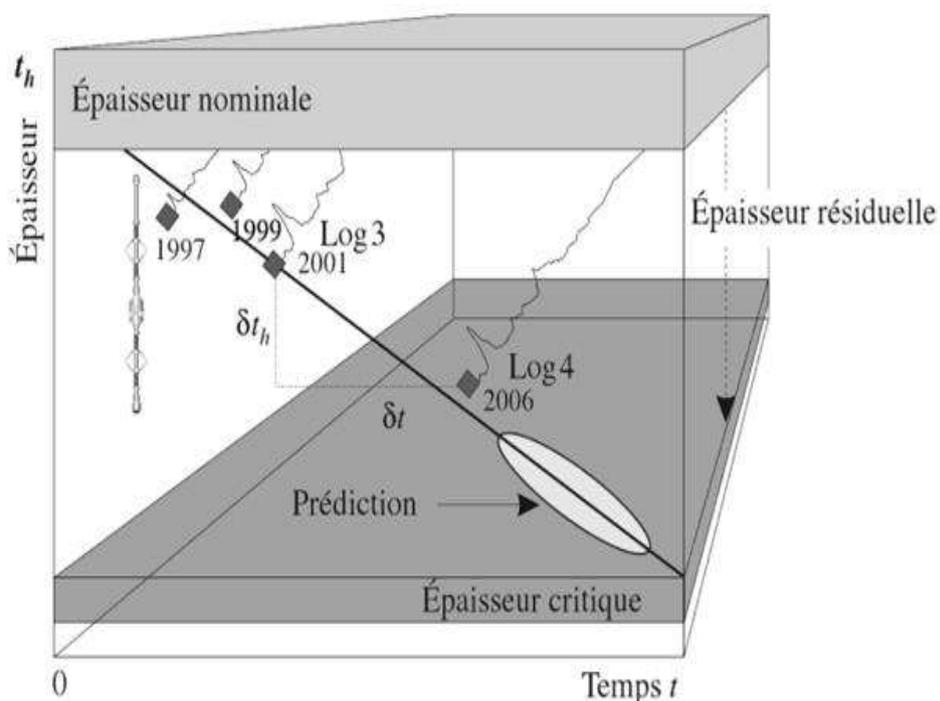


Figure I.12 : Exemple d'évaluation prédictive de la vitesse de corrosion par la méthode des moindres carrés, effectuée à partir d'un ensemble de quatre logs pratiqués entre 1997 et 2006.

I.2.2. Par les méthodes probabilistes ou stochastiques

En supposant que le tubage affiche une distribution statistique des propriétés de corrosion (vitesse, épaisseur, etc.). Ainsi, un rapport général peut être proposé sur les autres tubages à partir des mesures d'un processus d'examen et des données obtenues, Sur la base des approches itératives proposées par les auteurs (*Younsi, 2005 et Smati, 2003*) sur les pipelines

La méthode de Younsi et Smati pourrait être également appliquée (avec les précautions d'usage) aux tubages d'un même champ pétrolier rencontrant les mêmes facteurs de risques vis-à-vis de la corrosion. Cette technique repose sur des évaluations a priori et a posteriori faites à partir de données exprimées sous forme de loi de distribution statistique unique.

a. Evaluation de la vitesse de corrosion a priori

Elle correspond à une modélisation issue d'information d'autre tubages implantés sur le même champ. La densité de probabilité de la vitesse de corrosion (v) suit alors une loi normale tronquée qui peut se mettre sous la forme :

$$F_1(V . \beta_0 . \theta_0) = \frac{\theta_0^{\beta_0}}{\Gamma(\beta_0)} V^{\beta_0-1} \exp(-v\theta_0) \dots\dots\dots (I.5)$$

Où θ_0 et β_0 sont respectivement les paramètres d'échelle et de forme.

b. Evaluation de la vitesse de la corrosion a posteriori

Elle correspond aux données acquises par l'inspection elle-même (diagraphie) en fonction de la profondeur de corrosion (d_i) pour chaque point considéré et dont l'estimation s'exprime par la loi de distribution suivante :

$$F_2(V) = \frac{[\theta_0+t_d]^{\beta_0+d_i}}{\Gamma(\beta_0+d_t)} V^{\beta_0+d_i-1} \exp(-v\beta_0+t_d) \dots\dots\dots (I.6)$$

Où t_d est la date du début de la corrosion (mis en service du puits par exemple).

La prédiction pour le tubage B se fait alors par l'introduction dans le modèle des résultats de l'inspection du tubage A dont les caractéristiques sont similaires (*a priori*), des résultats de l'auscultation du tubage B (*a posteriori*) et par le calcul d'une estimation.

La distribution de la date d'initiation de la corrosion pour une profondeur moyenne d_{moy} , suit alors la relation suivante :

$$g(t) = \frac{d_{moy}}{t^2} \frac{\theta_0}{\Gamma(\beta_0)} \left(\frac{d_{moy}}{t}\right)^{(\beta_0-1)} \exp\left(\theta_0 \frac{d_{moy}}{t}\right) \dots\dots\dots (I.7)$$

CHAPITRE I Généralité sur la dégradation des cuvelages de puits

Et la date la plus probable peut être exprimée alors sous la forme d'un modèle d'optimisation tel que : $T_p = \text{Max}\{g(t)\}$

Un raisonnement similaire peut être appliqué sur l'évolution des profondeurs de corrosion (δd_i) en fonction du temps ($\tau = \delta t$).

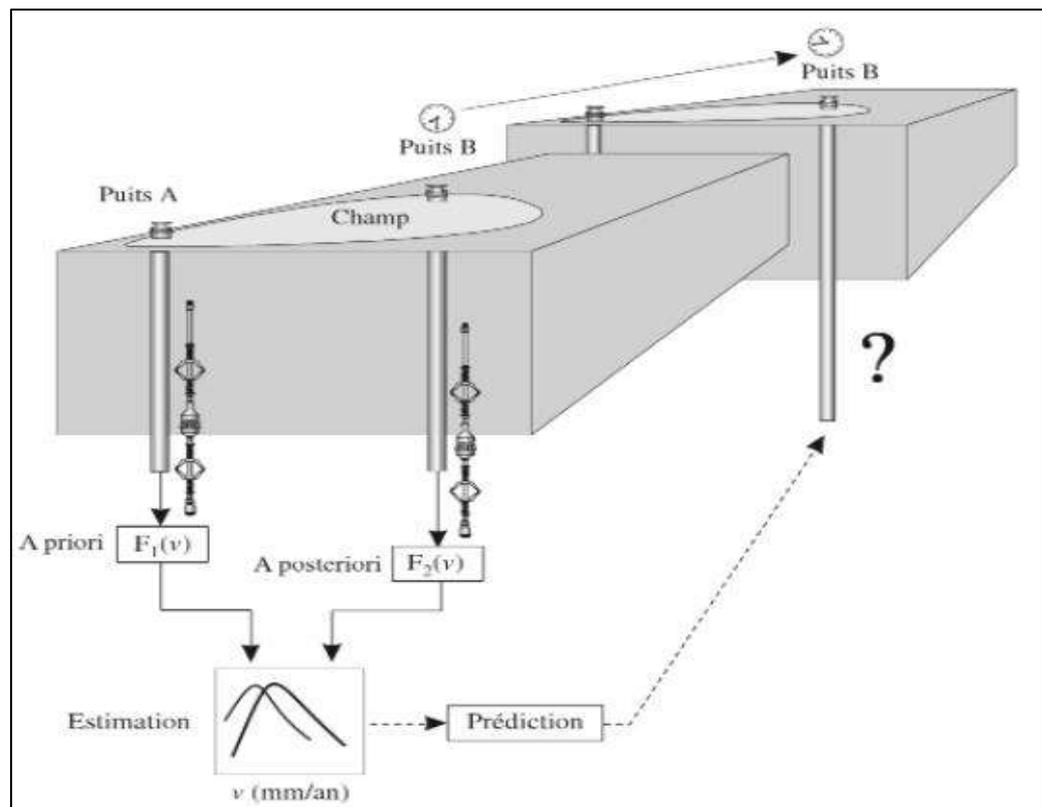


Figure I.13 : Evaluation probabiliste de la vitesse de corrosion d'un tubage (exemple de la méthode de Younsi et Smati sur les pipelines) pour un champ pétrolier dont les puits pourraient subir les mêmes agressions et présenteraient les mêmes topologies de corrosion.



CHAPITRE II :
Evaluation de l'Etat de
Tubage

Introduction :

généralement, les inspections de dégradations et corrosion des tubage de puits pendant de reconditionnement de puits workover avant ou après des interventions de curage de puits et avant le cas échéant celles d'une réparation ou d'un chemisage du puits ou pondant les diagraphiques de production (PLT) fournissent des mesures instantanées à l'aide de détecteurs dans le puits , ces mesures sont utilisées pour l'analyse des puits producteurs et des puits injecteurs, ces mesures sont utilisées pour l'analyse des puits producteurs et des puits injecteurs.

Ces logging est par conséquent une opération extraordinaire dans le sens où elle n'est pratiquée que très rarement, lorsqu'en particulier il y a suspicion d'un problème.

II.1. Types de diagraphies

En fonction de leurs objectifs les diagraphies peuvent être classées en trois familles :

- Diagraphies géologiques : électriques, électromagnétiques, soniques, nucléaires...
- Diagraphies de forage : diamètres, contrôle de cimentation, trajectoire...
- Diagraphies contrôlant la corrosion.

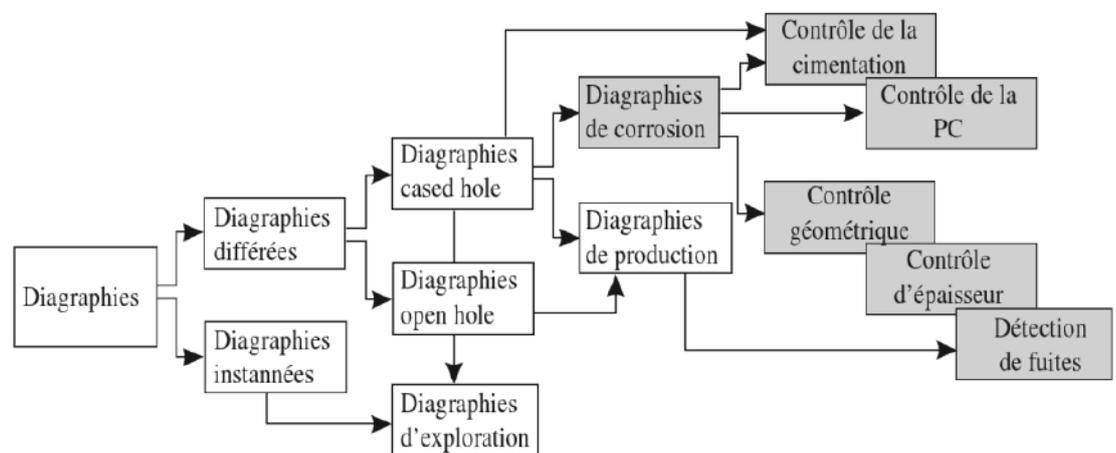


Figure II. 1 : Diagraphies de corrosion dans l'industrie plus large du logging. Ces diagraphies concernent essentiellement les mesures d'épaisseur et de diamètre du tubage, de la cimentation, et la détection des fuites.

II.1.1. Diagraphies géologiques

Elles permettent de corrélér les forages entre eux en faisant ressortir des contrastes lithologiques, de déterminer des limites lithologiques utiles à l'établissement de la coupe géologique des terrains traversés mais aussi pour déterminer les cotes des sabots ou des

équipements de tubage, de caractériser les formations géologiques grâce à l'interprétation de plusieurs diagraphies combinées qui montrent la présence ou non d'éléments argileux, le type de fluide interstitiel, la porosité et la densité de la roche, de caractériser les fluides rencontrés : différenciation eau, saumure, huile, gaz... des études structurales des formations traversées (pendage des couches, fracturation...)

Ces diagraphies enregistrées dans tous les forages d'exploration pétrolière sont actuellement utilisées couramment dans les forages exécutés pour l'exploitation d'aquifères profonds et permettent de caractériser et d'identifier dans les réservoirs les niveaux productifs.

II.1.2. Diagraphies de forage

Ces diagraphies concernent la réalisation de l'ouvrage et a un rôle primordial pour la mise en place des tubages et le contrôle de la bonne étanchéité du tubage et des annulaires.

II.1.2.1. Diamètreur (caliper)

Le diamètre du puits est mesuré pratiquement avec tous les autres outils. Exécuté après chaque phase de forage, cette diagraphie permet de mesurer en continu le diamètre du trou. Le diamètre fournit d'importantes informations:

- Caves et mud-cake,
- Argiles gonflantes (rétrécissement du trou)
- Estimation du volume de ciment

Il est généralement utilisé outil du caliper, cette mesure de diamètre de trou est réalisée à l'aide de 04 ou 06 bras articulés symétriquement, reliés à un curseur d'un potentiomètre. Un simple étalonnage en utilisant les rings permet de passer des résistances au diamètre.

L'outil comprend :

- 04 ou 06 bras couplés par paire.
- Un intégrateur de volume
- Une cartouche d'inclinomètre permettant la mesure en continu de l'angle et de l'azimut de la déviation de trou.

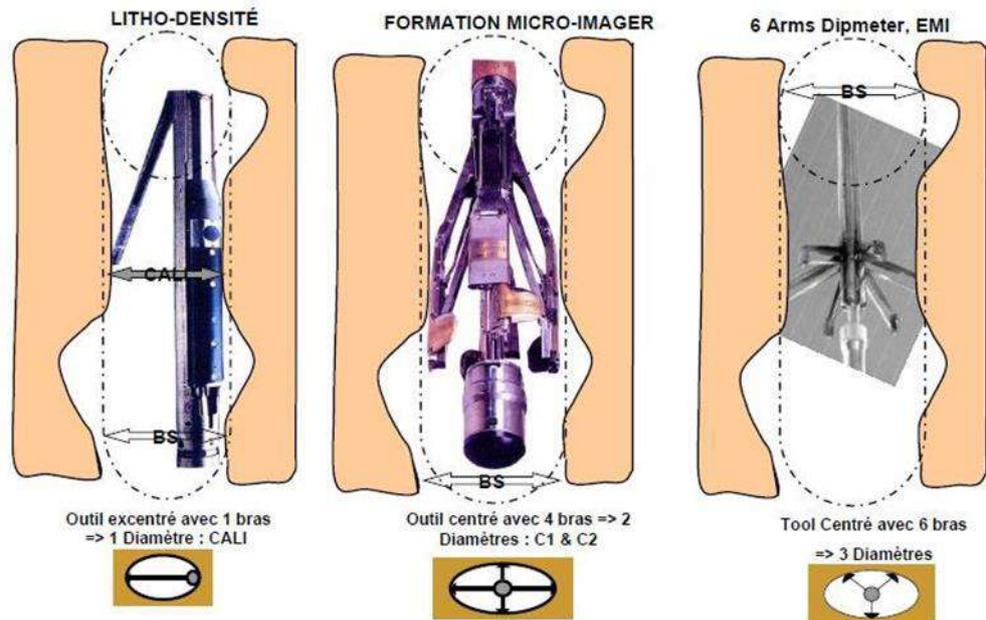


Figure II.2 : Fonctionnement l'outil du Caliper en de trou

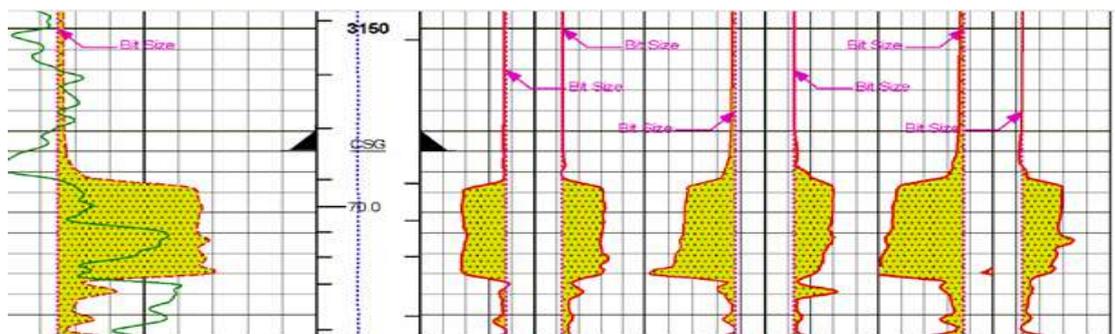


Figure II.3 : Exemples diagraphique de caliper

II.1.2.2. Contrôle de la cimentation des annulaires

En forage profond, le contrôle de la cimentation de l'annulaire derrière une colonne de tubage est essentiel. Une mauvaise cimentation peut avoir des conséquences catastrophiques pendant l'exécution des travaux mais aussi lors de la mise en production et de l'exploitation des puits.

a. Thermométrie

Le dégagement de chaleur produit lors de la prise du ciment entraîne une augmentation de température en face des zones cimentées du tubage. L'enregistrement se fait lors de la descente de l'outil et est possible dans une période de 8 à 24 heures selon le ciment employé après la fin de la cimentation. Cette diagraphie permet de localiser le sommet du ciment dans l'espace annulaire et la présence de ciment derrière le tubage.

b. Diagraphies de cimentation [5]

Des outils acoustiques permettent de mesurer la qualité de la cimentation derrière un tubage : CBL-VDL, CET, USIT. Le CBL est un log sonique tandis que le CET et le USIT sont ultrasoniques. La fréquence du CBL est 20 KHz, celle du CET va de 270 à 650 KHz.

Le principe physique de mesure du sonique est simple, un émetteur envoie des ondes et deux récepteurs situés à une distance donnée de l'émetteur, qui reçoivent ces ondes avec un décalage en temps

$$\Delta T = TR1 - TR2 \dots \dots \dots (II.1)$$

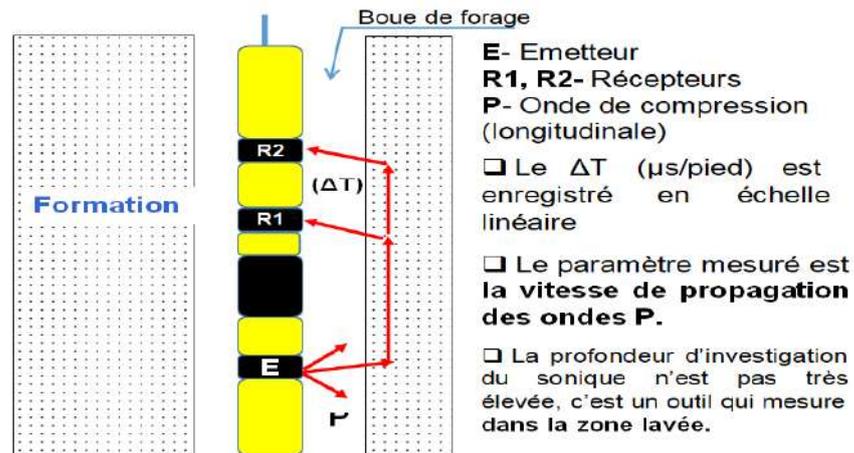


Figure II.4 : Le principe de mesure du sonique

b.1. Cement Bond Log (CBL) associée Variable Densité Log (VDL)

Il constitue depuis de nombreuses années la méthode la plus utilisée pour connaître la hauteur de remplissage du ciment dans l'annulaire et la liaison tubage-terrain par le ciment.

Le CBL et le VDL sont complémentaires et sont enregistrées simultanément avec un Gamma Ray et un CCL (Casing Collar Locator) pour permettre les corrélations en profondeur et localiser les joints des tubes. Le CBL utilise des ultrasons à très haute fréquence et mesure l'atténuation du spectre sonore dans le tube acier et le ciment.

L'énergie acoustique émise a émetteur, qui voyage le long du tubage, reçu par deux récepteurs situés à 3 ft (environ 9,8 cm) et à 5 ft (16,4 cm) au-dessus de l'émetteur. Le principe consiste à faire résonner le tubage dans son épaisseur lorsqu'il est soumis à une impulsion acoustique si l'adhérence est bonne on détecte un amortissement rapide de la résonance, si le tubage est en contact avec de la boue l'atténuation est négligeable et l'amplitude maximale. L'interprétation de cet enregistrement est aisée lorsque le tubage est bien cimenté mais pose des problèmes lorsque l'épaisseur du ciment est insuffisante (inférieure à 1,9 cm) et que la prise du ciment est incomplète contamination par la boue résiduelle, contact formation - ciment endommagé, Cette interprétation est aussi difficile ou impossible lorsque la première onde acoustique s'est propagée à travers la formation et non

dans le tubage (vitesse du son dans le terrain supérieur à la vitesse du son dans l'acier ou lorsqu'il existe un micro-annulaire ou que la liaison tubage-ciment s'est détériorée ,le CBL est difficile a interprété dans ces deux cas);

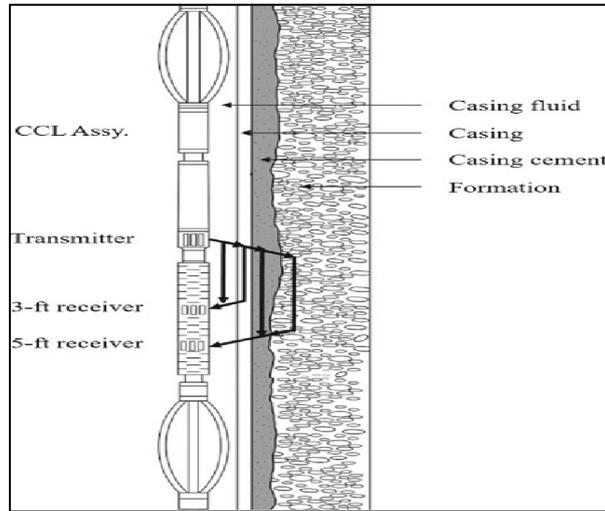


Figure II.5 : Les outils CBL et VDL

Le VDL est une représentation qualitative de l'ensemble du train d'ondes acoustiques atteignant le récepteur situé à 5 ft (16,4 cm) de l'émetteur. La représentation est d'autant plus foncée que l'amplitude de l'onde positive est plus grande : la partie négative du signal est représentée en blanc. L'espacement de 5 pieds permet une meilleure séparation des différents types d'ondes qui se propagent le long du tubage ainsi qu'à travers le ciment et le terrain avant d'atteindre le récepteur. Le contraste de la trace donne une indication qualitative de l'amplitude de l'onde et aide à l'interprétation du CBL

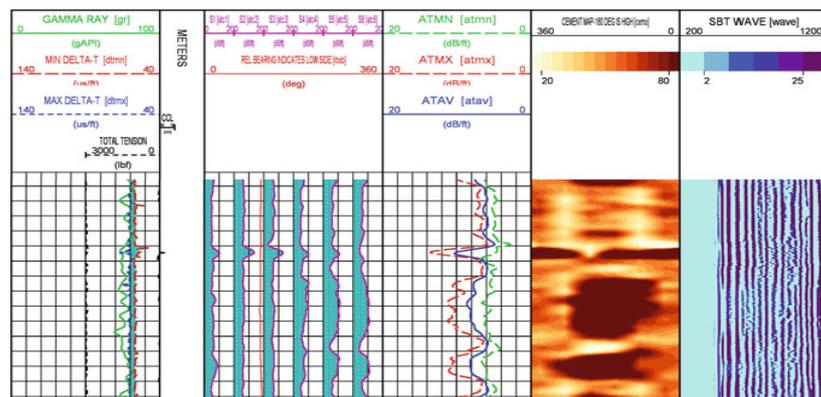


Figure II.6 : Log de CBL et VDL

b.2. Le CET (Cement Evaluation Tool),

Cet outil mis au point par SCHLUMBERGER, permet une meilleure évaluation de la qualité de la cimentation de l'annulaire à la périphérie des tubes car la sonde est équipée de 8 émetteurs-récepteurs ultra soniques places à 45° d'intervalle qui permettent d'examiner 8

sections angulaires réduites alors que le C.B.L. ne donne qu'une seule valeur. Le principe consiste en l'émission par les « transducteurs d'ondes acoustiques qui voyagent dans la boue puis se réfléchissent sur le tubage avant d'être captés par les récepteurs. L'énergie renvoyée au récepteur par le tubage dépend de l'impédance acoustique de la boue de forage, du tube acier et du ciment situé dans le secteur de l'annulaire investigué par le transducteur. L'outil mesure le taux d'affaiblissement de l'énergie acoustique : plus l'adhérence tubage-ciment et ciment-terrain est forte, plus l'amortissement de la résonance est élevé. L'épaisseur, l'état de surface et la géométrie interne du tubage peuvent être déterminés.

