

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers
Filière : Géologie
Spécialité : géologie pétrolière

THEME

**Evaluation du réservoir par carottage, comparaison
avec l'imagerie, et étude géomécanique de Quartzite
El Hamra de puits HDZ-17**

Présenté par :

- * Mostefai Riad
- * Ouddane Abd El Moumene
- * Seddiki Abd El Hak

Soutenu publiquement le :

Devant le jury :

Président :	Merabet Lakhdar	M. A. A Univ. Ouargla
Examineur :	Satouh Adel	M. C. A Univ. Ouargla
Encadré par :	Mebrouki Nassira	M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2017/2018

Remerciements

Avant tout, nous remercions Dieu de nous avoir donné le courage, la patience et la volonté pour achever ce modeste travail.

Mes vifs remerciements et mes profondes gratitude s'adressent à tous mes encadreur au département de géologie (DP) Mr. ZEKKOUR, Mr. BENNACEUR, le groupe de surveillances géologiques, Mr. BRAHIM, et Mr. ABDOU, Mr. HALIM, Mr. ABD EL RAHMANE, Mr. MOHSINE, Mr. ABD EL NOUR, Mr. NOURDINE, et le groupe de service des études surtout Mr. LAKHCHAKHECHE, Mr. HAMMA, Mr. ATTAOUAT, Mr. HICHOIR, Mr. HASOUNA et aussi service de diagraphie Mr. ABD EL JALILE, Mr. JAMEL et Melle. KAHINA, et aussi même le groupe de laboratoire géomécanique de CRD-SONATRACH, surtout Mr. MEKKERI, Mr. SALIM, Mr. HAMZA, le groupe de laboratoire pétrophysique, surtout ABD EL MONEIME.

Nous les remercions infiniment pour ses grandes patiences, ses encouragements, ses aides et ses conseils judicieux, durant la période de stage.

Toute notre infinie gratitude va à notre promoteur Melle. MEBROUKI NACIRA pour son encadrement et ses conseils précieux.

Nous remercions l'ensemble des membres de jury Mr. SATOUH, et Mr. MERABET qui ont fait l'honneur d'accepté de juger notre travail.

Nous remercions aussi Vice-doyen et doyen des études et des affaires étudiantes Mr. CHETTI pour son soutien.

❖ *MOSTÉFAI RIAD*

❖ *OUDDANE ABD EL MOUMENE*

❖ *SEDDIKI ABD EL HAK*



Dédicace

Je dédie ce modeste travail à tous qui ont
déployé des efforts pour que je puisse vivre
heureux.

En particulier, A mes chers parents.

A mes frères Hamoud, Djallal, et Abd El Latif.

A ma sœur.

A mon oncle Mohamed.

A toute ma famille.

A mon proche ami Rachid.

Mes amis Abd El Hak, et Abd El Moumene.

Tous mes amis.

• RIAD



Dédicace

Je dédie ce modeste travail à tous qui ont déployé des efforts pour que je puisse vivre heureux.

En particulier, A mes chers parents K, f.

A mes frères Anouar ,Meh Lamine , et Abd El Latif.

A mes sœurs. S , M , A , K.

A mes oncles Lakhder ,Saleh ,Abd El Madjid ,Lahsen.

A ma Tante , H,G ,N .

A toute ma famille. Ouddane ,Arbaoui.

A mon proche ami Amar ,Tarek ,Razouk ,Monaim

,Tahar ,Moustapha ,Youcef ,Ishak ,Imad , Toufik

,Chikh ,Ali ,Djilali ,Lazhar , Riad ,

Surtout mes amis Abd El Hak, et Riad.

Dédicace spéciale a /SEDOUD/

- **ABD EL MOUMENE OUDDANE**



Dédicace

Je dédie ce modeste travail à tous qui ont déployé des efforts pour que je puisse vivre heureux.

En particulier, A mes chers parents B M.

A mon chers frère HAMADOUCH.

A mes sœurs Om M.Ali ,Om Omar ,Om Bissou ,Om Yasser.

A mes oncles surtout Taleb Ahmed.

A mon fiancée AFL.

A toute ma famille et tout SDADKA.

Surtout mes amis Riad, et Taleb Abd El Moumene.

Tous mes amis université .

Dédicace spéciale a /SEDOUD/

- Abd El Hak Seddiki

Sommaire

Sommaire :

Remerciements

Dédicace

Résumé

Liste abréviation

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des graphes

Introduction général.....1

Chapitre 1 : Présentation du champ d'étude HMD

I.1 Introduction.....3

I.2 Cadre géographique.....3

I.3 Cadre géologique.....4

I.4 Zonation du champ du Hassi-Messaoud.....5

I.5 Nomenclature des puits.....5

I.6 Historique de recherche de Hassi Messaoud.....6

I.7 Stratigraphie du champ d'étude.....7

I.7.1 Le Socle.....8

I.7.2 Infracambrien.....8

I.7.3 Le Paléozoïque.....8

a) Le Cambrien.....8

b) L'Ordovicien.....9

I.7.4 Le Mésozoïque.....10

a) Le Trias.....10

b) Le Jurassique.....11

Sommaire

c) Le Crétacé.....	12
I.7.5 Le Cénozoïque.....	14
a) L'Eocène.....	14
b) Le Mio-pliocène.....	14
I.8 Tectonique et évolution Structural.....	15
I.8.1 Structuration Anté-triasique.....	16
a) La phase Panafricaine.....	16
b) La phase Eo-Calédonienne précoce ou Anté-triadocienne ou Taconique.....	16
c) La phase Calédonienne majeure.....	16
d) La phase Hercynienne.....	17
I.8.2 Structurations Post-triasique.....	17
a) La phase Autrichienne.....	17
b) La phase Atlasique.....	17
I.8.3 Structuration actuelle.....	18
I.9 Aspect pétrolier.....	20
I.9.1 Roche mère.....	20
I.9.2 Roche réservoir.....	20
I.9.3 Roche couverture.....	22
I.9.4 Les pièges.....	22
a) Les pièges structuraux.....	22
b) Les pièges stratigraphiques.....	22
c) Les pièges mixtes.....	22
I.9.5 Migration des hydrocarbures.....	23
I.10. Présentation de la zone d'étude (Hassi D'zabat).....	23
I.10.1 La Situation de la zone d'étude.....	23

Sommaire

I.11 Conclusion.....	24
----------------------	----

Chapitre 2 : Evaluation de réservoir par le carottage

II.1 Introduction.....	25
II.2 Définitions.....	25
II.3 Description visuelle des carottes.....	25
II.4 Type de carottage.....	26
II.5 Préparation de carotte.....	26
II.5.1 Vérification et conformité.....	26
II.5.2 Le nettoyage.....	27
II.5.3 Mesure du Gamma –Ray.....	27
II.5.4 Photographie sous 360 ⁰	28
II.5.5 Photographie sous la lumière blanche et Ultra-violet.....	29
II.5.6 Opération de Pluggage.....	29
II.5.7 Opération de slabbing.....	30
II.6 Les mesures pétrophysique.....	31
II.6.1 La porosité.....	31
a) Mesure du volume solide.....	31
b) Mesure du volume total.....	32
II.6.2 Mesure du grain densité.....	32
II.6.3 Mesure de perméabilité.....	33
II.7 Analyse des objets géologique sur la carotte.....	33
II.8 La description visuelle des carottes.....	34

Sommaire

II.9 Paramètres pétrophysiques des carottes.....	37
II.9.1 Préparation des échantillons.....	37
II.9.2 Procédure des mesures pétrophysiques.....	37
a) Porosité.....	37
b) Perméabilité.....	38
c) Densité des grains.....	38
d) Mesure de saturation SW par méthode Retort.....	38
II.10 Les paramètres pétrophysiques pour chaque carotte.....	38
II.11 Conclusion.....	42

Chapitre 3 : Evaluation de réservoir par l'imagerie

III.1 Introduction.....	43
III.2 Généralités.....	43
III.2.1 Définition d'imagerie.....	43
III.2.2 Type d'imagerie.....	43
III.2.3 Principe de fonctionnement.....	44
III.2.4 Les fractures.....	45
III.3 Identification des fractures par l'imagerie.....	46
III.4 Application sur le puits de HDZ-17.....	47
III.4.1 Traitement des données.....	48
III.4.2 Contrôle qualité de l'inclinométrie.....	48
III.4.3 Correction des variations de vitesse.....	51
III.4.4 Traitement des images ultrasoniques.....	52
III.5 Commentaire.....	52

Sommaire

III.6 Comparaison et analyse entre carotte – image.....	53
III.7 Synthèse d'imagerie sur le puits HDZ-17.....	56
III.8 Conclusion.....	57

Chapitre 4 : Etude et analyse des paramètres géomécanique

IV.1 Introduction.....	58
IV.2 Généralités.....	58
IV.2.1 Rappel sur les propriétés mécaniques des roches.....	58
a) Mouvement et déformation des roches et des sols.....	58
a.1) Les contraintes.....	59
a.2) Les déformations.....	60
IV.2.2 Le comportement mécanique du réservoir pétrolier.....	60
IV.3 Mesure des propriétés mécaniques du puits HDZ-17.....	61
IV.3.1 Scratch test.....	61
a) Réalisation du test.....	62
b) Traitement des résultats.....	62
IV.3.2 Mesures dynamiques (Soniques).....	64
a) Calcul des vitesses de propagation.....	64
b) Détermination des paramètres mécaniques dynamiques.....	67
IV.3.3 Essais de compression simple.....	71
a) Préparation des échantillons.....	71
b) Déroulement des essais.....	71
c) Traitement des données et détermination des paramètres mécaniques statiques.....	71
IV.3.4 Essais triaxiaux.....	76

Sommaire

a) Préparation des échantillons.....	76
b) Déroulement des essais.....	76
c) Traitement des données.....	76
IV.3.5 Essais de traction (Brésilien).....	79
a) Traitement des données.....	79
IV.4 Comparaison entre les résultats des essais soniques et ceux des essais de compression simple.....	82
IV.5 Estimation des valeurs des contraintes dans la partie réservoir du puits HDZ-17..	84
IV.5 .1 Estimation de contrainte principale verticale (σ_v).....	85
IV.5 .2 Estimation de contrainte principale horizontale max (σ_H).....	88
IV.5 .3 Estimation de contrainte principale horizontale min (σ_h).....	90
IV.6 Analyse des trois contraintes dans le réservoir du puits HDZ-17.....	92
IV.7 Comparaison entre résultat d'imagerie et celle de géomécanique.....	93
IV.8 Conclusion.....	94
Conclusion générale.....	96
Recommandation	
Références bibliographiques	

Résumé

Summary :

The heterogeneity of the Hassi Messaoud reservoirs results from a complex and important geological and structural evolution, this heterogeneity to complicate the evaluation of reservoirs.

Well HDZ-17 located in the Hassi D'zabat field, the latter is part of the outskirts of Hassi Messaoud, it produces oil in the Ordovician, specifically in the Quartzite El Hamra, the latter is a compact rock and fractured, which produces by cracking.

Imaging is an advanced technology, less expensive than coring, and provides representative information on reservoir fracturing, such as coring.

Our study is intended to verify the reliability of the information obtained by the imagery, so we followed the following methodology:

- Tank evaluation by visual description of the core, and then a simple statistical analysis of the porosity and permeability.
- Comparison between the analyzes obtained by the coring, and those obtained by the imagery.
- Confirmation with the result of geomechanical tests, by determination of geomechanical, static and dynamic parameters, then estimation of the three constraints, and finally comparison between the two.

Keyword : Hassi D'zabat – Ordovician - Quartzite El Hamra – Imaging – coring - geomechanical - rock

Résumé

Résumé :

L'hétérogénéité des réservoirs de Hassi Messaoud résulte d'une évolution géologique et structurale complexe et importante, cette hétérogénéité à compliquer l'évaluation des réservoirs.