II.1.3. Diagraphies contrôlant la corrosion. [8]

Les diagraphies de corrosion ou corrosion well logging correspondent à des activités d'acquisition de données par transmission câblée (wireline) qui s'effectuent plus particulièrement sur les puits pétroliers ou gaziers ou les puits injecteur, intéressant plus spécifiquement le tubage et parfois son environnement immédiat. Dans ce domaine, les logs sont les enregistrements en fonction de la profondeur des paramètres concernant l'intégrité des constituants des colonnes de tubage. Ces opérations peuvent être réalisées à tout moment de la vie du puits pour assurer une durée de vie plus longue pour sa sécurité. Il existe trois grandes catégories :

- Les outils mécaniques
- Les outils acoustiques
- Les outils électromagnétiques

II.1.3.1. Les outils mécaniques

Ce sont des outils qui, à l'aide de doigts appliqués à l'intérieur des tubages par des ressorts, permettent d'apprécier la géométrie interne des parois, diamètre intérieur et variation. En effet, tout défaut de la paroi provoque un déplacement d'un ou des doigts. Avec les *diamètres*, les informations sont enregistrées dans le puits au niveau de l'outil et le dépouillement ne peut se faire qu'en temps différé après remontée et ouverture de l'outil.

a. Le MFC (*Multi finger Caliper*)

C'est fourni des mesures directes, précises et fiables des diamètres internes des tubes et des tubages. Utilisés à la fois dans le forage et la production, les applications incluent l'évaluation de la corrosion, de l'érosion, de l'usure, de la flexion, du flambage, des piqûres, des trous et d'autres défauts avec une grande précision. Avantage de ces lectures image de rayon avec des lectures de calibre individuelles et Identifiez la paraffine, le sel, le tartre et d'autres dépôts solides.

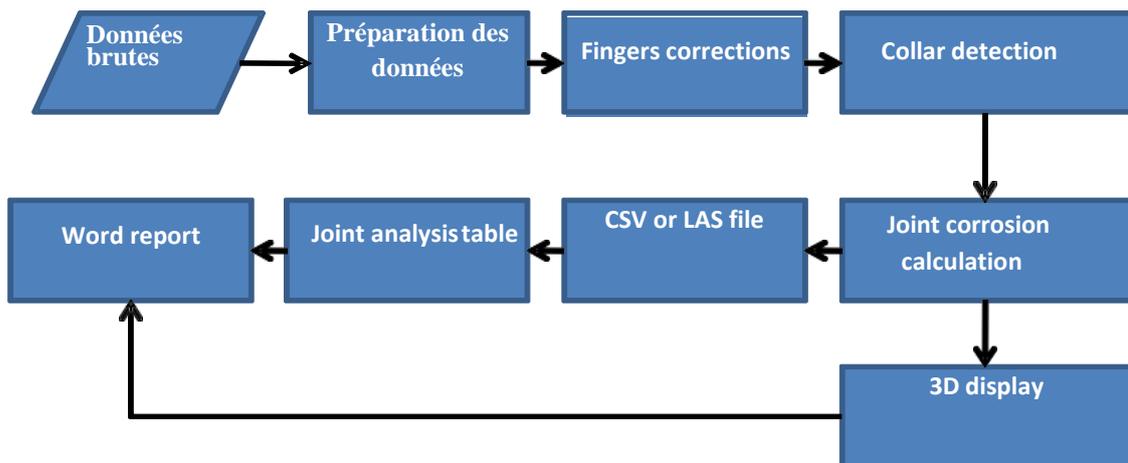


Figure II.7 : Principe de la technique d'acquisition des données par MFC

a.1. Caractéristiques

- Opération de lecture ce mémoire en surface
- Peut être exécuté avec des doigts de longueur étendue pour augmenter la plage de mesure
- Crée des images 3D impressionnantes en couleur des données
- Degré élevé de précision
- Convient à toutes les déviations de puits
- Combinable avec d'autres outils de diagraphie Sitan

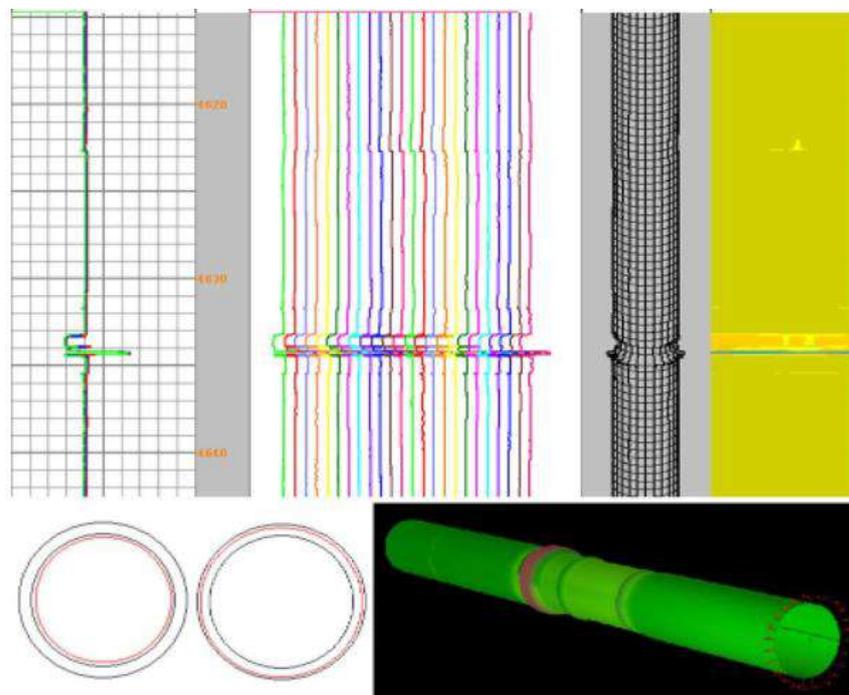


Figure II.8 : Multi finger caliper log results

a.2. Spécifications générales

Tableau II.1 : Les Spécifications générales de la sonde MFC (Multi finger Caliper)

Maximum Pressure	15,000 PSI		
Température maximale	350°F (175°C)		
Diamètre	1-11/16 in (43 mm)	2-7/8 in (73 mm)	3-1/2 in (89mm)
Longueur	59.3 in (1.51m)	60.0 in (1.52 m)	66.7 in (1.69 m)
Masse	28.7 lbs (13 kg)	81.6 lbs (37.0 kg)	138.9 lbs (63.0 kg)
Nombre de bras	24	40	56
			

b. Le CIT (Casing Inspection Tool)

Cet outil diagnostique est composé de 40 à 60 palpeurs (bras) répartis sur la circonférence de l'outil. Le cœur de l'outil est composé de 2 potentiomètres sur lesquels agissent des poussoirs eux-mêmes actionnés par les bras des 2 palpeurs mesurant les rayons extrêmes (un maximum et un minimum).



Figure II.9: CIT Casing Inspection Tool

Les valeurs électriques transmises par les potentiomètres sont, après étalonnage reconverties en rayons et enregistrées par l'équipement de surface sur film et support magnétique. L'outil est centré dans le tubage par deux jeux de six centreurs actionnés électriquement et maintenus par deux puissants ressorts. L'ouverture et la fermeture des palpeurs sont commandées électriquement depuis la surface. La résolution de cet outil est excellente.

Tableau II.2 : Principales sondes mécaniques utilisées dans la dialogue de corrosion

<i>Abréviation</i>	<i>Dénomination</i>	<i>Détection</i>	<i>compagnie</i>
MFC	<i>Multifinger caliper</i>	Mécanique	Aker Kvaerner
			Baker Hughes
			Schlumberger
MCCT	Multi channel caliper tool		Read/WG
CPC	Casing profil caliper		Dia-log
CMC	Casing minimum caliper		McCullough
TGS	Tubing geometry sonde		Flopetrol
MIT	Muttifinger imaging tool		Sondex/GE
MCT	Multisensor caliper tool		Weatherford
MAC	Multi arms caliper		Halliburton
MC	Microscopie caliper		Kinkley
CID	Casing inside diameter		Copgo Hunting
CAL	Caliper		Baker Hughes
ICAL	Imaginig caliper		
MIT	Multifinger imaging tool		Aker Kvaerner

II.1.3.2. Les outils acoustiques

Les outils acoustique est outil mesurer la vitesse de propagation du son dans les formations géologiques ou cuvelage, en utilisant un outil de puits composé d'un système émetteur et d'un système récepteur. À l'origine, cette mesure, appelée sonique (Sonic log) était essentiellement destinée à mesurer l'intervalle (Δt) des temps d'arrivée de la première onde de compression, au niveau de deux récepteurs, distants de 25 à 50 centimètres, l'énergie étant émise par un émetteur situé à environ 1 mètre du premier récepteur. On obtient une courbe de lenteur (1/V) de laquelle est déduite la vitesse de propagation de l'onde sonique réfractée (15 à 30 kHz) dans les formations. Dans ce cas, on ne prend en compte que le pointé de la première arrivée de l'onde de compression (P) des milieux traversés. Cette enregistrement dans les puits en phase liquide.

a. Le CET (Casing Evaluation Tool)

C'est avant tout un outil de contrôle des cimentations, dans sa version originelle Cement Evaluation Tool. (Cf. paragraphe b.2, page 20).



Figure II.10 : Casing Evaluation Tool

Le CET est constitué d'un ensemble de huit transducteurs fixes émetteurs et récepteurs travaillant en ondes longitudinales. L'outil est disponible en deux diamètres :

- ✓ Sonde 3" 3/8 pour tubes de diamètre 4" 1/2 à 7"
- ✓ Sonde 4" pour tubes de diamètre 5" 1/2 à 13" 3/8

Cet outil peut nous donner trois indications intéressantes l'évaluation de la corrosion, le diamètre intérieur, l'épaisseur de la paroi du tubage, ainsi que la rugosité de la surface interne. L'épaisseur d'acier est obtenue par l'analyse en fréquence du signal réfléchi. Un algorithme permet de calculer les valeurs d'épaisseur en fonction des fréquences de résonances qui sont elles-mêmes fonction de l'épaisseur. L'émission des ondes acoustiques est faite sur un spectre de 270 à 630 KHz permettant ainsi de mesurer des épaisseurs comprises entre 5 et 15 mm.

b. Le BHTV (Bore Hole Televiewer)

C'est un outil sonique de haute résolution développé pour les études de micro fracturation et de corrosion de tubage

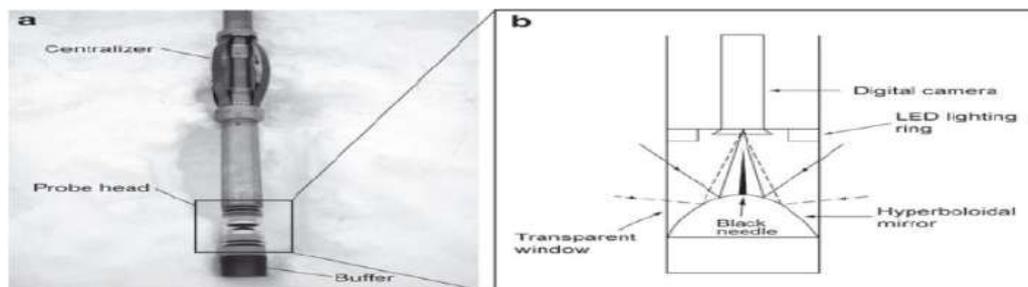


Figure II.11 : Le téléspectateur optique utilisé dans cette étude représenté comme (a) une image photographique et (b) une expansion de croquis des composants clés de la sonde

Le BHTV ne fonctionne qu'avec un seul transducteur ultrasonique fixe sur l'arbre vertical d'un moteur synchronisé et tournant à la vitesse de trois tours par seconde. Lorsque le moteur est lancé, le transducteur envoie une onde et reçoit son écho renvoyé par la formation ou la paroi du casing. Le BHTV existe en diamètres extérieurs de 1" 3/4 et 3" 3/8 et permet

donc l'investigation dans les faibles diamètres correspondant à des tubes de production à partir de 3".

c. Le USIT (Ultra Sonic Imaging Tool)

Il fonctionne selon la technologie ultrasonique du Cement Evaluation Tool mais il apporte une vision plus complète et plus détaillée du tubage car il utilise un pas de mesures plus serré. La vitesse d'enregistrement est 1800 ft/h [549 m/h]



Figure II.12 : Le USIT (Ultra Sonic Imaging Tool)

L'émetteur émet des impulsions ultrasonores entre 200 et 700 kHz et mesure le reçu des formes d'onde ultrasonores réfléchies par les interfaces de casing interne et externe.

Applications :

- Évaluation du ciment
- Inspection du tubage
- Détection et surveillance de la corrosion
- Détection de dommages ou déformations internes et externes
- Analyse de l'épaisseur du tubage pour les calculs de pression d'écrasement et d'éclatement

Tableau II.3 : Principales sondes acoustique utilisés dans la dialogue de corrosion

Abréviation	Dénomination	Détection	compagnie	
CBL	Ciment bond log	Acoustique	Schlumberger	
VDL	Variety density log			
CET	Ciment evaluation tool			
BHTV	Borehole televiewer			
USIT	Ultrasonic imaging tool			
UBIT	Ultrasonic borehole imaging tool			
ATS	Telescanner			
CAST	Circonférentiel acoustic scanning tool			Halliburton
PET	Pipe evaluation tool puipe echo tool			
SBT	Sector bond tool			Weatherford
URS	Ultrasonic radial scanner			

II.1.3.3. Les outils électromagnétiques

Les outils électromagnétiques sont toutes basées sur le principe de l'induction ou plus exactement de l'interaction de champs électromagnétiques avec le matériel ausculté.

Généralement les ondes électromagnétique comporte à la fois un champ électrique et un champ magnétique oscillant à la fois un champ électrique et un champ magnétique oscillant à la même fréquence. Ces deux champs, perpendiculaires l'un par rapport à l'autre se propagent dans un milieu selon une direction orthogonale

La propagation de ces ondes s'effectue à une vitesse qui dépend du milieu considéré. Dans le vide, la vitesse de propagation est égale à 3.108 m.s^{-1} .

a. L'ETT (Electromagnetic Thickness Tool)

Le scanner d'épaisseur électromagnétique est utilisé pour mesurer la variation d'épaisseur du tubage avec une alimentation mono-conducteur et une transmission de signal



Figure II.13: L'ETT (Electromagnetic Thickness Tool)

L'outil utilise un réseau de 12 ou 16 capteurs, chacun contenant un capteur de signal magnétique miniature pour la mesure de la variation magnétique. La cartouche de transmission transmet 12 ou 16 données au système de surface et chaque courbe est enregistrée par un logiciel d'acquisition.

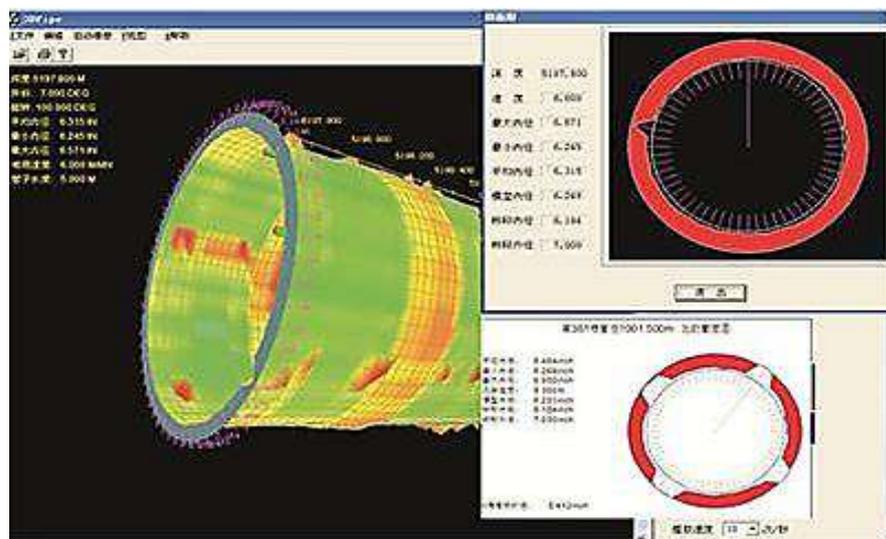


Figure II.14 : Enregistrement par un logiciel d'acquisition

Application:

- Inspection des pertes de métal et mesure d'épaisseur de paroi
- Imagerie 3D de l'état du puits et détection de tubage

b. Multi-frequencies Electromagnetic Thickness Tool (METT)

Il travaille sur trois fréquences différentes : *haute fréquence* est dépendue que du diamètre interne du tubage et de sa micro-géométrie (état de surface); ne sont pas affectées par l'épaisseur des parois du tubage. *Moyenne fréquence* sont fonction du diamètre interne et de la perméabilité magnétique de l'acier. *Basse fréquence* cet outil permet, une évaluation quantitative de l'épaisseur du tubage et donc la détection de la présence de dépôts ou de la perte de métal.



Figure II.15: Multi-frequencies Electromagnetic Thickness Tool

c. Magnetic Thickness Detector (MTD)

Il est le détecteur de corrosion électromagnétique L'instrument de mesure inspecte principalement le tubage et ce qu'il y a derrière. L'intégrité de la colonne de tubage peut être évaluée sans opération de reconditionnement (workover) pour changement le tubage.

Diamètre extérieur 1-11/16 permet des fonctionnalités telles que :

- Évaluation quantitative de l'épaisseur des 3 tubage
- Connexion dans de grands tuyaux (jusqu'à 18-5/8 pouces)
- Enregistrement rapide de conduites individuelles
- Tubage épais
- Connexion à mémoire optimisée



Figure II.16: Magnetic Thickness Detector Tool

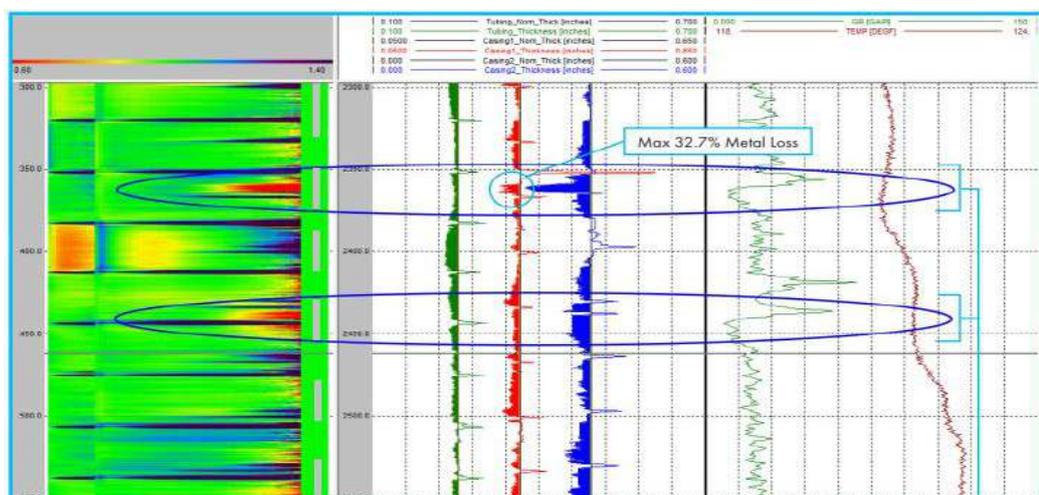


Figure II.17: Data logging de Magnetic Thickness Detector Tool

Tableau II.4 : Principales sondes électromagnétique utilisés dans la dialogue de corrosion

<i>Abréviation</i>	<i>Dénomination</i>	<i>Détection</i>	<i>compagnie</i>
METT	Multifrequency electromagnetic thickness tool	Électro-magnétique	Schlumberger
EMIT	Electromagnetic imager tool		
ETT	Electromagnetic thickness tool		Read
CIP	Casing inspection log		McCullough
METG	Multifrequency electromagnetic thickness gauge		Halliburton
MAG	Magnelog		Dresser Atlas
DMAG	Digital magnetolog		Baker Hughes
MTT	Magnetic thickness tool		Sondex/GE

II.2. Matériel mis en œuvre

L'équipement utilisé pour les diagraphies de corrosion est divisé en deux parties :

II.2.1. Équipement de fond [1]

L'équipement de fond comprend la sonde, le câble qui la relie à la surface pour transmission électrique et mécanique entre ces derniers. Ces équipements doivent supporter des pressions de plus 1400 bars (20 000 psi) et des températures élevées de 175 °C (360 °F), ce qui sous-entend une parfaite étanchéité de tous les composants immergés et des connections en particulier.

a. Sonde

Des sondes équipées généralement d'un récepteur ou d'un ensemble émetteur et récepteur, contiennent des capteurs d'acquisition et les convertisseurs de puissance, les moyens électroniques et numériques le diamètre des sondes être identique à taille de casing, les sondes de corrosion ont un aspect externe identique à celui des autres sondes la longueur du les sondes de diagraphie est de 10 mètres, Parfois, plusieurs capteurs de diagraphie sont abaissés ensemble.

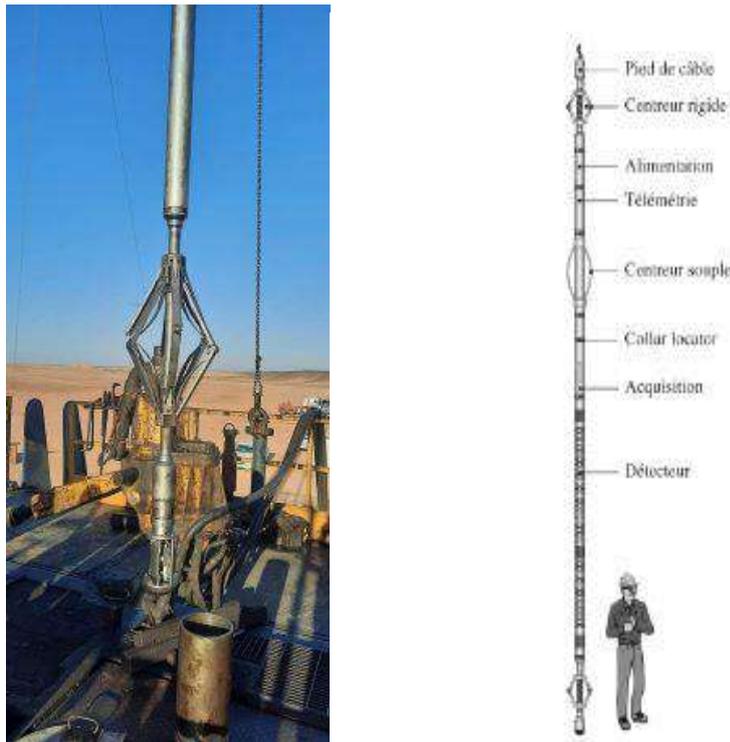


Figure II.18 : Architecture des sondes de diagraphie de bas vers le haut

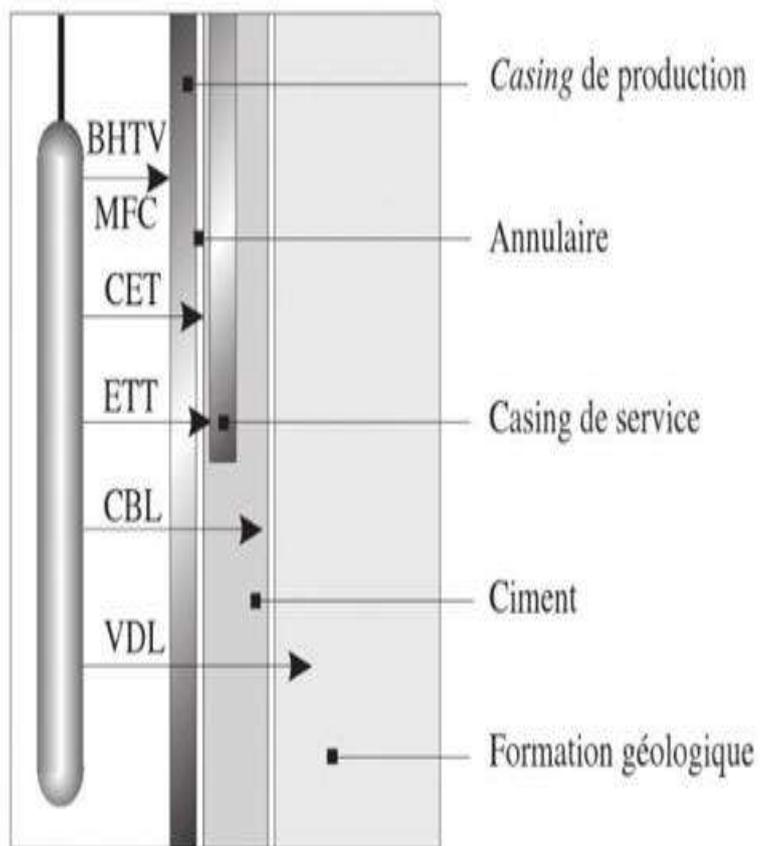


Figure II.19 : Profondeur d'investigation toutes technologie confondues de quelques outils de diagraphie de corrosion

b. Centreurs

Les centreurs (centralizers) sont des éléments extrêmement importants, puisque la plupart des outils évaluent des rayons par rapport à l'axe du puits.



Figure II.20 : Premiers dispositifs de centrage sur les sondes de diagraphies

c. Câble

Un câble porteur et conducteur les sonde de diagraphie, permettant une mesure en continu, à une vitesse régulée, et d'assurer la liaison entre le fond (sonde) et la surface (cabine). Ce câble armé joue un triple rôle :

- De support des sondes (rôle mécanique).
- De transmission d'informations et d'alimentation électrique (rôle électrique).
- D'évaluation des profondeurs (rôle métrologique).

Cette appelé câble électro-porteur ou électromécanique. Sa longueur est en moyenne de 8 000 m et son diamètre nominal de 12 mm (15/32"). La structure et la constitution dépendent de l'environnement plus ou moins corrosif du puits (présence de CO₂, d'H₂S).



Figure II.21 : Schéma de câble logging et coupe d'une section et différents torons de fils.

Le pied de câble existe en la tête de sonde (câble head). Elle permet la fixation mécanique de la sonde et sa connexion avec les liaisons électriques de la télémétrie et de la source de puissance et permet de repêchage le sonde dans le cas de perte.



Figure II.22 : Pied de câble et point de rupture

II.2.2. Équipement de surface [5]

Les équipements de surface comprennent les unités de logging proprement dites ainsi que les matériels supplémentaires qui permettent de les mettre rapidement en œuvre sur les têtes de puits.

a. Unités de logging

Les unités de logging sont la plupart du temps des unités mobiles montées définitivement

b. Cabine laboratoire

Aujourd'hui, les cabines sont de véritables laboratoires informatisés, climatisés, qui peuvent accueillir trois à quatre personnes. Le laboratoire est composé des équipements (hardware et software):

- De contrôle commande des outils de fond
- De manœuvre du treuil
- D'acquisition proprement dite des données
- Ainsi que ceux nécessaires à leur présentation et leur interprétation
- Unité d'acquisition comprend un micro-ordinateur.

c. Treuil

Le treuil est entraîné par le moteur du camion, Le treuil est composé :

- Tambour avec flasques sur lequel est lové le câble.
- Collecteurs à contacts électriques tournants
- Frein et d'un guide d'enroulement
- Équipements de contrôle de la profondeur et de sécurité (tensiomètre et conditionneur d'alarme).

d. Tensiomètre

La mesure de tension du câble est assurée par un tensiomètre électromécanique qui peut être placé à différents endroits du dispositif de surface. Il peut être monté sur le guide line du câble, sur la poulie de renvoi au niveau de la tête de puits ou le crochet du mat de forage. Le tensiomètre relié électriquement au camion laboratoire a une triple fonction :

- Métrologique pour la correction des mesures des profondeurs.
- D'alarme pour la mise en sécurité des matériels et des personnes pendant l'opération.
- D'interprétation des données en corrélation avec les mesures de rayons ou de diamètres notamment.



Figure II.23 : Unités de logging

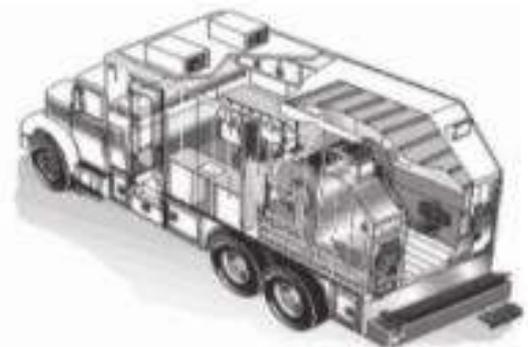
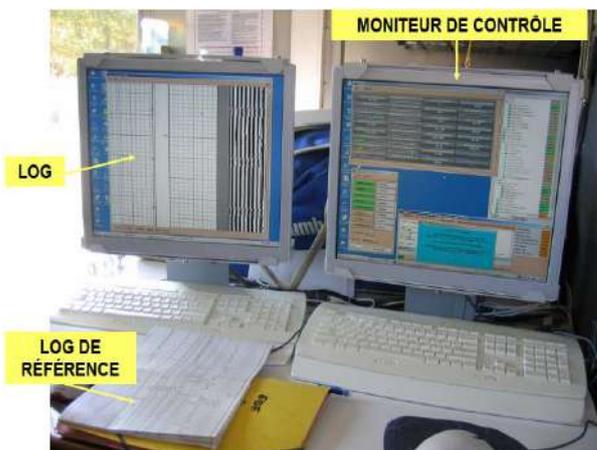


Figure II.24 : Cabine laboratoire

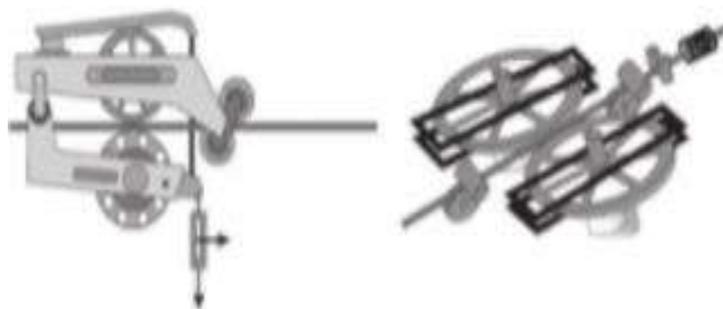


Figure II.25 : Frein et d'un guide d'enroulement

II.2.3. Système d'acquisition de données [1]

Les systèmes d'acquisition des données sont intégrés autour d'une unité centrale composée d'un ou plusieurs ordinateurs (mini ou micro). Ceux-ci renferment le calculateur, ainsi que les programmes d'acquisition, de prétraitement, de visualisation et de stockage des données. L'unité centrale est reliée à la sonde par une interface correspondant à l'outil utilisé et au dispositif de mesure de la profondeur. L'ingénieur de terrain (field engineer) et le client disposent chacun d'un moniteur vidéo leur permettant à l'un de contrôler et commander les opérations et à l'autre de surveiller et commenter les logs. Ces derniers sont recueillis sur plusieurs supports (numériques, papier) et le cas échéant envoyés par télétransmission vers un centre de calculs ou de décision éloignés.

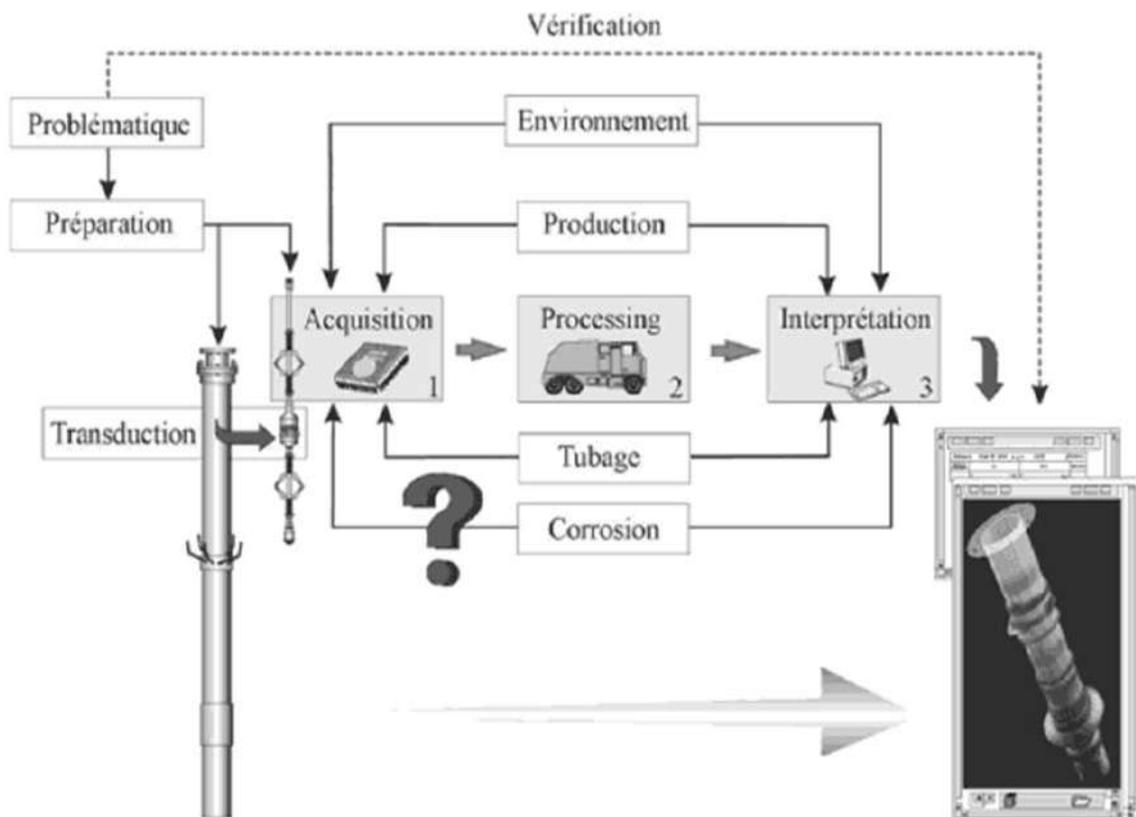


Figure II.26 : Synopsis complet d'une opération sur site de corrosion logging : de l'acquisition à l'interprétation des données.

CHAPITRE III :
Etude des Diagraphies de
Corrosion, Puits MD239
Hassí Messaoud

III.1. Présentation du Champ De Hassi Messaoud

a. Introduction

Le champ de Hassi-Messaoud se situe au nord du Sahara Algérien, une superficie globale d'environ 1500 km². Se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, il se situe en bordure du grand erg oriental à environ 850 Km au Sud-Est d'Alger et 350Km de la frontière Algéro-tunisienne.

b. Localisation du champ de Hassi Messaoud

Coordonnées LAMBERT : $X = 790.000 - 840.000$ Est ; $Y = 110.000 - 150.000$ Nord

En coordonnées géographiques : *nord* par latitude 32 15° *ouest* par la longitude 5 40°

Sud par latitude 31 30° *Est* par la longitude 6 35°

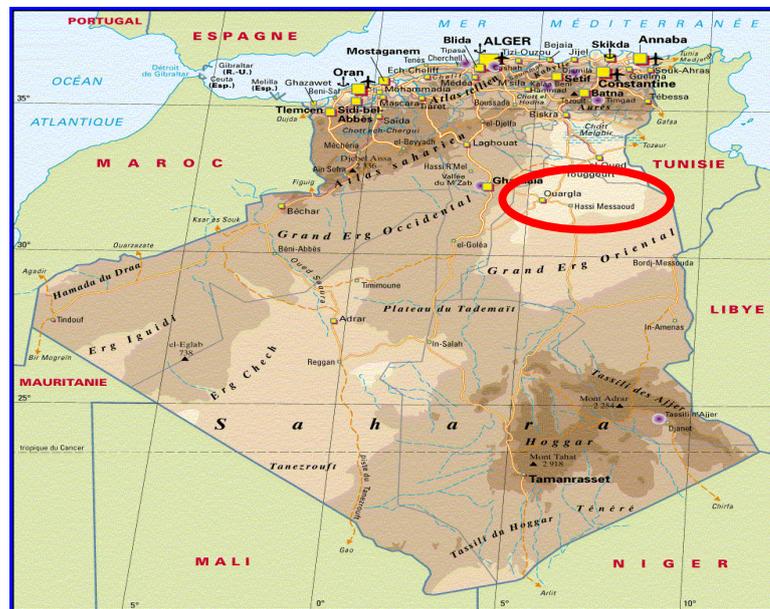


Figure III.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud

c. Description du réservoir

Le gisement de Hassi-Messaoud se caractérise comme on réservoir cambro-ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile avec un degré API de 45.4. Sa pression initiale s'élevait jusqu'à 482 kg / cm² pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg /cm². Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le cambro-ordovicien qui subdivise de bas en haut en :

- Grès de Hassi Messaoud.
- Grès d'EL-GASSI partie inférieure de l'argile gréseuse de l'oued Mya.

CHAPITRE III Etude des Diagraphies de Corrosion, Puits MD239 Hassi Messaoud

La discordance Hercynienne à éroder une bonne partie des termes du paléozoïque donc, c'est le Trias qui constitue la couverture du réservoir. Les argiles noires du Silurien, à 40 km au Nord – Ouest de Hassi Messaoud, riches en Kérogène (matière organique), sont supposées être la roche mère.

III.2. Acquisition et interprétation des données du puits MD239

1. Historique du puits

Le puits MD239 est un puits producteur d'huile vertical foré en 23/01/1987 (date fin de forage) à une profondeur de 3466.71 m dans la zone Centrale 14 (section E) du champ de Hassi Messaoud. Entretenu par injection d'eau en continue pour dessalage en opération de snubbing en 19/09/2006

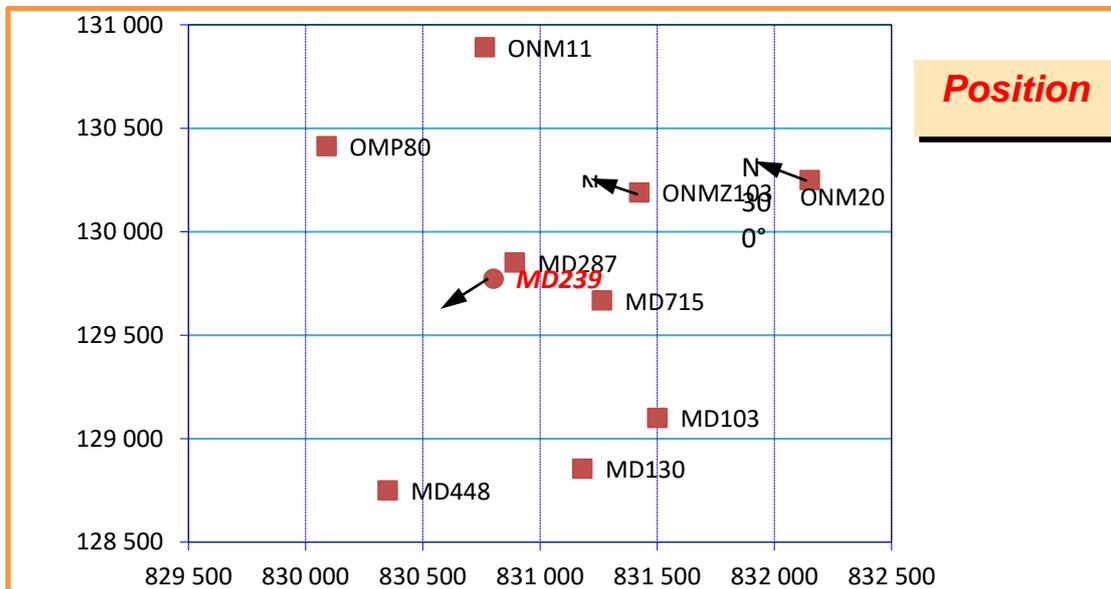


Figure III.2 : Carte de localisation de MD239

2. Description lithologique :

La série stratigraphique du champ de Hassi-Messaoud est représentée de haut en bas par les formations suivantes (e : épaisseur moyenne) :

a) Mio-Pliocène : (e = 218 m).

Constitué par :

- Sable blanc avec fines passées d'argile brun rouge, tendre à pâteuse,
- Calcaire blanc, crayeux, tendre avec passées d'argile versicolore,
- Marne gris-brun, fortement sableuse.

b) Eocène : (e = 120 m).

Constitué de :

- Argile brun-rouge, fortement sableuse,
- Marne et fines passées d'anhydrite blanche,
- Calcaire dolomitique crayeux, avec parfois des rognons de silex.

N.B : Le tertiaire renferme un complexe aquifère d'eau potable.

c) Crétacé :

- **Sénonien :** constitué de deux niveaux :

- ✓ **Carbonaté :** (e = 100 m). Il est constitué de calcaire dolomitique avec de fines passées d'anhydrite.

- ✓ **Lagunaire :** niveau représenté par deux unités à faciès lagunaire :

La première **Anhydritique**, d'une épaisseur moyenne de 215 m, est composée d'anhydrite blanche, cristalline, de dolomie moyennement dure, de marne et de calcaire argilo dolomitique.

La deuxième **Salifère**, d'une épaisseur moyenne de 130 m, est constituée de sel massif à traces d'anhydrite.

- **Turonien :** (e = 105 m). Ce sont des formations carbonatées, constituées de calcaire, craie, dolomie et quelques niveaux argileux.
- **Cénomaniens :** (e = 152 m). Constitué par une alternance d'anhydrite et d'argile rouge, de marne grise et de dolomie.
- **Albien :** (e = 330 m). Il est représenté par des grès et sables fins avec intercalations d'argiles silteuses.
- **Aptien :** (e = 25 m). Représenté par deux bancs de dolomie cristalline encadrant un niveau argileux.
- **Barrémien :** (e = 270 m). Représenté par des grès fins carbonatés alternant avec des niveaux d'argiles et grès dolomitiques.
- **Néocomien :** (e = 200 m). Représenté par de la dolomie micro-cristalline, des marnes et des argiles avec de fines passées de grés.

d) Jurassique

- **Malm :** (e = 223 m). Représenté par des dépôts d'argile et de marne avec des intercalations de bancs calcaires et de dolomie accompagnées de quelques traces d'anhydrite.

- **Dogger** : Représenté par deux niveaux :
 - ✓ **Argileux** : (e = 100 m). Argiles silteuses, marnes dolomitiques à fines passées de grés.
 - ✓ **Lagunaire** : (e = 220 m). Anhydrite, dolomie argileuse, marne.
- **Trias** : Représenté par quatre niveaux :
 - ✓ **Salifère** : subdivisé en trois horizons.
 - **TS1** : Ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argile dolomitique, (e = 50 m).
 - **TS2** : Sel massif à intercalations d'anhydrite blanche et d'argiles gypsifères silteuses, (e = 197 m).
 - **TS3** : Sel massif à traces d'argiles silteuses, tendres, (e = 234 m).
Les horizons TS2 et TS3 sont le siège de manifestations d'argiles fluentes.
 - ✓ **Argileux** : Argiles plus ou moins silteuses, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet, (e = 113 m).
 - ✓ **Gréseux** : Grés fins à ciment argileux, (e = 35 m).
 - ✓ **Éruptif** : Andésites altérées alternant avec des argiles (0 < e < 92 m) reposant par l'intermédiaire d'une discordance (hercynienne) sur les terrains du Primaire.

Les terrains du Trias argilo-gréseux (TAG) sont le siège de zones à pertes plus ou moins virulentes selon la position où l'on se trouve sur le champ.

Le Trias repose en discordance directement sur le Cambrien au centre de la structure et sur l'Ordovicien au niveau des zones périphériques.

e) Paléozoïque :

- **Ordovicien** : Dans sa représentation la plus complète il est constitué de quatre termes:
 - ✓ **Les quartzites d'Hamra** : (e = 12 à 75 m). Quartzites localement grossières présentant parfois des intercalations argileuses.
 - ✓ **Les grés d'El Atchane** : (e = 25 m). Grés fins à ciment argileux, bitumineux.
 - ✓ **Les argiles d'El Gassi** : (e = 50 m). Argiles schisteuses, carbonatées, vertes et noires.
 - ✓ **Zone des Alternances** : (e = 20 m). Argiles indurées, alternant avec des bancs quartzitiques isométriques et de grés moyens à fins.

3. But de la diagraphie de corrosion de MD239

Évaluation la corrosion/pénétration des tubes par Magnetic Thickness Detector (MTD-G) and Multifinger Caliper (MFC) de tubage (casing 7 ", 9 " 5/8 et 13 "3/8).

4. Le programme de la diagraphie de corrosion de puits MD239 :

- **7" Casing** : évaluation la corrosion / endommagé de tubage 7 " par Magnetic Thickness Detector (MTD-G) et Multifinger Caliper (MFC) sur l'intervalle surface à 3321m
- **9 5/8" casing** : évaluation la corrosion de tubage 9 5/8 " par Magnetic Thickness Detector (MTD-G) sur l'intervalle surface à 2311 m.
- **13 3/8" casing** : évaluation la corrosion de tubage 13 3/8" par Magnetic Thickness Detector (MTD-G) sur l'intervalle surface à 362 m.

5. Interprétation des données obtenues par MTD-G

Data log par MTD comprend la correction de la température et l'étalonnage de l'épaisseur et a été réalisée à l'aide des programmes ViewWell.

Dans notre étude on s'intéresse à l'interprétation des enregistrements de la configuration du tubage (nombre de tubage, changements de taille et de poids du tubage). Cet enregistrement par MTD-G a été fait en 7 intervalles, Un capteur dans les données MTD-G a 60 canaux.

Tableau III.1 : Enregistrement par MTD-G a été fait en 7 intervalles

Tubing and Casing Specification across logged Interval							
Intervals	Interval 1	Interval 2	Interval 3	Interval 4	Interval 5	Interval 6	Interval 7
<i>Start Depth(m)</i>	0	358	2094	2103	2234	2244	2307
<i>End Depth(m)</i>	358	2094	2103	2234	2244	2307	3328
<i>Tubular size & weight</i>	7"-0.453 @32ppf	7"-0.453 @ 32ppf	7"-0.408 @29ppf	7"-0.453 @32ppf	7"-0.453 @32ppf	7"-0.408 @29ppf	7"-0.408 @32ppf
	9 5/8"-0.472@47ppf	9 5/8"-0.472@47ppf	9 5/8"-0.472@47ppf	10 5/8"-0.472@47ppf	11 5/8"-0.472@47ppf	12 5/8"-0.472@47ppf	
	13 3/8"-0.480@68ppf	/	/				

a. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle surface à 3331m

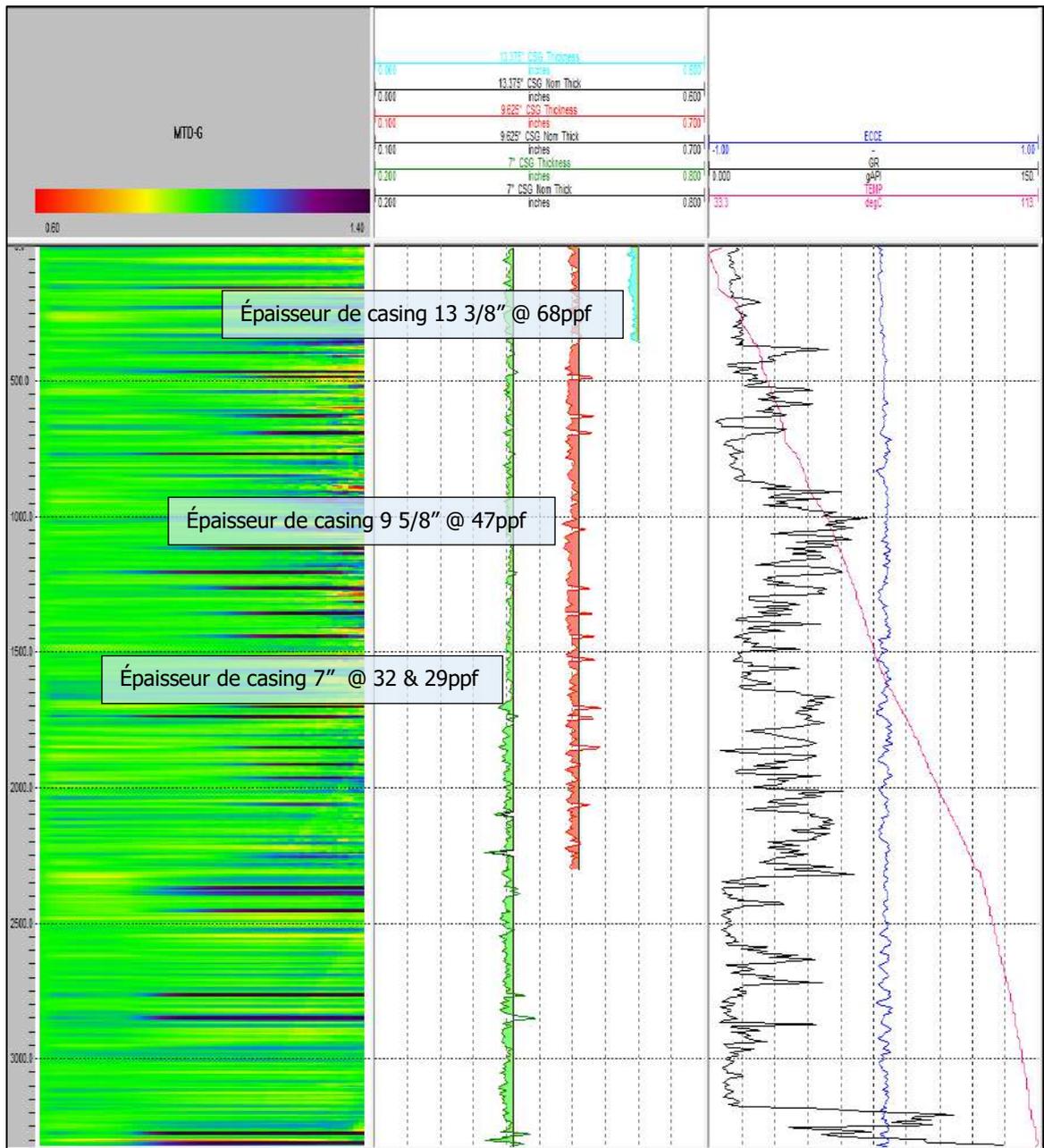


Figure III.3 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle surface à 3331

La figure III.3 présente l’enregistrement obtenu à l’aide de l’outil MTD-G sur une profondeur de 3331 mètres en partant de la surface, si on interprète bien le log, il y avait de plus ou moins des différences importantes de l’épaisseur de chaque casing soit 7”, 9”5/8 ou 13”3/8. Ces dernières peuvent se traduire grâce à la technique avancée de sonique utilisée par cet outil, afin de confirmer la corrosion ou la perte de l’acier au niveau des intervalles signalés, cela rend la deuxième Run nécessaire est inévitable.

b. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle surface à 500m

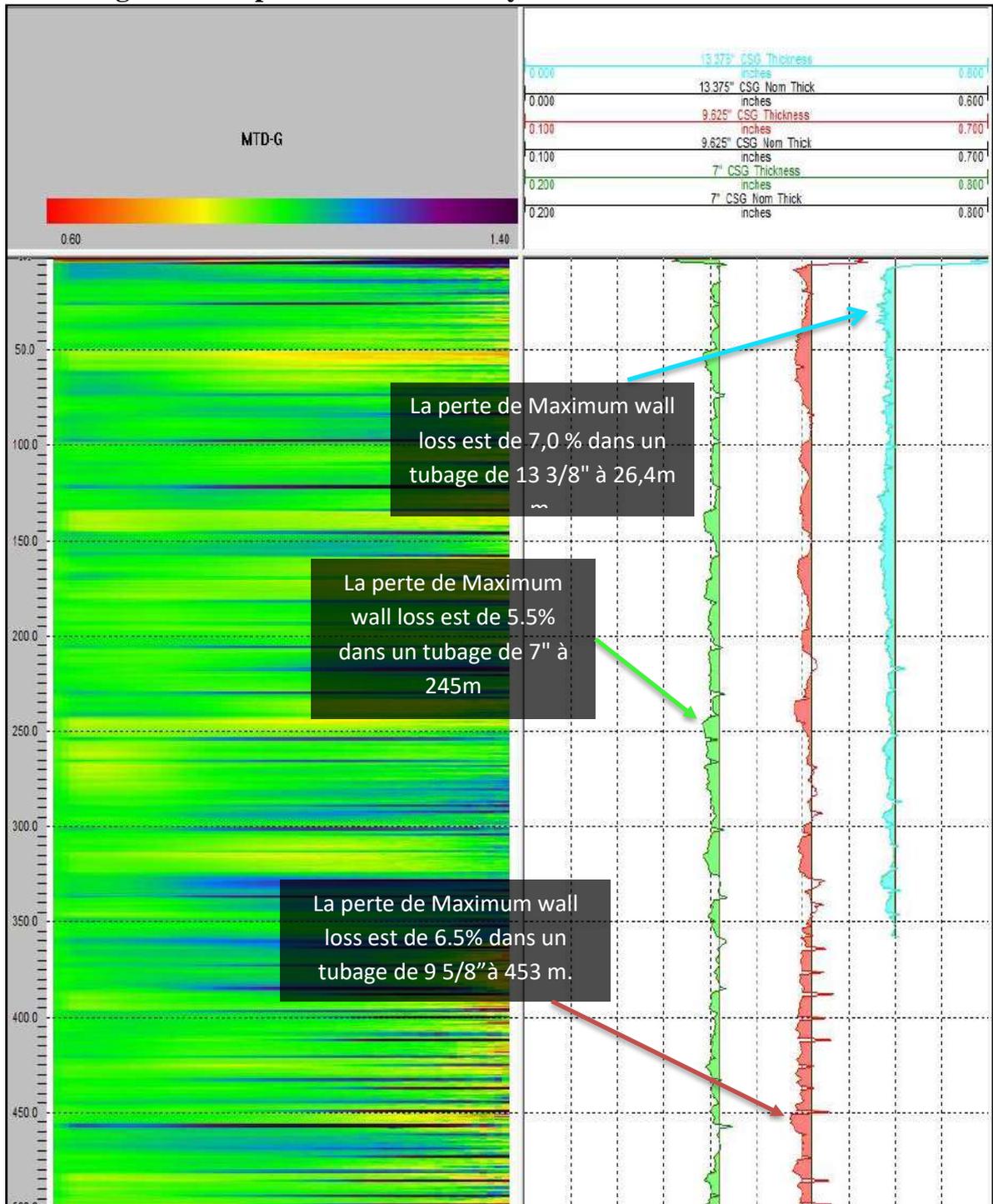


Figure III.4 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle surface à 500m

d. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 700m à 950m

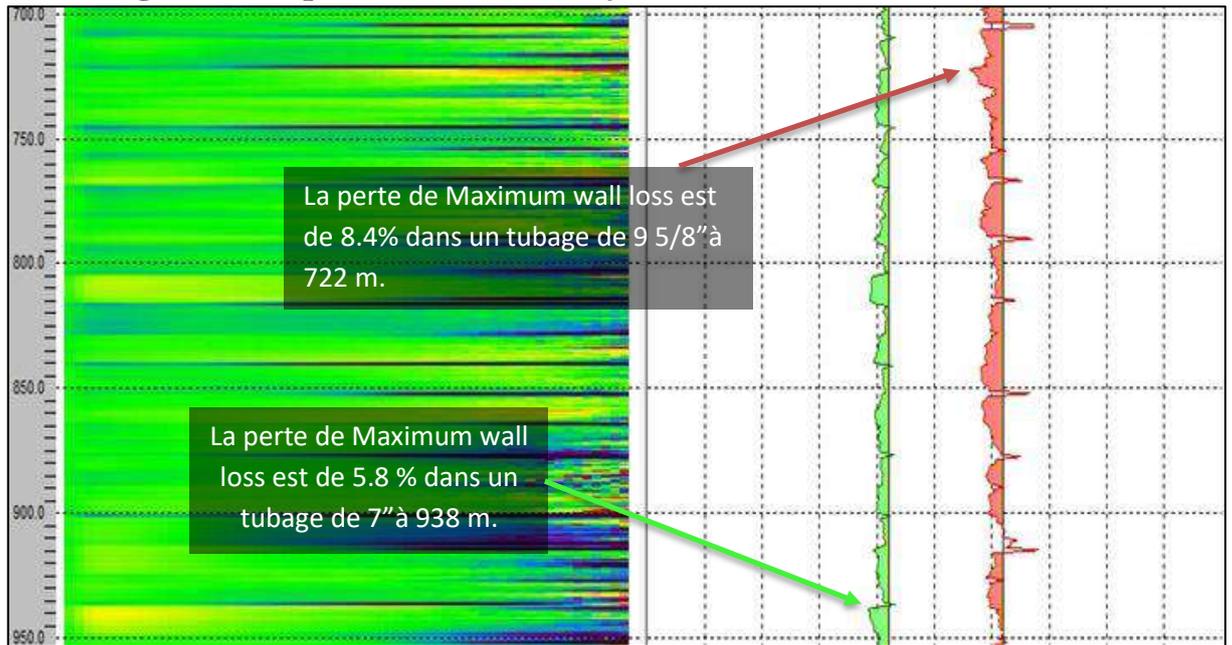


Figure III.5 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 700m à 950m

e. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 1100m à 1300m

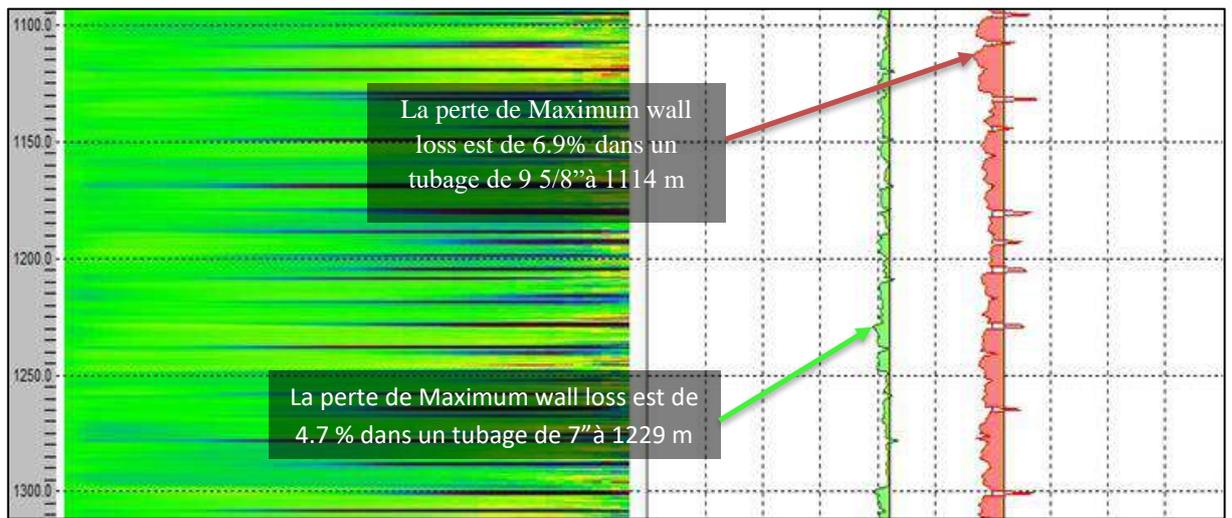


Figure III.6 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 1100m à 1300m

f. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 1500m à 1600m

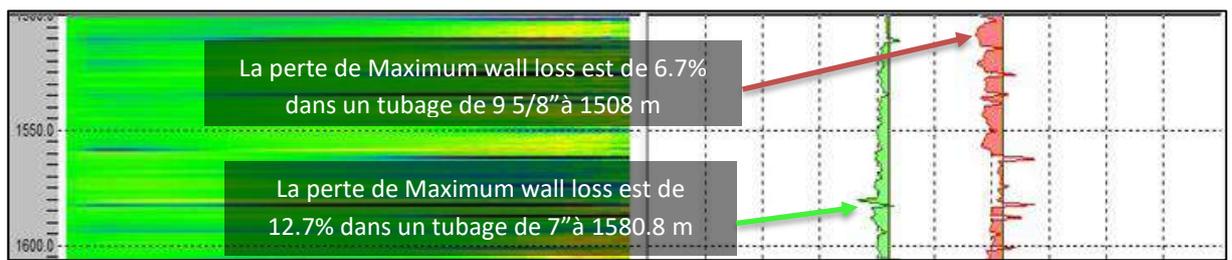


Figure III.7 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 1500m à 1600m

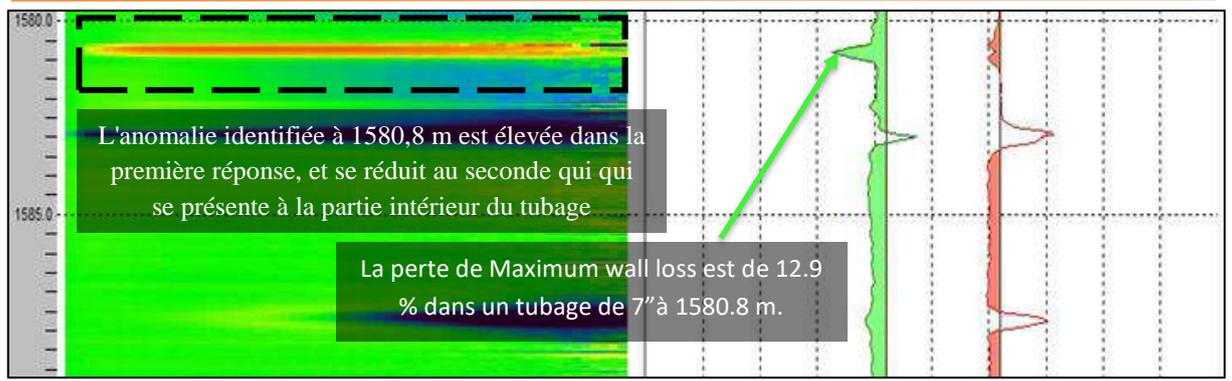


Figure III.8 : Détails sur le pic à la profondeur 1580.8m

g. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 2000 m à 2250m

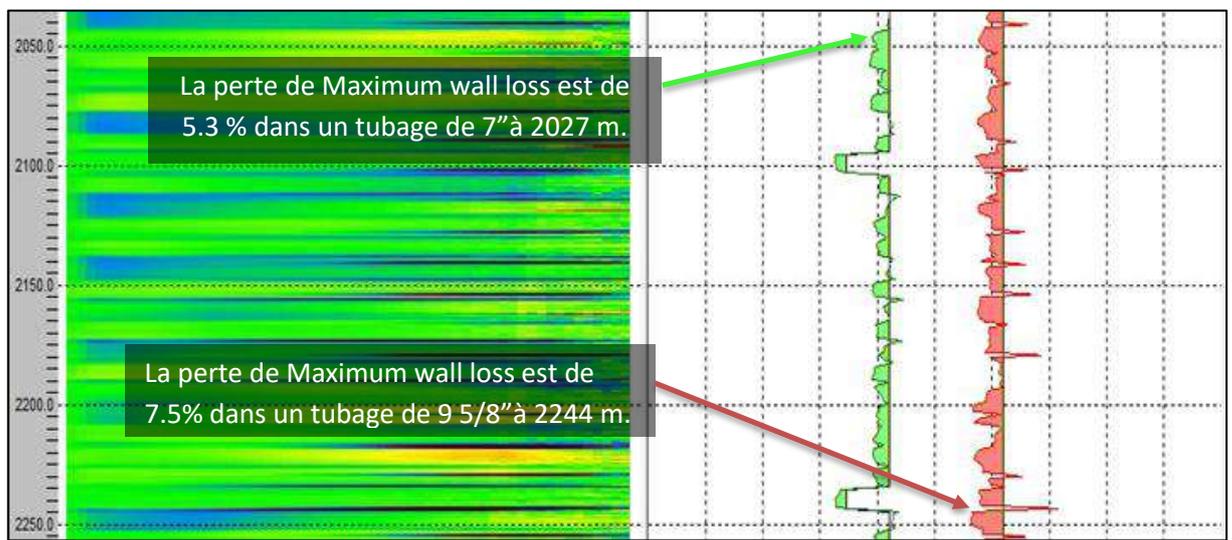


Figure III.9 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 2000 m à 2250m

h. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 2850 m à 2900m



Figure III.10 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 2850 m à 2900m

i. Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 3300 m à 3330m

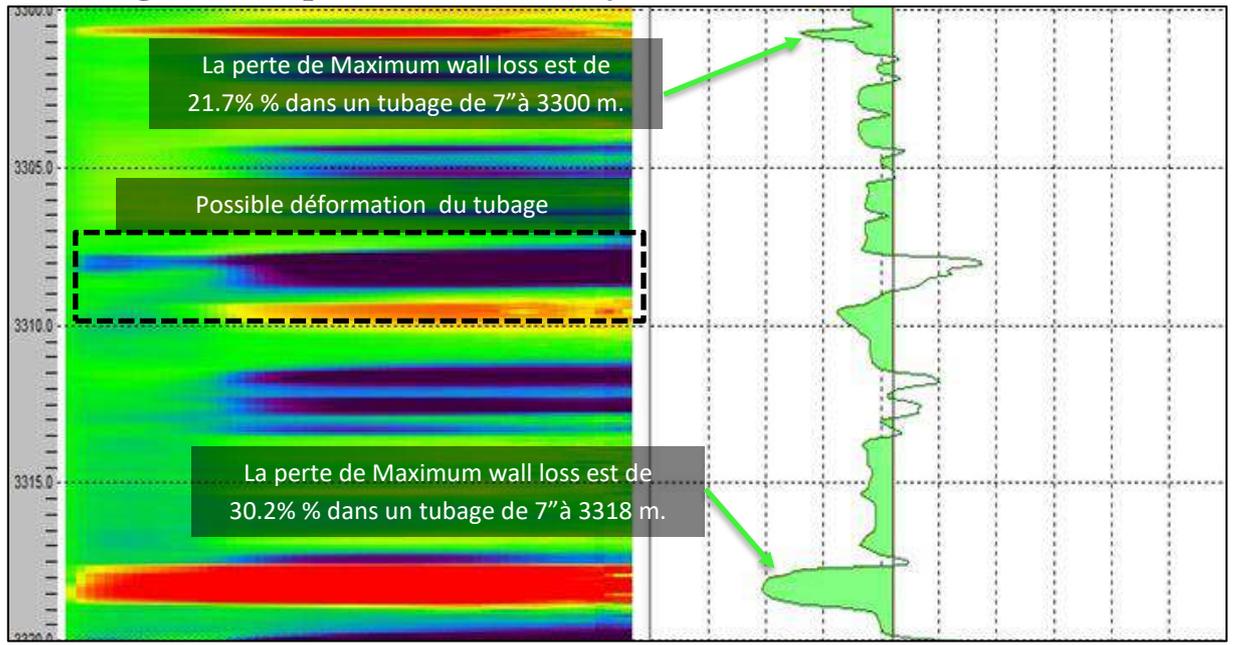


Figure III.11 : Enregistrement par MTD-G – Survey d'intervalle 3300 m à 3330m

j. Classification de corrosion par MTD-G

Tableau III.2 : Classification de corrosion par MTD-G

Grade	Max WL	Niveau de corrosion	Diagnostiques & Recommendations
A	0-5%	Négligeable	Dans le calcul de la précision de l'outil. Généralement pas un sujet de préoccupation important.
B	5-10%	Light	Ceci est sur le seuil de détection d'apparition et peut indiquer le début d'une activité de corrosion localisée.
C	10-20%	Modéré	Ce grade peut être associé à un niveau plus élevé d'activité de corrosion et/ou à la possibilité de dommages critiques dans une zone localisée, une évaluation plus approfondie et des mesures correctives requises peuvent être envisagées si des moyens et un accès à ce tubulaire sont disponibles.
D	>=20%	intensif	Généralement, cela est associé à des problèmes d'intégrité dans cette partie du tubulaire. L'activité de corrosion maximale à une profondeur a une probabilité plus élevée de dommages par pénétration du tubulaire. Des mesures correctives après une évaluation plus approfondie sont recommandées.
E	<0%	Joint Spécial	Associé aux joints qui ont un poids ou une perméabilité électromagnétique plus élevée.

i.1. Les points critiques du tubage 7'' obtenus par MTD-G :

Tableau III.3 : Perte de métal maximale perceptible dans le tubage 7'' (MaxWELL % > 6 %) à partir de MTD-G Log

N° de survey	Top Depth(m)	Body Length	Nom Thk(in)	MinThk (in)	Max WL Depth(m)	Max WL(%)	Grade	Damage Profile (% wall loss)
140	1570.9	12	0.453	0.396	1580.8	12.7	C	
151	1701.6	11.7	0.453	0.421	1704.1	7	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
160	1809.5	12	0.453	0.425	1816.8	6.2	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
163	1845.6	12.2	0.453	0.423	1847	6.6	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
166	1881.6	12.1	0.453	0.425	1890.2	6.2	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
167	1893.6	12.1	0.453	0.425	1902.3	6.2	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
221	2455.1	11.9	0.453	0.426	2466.9	6	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
223	2479.2	11.9	0.453	0.426	2482.7	6	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
225	2503.1	12.1	0.453	0.425	2503.8	6.2	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
228	2539.1	12.2	0.453	0.423	2549.3	6.6	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
233	2599.2	12.1	0.453	0.426	2599.9	6	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
261	2932.9	11.9	0.453	0.425	2934	6.2	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
271	3045.7	8.6	0.453	0.424	3050.3	6.5	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
277	3097.0	8	0.453	0.423	3102.9	6.7	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
278	3105.0	7.9	0.453	0.416	3108.3	8.2	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
280	3121.1	8.4	0.453	0.421	3126	7.1	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
297	3269.4	8.8	0.453	0.416	3276	8.1	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
298	3278.2	8.7	0.453	0.412	3282.2	9.1	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
300	3295.7	12.1	0.453	0.355	3300.7	21.7	D	
301	3307.7	11.6	0.453	0.316	3318.3	30.2	D	

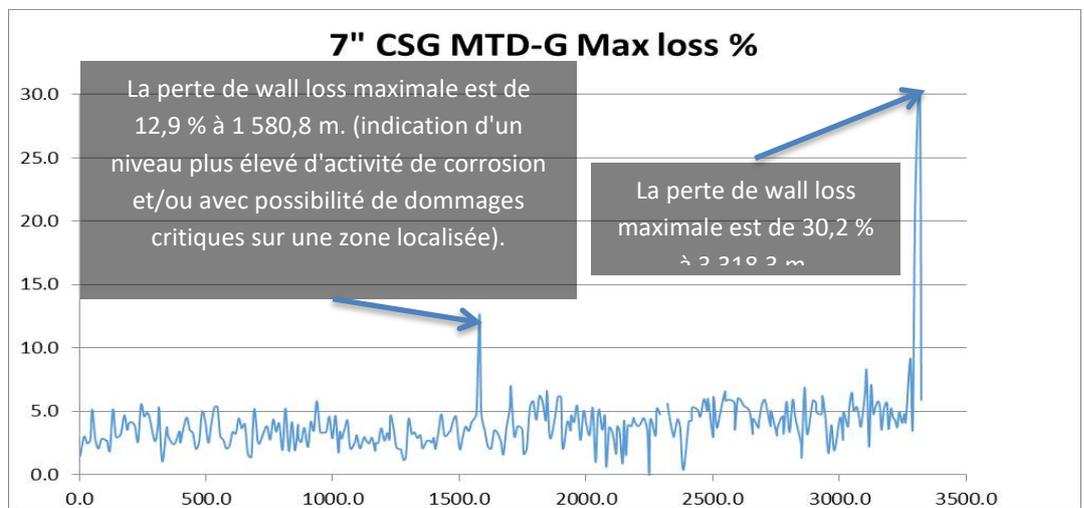


Figure III.12 : Maximum de pénétration du tubage 7'' en fonction de la profondeur en mètre.

i.2. Les points critiques du tubage 9’’5/8 obtenus par MTD-G :

Tableau III.4 : Perte de métal maximale perceptible dans un tubage 9 5/8’’ (MaxWELL % > 7 %) à partir de MTD-G Log

N° de survey	Top Depth (m)	Bottom Depth (m)	Body Length	Nom Thk(in)	MinThk (in)	Max WL Depth(m)	Max WL(%)	Grade	Damage Profile (% wall loss)
46	557.6	569.4	11.9	0.472	0.438	566.4	7.1	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
47	570.2	581.6	11.4	0.472	0.439	573.7	7.0	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
50	606.7	618.1	11.4	0.472	0.437	614.4	7.5	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
59	717.2	729.0	11.9	0.472	0.432	722.2	8.4	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
179	2193.2	2204.2	11.0	0.472	0.438	2201.4	7.2	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
180	2205.0	2217.5	12.5	0.472	0.439	2207.9	7.0	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
183	2244.6	2254.7	10.2	0.472	0.437	2244.7	7.5	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■

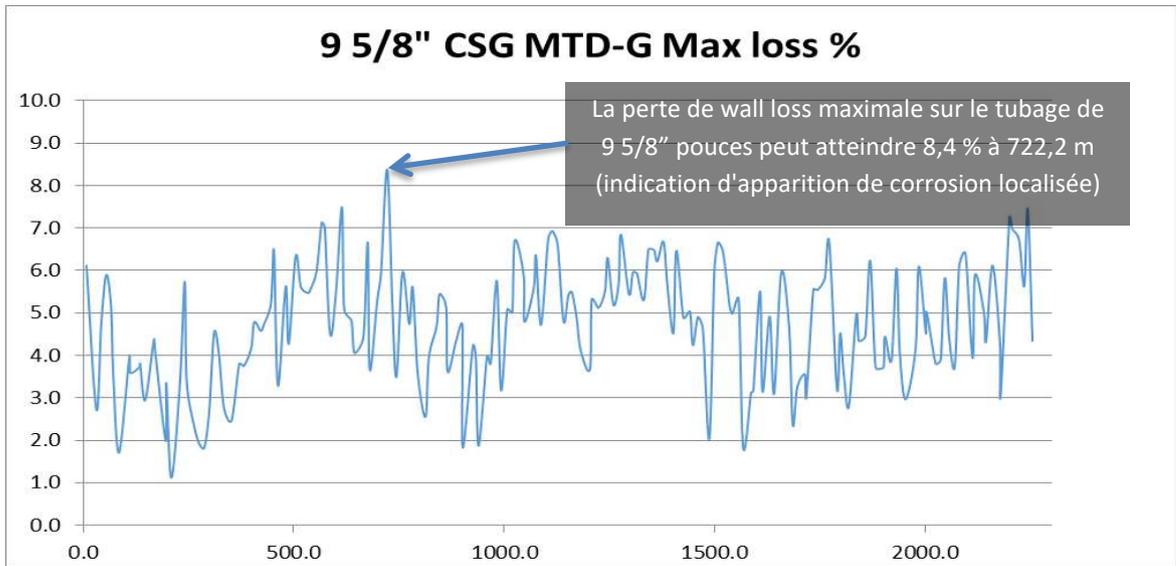


Figure III.13 : Maximum de pénétration du tubage 9’’5/8 en fonction de la profondeur en mètre.

i.3. Les points critiques du tubage 13’’3/8 obtenus par MTD-G :

Tableau III.5 : Perte de métal maximale perceptible dans un tubage 13 3/8’’ (MaxWELL % > 6%) à partir de MTD-G Log

N° de survey	Top Depth (m)	Bottom Depth (m)	Body Length	Nom Thk(in)	MinThk (in)	Max WL Depth(m)	Max WL(%)	Grade	Damage Profile (% wall loss)
2	19.2	30.1	10.9	0.480	0.446	26.4	7.0	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
3	30.9	42.0	11.1	0.480	0.451	34.7	6.0	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
11	123.4	134.3	10.9	0.480	0.448	131.6	6.7	B	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■

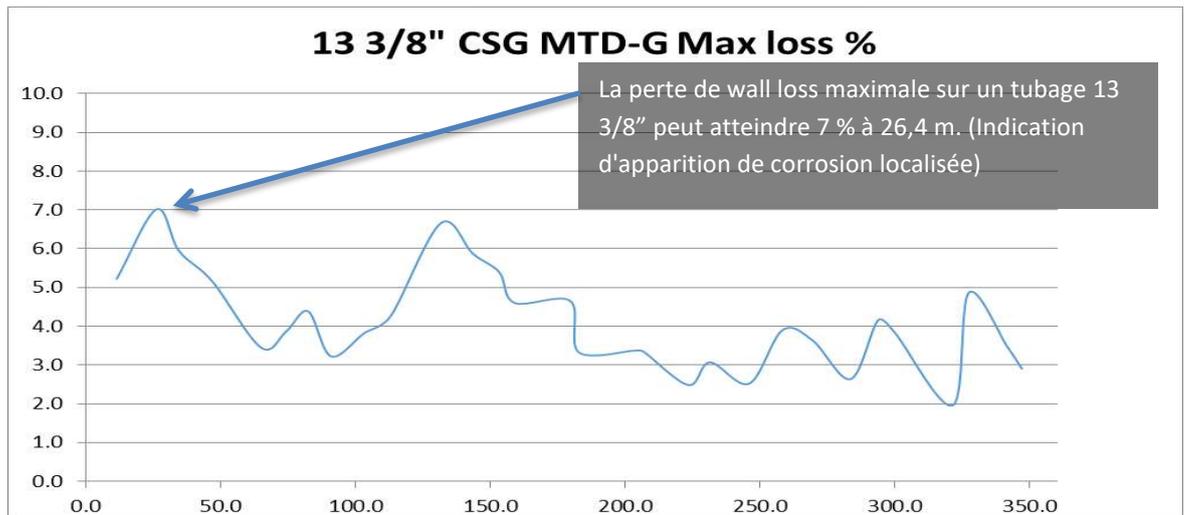


Figure III.14 : Maximum de pénétration du tubage 13''3/8 en fonction de la profondeur en mètre.