Le puits HDZ-17 situé dans le champ Hassi D'zabat, ce dernier est partie de périphérie de Hassi Messaoud, il produise l'huile dans l'Ordovicien, plus précisément dans le Quartzite El Hamra, cette dernière est une roche compacte et fracturés, qui produise par la fissuration.

L'imagerie est une technologie avancée, moins chère que le carottage, et fournit des informations représentatives sur la fracturation de réservoir, comme le carottage.

Notre étude est pour but de vérifier la fiabilité des informations obtenu par l'imagerie, donc on a suivi la méthodologie suivante :

- Evaluation de réservoir par description visuelle de la carotte, puis une analyse statistique simple de la porosité et la perméabilité.
- Comparaison entre les analyses obtenu par le carottage, et celles obtenu par l'imagerie.
- Confirmation avec le résultat d'essais géomécaniques, par détermination des paramètres géomécanique, statique et dynamique, puis estimation des trois contraintes, et enfin comparaison entre les deux.

Mot clé : Hassi D'zabat - Ordovicien - Quartzite El Hamra - imagerie - carottage – géomécaniques - roche.

ملخص :

عدم تجانس مكامن حاسي مسعود ناتج عن تطور هيكل و جيولوجي معقد و مهم, هذا الامر عقد تقييم المكامن. يقع البئر HDZ-17 في حقل حاسي زعباط هذا الاخير هو جزء من محيط حقل حاسي مسعود و ينتج البترول من الاوردوفيسيان اكثر دقة من كوارتزيت الحمراء هذه الاخيرة هي صخرة جد متماسكة و مكسرة و اللتي تنتج عن طريق التشققات.

التصوير هي تقنية متقدمة اقل تكلفة من تقنية استخراج لب المكمن و تعطي معلومات تعكس الحقيقة على درجات تكسر المكمن مثلها مثل تقنية استخراج لب المكمن.

الهدف من دراستنا هو التحقق من دقة المعلومات المتحصل عليها من تقنية التصوير اذن انتهجنا المنهجية التالية

- ◀ تقييم المكمن بوصف عياني للعينة بعدها تحليل احصائي مبسط للمسامية و النفاذية .
- ◀ مقارنة بين التحليلات المتحصل عليها من تقنية استخراج لب الخزان و تقنية التصوير.
- ◀ برهنة مع نتيجة التجارب الجيوميكانيكية بتحديد المعاملات الجيوميكانيكية ساكنة و متحركة و في الاخير مقارنة بين الاثنين.

الكلمات الدلالية : حاسي زعباط - الاوردوفيسيان - الخزانات - كوارتزيت الحمراء - التصوير - لب المكمن - الجيوميكانيكية - صخرة.

Liste des abréviations

L'abréviation	Exprimé
HMD	Hassi Messaoud.
WEC	Well Evaluation conference.
IFP	Institut Français de Pétrole.
Ra	Réservoir anisométrique.
Ri	Réservoir isométrique.
R ₂ et R ₃	Réservoir 2 et 3.
D ₁ , D ₂ , D ₃ , D ₄	Drain 1, 2, 3, et 4.
d ₂	Dolomitique 2.
S ₁ , S ₂ , S ₃	Salifère 1, 2, 3.
LS ₁ , LS ₂	Lias salifère 1, et 2.
V _s	Volume solide.
V _p	Volume de pore.
V _t	Volume totale.
P ₁ , P ₂	Pression 1, et 2.
T1, T2	Température 1, et 2.
UBI	Ultrasonic Borehole Imager.
OBMI	Oil Base Micro-Imager.
EXPL	Ultrasonic Xplorer.
EI	Earth Imager.
CBIL	Circumferential Borehole Imaging Log.
BGGM	British Geological Survey Global Geomagnetic Model.
Ech	Echantillon.
ax	Axial.
rad	Radial.

Liste des abréviations

UCS	Unconfined compressive strength.
CCS	Confined compressive strength.

Liste des figures

Figure	Titre	Page
1	Cadre géographique de champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).	4
2	Cadre géologique de champ de Hassi Messaoud (SONATRACH 2004).	4
3	Carte des zones du champ de Hassi-Messaoud (SONATRACH 2004).	5
4	Découpage et Nomenclatures des puits du Hassi Messaoud.	6
5	Colonne stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud (SONATRACH 2005).	14
6	Carte en isobathes à la discordance Hercynienne (BEICIP FRANLAB 2006 export modèle de Hassi Messaoud).	15
7	Coupe géostructurale transversale régionale (WEC, 2007).	18
8	Les différentes phases tectoniques affectant le Bassin de Hassi Messaoud (Boudjemaa et Beicip, 1987).	19
9	Le Découpage de réservoir Cambrien de Hassi Messaoud (SONATRACH 2007).	21
10	Carte structurale de la région d'étude (Rapport fin sondage 2014).	24
11	Des carottes dans les caisses avec ses renseignements (CRD 2018).	27
12	Figure représente le log de Rayon Gamma global et spectral (CRD 2008).	28
13	Photographier sous 360 ⁰ de la carotte N°5, profondeur 3266m.	28
14	Axe de prélèvement des carottes.	29
15	Liste et note des plugs (CRD 2018).	30
16	Orientation du plan de slabbage.	31

Liste des figures

17	Mesure de volume solide (CRD 2017).	32
18	Pompe volumétrique à mercure (CRD 2018).	32
19	Perméamètre (CRD 2018).	33
20	Tigillites, Styloïte, et colmatant par bitume.	34
21	La sonde UBI (Ultrasonic Borehole Imager) (Document Schlumberger).	44
22	La sonde Earth Imager (Document Baker Hughes).	44
23	Principe de fonctionnement d'imagerie acoustique.	45
24	Principe de fonctionnement d'imagerie électrique.	45
25	Identification des fractures	46
26	Représentation des objets géologiques sur l'image.	47
27	1 ^{er} étape du traitement: Importer les données.	48
28	L'interface du BGGM.	49
29	2 ^{ème} étape du traitement: Contrôle qualité de l'inclinométrie.	49
30	Fenêtre contenant un résumé sur les résultats CBIL, Cross plot des axes X et Y l'accéléromètre et du magnétomètre.	50
31	Fenêtre contenant un résumé sur les résultats EI.	50
32	3 ^{ème} étape du traitement: correction des variations de vitesse.	51
33	Figure représentant l'effet de coincement (réaliser par techlog).	51
34	4 ^{ème} étape de correction : Array orientation and travel time calibration.	52
35	Interprétation des fractures bréchiques sur le log d'imagerie.	53
36	Interprétation des strates sur le log d'imagerie.	54

Liste des figures

37	Interprétation des breakout sur le log d'imagerie.	54
38	La Rosace de la projection stéréographique.	55
39	Synthèse d'imagerie sur le puits HDZ-17.	55
40	Déplacement et déformation.	58
41	Type de déformation en fonction des forces appliquées.	59
42	Les 03 contraintes en cas générale.	59
43	Comportement mécanique d'un réservoir pétrolier.	61
44	Test de scratch.	62
45	Principe de l'essai brésilien.	79
46	Carotte après l'essai (CRD 2018).	79
47	Synthèse d'imagerie de puits HDZ-17.	93

Liste des tableaux

Tableau	Titre	Page
1	Mesures pétrophysiques du Carotte N°1 Intervalle : De 3235 à 3241.64 m puits HDZ-17.	38
2	Mesures pétrophysiques du Carotte N°2 Intervalle : De 3241.64 à 3243.20 m puits HDZ-17	39
3	Mesures pétrophysiques du Carotte N°3 Intervalle : De 3243.40 à 3250.75 m puits HDZ-17.	39
4	Mesures pétrophysiques du Carotte N°4 Intervalle : De 3251.40 à 3262.80 m puits HDZ-17.	39
5	Mesures pétrophysiques du Carotte N°5 Intervalle : De 3264.40 à 3271.80 m puits HDZ-17.	40
6	Mesures pétrophysiques du Carotte N°6 Intervalle : De 3273 à 3282m puits HDZ-17.	40
7	Mesures pétrophysiques du Carotte N°7 Intervalle : De 3282.50 à 3387m puits HDZ-17.	40
8	Mesures pétrophysiques du Carotte N°8 Intervalle : De 3287.5 à 3300 m puits HDZ-17.	41
9	Analyse des fractures dans le puits HDZ-17 (Document Baker Hughes).	56
10	Valeurs des temps de vols et vitesses de propagation des ondes (P et S).	65
11	Les paramètres mécaniques dynamiques.	68
12	Valeurs des paramètres mécaniques statiques (essais uniaxiaux).	72
13	Résultat de la résistance à la traction (essai brésilien).	80
14	Les valeurs des modules d'Young dynamique (E_d) et statique (E_s).	92
15	Les valeurs de contrainte verticale (σ_v).	96
16	Les valeurs de contrainte horizontale maximale (σ_H).	98
17	Les valeurs de contrainte horizontale minimale (σ_h).	90

Liste des graphes

Graphe	Titre	Page
1	Variation des valeurs de perméabilité et porosité.	41
2	Variation de la résistance à la compression (ex : Carotte N°8).	63
3	Variation des valeurs de vitesse de l'onde de compression et cisaillement.	66
4	Variation des valeurs de module d'Young dynamique (E_d).	69
5	Variation des valeurs de coefficient de Poisson dynamique (V_d).	70
6	Variation des valeurs de module d'Young statique (E_s).	72
7	Variation des valeurs de coefficient de Poisson statique (V_s).	74
8	Variation des valeurs de compression simple (UCS).	75
9	Variation des valeurs de pression de confinement (CCS).	77
10	Variation des valeurs de coefficient de Poisson statique (V_s).	78
11	Variation des valeurs de la résistance de la traction.	81
12	Variation des valeurs de module d'Young statique (E_s) et dynamique (E_d).	83
13	Variation du module d'Young statique (E_s) en fonction de module d'Young dynamique (E_d) (Régression linéaire simple).	84
14	Variation de la contrainte verticale (σ_v).	87
15	Variation de la contrainte horizontale maximale (σ_H).	89
16	Variation de contrainte horizontale minimale (σ_h).	91
17	Variation des valeurs des contraintes dans le réservoir HDZ-17.	92

Introduction Générale

Introduction générale

La réalisation d'un forage est pour but d'atteindre le réservoir, toutes nos intéresses sont pour cette partie, car elle contient la richesse qui est les hydrocarbures.

Après le forage, la production s'commence, pour une meilleure production dans des bonnes conditions et dans un programme de production bien optimisé, qui maintient la stabilité du puits, et augmente la durée de vie de ce puits, il faut faire une meilleure évaluation de la partie réservoir, la connaissance de la structuration de réservoir est la clé pour une production dans des meilleures conditions.

Il existe deux méthodes pour l'évaluation de réservoir, direct et indirect, parmi les méthodes direct il ya le carottage, c'est une technique qui permet de prélever un échantillon de roche de forme cylindrique, s'appelle la carotte, cette dernière représente la réalité de réservoir, sur cette carotte.

Des études pétrophysiques sont réalisées pour déterminer les paramètres pétrophysiques, tel que, la porosité, la perméabilité, la saturation, volume d'argile,...etc. Faire une description visuelle ou à l'aide d'une loupe binoculaire détaillée, sur la lithologie et stratigraphie et même paléontologique, et d'autre étude géomécanique tel que, la compression simple, l'essai triaxiale, l'essai Brésilien, Scratch, mesure dynamique (sonique)...etc. pour déterminer plusieurs paramètres géomécanique, tel que, le module de Young (E), et le coefficient de Poisson (ν), et l'estimation des trois contraintes, la contrainte verticale (σ_v), la contrainte horizontale maximale (σ_H), et la contrainte horizontale minimale (σ_h), ces études géomécaniques sont très importantes pour l'optimisation de densité de forage, déterminer les cotes résistantes pour les choisir un programme de tubage pour avoir le point initial de fracturation hydraulique, et la longueur, la largeur, et direction des fractures, et les meilleures conditions de production qui se concernent les contraintes dans le réservoir, parmi les autres méthodes d'évaluation indirect, il ya logging et l'imagerie.