6. Interprétation des données obtenues par MFC Data

a. Enregistrement par MFC – Survey d'intervalle surface à 3331m

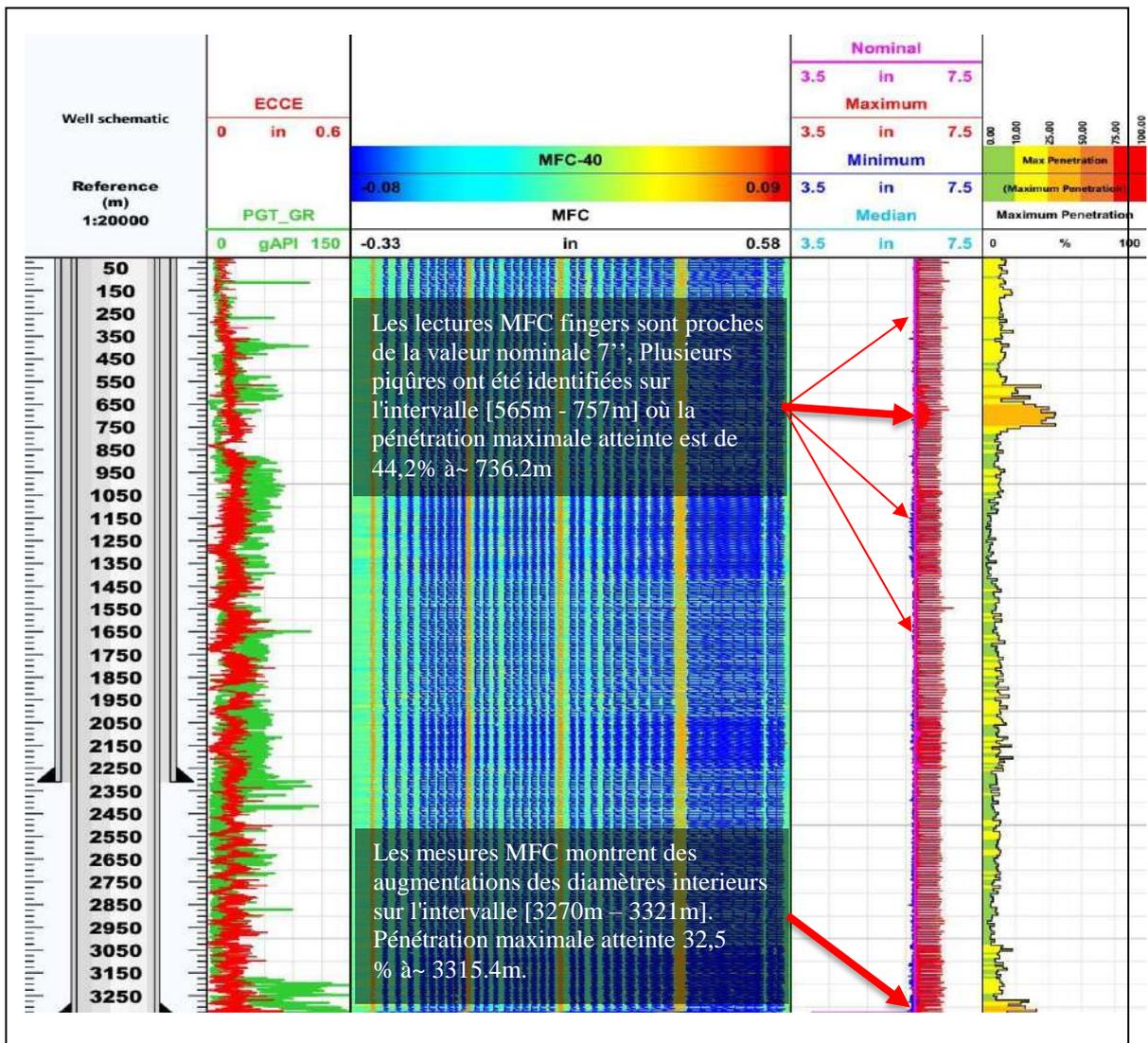


Figure III.15 : Enregistrement par MFC – Survey d'intervalle surface à 3331m.

CHAPITRE III Etude des Diagraphies de Corrosion, Puits MD239 Hassi Messaoud

La figure III.15 montre l'enregistrement de survey de tubage 7'' sur l'intervalle surface à 3331m par MFC, à partir de cet enregistrement, on remarque des dégradations de tubage et des variations de diamètres dus à une corrosion des murs de tubage concerné, on remarque des piques très inquiétants à ne pas négligés par notre étude de corrosion sur un tubage de puits.

La durée de vie de la colonne de puits est directement liée aux dégradations des points les plus risqués par le phénomène de corrosion, d'où on est obligé de s'intéresser aux intervalles les plus touchés, ci-dessous une étude approfondie sur les deux intervalles (catégorie C) les plus critiques au niveau de la colonne 7'' du puits MD239 situé au champs pétrolier Hassi Messaoud :

- [565m - 757m]: la pénétration maximale atteinte est de 44,2%
- [3270m – 3321m]: La pénétration maximale atteinte 32,5 %.

b. Résumé de la corrosion du MFC, pénétration maximale perceptible dans tubage 7''

Tableau III.6 : Diamètre intérieur de tubage 7'' (MaxPen % > 25%) à partir de MFC Log

N° de survey	Top Body (m)	Body Length (m)	Max Pen Depth (m)	Max Pen (in)	Max Pen (%)	Grade
48	565.5	12.1	573.8	3.208	35.5	C
52	613.6	12.1	615.2	3.177	28.8	C
55	649.9	11.7	654.0	3.192	31.9	C
56	661.6	12.0	672.8	3.229	40.2	C
57	673.7	12.0	681.7	3.208	35.5	C
58	685.7	11.9	693.1	3.250	44.1	C
59	697.6	12.1	709.2	3.243	43.4	C
60	709.6	11.8	718.3	3.222	38.5	C
61	721.5	12.1	722.4	3.210	35.9	C
62	733.5	11.9	736.2	3.247	44.2	C
297	3269.4	8.8	3276.5	3.175	28.2	C
300	3295.7	12.0	3300.7	3.165	26.0	C
301	3307.7	11.6	3315.4	3.194	32.5	C

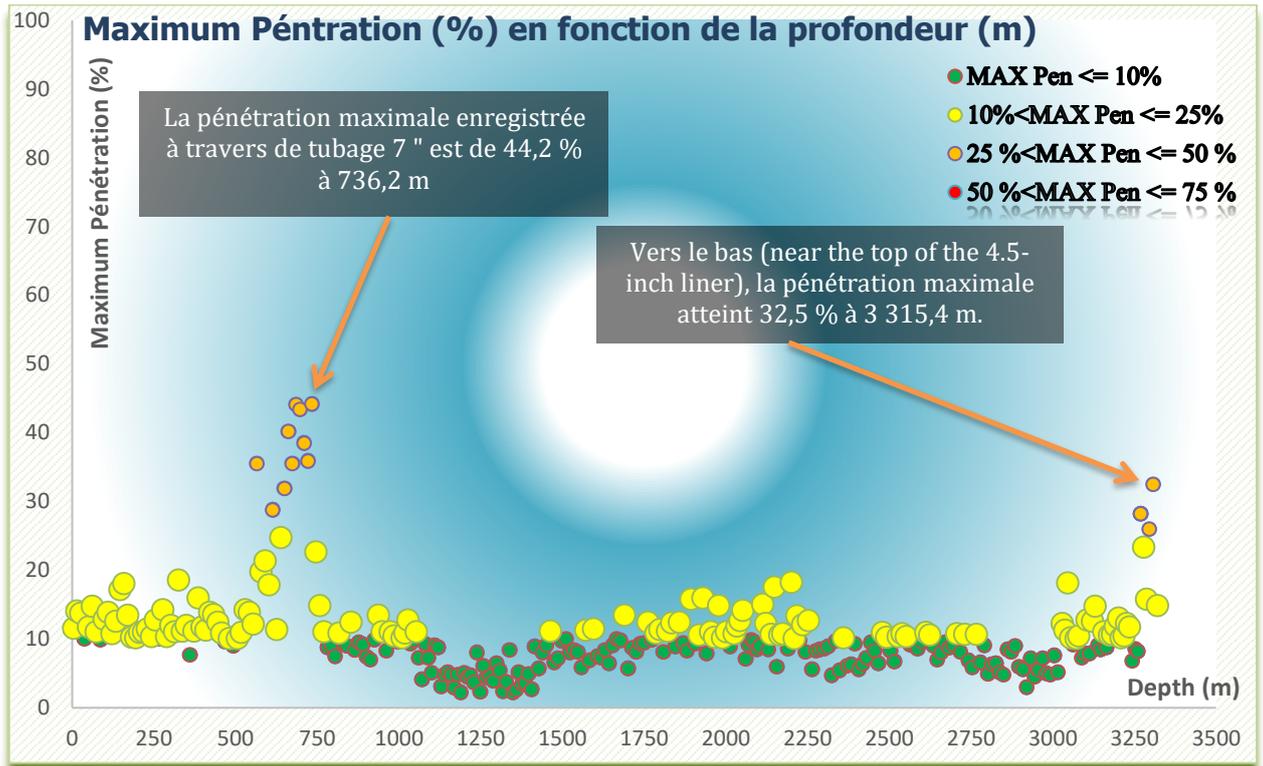


Figure III.16 : Le maximum de pénétration (%) de tubage 7'' en fonction de la profondeur (m)

Les lectures des fingers MFC sont proches de la valeur nominale pour le tubage 7", nous remarquons que :

- ✓ Plusieurs piqûres ont été identifiées sur l'intervalle [565m - 757m] où la pénétration maximale atteinte est de 44,2% à~ 736.2m
- ✓ Les mesures MFC montrent des augmentations des diamètres internes sur l'intervalle [3270m - 3321m]. Pénétration maximale atteinte 32,5% à~ 3315.4m.

c. Enregistrement par MFC – Survey d'intervalle 560 m à 3331m

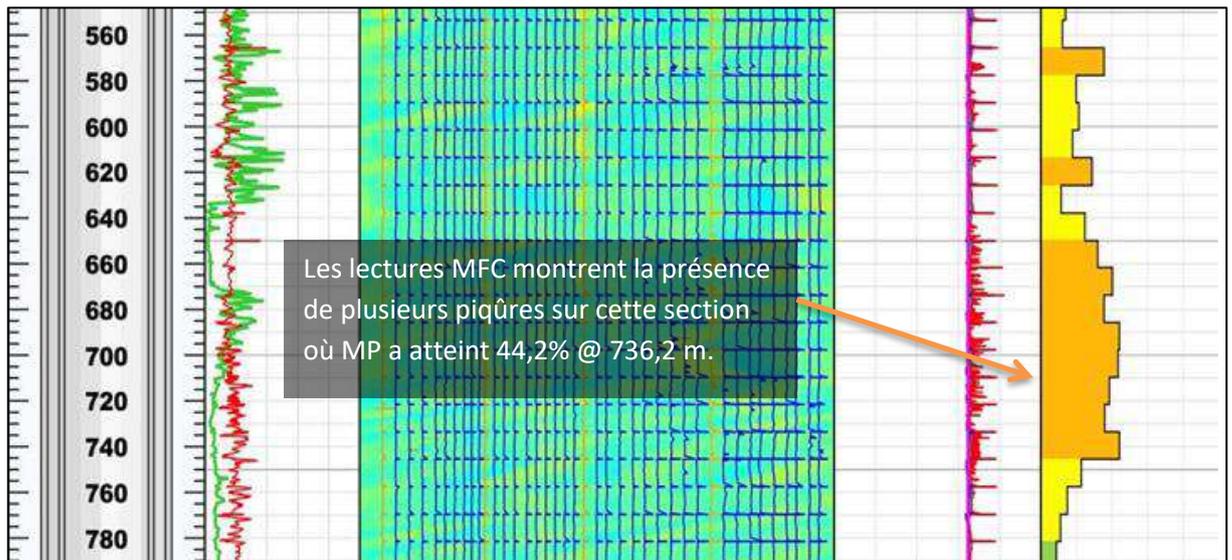


Figure III.17 : Enregistrement par MFC – Survey d'intervalle 560 m à 3331m

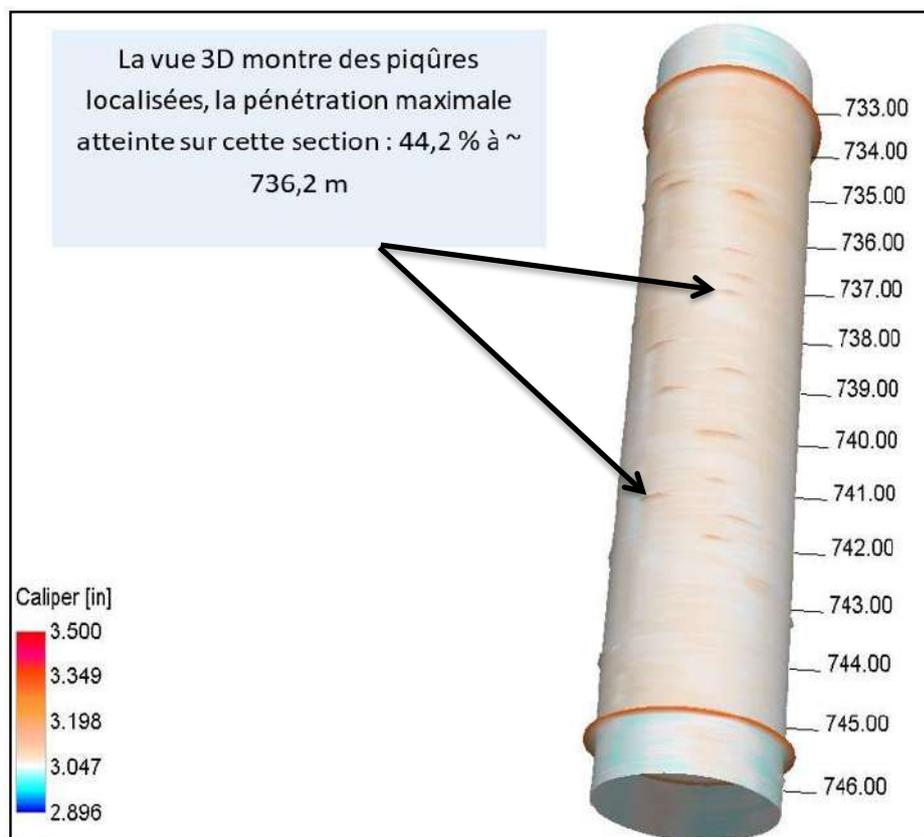


Figure III.18 : Présentation 3D de joint 7'' le plus corrodé de la colonne 7''

d. Enregistrement par MFC – Survey d'intervalle 3200m à 3331m

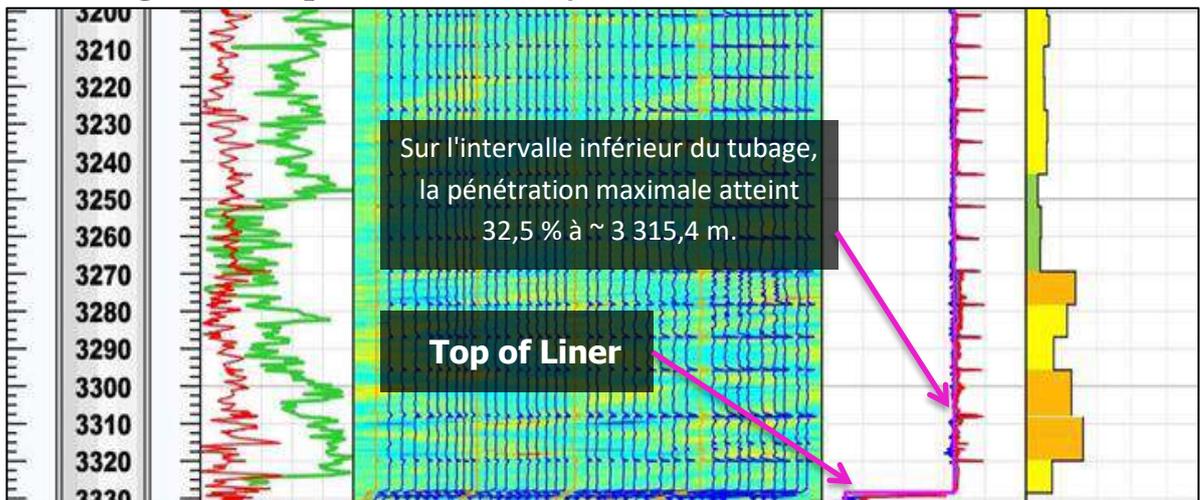


Figure III.19 : Enregistrement par MFC – Survey d'intervalle 3200m à 3331m

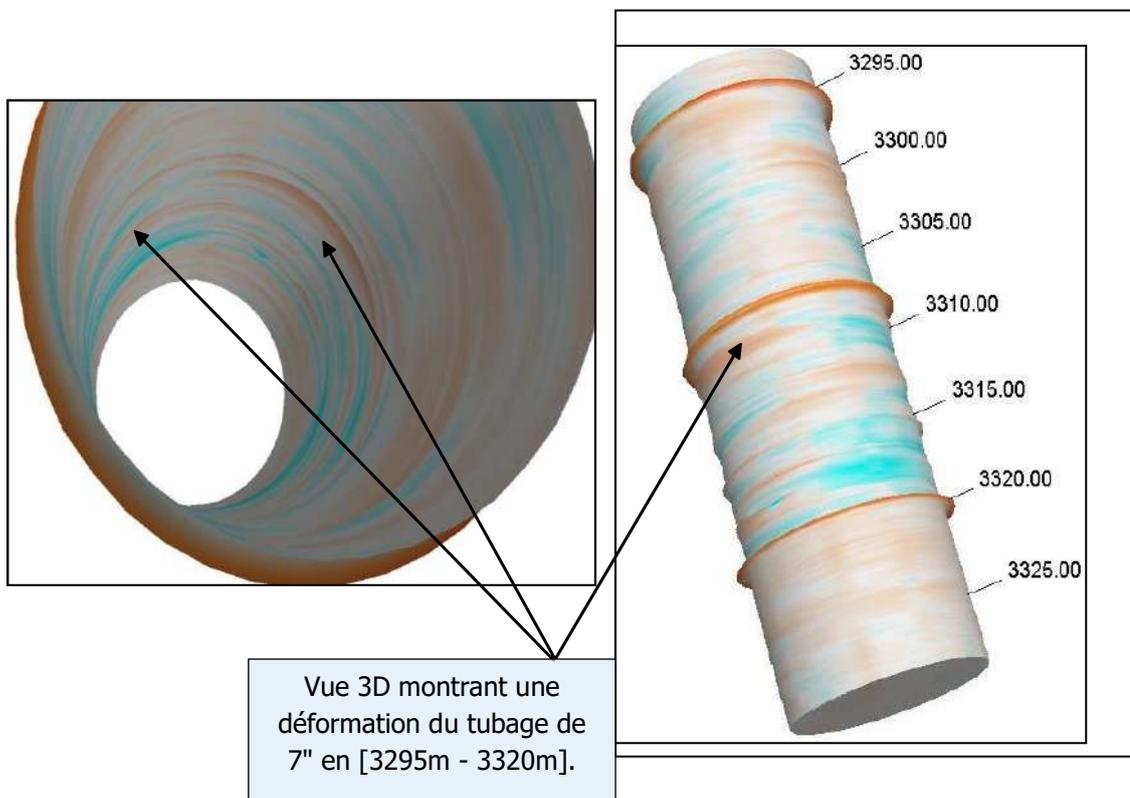


Figure III.20 : Présentation 3D de joint 7'' qui a subi une variation important de diamètre de la colonne 7''

7. Interprétation de résultats :

Etat du tubage 7'' :

- ✓ Les mesures MFC montrent une augmentation des diamètres internes sur l'intervalle [565m – 757m], où plusieurs piqûres ont été identifiées. La pénétration maximale atteinte est de 44,2 % à 736,2 m.
- ✓ Le tubage 7'' est endommagé sur l'intervalle [3270 à 3321 m] où la pénétration maximale est de 32,5 % à 3315,4 m.
- ✓ La variation du poids du tubage 7'' a été déterminée par les données MFC sur 2 joints, [2094,7 m – 2103,8] et [2234,5 m – 2244 m].
- ✓ À des intervalles au-dessus du 7'', plusieurs **colliers** ont été identifiés comme étant partiellement ouverts (surtout vers l'intervalle inférieur), par exemple des colliers à 1546,9 m, 1558,9 m, 1857,7 m, 1917,5 m, 1965,2 m, 2001,4 m, 2244 m et 3250 m
- ✓ Les résultats du MTD-G montrent que les joints du tubage 7'' présentent une corrosion très légère à intense, la perte maximale de **paroi** pouvant atteindre 30,2 % à 3318 m.
- ✓ Le pourcentage de MaxWL est détaillé dans le tableau récapitulatif du tubage 7'' du MTD-G, (Annexe 01).
- ✓ Le pourcentage de MaxWL est détaillé dans le tableau récapitulatif du tubage 7'' du MFC, (Annexe 04).

Etat du tubage 9 5/8''

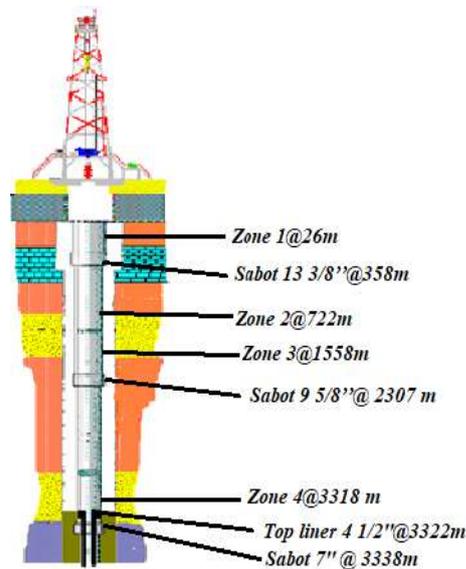
- ✓ Les résultats du MTD-G montrent que les joints du tubage 9 5/8'' présentent une corrosion très légère à légère, la perte maximale de paroi pouvant atteindre 8,4 % à 722 m.
- ✓ D'après les données du MTD-G, le sabot du tubage 9 5/8'' est située à 2307 m.
- ✓ Le pourcentage de MaxWL est détaillé dans le tableau récapitulatif du tubage 9 5/8'' du MTD-G, (Annexe 06).

Etat du tubage 13 3/8''

- ✓ Les résultats du MTD-G montrent que les joints du tubage 13 3/8'' présentent une corrosion très légère à légère, la perte maximale de paroi pouvant atteindre 7,0 % à 26 m.
- ✓ D'après les données du MTD-G, le sabot du tubage 13 3/8'' est située à 358 m.
- ✓ Le pourcentage de MaxWL est détaillé dans le tableau récapitulatif du tubage 9 5/8'' du MTD-G, (Annexe 07).