L'imagerie est une technique moderne, permet de photographier le puits en 360°, cette méthode est très utilisée généralement dans les puits qui n'ont pas un carottage de la partie réservoir, et pour comprendre mieux la structuration de réservoir, et déterminer les fissures, fractures, et les failles et leurs pendages, et leurs directions, la fracturation est un élément clé pour la production, par ce que la fissuration augmente la perméabilité par création des interconnexions entre les pores, donc en résultat, l'acheminement des hydrocarbures, mais la fiabilité des résultats obtenus par l'imagerie reste en parenthèse.

Introduction générale

Notre étude est d'évaluer le réservoir Quartzite el Hamra, du puits HDZ-17, par les différentes techniques, tel que le carottage, l'imagerie et étude géomécanique, et pour but de tester la fiabilité des résultats d'imagerie et de répondre sur les questions suivantes :

- Est ce que les résultats de l'imagerie sont fiable ?
- On peut remplacer l'imagerie par le carottage ?
- Quelle est la relation entre l'imagerie et la géomécanique ?

On a fait un stage de terrain à la division production à Hassi Messaoud Irrara, de 22 jours de 29/04/2018 à 21/05/2018 et on a consulté les services suivants pour l'acquisition des données :

Département Géologie :

Service de surveillance géologique.

Service d'études géologiques.

Service de technique nouvelle.

Carothèque centrale (CRD).

CHAPITRE I

Présentation du champ d'étude
Hassi Messaoud.

I.1 Introduction :

Avec une superficie de 4200km², et une superficie de 40*40km² des réserves, le champ de Hassi Messaoud (HMD) est considéré parmi les grands gisements du monde, il avait été découvert le 16 Janvier 1956 par le premier forage MD1, implanté suite à une campagne sismique de réfraction.

Le 15 Juin de cette même année, ce forage avait atteint l'huile à une profondeur de 3338m, dans les grès du Cambrien.

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

Sur le plan géologique, ce champ est subdivisé en 2 parties, Nord (OM, ON), et Sud (MD).

I.2 Cadre géographique :

La partie Est de la province pétro-gazifère de l'Algérie contient un gisement considéré comme étant le plus grand gisement dans le monde, c'est le champ Hassi Messaoud avec une superficie de 4200 Km², avait été octroyée le 1^{er} Novembre 1961 à l'association SN REPAL-CFP(A), ces réserves ont une superficie de dimension 40*40 km. Il contribue pour plus de 50% de la production algérienne, Il se situe à 650 km Sud-Sud-Est du capital Alger, à 350 km de la frontière Algéro-tunisienne, et à 80 Km à l'Est d'Ouargla. Sa localisation en coordonnées LAMBERT est la suivante :

X = 790.000 – 840.000 Est

Y = 110.000 – 150.000 Nord

Pour les coordonnées géographiques encadré par les latitudes 31°.30'et 32°.00' et les longitudes 5°.40'et 6°.20'.

Il est limité:

- Au Nord par Rhourde Chegga.
- Au Sud par El Gassi, et El Agreb.
- A l'Est par les gisements; Rhourde El Baguel.
- A l'ouest par Haoud Berkaoui.

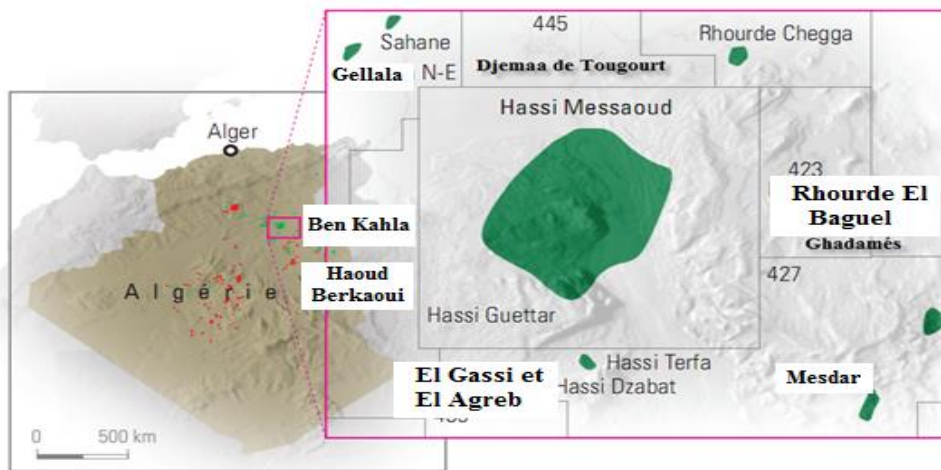


Figure 1 : Cadre géographique de champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).

I.3 Cadre géologique :

La structure de Hassi Messaoud forme la partie centrale de la province triasique avec d'autre ensemble de structure, résultat d'une paléo tectonique intense affecte ce gisement, elle correspond au prolongement du môle d'Amguid-El Biod vers le Nord.

Ce gisement est limité par:

- Au Nord, par la structure Djemâa-Tougourt.
- Au Sud, par le haut-fond d'Amguid-El Biod.
- A l'Est, par les dépressions de Dahar et de Ghadamès.
- A l'Ouest, par la dépression d'Oued Mya.

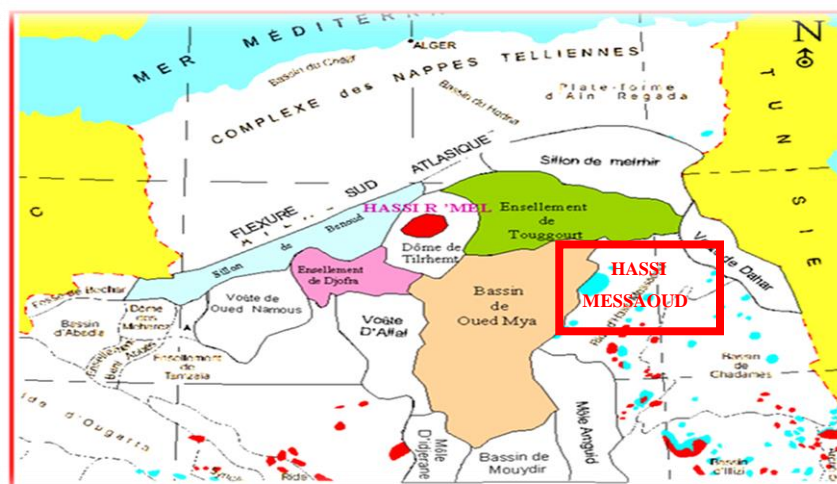


Figure 2 : Cadre géologique de champ de Hassi Messaoud (SONATRACH 2004).

I.4 Zonation du champ du Hassi-Messaoud :

Le champ du Hassi Messaoud est subdivisé en 25 zones, de productions, l'évolution de pression en fonction de la production permettre de tracer des zones d'iso-pression, c'est-à-dire la même pression de gisement, où bien ils sont connectés entre eux par fracturation sur le plan structural, il ya des sous zones dans quelque zones.

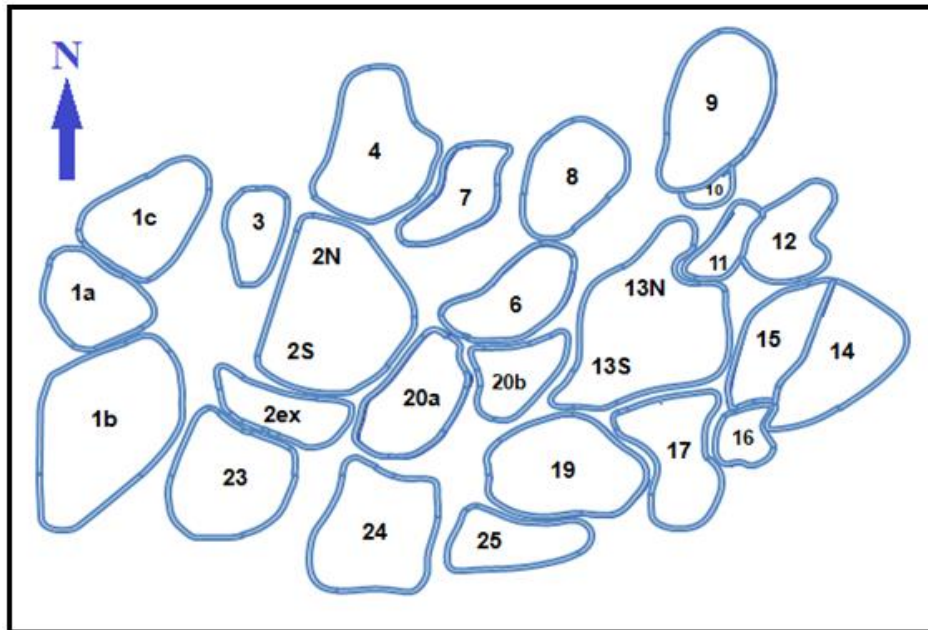


Figure 3 : Schéma des zones du champ de Hassi-Messaoud (SONATRACH 2004).

I.5 Nomenclature des puits :

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties: le champ Nord (ex CFPA) et le champ Sud (ex SN REPAL), chacun ayant sa propre numérotation.

♦ **Champ Nord** : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple Omo38.

O : majuscule, permis d'Ouargla.

m : minuscule, Superficie de la zone à huile est de 1600km².

n : minuscule, Superficie de la zone à huile est de 100km².

3 : abscisse, et 8 : ordonnée.

♦ **Champ Sud** : Elle est principalement chronologique, exemple : MD1, MD2, MD3,

Remarque : pour les puits horizontaux, leur nomenclature contient (**Z**), exemple : OMK**Z**303, OMK**Z**202

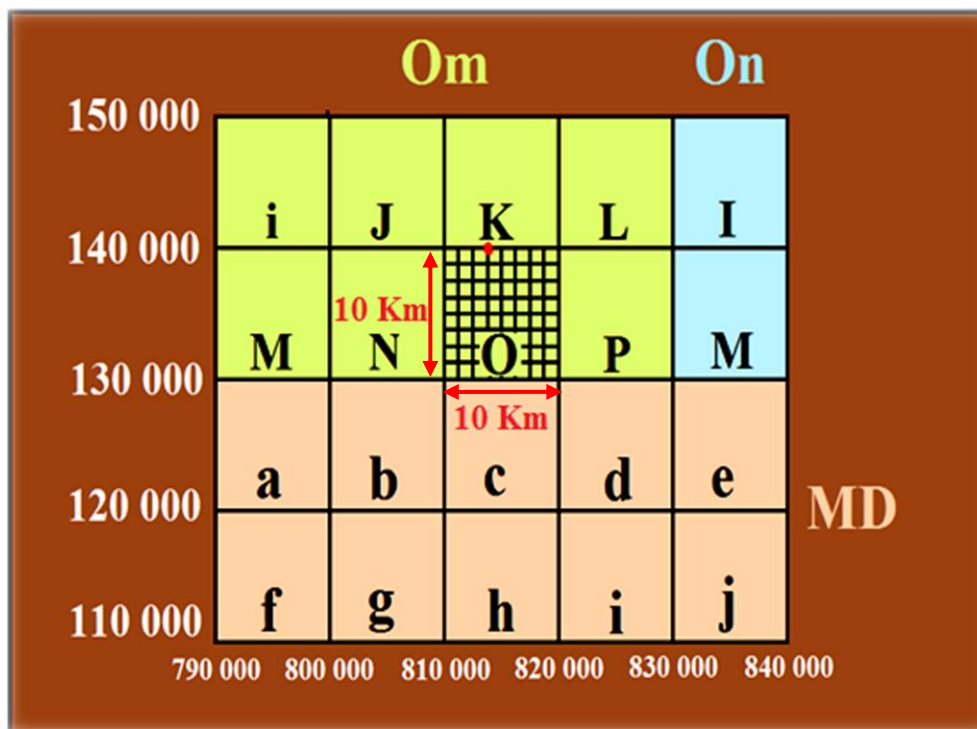


Figure 4 : Découpage et Nomenclatures des puits du Hassi Messaoud.