Récapitulation

A travers notre étude dans ce projet diagraphies de corrosion et une étude pratique a diagraphie de corrosion a puits MD239 champ Hassi Messaoud, nous concluons que quatre zones sont les plus endommagées dans les tubages de puits :



- **Zone 1** : tubage 13 3/8" a 26 m, en formation géologique Mio-Pliocène constitué par sable blanc, Il est considéré comme une couche perméable, Il est probable que la raison soit perméabilité à l'eau de surface provoquant qui a causé la corrosion du tubage de surface du puits
- **Zone 2** : tubage 9 5/8" a 722m, en formation géologique Salifère, d'une épaisseur moyenne de 130 m, est constituée de sel massif à traces d'anhydrite, c'est probablement la raison principale de la détérioration extérieure du tubage qui est due aux attaques électrochimiques de sel au fil du temps.
- **Zone 3** : tubage 9 5/8" a 1558m, en formation géologique Albien (*Aquifère eau*), d'une épaisseur moyenne de 330 m. Il est représenté par des grés et sables, c'est probablement la raison principale de la détérioration extérieure du tubage en zone immergée la corrosion par d'eau.
- **Zone 4** : tubage 7" a 3318m, en formation géologique Les grés de El Atchane (roche réservoir) Le réservoir est caractérisé par matières différentes tel que les argiles, anhydrite, sulfates. Les dépôts (sulfure) c'est probablement la raison principale de détérioration de corrosion interne généralisée du tubage

Recommandations

En cours de forage

- Garantie transport et stockage des tubages, d'autant plus que les tubages sont transportés par voie maritime et sont sujets à l'oxydation.
- Assurer un bon ciment en les formation perméable et couches de de sel et les réservoirs d'eau.
- Éviter le contact mécanique (frottement) entre la garniture de forage et les coulages.
- Assurer un bon descend de la tubage en tenant compte de la pression de traction et de la pression d'éclatements et d'écrasements.

En cours de production

- Surveillance périodique du puits pour détecter les dépôts et les traces de corrosion.
- Dans les puits d'injection, en particulier les puits d'injection par l'eau, choisissez de l'eau douce pour éviter les dépôts de sel.
- La méthode utilisée en Algérie pour injecter de gaz lift par tubing de pompage dans le puits, Cette méthode est facile et simple pour augmenter la pression du réservoir, mais elle est plus nocive pour les cuvelages.

Conclusion Générale

Le MTD-G sur une profondeur de 3331 mètres en partant de la surface, si on interprète bien le log, il y avait de plus ou moins des différences importantes de l'épaisseur de chaque casing soit 7'', 9''5/8 ou 13''3/8. Ces dernières peuvent se traduire grâce à la technique avancée de sonique utilisée par cet outil, afin de confirmer la corrosion ou la perte de l'acier au niveau des intervalles signalés, cela rend la deuxième Run nécessaire est inévitable.

Le MFC au tubage 7'', montre la présence de plusieurs piqûres dans l'intervalle [565m – 757m] avec une pénétration maximale jusqu'à 44,2% @~736,2m. Certains dommages au tubage ont également été montrés dans la partie inférieure du tubage [3270m – 3321m]. Les mesures du MTD indiquent un MaxWL de 12,9 % à ~ 1580,8 m, et un MaxWL de 30,2 % à ~ 3318,3 m, ce qui est habituellement associé à des problèmes d'intégrité dans cette partie du tubulaire.

Pour le tubage 9''5/8, le MTD montre certains signes de corrosion localisée, où la MaxWL est de 8,4 % @~722m. Pour le tubage 13''3/8, MTD montre quelques signes de corrosion localisée, où MaxWL est de 7,0% @~26m.

Bibliographie

1. ***Les diagraphies de corrosion : Acquisition et interprétation des données***, 2010
STEPHANE SAINSON, France.
2. ***Corrosion des métaux***, 2005 ENSPM formation industrie - IFP training, France.
3. ***Mémoire de magister : Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôt***, 2014 préparé par M^{elle}. MEDDAHI Khalida, Université de Boumerdes
4. ***Corrosion of oil and gas well equipment*** , SECOND EDITION, OCTOBER 1996 ,
AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE , Production Department
5. ***M4 : Section 2 Diagraphies***, *Projet de perfectionnement des superviseurs de forage*
MAI 2020, IAP SONATRACH
6. ***Final Report of Pipe Corrosion Analysis : Magnetic Thickness Detector (MTD-G) and Multi-Finger Caliper (MFC-40)*** , 08 Aug-2021 Well MD-239 , SH-DP-HASSI
MESSAOUD
7. ***Projet professionnel de fin de formation MSP : Restauration des casings puits OMN-681B***, AVRIL 2018, Réalisé par Mr. MAMMARI Bilal, DIRECTION
ENGINEERING & PRODUCTION DE HASSI MESSAOUD
8. ***Etude bibliographique sur le suivi des risques engendrés par les forages profonds sur les nappes d'eau souterraine du bassin Seine-Normandie***, Etude réalisée dans le
cadre des opérations de Service public du BRGM 2001-DEP-301 ,M. Degouy, avec la
collaboration de J.F. Vernoux avec la collaboration de M. Degouy, H. Machard de
Gramont, R. Galin ,septembre 2002

ANNEXE 01 :
Joint Summary of 7"
Casing from MTD-G Puits
MD239

Joint Summary of 7" Casing from MTD-G Puits MD239 :

#	Top Depth(m)	Body Length	NomThk(in)	MinThk(in)	MaxWL Depth(m)	MaxWL(%)	Grade	Damage Profile (% wall loss)
1	4.2	9.5	0.453	0.446	5	1.5	A	
2	13.8	11.9	0.453	0.439	20.2	3	A	
3	25.7	12	0.453	0.442	32.9	2.5	A	
4	37.6	11.7	0.453	0.44	45.1	2.8	A	
5	49.5	12.1	0.453	0.43	52.3	5.2	B	
6	61.5	12	0.453	0.44	64.3	2.8	A	
7	73.5	12.1	0.453	0.444	76.7	2.1	A	
8	85.6	12.1	0.453	0.44	89.3	2.8	A	
9	97.7	11.9	0.453	0.441	109.3	2.7	A	
10	109.6	12	0.453	0.441	111.2	2.7	A	
11	121.7	12	0.453	0.444	122	1.9	A	
12	133.7	12.1	0.453	0.43	134.2	5.2	B	
13	145.8	12	0.453	0.439	146.2	3	A	
14	157.8	12.2	0.453	0.438	164.8	3.2	A	
15	169.8	12.2	0.453	0.432	179	4.7	A	
16	181.8	11.9	0.453	0.437	190.1	3.6	A	
17	193.9	12	0.453	0.435	196.5	4.1	A	
18	205.9	11.9	0.453	0.434	208.5	4.2	A	
19	217.8	12.1	0.453	0.436	220.7	3.9	A	
20	229.9	12.1	0.453	0.441	232.8	2.6	A	
21	242	12.1	0.453	0.428	245.1	5.5	B	
22	253.9	11.6	0.453	0.432	257.2	4.6	A	
23	265.6	11.5	0.453	0.431	268.4	4.9	A	
24	277.1	12	0.453	0.432	277.4	4.6	A	
25	289.1	12.1	0.453	0.441	299.5	2.7	A	
26	301.2	11.8	0.453	0.435	311.3	3.9	A	
27	313.2	11.8	0.453	0.429	316.1	5.3	B	
28	324.9	11.9	0.453	0.448	328.4	1.1	A	
29	336.9	12.2	0.453	0.436	346	3.7	A	
30	349	11.6	0.453	0.439	352.3	3	A	
31	360.8	12	0.453	0.446	363.9	1.6	A	
32	372.8	12.1	0.453	0.442	375.9	2.4	A	
33	384.9	12	0.453	0.437	396.5	3.4	A	
34	396.8	12	0.453	0.441	400	2.5	A	
35	408.7	12.1	0.453	0.437	411.7	3.6	A	
36	420.8	12	0.453	0.432	425.4	4.5	A	

ANNEXE 01

Joint Summary of 7” Casing from MTD-G Puits MD239

37	432.9	11.9	0.453	0.437	437.4	3.6	A	
38	444.9	12.2	0.453	0.438	449.5	3.3	A	
39	457	11.9	0.453	0.444	461.5	2.1	A	
40	469.1	12	0.453	0.442	473.8	2.5	A	
41	481.1	12.1	0.453	0.43	485.8	5	A	
42	493.2	12	0.453	0.434	498.2	4.2	A	
43	505.2	12	0.453	0.441	510.4	2.5	A	
44	517.3	12.1	0.453	0.435	521.7	3.9	A	
45	529.3	12.1	0.453	0.429	533.9	5.3	B	
46	541.4	12.1	0.453	0.429	546.1	5.4	B	
47	553.5	12.1	0.453	0.439	557.3	3.1	A	
48	565.5	12	0.453	0.44	569.9	2.8	A	
49	577.6	11.9	0.453	0.444	582	2.1	A	
50	589.6	12	0.453	0.442	594.2	2.3	A	
51	601.6	12.1	0.453	0.438	606.3	3.4	A	
52	613.6	12.1	0.453	0.438	618.7	3.3	A	
53	625.7	12.1	0.453	0.433	630.6	4.5	A	
54	637.8	12	0.453	0.436	642.7	3.7	A	
55	649.9	11.8	0.453	0.435	654.7	4	A	
56	661.6	12.1	0.453	0.445	666.4	1.7	A	
57	673.7	11.9	0.453	0.447	679.7	1.4	A	
58	685.7	11.9	0.453	0.429	691.6	5.2	B	
59	697.6	12.1	0.453	0.441	705.2	2.7	A	
60	709.6	11.8	0.453	0.442	712.1	2.5	A	
61	721.5	12.1	0.453	0.438	729.4	3.4	A	
62	733.5	12	0.453	0.436	742.4	3.8	A	
63	745.4	11.9	0.453	0.44	754.6	2.8	A	
64	757.5	12.2	0.453	0.433	766.8	4.4	A	
65	769.6	11.9	0.453	0.438	778.1	3.4	A	
66	781.5	11.7	0.453	0.435	790.1	4.1	A	
67	793.2	11.6	0.453	0.444	803.4	2	A	
68	804.8	12.1	0.453	0.429	814.9	5.3	B	
69	816.8	11.9	0.453	0.444	828.3	1.9	A	
70	828.8	12.1	0.453	0.434	840.3	4.2	A	
71	840.8	12	0.453	0.444	852.3	1.9	A	
72	852.9	12.1	0.453	0.435	864.5	4	A	
73	864.9	12	0.453	0.44	866.4	2.9	A	
74	877.1	12	0.453	0.441	877.4	2.6	A	
75	889	12.2	0.453	0.436	889.3	3.7	A	
76	901.1	11.8	0.453	0.443	903.2	2.2	A	
77	912.9	12	0.453	0.434	914.8	4.2	A	

ANNEXE 01

Joint Summary of 7” Casing from MTD-G Puits MD239

78	924.7	11.9	0.453	0.437	926.9	3.5	A	
79	936.7	12.1	0.453	0.427	938.5	5.8	B	
80	948.7	12.1	0.453	0.438	952.2	3.4	A	
81	960.7	12	0.453	0.438	963.7	3.3	A	
82	972.8	12.1	0.453	0.437	976.2	3.4	A	
83	984.9	12	0.453	0.432	987.8	4.6	A	
84	996.8	13.2	0.453	0.44	1000.1	2.9	A	
85	1008.9	7.9	0.453	0.432	1012.3	4.7	A	
86	1017.8	9	0.453	0.445	1023.9	1.8	A	
87	1026.9	8.4	0.453	0.438	1029.5	3.4	A	
88	1035.3	8.5	0.453	0.44	1036	2.9	A	
89	1043.8	8.3	0.453	0.437	1047.7	3.6	A	
90	1052.1	8.6	0.453	0.433	1059.7	4.3	A	
91	1060.6	10	0.453	0.442	1067.3	2.5	A	
92	1070.5	9.8	0.453	0.444	1073.5	2	A	
93	1080.3	9.6	0.453	0.441	1089.7	2.6	A	
94	1089.9	9.8	0.453	0.439	1096	3.1	A	
95	1099.7	10.1	0.453	0.443	1108	2.1	A	
96	1109.7	10.2	0.453	0.442	1116.3	2.5	A	
97	1119.8	9.9	0.453	0.439	1125.7	3	A	
98	1129.6	9.6	0.453	0.441	1132.4	2.8	A	
99	1139.4	9.8	0.453	0.442	1144.5	2.5	A	
100	1149.3	10.1	0.453	0.44	1156.4	2.9	A	
101	1159.4	9.9	0.453	0.444	1169	1.9	A	
102	1169.3	10.1	0.453	0.442	1171.3	2.5	A	
103	1179.4	9.7	0.453	0.442	1181	2.5	A	
104	1189.3	9.8	0.453	0.436	1193.1	3.7	A	
105	1198.9	10	0.453	0.441	1205.2	2.7	A	
106	1208.9	10	0.453	0.438	1217.1	3.3	A	
107	1218.8	9.5	0.453	0.44	1225.6	2.8	A	
108	1228.4	10.2	0.453	0.432	1229	4.7	A	
109	1238.6	10	0.453	0.436	1241	3.7	A	
110	1248.4	9.7	0.453	0.443	1252.7	2.2	A	
111	1258.3	9.9	0.453	0.444	1266.9	2	A	
112	1268.2	10.1	0.453	0.444	1269.7	2	A	
113	1278.5	10	0.453	0.448	1281.8	1.2	A	
114	1288.3	10.2	0.453	0.446	1290.3	1.5	A	
115	1298.5	10.1	0.453	0.433	1300.9	4.4	A	
116	1308.6	10.1	0.453	0.438	1313	3.2	A	
117	1318.5	9.8	0.453	0.438	1323.7	3.4	A	

ANNEXE 01

Joint Summary of 7” Casing from MTD-G Puits MD239

118	1328.4	10	0.453	0.44	1335.7	2.9	A	
119	1338.5	10.1	0.453	0.439	1347.4	3.1	A	
120	1348.5	9.8	0.453	0.443	1354.8	2.1	A	
121	1358.4	8.1	0.453	0.443	1359.1	2.1	A	
122	1366.5	9.7	0.453	0.441	1371.3	2.7	A	
123	1376.3	9.6	0.453	0.441	1383.4	2.7	A	
124	1386	10	0.453	0.441	1393.3	2.6	A	
125	1396	9.7	0.453	0.44	1400.3	2.9	A	
126	1405.7	9.7	0.453	0.444	1406.6	2	A	
127	1415.5	11.9	0.453	0.438	1418.4	3.4	A	
128	1427.3	11.9	0.453	0.431	1430.4	4.8	A	
129	1439.1	11.7	0.453	0.439	1442.6	3.1	A	
130	1450.8	12	0.453	0.438	1461.3	3.4	A	
131	1462.9	12	0.453	0.437	1466.4	3.5	A	
132	1474.8	11.9	0.453	0.433	1478.3	4.4	A	
133	1486.8	12	0.453	0.432	1488.1	4.6	A	
134	1498.8	12	0.453	0.444	1502.3	2.1	A	
135	1510.9	12.1	0.453	0.44	1514.2	3	A	
136	1523.1	12	0.453	0.436	1526.1	3.8	A	
137	1534.9	12.2	0.453	0.437	1538.1	3.5	A	
138	1546.9	11.8	0.453	0.434	1550.3	4.2	A	
139	1558.9	12	0.453	0.431	1568.6	4.9	A	
140	1570.9	12	0.453	0.396	1580.8	12.7	C	
141	1582.9	11.9	0.453	0.431	1587.7	4.9	A	
142	1594.9	11.8	0.453	0.437	1601.2	3.5	A	
143	1606.8	11.9	0.453	0.443	1613.2	2.3	A	
144	1618.6	11.8	0.453	0.443	1626.7	2.1	A	
145	1630.4	12	0.453	0.437	1638.8	3.5	A	
146	1642.4	11.8	0.453	0.438	1651.2	3.3	A	
147	1654.2	12	0.453	0.441	1665	2.6	A	
148	1666.1	11.9	0.453	0.446	1674.8	1.6	A	
149	1678	11.7	0.453	0.436	1687.4	3.8	A	
150	1689.8	11.9	0.453	0.429	1700.7	5.3	B	
151	1701.6	11.7	0.453	0.421	1704.1	7	B	
152	1713.3	12	0.453	0.439	1717.7	3.1	A	
153	1725.4	12.3	0.453	0.436	1730.9	3.8	A	
154	1737.4	11.8	0.453	0.437	1748.9	3.6	A	
155	1749.3	12.1	0.453	0.446	1755.3	1.6	A	
156	1761.3	12.1	0.453	0.443	1767.2	2.1	A	
157	1773.4	12	0.453	0.429	1779.3	5.3	B	

ANNEXE 01

Joint Summary of 7” Casing from MTD-G Puits MD239

158	1785.4	12.2	0.453	0.427	1792.6	5.8	B	
159	1797.5	12.1	0.453	0.433	1804.8	4.3	A	
160	1809.5	12	0.453	0.425	1816.8	6.2	B	
161	1821.5	12.1	0.453	0.427	1830	5.7	B	
162	1833.6	11.9	0.453	0.434	1842.2	4.3	A	
163	1845.6	12.2	0.453	0.423	1847	6.6	B	
164	1857.7	11.8	0.453	0.44	1858.9	2.9	A	
165	1869.6	11.9	0.453	0.432	1878.5	4.6	A	
166	1881.6	12.1	0.453	0.425	1890.2	6.2	B	
167	1893.6	12.1	0.453	0.425	1902.3	6.2	B	
168	1905.7	11.6	0.453	0.444	1909.3	2.1	A	
169	1917.4	12.1	0.453	0.434	1927.8	4.2	A	
170	1929.3	11.9	0.453	0.437	1940.1	3.5	A	
171	1941.4	11.9	0.453	0.432	1942.8	4.7	A	
172	1953.3	11.9	0.453	0.434	1953.8	4.2	A	
173	1965.2	12.2	0.453	0.428	1965.7	5.5	B	
174	1977.3	11.8	0.453	0.44	1979.2	2.8	A	
175	1989.3	12.2	0.453	0.43	1991.4	5.1	B	
176	2001.3	12.1	0.453	0.435	2003.3	3.9	A	
177	2013.4	12.1	0.453	0.439	2015.4	3.2	A	
178	2025.2	8.5	0.453	0.429	2027.5	5.3	B	
179	2033.9	9	0.453	0.448	2038.8	1	A	
180	2042.9	8.7	0.453	0.433	2046.8	4.5	A	
181	2051.6	8.8	0.453	0.43	2053.2	5.2	B	
182	2060.3	8.5	0.453	0.437	2065.5	3.6	A	
183	2068.9	8.8	0.453	0.432	2075.8	4.6	A	
184	2077.8	9	0.453	0.45	2080.8	0.6	A	
185	2086.7	8	0.453	0.436	2092.7	3.7	A	
186	2094.8	9	0.408	0.394	2101.9	3.5	A	
187	2103.8	8.3	0.453	0.44	2110.7	2.8	A	
188	2112.2	9.3	0.453	0.445	2120.2	1.7	A	
189	2121.6	8.7	0.453	0.436	2124	3.8	A	
190	2130.3	7.8	0.453	0.437	2133.5	3.4	A	
191	2138.5	9.2	0.453	0.449	2145.3	0.9	A	
192	2147.9	8.3	0.453	0.434	2151.1	4.3	A	
193	2156.1	8.6	0.453	0.446	2158.5	1.6	A	
194	2164.7	8.6	0.453	0.435	2166.3	3.9	A	

ANNEXE 01

Joint Summary of 7” Casing from MTD-G Puits MD239

195	2173.3	8.8	0.453	0.436	2179.8	3.8	A		
196	2182.1	8.6	0.453	0.433	2188.9	4.5	A		
197	2190.5	9.1	0.453	0.434	2192.9	4.2	A		
198	2199.8	8.9	0.453	0.436	2204.7	3.9	A		
199	2208.7	8.6	0.453	0.435	2214.2	4	A		
200	2217	9	0.453	0.434	2219.7	4.2	A		
201	2226	8.2	0.453	0.433	2229.7	4.5	A		
202	2234.5	9.6	0.408	0.394	2243.2	3.5	A		
203	2244	8.6	0.453	0.453	2250.8	0	A		
204	2252.6	12.1	0.453	0.433	2255	4.3	A		
205	2264.6	12.2	0.453	0.439	2275.2	3.1	A		
206	2276.2	11.5	0.453	0.429	2280.4	5.2	B		
207	2288.3	12	0.453	0.431	2292.9	4.8	A		
208	2300.4	Affected by CSG shoe							
209	2312.4	11.9	0.453	0.427	2322.1	5.6	B		
210	2324.5	11.8	0.453	0.435	2335.3	4	A		
211	2336.2	11.9	0.453	0.439	2346.8	3	A		
212	2348.2	11.4	0.453	0.439	2349	3.1	A		
213	2359.6	12	0.453	0.433	2362.6	4.4	A		
214	2371.6	11.7	0.453	0.436	2372.9	3.7	A		
215	2383.5	11.4	0.453	0.455	2385.1	0.4	A		
216	2394.9	11.9	0.453	0.434	2406.6	4.2	A		
217	2406.9	12	0.453	0.434	2417.6	4.3	A		
218	2418.9	12.2	0.453	0.429	2420.1	5.3	B		
219	2431	12.1	0.453	0.43	2442.2	5.1	B		
220	2443.1	12	0.453	0.432	2452.3	4.6	A		
221	2455.1	11.9	0.453	0.426	2466.9	6	B		
222	2467.2	12	0.453	0.43	2478.9	5.1	B		
223	2479.2	11.9	0.453	0.426	2482.7	6	B		
224	2491.2	11.8	0.453	0.44	2502.8	3	A		
225	2503.1	12.1	0.453	0.425	2503.8	6.2	B		
226	2515.2	11.8	0.453	0.436	2517	3.8	A		
227	2527.1	12.1	0.453	0.432	2527.7	4.6	A		
228	2539.1	12.2	0.453	0.423	2549.3	6.6	B		
229	2551.2	12	0.453	0.426	2551.9	5.9	B		
230	2563.3	12.1	0.453	0.426	2563.9	5.9	B		

ANNEXE 01

Joint Summary of 7” Casing from MTD-G Puits MD239

231	2575.5	12	0.453	0.427	2587	5.7	B	
232	2587.3	11.9	0.453	0.437	2588.3	3.6	A	
233	2599.2	12.1	0.453	0.426	2599.9	6	B	
234	2611.3	11.8	0.453	0.426	2612.5	5.9	B	
235	2623	12.2	0.453	0.428	2623.7	5.5	B	
236	2635	12.8	0.453	0.43	2646.2	5.1	B	
237	2647.2	11.3	0.453	0.438	2658.9	3.2	A	
238	2659.1	11.9	0.453	0.433	2659.7	4.4	A	
239	2670.9	11.4	0.453	0.436	2681.5	3.7	A	
240	2682.4	12	0.453	0.434	2683.1	4.2	A	
241	2694.5	12.2	0.453	0.428	2695.1	5.6	B	
242	2706.6	11.8	0.453	0.426	2707.4	5.9	B	
243	2718.4	12	0.453	0.436	2729.4	3.8	A	
244	2730.3	12.1	0.453	0.43	2730.9	5.1	B	
245	2742.4	12.1	0.453	0.439	2754.1	3.2	A	
246	2754.7	12	0.453	0.436	2755.7	3.7	A	
247	2766.5	12.1	0.453	0.432	2777.4	4.6	A	
248	2778.6	12	0.453	0.438	2780.9	3.3	A	
249	2790.6	12.1	0.453	0.427	2792.5	5.8	B	
250	2802.7	12	0.453	0.438	2803.9	3.4	A	
251	2814.7	11.5	0.453	0.426	2817	5.9	B	
252	2826.2	11.7	0.453	0.433	2827.5	4.5	A	
253	2838	12.1	0.453	0.442	2849.6	2.5	A	
254	2849.9	11.4	0.453	0.446	2852.3	1.5	A	
255	2861.4	11.8	0.453	0.422	2863.7	6.9	B	
256	2873.1	12.1	0.453	0.438	2873.8	3.2	A	
257	2885.3	12.8	0.453	0.426	2896.2	5.9	B	
258	2897.2	12.2	0.453	0.427	2908.9	5.7	B	
259	2909.2	11.8	0.453	0.431	2910.5	5	A	
260	2921.1	11.9	0.453	0.431	2931.5	4.8	A	
261	2932.9	11.9	0.453	0.425	2934	6.2	B	
262	2944.8	11.9	0.453	0.433	2946	4.5	A	
263	2956.6	12.1	0.453	0.445	2957.9	1.7	A	
264	2968.7	12	0.453	0.435	2969.5	3.9	A	