I.6 Historique de recherche de Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi-Messaoud a été découvert le 16 Janvier 1956 par la SN. Répal qui a amorcé le premier forage (MD1), implanté à la suite d'une campagne sismique réfraction. Le 15 Juin de la même année, ce forage atteindra l'huile dans grès du cambrien à 3338m de profondeur.

En Mai 1957, à 7 Kms au Nord-Nord-Ouest de MD1, la CFPA confirmait l'existence d'un gisement par le forage OM1 dans les grès de cambrien.

Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut l'objet d'une division en deux (02) champs: C.F.P.A pour le champ Nord (OM, ON) et SN.REPAL pour le champ Sud (MD).

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation.

De 1959 à 1964, 153 puits ont été mis en exploitation.

A partir de 1968, le rythme de forage s'est développé avec une moyenne de 32 puits par an. La production a atteint le seuil de 32,3 millions de tonne en 1970.

Après la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971, les forages n'ont cessé de se multiplier pour atteindre en 1977 une moyenne de 34 puits par an.

Le premier forage horizontal réalisé en août 1993 à Hassi Messaoud dans le puits MDZ-453. Depuis cette date, le forage horizontal s'est considérablement développé et on en comptait 39 puits en 2001.

En 1979, L'IFP a réalisé plusieurs travaux qui délimitent le champ de Hassi Messaoud de 25 zones productives.

Depuis 1997, la production s'est accompagnée de plusieurs problèmes, notamment de dépôts de sels, d'asphaltènes, ainsi que de percées de gaz et d'eau d'injection.

Les installations de surface consistent en deux complexes industriels permettant de traiter la totalité des fluides produits et des fluides d'injection.

Le champ de Hassi Messaoud a connu deux (02) périodes de développement. Une phase de développement des « zones de production » par forages verticaux (1958-2000), et une phase de développement des zones structurellement complexes ainsi que des réservoirs de faibles paramètres pétrophysiques par forages non conventionnels (1997-2005), Plus de cent (100) puits verticaux inexploitable ont été repris en short radius depuis 1997 (WEC 2007).

Les statistique jusqu'a Mai 2018 ont montré que le nombre de puits foré est de 1388 puits avec dont 130 sont des puits injecteurs gaz, 64 puits injecteurs l'eau, et 677 puits producteur d'huile.

I.7 Stratigraphie du champ d'étude :

Sur le socle granitique repose le Paléozoïque, ce dernier concernant Silurien, Dévonien, Carbonifère, et le Permien ont été érodés dans le centre de structure à cause de la phase Hercynienne, par conséquence, les dépôts Mésozoïque reposent directement sur le Cambro-Ordovicien. La série devient plus complète vers la périphérie du champ.

La description faite par SONTRACH, de la base au sommet on distingue:

I.7.1 Le Socle :

Rencontré au niveau des puits MD2 à 3658 mètres et Om81 à 4533 mètres, essentiellement constitué de granite porphyroïde en couleur rose.

I.7.2 Infracambrien :

Reconnu par le forage Om47 à une profondeur de 4092 mètres, c'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages, affleuré dans la région nord de la structure, essentiellement constitué de grès argileux rouges d'une épaisseur d'environ 45 mètres.

I.7.3 Le Paléozoïque :

La discordance Panafricaine sépare le socle et les formations Paléozoïque, ce dernier contient:

a) Le Cambrien :

Représente le réservoir principal de Hassi Messaoud, de nature grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silts argileux, micacés. Epaisseur moyenne de 590m. Subdivisé en quatre (04) lithozones (R_a R_i R₂ R₃) :

a.1) Lithozone R3 :

Son épaisseur moyenne est de 370 m. La lithozone R3 repose sur l'infracambrien ou directement sur le socle. Il se compose de grès feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse. Il ne présente aucun intérêt pétrolier à cause de ses faibles propriétés matricielles et de sa position profonde au-dessus du plan d'eau.

a.2) Lithozone R2 :

Son épaisseur moyenne est de 100 mètres. La lithozone R2 se compose de grès moyens à grossiers micacés, mal classés, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques. Il est exploitable lorsqu'il est en position haute.

a.3) Lithozone Ra :

Son épaisseur moyenne est de 125 mètres. Elle se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de silts centimétriques et décimétriques.

Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du "Ra" a été érodé au centre du champ.

Selon LHOMER 1966, le "Ra" est subdivisé en trois classes granulométriques :

La zone grossière inférieure ou Ra inférieure subdivisée en drains : « D1, ID, D2 » ce sont des grès grossiers, mal classés à stratifications obliques.

La zone médiane fine correspond au drain « D3 », constituée de matériaux à grains fins à très fins, bien classés avec abondance de Tigillites et d'intercalations argileuses et silteuses.

La zone grossière supérieure correspond à la lithozone « D4 », elle est constituée presque des mêmes grès que ceux du « Ra » inférieur.

NB: le mot « drain » est un terme désignant une surface de drainage favorable.

a.4) Lithozone Ri (Cambro-ordovicien) :

Son épaisseur moyenne est de 42m. Le passage entre le Cambrien et l'Ordovicien n'est pas bien marqué, c'est pourquoi on peut distinguer une zone de passage appelée "Cambro-ordovicien".