ANNEXE 01

Joint Summary of 7” Casing from MTD-G Puits MD239

265	2980.7	11.8	0.453	0.444	2981.4	1.9	A	
266	2992.4	12.1	0.453	0.432	3004.1	4.5	A	
267	3004.4	12	0.453	0.44	3015.3	2.8	A	
268	3016.4	12.3	0.453	0.431	3017.1	4.9	A	
269	3028.8	8.5	0.453	0.436	3034.5	3.8	A	
270	3037.3	8.3	0.453	0.429	3039.9	5.3	B	
271	3045.7	8.6	0.453	0.424	3050.3	6.5	B	
272	3054.2	8.5	0.453	0.43	3057.4	5.1	B	
273	3062.8	8.6	0.453	0.429	3068.3	5.4	B	
274	3071.4	8.2	0.453	0.432	3077.7	4.7	A	
275	3079.7	8.9	0.453	0.436	3085.2	3.8	A	
276	3088.6	8.4	0.453	0.43	3094.5	5	B	
277	3097	8	0.453	0.423	3102.9	6.7	B	
278	3105	7.9	0.453	0.416	3108.3	8.2	B	
279	3112.7	8.3	0.453	0.443	3118.2	2.2	A	
280	3121.1	8.4	0.453	0.421	3126	7.1	B	
281	3129.6	8.6	0.453	0.431	3134.3	4.8	A	
282	3138.2	8.8	0.453	0.429	3143.1	5.4	B	
283	3147.1	9.3	0.453	0.427	3154.5	5.8	B	
284	3156.4	8.4	0.453	0.429	3161.6	5.3	B	
285	3165.2	8.8	0.453	0.437	3167.3	3.6	A	
286	3174.1	8.6	0.453	0.429	3177	5.2	B	
287	3182.7	9	0.453	0.427	3188.8	5.7	B	
288	3191.8	9.1	0.453	0.437	3195	3.6	A	
289	3201.1	8.3	0.453	0.429	3204.4	5.2	B	
290	3209.3	8.4	0.453	0.432	3212.6	4.6	A	
291	3217.6	8.5	0.453	0.433	3220.9	4.3	A	
292	3226.3	8.3	0.453	0.436	3229.7	3.8	A	
293	3234.7	8.7	0.453	0.43	3237	5	B	
294	3243.5	8.6	0.453	0.434	3247.8	4.1	A	
295	3252	8.5	0.453	0.431	3257.3	4.8	A	
296	3260.6	8.6	0.453	0.434	3262.9	4.2	A	
297	3269.4	8.8	0.453	0.416	3276	8.1	B	
298	3278.2	8.7	0.453	0.412	3282.2	9.1	B	
299	3286.9	8.8	0.453	0.435	3290.7	3.9	A	
300	3295.7	12.1	0.453	0.355	3300.7	21.7	D	

ANNEXE 01**Joint Summary of 7'' Casing from MTD-G Puits MD239**

301	3307.7	11.6	0.453	0.316	3318.3	30.2	D	
302	3319.9	8.6	0.453	0.426	3324.4	5.9	B	

ANNEXE 02 :

Joint Summary of 9"5/8
Casing from MTD-G Puits

MD239

Joint Summary of 9''5/8 Casing from MTD-G Puits MD239 :

#	Top Depth(m)	Bottom Depth(m)	Length(m)	NomThk(in)	MinThk(in)	MaxWL Depth(m)	MaxWL (%)	Grade	Damage Profile (% wall loss)	
1	7.0	19.6	12.6	0.472	0.443	7.2	6.1	B		
2	20.4	32.4	12.0	0.472	0.459	30.7	2.7	A		
3	33.2	44.7	11.5	0.472	0.450	42.3	4.7	A		
4	45.5	58.0	12.5	0.472	0.444	54.1	5.9	B		
5	58.8	70.0	11.2	0.472	0.448	65.5	5.2	B		
6	70.8	83.4	12.6	0.472	0.455	70.8	3.6	A		
7	84.2	96.7	12.5	0.472	0.464	84.3	1.7	A		
8	97.5	109.3	11.7	0.472	0.453	109.2	4.0	A		
9	110.1	121.3	11.2	0.472	0.455	111.0	3.6	A		
10	122.1	133.4	11.3	0.472	0.454	133.3	3.7	A		
11	134.2	145.6	11.4	0.472	0.454	134.8	3.8	A		
12	146.4	157.2	10.8	0.472	0.458	146.6	2.9	A		
13	158.0	169.6	11.5	0.472	0.451	167.4	4.4	A		
14	170.4	183.4	13.0	0.472	0.453	170.5	4.1	A		
15	184.2	195.9	11.7	0.472	0.463	195.6	2.0	A		
16	196.7	207.8	11.1	0.472	0.456	197.0	3.3	A		
17	208.6	220.3	11.6	0.472	0.467	208.8	1.1	A		
18	221.1	232.3	11.2	0.472	0.457	229.0	3.3	A		
19	233.1	244.4	11.3	0.472	0.445	240.9	5.7	B		
20	245.2	256.4	11.2	0.472	0.456	245.4	3.4	A		
21	257.2	267.7	10.5	0.472	0.461	263.4	2.3	A		
22	268.5	279.8	11.3	0.472	0.463	275.0	1.9	A		
23	280.6	291.7	11.1	0.472	0.463	287.0	1.8	A		
24	292.5	303.6	11.0	0.472	0.459	298.7	2.7	A		
25	304.4	315.7	11.3	0.472	0.451	310.7	4.5	A		
26	316.5	327.8	11.3	0.472	0.453	321.9	4.0	A		
27	328.6	340.0	11.4	0.472	0.459	334.1	2.7	A		
28	340.8	351.8	11.0	0.472	0.460	351.8	2.5	A		
29	352.6	363.3	Affected by 13.375" CSG shoe							
30	364.1	375.6	11.5	0.472	0.454	370.4	3.8	A		
31	376.4	387.1	10.7	0.472	0.454	380.8	3.7	A		
32	387.9	399.6	11.6	0.472	0.452	398.8	4.2	A		
33	400.4	411.4	11.0	0.472	0.449	406.0	4.8	A		
34	412.2	424.7	12.5	0.472	0.450	421.6	4.6	A		

ANNEXE 02

Joint Summary of 9’’5/8 Casing from MTD-G Puits MD239

35	425.5	436.9	11.4	0.472	0.450	428.9	4.7	A	
36	437.7	449.0	11.3	0.472	0.447	445.9	5.2	B	
37	449.8	461.1	11.3	0.472	0.442	453.0	6.5	B	
38	461.9	473.4	11.4	0.472	0.457	462.3	3.3	A	
39	474.2	485.3	11.1	0.472	0.445	480.7	5.6	B	
40	486.1	497.7	11.6	0.472	0.452	488.1	4.3	A	
41	498.5	509.9	11.3	0.472	0.442	504.5	6.3	B	
42	510.7	521.0	10.4	0.472	0.446	516.8	5.6	B	
43	521.8	533.6	11.7	0.472	0.446	533.5	5.5	B	
44	534.4	545.5	11.1	0.472	0.446	540.8	5.6	B	
45	546.3	556.8	10.5	0.472	0.444	554.1	6.0	B	
46	557.6	569.4	11.9	0.472	0.438	566.4	7.1	B	
47	570.2	581.6	11.4	0.472	0.439	573.7	7.0	B	
48	582.4	593.8	11.3	0.472	0.451	586.4	4.5	A	
49	594.6	605.9	11.3	0.472	0.446	600.9	5.6	B	
50	606.7	618.1	11.4	0.472	0.437	614.4	7.5	B	
51	618.9	630.0	11.1	0.472	0.448	619.7	5.1	B	
52	630.8	642.3	11.4	0.472	0.449	636.9	4.8	A	
53	643.1	654.2	11.1	0.472	0.453	644.5	4.1	A	
54	655.0	665.8	10.8	0.472	0.451	665.5	4.4	A	
55	666.6	679.3	12.7	0.472	0.441	675.9	6.7	B	
56	680.1	691.0	10.9	0.472	0.455	680.5	3.7	A	
57	691.8	704.4	12.6	0.472	0.447	698.2	5.3	B	
58	705.2	716.4	11.2	0.472	0.444	707.5	6.0	B	
59	717.2	729.0	11.9	0.472	0.432	722.2	8.4	B	
60	729.8	741.8	12.0	0.472	0.448	734.5	5.1	B	
61	742.6	754.0	11.4	0.472	0.456	744.1	3.5	A	
62	754.8	766.4	11.5	0.472	0.444	758.4	6.0	B	
63	767.2	777.7	10.6	0.472	0.450	774.4	4.7	A	

ANNEXE 02

Joint Summary of 9’’5/8 Casing from MTD-G Puits MD239

64	778.5	789.4	10.9	0.472	0.446	782.7	5.6	B	
65	790.2	802.8	12.6	0.472	0.455	794.9	3.5	A	
66	803.6	814.3	10.7	0.472	0.460	813.2	2.6	A	
67	815.1	827.5	12.4	0.472	0.453	821.1	3.9	A	
68	828.3	839.9	11.6	0.472	0.450	839.6	4.7	A	
69	840.7	852.1	11.3	0.472	0.446	846.4	5.4	B	
70	852.9	864.2	11.3	0.472	0.448	862.3	5.1	B	
71	865.0	877.2	12.2	0.472	0.455	865.7	3.6	A	
72	878.0	888.9	10.9	0.472	0.452	885.8	4.3	A	
73	889.7	900.9	11.2	0.472	0.450	900.7	4.7	A	
74	901.7	914.5	12.8	0.472	0.463	901.8	1.8	A	
75	915.3	926.4	11.1	0.472	0.452	925.7	4.2	A	
76	927.2	938.1	10.9	0.472	0.453	933.0	3.9	A	
77	938.9	951.4	12.5	0.472	0.463	939.3	1.9	A	
78	952.2	963.4	11.2	0.472	0.453	959.4	4.0	A	
79	964.2	975.5	11.3	0.472	0.454	968.0	3.8	A	
80	976.3	987.4	11.1	0.472	0.445	982.7	5.8	B	
81	988.2	999.7	11.4	0.472	0.457	992.9	3.2	A	
82	1000.5	1011.8	11.3	0.472	0.448	1007.6	5.1	B	
83	1012.6	1023.4	10.8	0.472	0.448	1019.4	5.0	B	
84	1024.2	1035.3	11.1	0.472	0.440	1025.4	6.7	B	
85	1036.1	1047.3	11.2	0.472	0.444	1046.6	5.9	B	
86	1048.1	1060.3	12.2	0.472	0.449	1048.4	4.8	A	
87	1061.1	1071.9	10.8	0.472	0.446	1070.3	5.6	B	
88	1072.7	1083.5	10.8	0.472	0.442	1075.8	6.3	B	
89	1084.3	1095.5	11.2	0.472	0.450	1087.6	4.7	A	
90	1096.3	1107.7	11.4	0.472	0.440	1104.9	6.8	B	
91	1108.5	1119.8	11.3	0.472	0.439	1114.5	6.9	B	
92	1120.6	1131.7	11.1	0.472	0.441	1127.0	6.6	B	
93	1133.0	1144.0	11.0	0.472	0.449	1141.2	4.8	A	
94	1144.8	1156.2	11.4	0.472	0.446	1152.4	5.4	B	
95	1157.0	1168.6	11.6	0.472	0.446	1160.6	5.5	B	

ANNEXE 02

Joint Summary of 9’’5/8 Casing from MTD-G Puits MD239

96	1169.4	1180.7	11.2	0.472	0.449	1171.9	4.9	A	
97	1181.5	1192.7	11.2	0.472	0.453	1181.9	4.1	A	
98	1193.5	1204.7	11.2	0.472	0.455	1204.0	3.7	A	
99	1205.5	1216.5	11.0	0.472	0.447	1208.2	5.3	B	
100	1217.3	1228.3	11.0	0.472	0.448	1224.1	5.1	B	
101	1229.1	1240.5	11.4	0.472	0.446	1239.9	5.5	B	
102	1241.3	1252.3	11.0	0.472	0.442	1246.2	6.3	B	
103	1253.1	1264.3	11.2	0.472	0.448	1259.9	5.2	B	
104	1265.1	1276.3	11.1	0.472	0.445	1272.3	5.7	B	
105	1277.1	1288.1	11.0	0.472	0.440	1277.6	6.8	B	
106	1288.9	1300.5	11.6	0.472	0.446	1296.7	5.4	B	
107	1301.3	1312.5	11.2	0.472	0.444	1306.3	6.0	B	
108	1313.3	1323.3	9.9	0.472	0.444	1316.1	5.9	B	
109	1324.1	1335.1	11.0	0.472	0.447	1332.0	5.3	B	
110	1335.9	1346.9	11.0	0.472	0.441	1343.1	6.5	B	
111	1347.7	1359.0	11.3	0.472	0.441	1356.2	6.5	B	
112	1359.8	1370.8	11.0	0.472	0.443	1364.3	6.2	B	
113	1371.6	1383.2	11.6	0.472	0.440	1378.9	6.7	B	
114	1384.0	1394.4	10.4	0.472	0.446	1388.7	5.6	B	
115	1395.2	1406.3	11.1	0.472	0.451	1402.4	4.5	A	
116	1407.1	1417.9	10.8	0.472	0.441	1409.5	6.5	B	
117	1418.7	1430.1	11.4	0.472	0.449	1426.2	4.9	A	
118	1430.9	1442.2	11.2	0.472	0.448	1441.7	5.0	B	
119	1443.0	1454.1	11.1	0.472	0.452	1448.6	4.2	A	
120	1454.9	1466.0	11.1	0.472	0.449	1460.7	4.9	A	
121	1466.8	1477.9	11.1	0.472	0.450	1472.5	4.6	A	
122	1478.7	1490.2	11.5	0.472	0.462	1487.8	2.0	A	
123	1491.0	1501.6	10.6	0.472	0.444	1499.8	6.0	B	
124	1502.4	1513.7	11.3	0.472	0.441	1508.3	6.7	B	

ANNEXE 02

Joint Summary of 9’’5/8 Casing from MTD-G Puits MD239

125	1514.5	1525.6	11.1	0.472	0.442	1520.7	6.4	B	
126	1526.4	1537.8	11.3	0.472	0.448	1536.3	5.1	B	
127	1538.6	1550.0	11.4	0.472	0.449	1542.9	5.0	A	
128	1550.8	1561.9	11.1	0.472	0.447	1557.5	5.3	B	
129	1562.7	1574.1	11.4	0.472	0.463	1568.4	1.8	A	
130	1574.9	1587.4	12.5	0.472	0.457	1587.1	3.1	A	
131	1588.2	1600.8	12.6	0.472	0.457	1592.6	3.2	A	
132	1601.6	1612.6	11.0	0.472	0.446	1608.3	5.5	B	
133	1613.4	1626.2	12.8	0.472	0.457	1614.5	3.1	A	
134	1627.0	1638.3	11.2	0.472	0.449	1631.2	4.9	A	
135	1639.0	1650.9	11.9	0.472	0.457	1641.7	3.1	A	
136	1651.7	1664.5	12.8	0.472	0.444	1659.0	6.0	B	
137	1665.3	1677.8	12.5	0.472	0.450	1677.5	4.7	A	
138	1678.6	1690.0	11.4	0.472	0.461	1686.2	2.4	A	
139	1690.8	1703.8	12.9	0.472	0.457	1697.0	3.3	A	
140	1704.6	1717.4	12.8	0.472	0.455	1714.8	3.6	A	
141	1718.2	1730.6	12.4	0.472	0.458	1718.4	3.0	A	
142	1731.4	1742.7	11.3	0.472	0.446	1735.2	5.6	B	
143	1743.5	1754.9	11.4	0.472	0.446	1743.9	5.5	B	
144	1755.7	1766.6	10.9	0.472	0.445	1762.1	5.8	B	
145	1767.4	1778.8	11.4	0.472	0.441	1772.9	6.7	B	
146	1779.6	1792.3	12.7	0.472	0.457	1791.3	3.2	A	
147	1793.1	1804.4	11.2	0.472	0.451	1798.8	4.5	A	
148	1805.2	1816.5	11.3	0.472	0.455	1807.0	3.6	A	
149	1817.3	1829.5	12.2	0.472	0.459	1819.3	2.8	A	
150	1830.3	1841.7	11.4	0.472	0.449	1837.0	4.9	A	
151	1842.5	1853.9	11.4	0.472	0.452	1843.3	4.3	A	
152	1854.7	1866.1	11.4	0.472	0.451	1858.6	4.5	A	
153	1866.9	1878.2	11.2	0.472	0.443	1870.3	6.2	B	
154	1879.0	1889.8	10.8	0.472	0.454	1883.3	3.7	A	
155	1890.5	1901.7	11.1	0.472	0.454	1901.6	3.7	A	
156	1902.5	1915.3	12.8	0.472	0.451	1905.3	4.4	A	
157	1916.1	1927.4	11.3	0.472	0.454	1920.9	3.9	A	
158	1928.2	1939.4	11.2	0.472	0.443	1932.7	6.0	B	

ANNEXE 02

Joint Summary of 9’’5/8 Casing from MTD-G Puits MD239

159	1940.2	1952.5	12.3	0.472	0.453	1940.5	4.1	A	
160	1953.3	1965.5	12.2	0.472	0.458	1954.1	3.0	A	
161	1966.3	1979.0	12.7	0.472	0.452	1978.0	4.1	A	
162	1979.8	1990.9	11.1	0.472	0.443	1985.8	6.1	B	
163	1991.7	2002.7	11.0	0.472	0.451	2002.3	4.5	A	
164	2003.5	2014.9	11.4	0.472	0.448	2004.1	5.0	B	
165	2015.7	2027.3	11.5	0.472	0.454	2026.0	3.8	A	
166	2028.0	2040.5	12.5	0.472	0.454	2038.0	3.9	A	
167	2041.3	2052.7	11.3	0.472	0.445	2047.8	5.8	B	
168	2053.5	2065.1	11.6	0.472	0.451	2058.1	4.4	A	
169	2065.9	2077.3	11.4	0.472	0.454	2071.3	3.7	A	
170	2078.1	2089.2	11.1	0.472	0.443	2081.9	6.1	B	
171	2090.5	2103.9	13.4	0.472	0.442	2096.6	6.4	B	
172	2103.9	2114.5	10.6	0.472	0.453	2113.9	3.9	A	
173	2115.3	2127.6	12.4	0.472	0.444	2119.3	5.9	B	
174	2128.4	2140.9	12.5	0.472	0.448	2140.2	5.0	B	
175	2141.7	2153.8	12.1	0.472	0.452	2145.6	4.3	A	
176	2154.6	2166.1	11.5	0.472	0.443	2161.0	6.1	B	
177	2166.9	2179.0	12.1	0.472	0.452	2178.7	4.3	A	
178	2179.8	2192.4	12.6	0.472	0.457	2180.4	3.1	A	
179	2193.2	2204.2	11.0	0.472	0.438	2201.4	7.2	B	
180	2205.0	2217.5	12.5	0.472	0.439	2207.9	7.0	B	
181	2218.3	2229.4	11.1	0.472	0.440	2223.7	6.7	B	
182	2230.2	2243.8	13.6	0.472	0.445	2236.5	5.6	B	
183	2244.6	2254.7	10.2	0.472	0.437	2244.7	7.5	B	
184	2255.5	2267.8	12.3	0.472	0.451	2256.2	4.3	A	
185	2268.6	2280.2	11.6	0.472	0.452	2273.9	4.3	A	
186	2281.0	2292.3	11.2	0.472	0.448	2289.2	5.0	A	
187	2293.1	2306.6	13.6	0.472	0.453	2294.1	4.1	A	

ANNEXE 03 :
Joint Summary of 13"3/8
Casing from MTD-G Puits
MD239

ANNEXE 03 Joint Summary of 13’’3/8 Casing from MTD-G Puits MD239

Joint Summary of 13’’3/8 Casing from MTD-G Puits MD239 :

#	Top Depth(m)	Body Length	NomThk(in)	MinThk(in)	MaxWL Depth(m)	MaxWL(%)	Grade	Damage Profile (% wall loss)
1	4.2	9.5	0.453	0.446	5	1.5	A	
2	13.8	11.9	0.453	0.439	20.2	3	A	
3	25.7	12	0.453	0.442	32.9	2.5	A	
4	37.6	11.7	0.453	0.44	45.1	2.8	A	
5	49.5	12.1	0.453	0.43	52.3	5.2	B	
6	61.5	12	0.453	0.44	64.3	2.8	A	
7	73.5	12.1	0.453	0.444	76.7	2.1	A	
8	85.6	12.1	0.453	0.44	89.3	2.8	A	
9	97.7	11.9	0.453	0.441	109.3	2.7	A	
10	109.6	12	0.453	0.441	111.2	2.7	A	
11	121.7	12	0.453	0.444	122	1.9	A	
12	133.7	12.1	0.453	0.43	134.2	5.2	B	
13	145.8	12	0.453	0.439	146.2	3	A	
14	157.8	12.2	0.453	0.438	164.8	3.2	A	
15	169.8	12.2	0.453	0.432	179	4.7	A	
16	181.8	11.9	0.453	0.437	190.1	3.6	A	
17	193.9	12	0.453	0.435	196.5	4.1	A	
18	205.9	11.9	0.453	0.434	208.5	4.2	A	
19	217.8	12.1	0.453	0.436	220.7	3.9	A	
20	229.9	12.1	0.453	0.441	232.8	2.6	A	
21	242	12.1	0.453	0.428	245.1	5.5	B	
22	253.9	11.6	0.453	0.432	257.2	4.6	A	
23	265.6	11.5	0.453	0.431	268.4	4.9	A	
24	277.1	12	0.453	0.432	277.4	4.6	A	
25	289.1	12.1	0.453	0.441	299.5	2.7	A	
26	301.2	11.8	0.453	0.435	311.3	3.9	A	

ANNEXE 04 :
Joint Summary of 7"
Casing from MFC Puits
MD239

Joint Summary of 7” Casing from MFC Puits MD239 :

#	Top Body (m)	Body Length (m)	Max Pen Depth (m)	Max Pen (in)	Max Pen (%)	Grade
	1.6	2.5	Well Head			
1	4.2	9.6	5.4	3.100	11.6	A
2	13.8	11.9	15.2	3.111	14.1	B
3	25.7	11.9	36.2	3.110	13.8	B
4	37.6	11.8	39.3	3.092	10.0	A
5	49.5	12.0	51.3	3.100	11.8	A
6	61.5	12.0	64.2	3.114	14.8	B
7	73.5	12.1	74.1	3.097	11.1	A
8	85.6	12.1	88.6	3.092	9.9	A
9	97.7	12.0	108.7	3.105	12.9	B
10	109.6	12.1	110.9	3.110	13.9	B
11	121.7	12.1	133.3	3.096	10.8	A
12	133.7	12.0	134.1	3.104	12.6	B
13	145.8	12.0	156.8	3.125	17.2	B
14	157.8	12.1	160.2	3.129	18.1	B
15	169.8	12.0	181.0	3.108	13.5	B
16	181.8	12.0	193.1	3.093	10.3	A
17	193.9	12.0	194.4	3.093	10.2	A
18	205.9	11.9	206.4	3.097	11.0	A
19	217.8	12.1	228.6	3.097	11.1	A
20	229.9	12.1	241.3	3.099	11.5	A
21	242.0	12.0	253.3	3.094	10.4	A
22	253.9	11.6	256.1	3.105	12.8	B
23	265.6	11.5	267.6	3.092	10.0	A
24	277.1	12.1	288.2	3.112	14.3	B
25	289.1	12.1	299.4	3.094	10.4	A
26	301.2	11.9	311.4	3.101	12.0	A
27	313.2	11.8	320.5	3.097	11.1	A
28	324.9	12.0	330.6	3.131	18.6	B
29	336.9	12.1	348.6	3.098	11.2	A
30	349.0	11.8	350.1	3.101	12.0	A
31	360.8	12.1	371.9	3.082	7.7	A
32	372.8	12.1	374.1	3.098	11.2	A
33	384.9	11.9	395.8	3.119	16.0	B
34	396.8	12.0	407.3	3.100	11.8	A
35	408.7	12.1	419.2	3.098	11.3	A
36	420.8	12.0	423.4	3.110	13.9	B
37	432.9	12.0	435.7	3.109	13.6	B

ANNEXE 04**Joint Summary of 7” Casing from MFC Puits MD239**

38	444.9	12.1	452.2	3.103	12.5	A
39	457.0	12.1	464.3	3.096	10.9	A
40	469.1	12.1	480.5	3.091	9.6	A
41	481.1	12.1	481.6	3.093	10.1	A
42	493.2	12.0	504.4	3.088	9.0	A
43	505.2	12.1	514.0	3.093	10.1	A
44	517.3	12.1	522.2	3.097	11.0	A
45	529.3	12.0	539.9	3.112	14.3	B
46	541.4	12.1	552.1	3.110	13.9	B
47	553.5	12.1	554.2	3.102	12.2	A
48	565.5	12.1	573.8	3.208	35.5	C
49	577.6	11.9	588.6	3.137	19.8	B
50	589.6	12.0	594.4	3.144	21.4	B
51	601.6	12.1	608.4	3.128	17.9	B
52	613.6	12.1	615.2	3.177	28.8	C
53	625.7	12.1	636.5	3.099	11.4	A
54	637.8	12.1	647.8	3.159	24.8	B
55	649.9	11.7	654.0	3.192	31.9	C
56	661.6	12.0	672.8	3.229	40.2	C
57	673.7	12.0	681.7	3.208	35.5	C
58	685.7	11.9	693.1	3.250	44.1	C
59	697.6	12.1	709.2	3.243	43.4	C
60	709.6	11.8	718.3	3.222	38.5	C
61	721.5	12.1	722.4	3.210	35.9	C
62	733.5	11.9	736.2	3.247	44.2	C
63	745.4	12.1	754.4	3.150	22.7	B
64	757.5	12.1	760.4	3.115	14.9	B
65	769.6	11.9	770.9	3.097	11.1	A
66	781.5	11.7	782.6	3.087	8.8	A
67	793.2	11.6	793.6	3.088	9.1	A
68	804.8	12.0	814.2	3.081	7.5	A
69	816.8	12.0	824.7	3.096	10.9	A
70	828.8	11.9	840.1	3.089	9.3	A
71	840.8	12.1	841.4	3.088	9.0	A
72	852.9	12.1	862.5	3.103	12.5	A
73	864.9	12.1	865.5	3.085	8.4	A
74	877.1	11.9	885.6	3.090	9.5	A
75	889.0	12.1	900.2	3.089	9.2	A
76	901.1	11.8	902.7	3.081	7.4	A
77	912.9	11.8	923.9	3.079	7.0	A
78	924.7	11.9	925.2	3.092	9.9	A

ANNEXE 04**Joint Summary of 7” Casing from MFC Puits MD239**

79	936.7	12.1	937.5	3.108	13.5	B
80	948.7	12.0	959.7	3.097	11.1	A
81	960.7	12.1	961.2	3.085	8.3	A
82	972.8	12.2	984.5	3.097	11.1	A
83	984.9	11.9	987.3	3.095	10.5	A
84	996.8	12.1	1007.9	3.091	9.6	A
85	1008.9	8.9	1011.4	3.093	10.2	A
86	1017.8	9.1	1021.9	3.096	10.9	A
87	1026.9	8.4	1029.7	3.105	12.8	B
88	1035.3	8.5	1040.0	3.089	9.3	A
89	1043.8	8.3	1046.3	3.092	9.8	A
90	1052.1	8.5	1058.7	3.097	11.1	A
91	1060.6	9.9	1069.8	3.080	7.3	A
92	1070.5	9.8	1074.0	3.066	4.1	A
93	1080.3	9.6	1088.9	3.089	9.3	A
94	1089.9	9.8	1098.5	3.080	7.3	A
95	1099.7	10.1	1101.4	3.070	5.1	A
96	1109.7	10.1	1117.6	3.088	9.1	A
97	1119.8	9.8	1125.7	3.087	8.8	A
98	1129.6	9.8	1134.4	3.061	3.1	A
99	1139.4	9.9	1143.1	3.069	4.8	A
100	1149.3	10.1	1153.8	3.071	5.2	A
101	1159.4	10.0	1159.9	3.069	4.8	A
102	1169.3	10.1	1174.2	3.060	2.9	A
103	1179.4	9.9	1180.0	3.069	4.8	A
104	1189.3	9.6	1197.8	3.057	2.2	A
105	1198.9	10.0	1208.5	3.070	5.1	A
106	1208.9	9.9	1213.7	3.068	4.5	A
107	1218.8	9.6	1227.5	3.068	4.7	A
108	1228.4	10.1	1236.9	3.064	3.7	A
109	1238.6	9.8	1242.0	3.083	8.0	A
110	1248.4	9.9	1251.6	3.058	2.3	A
111	1258.3	9.9	1261.2	3.074	6.1	A
112	1268.2	10.3	1273.4	3.067	4.4	A
113	1278.5	9.8	1287.6	3.068	4.6	A
114	1288.3	10.2	1293.5	3.064	3.9	A
115	1298.5	10.1	1299.6	3.076	6.5	A
116	1308.6	10.0	1311.2	3.071	5.4	A
117	1318.5	9.9	1326.7	3.058	2.4	A
118	1328.4	10.1	1334.3	3.064	3.8	A
119	1338.5	10.0	1340.2	3.085	8.4	A

ANNEXE 04**Joint Summary of 7” Casing from MFC Puits MD239**

120	1348.5	9.8	1349.6	3.057	2.2	A
121	1358.4	8.1	1359.2	3.059	2.6	A
122	1366.5	9.8	1373.9	3.070	5.2	A
123	1376.3	9.7	1380.3	3.062	3.4	A
124	1386.0	10.0	1395.3	3.064	3.6	A
125	1396.0	9.8	1400.9	3.069	4.9	A
126	1405.7	9.8	1406.2	3.059	2.7	A
127	1415.5	11.8	1426.2	3.087	8.9	A
128	1427.3	11.8	1428.3	3.073	5.7	A
129	1439.1	11.7	1449.6	3.083	8.0	A
130	1450.8	12.1	1462.4	3.088	9.1	A
131	1462.9	12.0	1472.5	3.098	11.2	A
132	1474.8	12.0	1477.7	3.077	6.6	A
133	1486.8	12.0	1487.9	3.080	7.2	A
134	1498.8	12.1	1501.3	3.091	9.7	A
135	1510.9	12.2	1522.7	3.092	10.0	A
136	1523.1	11.8	1524.3	3.083	8.0	A
137	1534.9	12.0	1536.6	3.085	8.4	A
138	1546.9	12.0	1558.1	3.084	8.1	A
139	1558.9	12.0	1560.0	3.074	5.9	A
140	1570.9	12.0	1580.7	3.098	11.3	A
141	1582.9	12.0	1593.9	3.078	6.9	A
142	1594.9	11.9	1597.6	3.099	11.5	A
143	1606.8	11.9	1607.9	3.081	7.5	A
144	1618.6	11.8	1619.1	3.080	7.3	A
145	1630.4	12.0	1640.9	3.085	8.4	A
146	1642.4	11.7	1651.3	3.076	6.5	A
147	1654.2	11.9	1664.9	3.088	9.1	A
148	1666.1	11.9	1675.5	3.092	10.0	A
149	1678.0	11.8	1684.2	3.091	9.8	A
150	1689.8	11.8	1693.8	3.108	13.5	B
151	1701.6	11.7	1703.6	3.073	5.7	A
152	1713.3	12.0	1713.9	3.086	8.7	A
153	1725.4	12.1	1726.6	3.084	8.1	A
154	1737.4	11.9	1748.7	3.089	9.3	A
155	1749.3	12.0	1751.5	3.090	9.4	A
156	1761.3	12.1	1772.4	3.104	12.5	A
157	1773.4	12.0	1780.2	3.092	9.9	A
158	1785.4	12.1	1796.6	3.096	10.9	A
159	1797.5	12.0	1798.6	3.098	11.4	A
160	1809.5	12.0	1819.5	3.084	8.1	A

ANNEXE 04**Joint Summary of 7” Casing from MFC Puits MD239**

161	1821.5	12.1	1822.0	3.098	11.2	A
162	1833.6	12.0	1834.3	3.103	12.4	A
163	1845.6	12.1	1857.1	3.087	8.9	A
164	1857.7	11.9	1858.1	3.104	12.5	B
165	1869.6	12.0	1870.6	3.090	9.4	A
166	1881.6	12.1	1884.9	3.085	8.3	A
167	1893.6	12.1	1905.2	3.119	15.8	B
168	1905.7	11.7	1906.2	3.089	9.3	A
169	1917.4	11.9	1923.9	3.095	10.6	A
170	1929.3	12.0	1930.6	3.120	16.0	B
171	1941.4	12.0	1941.8	3.083	7.9	A
172	1953.3	11.9	1955.4	3.097	11.1	A
173	1965.2	12.1	1966.6	3.094	10.3	A
174	1977.3	12.0	1979.0	3.114	14.9	B
175	1989.3	12.0	1991.5	3.093	10.2	A
176	2001.3	12.0	2010.8	3.097	11.1	A
177	2013.4	11.9	2024.6	3.087	8.9	A
178	2025.2	8.6	2026.8	3.096	10.8	A
179	2033.9	9.0	2040.9	3.101	11.9	A
180	2042.9	8.7	2047.3	3.105	12.7	B
181	2051.6	8.7	2057.5	3.111	14.2	B
182	2060.3	8.6	2068.3	3.079	7.1	A
183	2068.9	8.9	2072.0	3.088	9.2	A
184	2077.8	8.9	2082.5	3.092	9.9	A
185	2086.7	8.0	2093.1	3.090	9.6	A
186	2094.8	9.0	2098.4	3.127	8.5	A
187	2103.8	8.3	2105.6	3.088	9.0	A
188	2112.2	9.4	2116.6	3.116	15.1	B
189	2121.6	8.8	2122.1	3.103	12.3	A
190	2130.3	8.1	2132.0	3.085	8.5	A
191	2138.5	9.4	2144.3	3.095	10.7	A
192	2147.9	8.3	2148.4	3.127	17.6	B
193	2156.1	8.6	2157.7	3.074	6.0	A
194	2164.7	8.6	2167.7	3.095	10.6	A
195	2173.3	8.8	2178.4	3.096	10.8	A
196	2182.1	8.4	2185.8	3.091	9.8	A
197	2190.5	9.2	2197.8	3.086	8.6	A
198	2199.8	8.9	2207.2	3.130	18.3	B
199	2208.7	8.3	2215.0	3.093	10.1	A
200	2217.0	8.9	2221.1	3.108	13.4	B
201	2226.0	8.6	2228.1	3.091	9.8	A

ANNEXE 04**Joint Summary of 7” Casing from MFC Puits MD239**

202	2234.5	9.5	2242.8	3.141	12.1	A
203	2244.0	8.5	2244.9	3.084	8.1	A
204	2252.6	12.1	2253.1	3.104	12.7	B
205	2264.6	11.6	2275.0	3.072	5.6	A
206	2276.2	12.1	2287.8	3.084	8.3	A
207	2288.3	12.1	2291.7	3.086	8.5	A
208	2300.4	12.1	2311.3	3.086	8.6	A
209	2312.4	12.1	2323.1	3.087	8.9	A
210	2324.5	11.7	2335.8	3.068	4.7	A
211	2336.2	12.0	2347.7	3.091	9.7	A
212	2348.2	11.3	2348.8	3.071	5.4	A
213	2359.6	12.1	2361.3	3.093	10.2	A
214	2371.6	11.8	2373.0	3.075	6.1	A
215	2383.5	11.4	2385.1	3.076	6.3	A
216	2394.9	11.9	2406.1	3.089	9.3	A
217	2406.9	12.0	2418.0	3.072	5.6	A
218	2418.9	12.1	2420.1	3.076	6.4	A
219	2431.0	12.1	2441.4	3.080	7.3	A
220	2443.1	12.0	2453.6	3.090	9.5	A
221	2455.1	12.0	2466.7	3.085	8.3	A
222	2467.2	12.0	2478.7	3.077	6.5	A
223	2479.2	12.1	2490.1	3.097	11.0	A
224	2491.2	11.9	2493.3	3.094	10.3	A
225	2503.1	12.1	2504.6	3.085	8.3	A
226	2515.2	11.9	2515.6	3.078	6.7	A
227	2527.1	12.1	2528.7	3.094	10.4	A
228	2539.1	12.1	2540.0	3.096	10.8	A
229	2551.2	12.1	2551.8	3.094	10.4	A
230	2563.3	12.2	2566.6	3.089	9.2	A
231	2575.5	11.8	2586.2	3.088	9.0	A
232	2587.3	11.9	2590.0	3.086	8.6	A
233	2599.2	12.1	2604.2	3.091	9.6	A
234	2611.3	11.7	2611.7	3.097	11.0	A
235	2623.0	12.1	2624.0	3.095	10.6	A
236	2635.0	12.1	2645.6	3.088	9.0	A
237	2647.2	11.9	2657.1	3.079	7.0	A
238	2659.1	11.8	2659.5	3.083	8.0	A
239	2670.9	11.5	2680.8	3.090	9.5	A
240	2682.4	12.1	2685.2	3.086	8.7	A
241	2694.5	12.1	2695.0	3.089	9.2	A
242	2706.6	11.8	2707.7	3.096	10.8	A

ANNEXE 04**Joint Summary of 7” Casing from MFC Puits MD239**

243	2718.4	12.0	2729.3	3.084	8.1	A
244	2730.3	12.1	2731.7	3.095	10.7	A
245	2742.4	12.3	2754.1	3.078	6.9	A
246	2754.7	11.9	2755.8	3.074	5.9	A
247	2766.5	12.1	2777.1	3.096	10.7	A
248	2778.6	12.0	2779.5	3.077	6.6	A
249	2790.6	12.1	2796.4	3.088	9.1	A
250	2802.7	12.1	2811.7	3.069	4.9	A
251	2814.7	11.5	2816.9	3.076	6.3	A
252	2826.2	11.7	2828.3	3.076	6.5	A
253	2838.0	11.9	2849.0	3.070	5.2	A
254	2849.9	11.6	2851.6	3.069	4.8	A
255	2861.4	11.7	2862.0	3.086	8.5	A
256	2873.1	12.2	2873.7	3.084	8.1	A
257	2885.3	11.8	2894.3	3.088	9.0	A
258	2897.2	12.1	2906.6	3.074	6.0	A
259	2909.2	11.8	2919.7	3.072	5.6	A
260	2921.1	11.8	2921.5	3.061	3.0	A
261	2932.9	11.9	2934.2	3.080	7.2	A
262	2944.8	11.9	2948.1	3.067	4.5	A
263	2956.6	12.0	2967.5	3.072	5.5	A
264	2968.7	12.0	2969.3	3.079	7.2	A
265	2980.7	11.8	2985.8	3.070	5.0	A
266	2992.4	12.0	3003.7	3.069	4.8	A
267	3004.4	12.0	3015.2	3.081	7.6	A
268	3016.4	12.3	3017.1	3.071	5.2	A
269	3028.8	8.5	3034.4	3.103	12.3	A
270	3037.3	8.4	3037.8	3.098	11.3	A
271	3045.7	8.5	3049.3	3.129	18.2	B
272	3054.2	8.5	3055.5	3.093	10.2	A
273	3062.8	8.6	3070.5	3.089	9.2	A
274	3071.4	8.3	3072.8	3.093	10.1	A
275	3079.7	8.9	3086.0	3.094	10.5	A
276	3088.6	8.5	3094.9	3.080	7.3	A
277	3097.0	7.9	3101.9	3.083	7.9	A
278	3105.0	7.8	3106.1	3.105	12.8	B
279	3112.7	8.4	3119.9	3.083	7.9	A
280	3121.1	8.4	3124.8	3.104	12.6	B
281	3129.6	8.7	3131.2	3.114	14.8	B
282	3138.2	8.9	3145.8	3.088	9.1	A
283	3147.1	9.3	3148.2	3.086	8.5	A

ANNEXE 04**Joint Summary of 7” Casing from MFC Puits MD239**

284	3156.4	8.8	3161.1	3.097	11.1	A
285	3165.2	8.9	3167.4	3.087	8.8	A
286	3174.1	8.5	3179.2	3.095	10.6	A
287	3182.7	9.2	3187.8	3.095	10.7	A
288	3191.8	9.2	3194.9	3.101	11.9	A
289	3201.1	8.2	3202.3	3.107	13.1	B
290	3209.3	8.3	3212.3	3.093	10.2	A
291	3217.6	8.7	3218.3	3.095	10.5	A
292	3226.3	8.4	3229.3	3.103	12.3	A
293	3234.7	8.7	3235.3	3.101	11.8	A
294	3243.5	8.6	3247.0	3.078	6.8	A
295	3252.0	8.6	3258.1	3.086	8.6	A
296	3260.6	8.8	3261.1	3.084	8.2	A
297	3269.4	8.8	3276.5	3.175	28.2	C
298	3278.2	8.7	3282.4	3.153	23.4	B
299	3286.9	8.8	3291.9	3.119	15.8	B
300	3295.7	12.0	3300.7	3.165	26.0	C
301	3307.7	11.6	3315.4	3.194	32.5	C
302	3319.9	8.6	3324.0	3.114	14.9	B
303	3328.5	1.4	Top of Liner			

ANNEXE 05 :
Fiche Technique de Puits
MD239

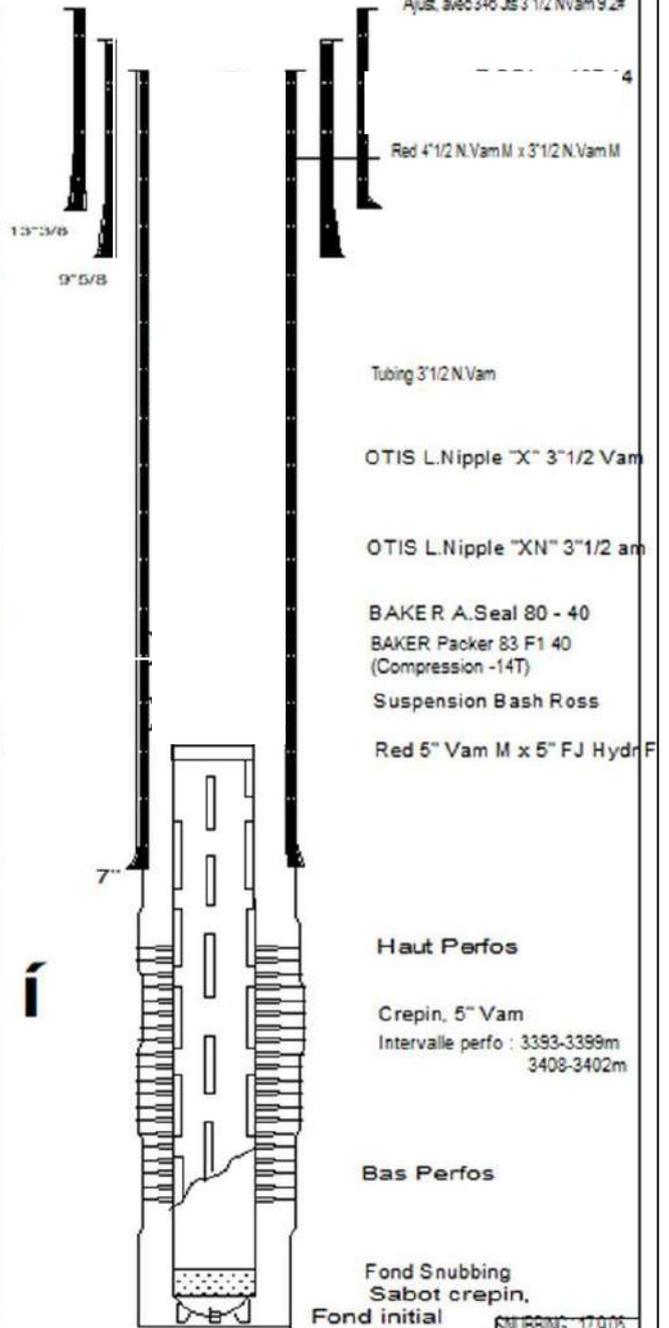
Fiche Technique de Puits MD239



SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P

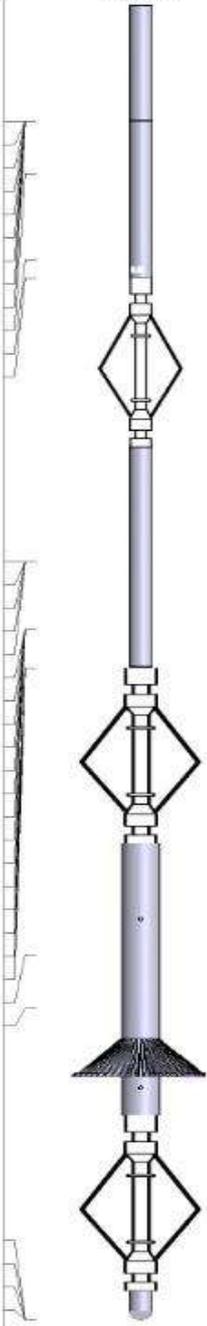
COMPLETION 3" 1/2 NEW VAM ANCRE **MD 239**

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/V.M	SOND/TR.
			362.00
			2311.00
88.90	76.00		
96.40	72.80		
98.20	69.85	3300.41	3310.49
98.00	66.90	3310.37	3320.45
127.00	78.80	3320.38	3330.46
144.10	101.60	3321.00	3331.08
138.00	108.60	3322.30	3332.38
		3324.25	3334.33
			3338.00
		3386.00	
127.00	108.61		
		3449.66	
127.00	100.00	3456.42	3466.50



ANNEXE 06:
Configuration de Toolstring-
Magnetic Thickness, Detector
(MTD-G) et Multifinger
caliper (MFC)

Configuration de Toolstring - Magnetic Thickness, Detector (MTD-G) & Multifingers (MFC)

Sensor	Offset (m)	Schematic	Description	Length (m)	O.D. (in)	Weight (lb)	
			WTS-43C-C (15345) GOWell High Speed Telemetry Sub (GOWell 13-Pin connection) - Pegasus	0.65	1.69	7.72	
WTS_ACCZ	6.70						
WTS_ACCY	6.70						
WTS_ACCX	6.70						
TelCirT	6.70						
WTS_OT	6.70						
WTS_PT	6.70						
WTS_ET	6.70						
TelHeadV	6.70						
TelTemp	6.70						
PGT_GR	6.41						
PGT_WTemp	5.92						
PGT_CCL	5.82						
				CTL-43C-K (12009) GoWell Roller Centralizer (GOWell 13-Pin connection)	0.94	1.69	15.43
				MTD-43C-G (13005) GoWell Magnetic Thickness Detector (G type, GOWell 13-Pin connection) - Pegasus	1.23	1.69	13.23
MTEC_CNOIS	4.23						
MTEC_CI	4.23						
MTEC_COFS	4.23						
MTEC_CNSMP	4.23						
MTEC_CDEC	4.23						
MTEC_ANOIS	3.86						
MTEC_AI	3.86						
MTEC_AOFS	3.86						
MTEC_ANSMP	3.86						
MTEC_ADEC	3.86						
MTEC_ACCZ	3.86						
MTEC_ACCY	3.86						
MTEC_ACCX	3.86						
MTEC_TEMP	3.64						
MTEC_MODE	3.64						
MTEC_ET2	3.64						
MTEC_ET1	3.64						
MTEC_RES1	3.64						
MTEC_TYPE	3.64						
Aux1	2.04						
Meas	1.74						
			CTL-70C-G GoWell Roller Centralizer (GOWell 13-Pin connection, 70mm)	0.98	2.76	33.07	
			MFC-40C-G (18182_xf) GoWell 40 Arms Caliper (GOWell 13-Pin connection) - Pegasus	1.52	2.87	61.73	
			CTL-70C-G (12010) GoWell Roller Centralizer (GOWell 13-Pin connection, 70mm)	0.98	2.76	33.07	
			BNT-43C (13005) GoWell Bull Nose (GOWell 4-Pin connection) - Pegasus	0.16	1.69	1.10	
TotalErr	0.00						
ECENTSTAT	0.00						
ECENT1	0.00						
ECENTV	0.00						
		Dataset:	GOWell PegasusStar - SRO with WTS or USBCAN				
		Total length:	7.35 m				
		Total weight:	175.27 lb				
		O.D.:	2.87 in				

Résumé

Les dégradations des cuvelages sont les plus graves et sont généralement découverts tardivement, ce qui entraîne des risques environnementaux difficiles à résoudre. L'objectif de ce travail est d'évaluer la corrosion-pénétration des tubes par Magnetic Thickness Detector (MTD-G) et Multifinger Caliper (MFC) de tubage (casing 7", 9" 5/8 et 13" 3/8). Le log data MTD comprend la correction de la température et l'étalonnage de l'épaisseur réalisée à l'aide des programmes ViewWell. Les points critiques du tubage obtenus par MTD-G donne une classification de corrosion light grade B, indique le début d'une activité de corrosion localisée, Le MFC au tubage 7", montre une pénétration maximale perceptible de grade C.

Mots clés : cuvelages, corrosion, MTD-G, MFC, pénétration

Summary

Casing damage is the most serious and is generally discovered late, resulting in environmental risks that are difficult to resolve. The objective of this work is to evaluate the corrosion-penetration of the tubes by Magnetic Thickness Detector (MTD-G) and Multifinger Caliper (MFC) of casing (casing 7", 9" 5/8 and 13" 3/8) MTD log data includes temperature correction and thickness calibration performed using ViewWell programs Casing critical points obtained by MTD-G gives corrosion classification light grade B, indicates start localized corrosion activity, The MFC with 7" casing, shows a maximum perceptible penetration of grade C.

Keywords: casings, corrosion, MTD-G, MFC, penetration

ملخص

يعتبر تلف الغلاف هو الأكثر خطورة ويتم اكتشافه بشكل عام متأخرًا ، مما يؤدي إلى مخاطر بيئية يصعب حلها. الهدف من هذا العمل هو تقييم تغلغل تآكل الأنابيب بواسطة كاشف السماكة المغناطيسية (MTD-G) و متعدد الأصابع (MFC) للغلاف (الغلاف 7" و 9" 5/8 و 13" 3/8) سجل MTD تتضمن البيانات تصحيح درجة الحرارة ومعايرة السماكة التي يتم إجراؤها باستخدام برامج ViewWell. تعطي النقاط الحرجة التي تم الحصول عليها بواسطة MTD-G درجة الضوء لتصنيف التآكل B ، وتشير إلى بدء نشاط التآكل الموضعي ،

يُظهر MFC بغلاف 7" بوضوح أقصى اختراق محسوس من الدرجة C.

الكلمات المفتاحية: الأغلفة ، التآكل ، MFC ، MTD-G ، الاختراق