Elle se compose de grès quartzitiques isométriques fins bien classés, à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites. Sur le plan pétrolier cette zone représente un réservoir secondaire.

b) L'Ordovicien :

Il est subdivisé en plusieurs unités. Ces unités sont les suivantes de bas en haut :

b.1) La zone des alternances :

C'est une zone où les lits d'argile noire, indurée, silteuse et micacée alternent avec des grès gris clair, fins à très fins silico-quartzitiques, durs avec une abondance des Tigillites.

b.2) Les argiles d'El Gassi :

C'est une argile grise à gris foncé, silteuse, indurée, localement schisteuse à passées de grès gris blanc à gris vert, fin à moyen, rarement grossier, silico-argileux à quartzitique, pyriteux, glauconieux avec présence de corps éruptifs rencontrés dans quelques sondages.

b.3) Les grès d'El Atchane :

Ils sont représentés par des grès de 30m d'épaisseur en moyenne, de couleur gris clair, siliceux à quartzitiques, parfois micacés avec présence de glauconie, ils sont intercalés de fines passées d'argile gris foncé, silteuse, micacée et indurée.

b.4) Quartzites El' Hamra :

Ce sont des grès fins à moyens, silico-argileux à quartzitiques avec de fines passées d'argile grise verte, indurée et silteuse.

I.7.4 Le Mésozoïque :**a) Le Trias :**

Il repose en discordance sur les terrains paléozoïques, il est subdivisé dans la zone d'étude en quatre termes : La série inférieure, le Trias éruptif, le Trias argileux et le Trias salifère.

a.1) La série inférieure :

Constituée essentiellement par une argile silteuse à silto-sableuse avec des passées de grès à siltstone argileux.

a.2) Le Trias éruptif :

Ce sont des roches éruptives gris brun, vertes, parfois violacées riches en minéraux verts avec des passées d'argile brune, indurée, silteuse.

a.3) Le Trias argileux :

Il est formé d'argile brune rouge, silteuse, à silto-sableuse, tendre et indurée alternant avec des passées de grès fin, blanc verdâtre.

a.4) Le Trias salifère :

Il est limité à sa base par le repère dolomitique « d2 » ; sa constitution est la suivante : Le Trias salifère « S3 », le Trias salifère « S2 » et le Trias salifère « S1 ».

b) Le Jurassique :

Les sédiments du Jurassique sont largement représentés dans la région de Hassi Guettar, ce sont des dépôts lagunaires et marins, confirmés par la présence du calcaire qui forme l'horizon « B ». Il est représenté par :

b.1) Le Lias :

C'est essentiellement une anhydrite blanche à passées d'argile grise à gris vert, parfois brune, dolomitique et de dolomie microcristalline beige et dure. Il comprend : L'horizon « B », le Lias salifère « LS2 », le Lias dolomitique « LD2 », le Lias salifère « LS1 » et le Lias dolomitique « LD1 »

b.1.1) Lias dolomitique « LD3 » :

D'une épaisseur de 31m, il est constitué de marnes grises avec des passées de dolomies grises.

b.1.2) Lias salifère « LS2 » :

D'une épaisseur de 58 m, il est constitué de sels translucides et des passées d'argiles de couleur brun- rouge.

b.1.3) Lias dolomitique « LD2 » :

D'une épaisseur de 55m, il est formé d'une alternance de bancs de dolomies massives à grains fins, de couleur grisâtre avec des passées de marnes grises légèrement dolomitique.

b.1.4) Lias salifère « LS1 » :

D'une épaisseur moyenne de 90m, il est constitué d'argiles brunes à passées de sels et d'anhydrites blanches.

b.1.5) Lias dolomitique « LD1 » :

Epais de 66m, il est constitué de bancs de dolomies et d'anhydrites à passées d'argiles et de calcaires.

b.2) Le Dogger :

Il est subdivisé essentiellement en deux séries :

b.2.1) Le Dogger lagunaire :

C'est une succession de niveaux d'anhydrite de couleur blanche pulvérulente et de dolomie grise parfois blanche, microcristalline et moyennement dure.

b.2.2) Le Dogger argileux :

Formé essentiellement par des argiles bariolées, tendres, silteuses, en alternance avec quelques niveaux gréseux gris blanc et quelques rares passées dolomitiques.

b.2.3) Le Malm :

C'est une intercalation d'argile brune, silteuse, avec des niveaux de grès fins, gris à blanc à ciment argileux et quelques rares bancs de dolomie microcristalline.

c) Le Crétacé :**c.1) Le Néocomien :**

C'est une série argilo-carbonatée, grise à gris vert, tendre, silteuse avec quelques passées de grès fins à moyens, gris blancs, silico-carbonatés, localement glauconieux, intercalés de rares passées de dolomie microcristalline.

c.2) Le Barrémien :

Il est formé par une alternance de grès fin à moyen, parfois grossier, bien classé, friable et d'argiles vertes et brunes, ainsi que des niveaux de dolomie microcristalline.

c.3) L'Aptien :

C'est un niveau bien individualisé, formé par une barre dolomitique microcristalline de couleur blanche à beige avec des passées de marne gris verdâtre indurée.

c.4) L'Albien :

Il est constitué de grès fins à moyens rarement grossiers, friables, parfois argileux avec des passées de dolomie brunâtre microcristalline dure.

c. 5) Le Cénomaniens :

Il est formé par des bancs d'anhydrite blanche, pulvérulente cristalline en alternance avec des niveaux de dolomie beige à grise et de quelques passées d'argile gris verdâtre.

c.6) Le Turonien :

Il est représenté par des calcaires blancs, crayeux, localement dolomitiques et quelques passées d'argile brune plastique à la base.

c.7) Le Sénonien :

Il est fortement développé dans la région de Hassi Guettar et, se subdivise en trois parties :

c.8) Le Sénonien salifère :

Il est formé de bancs de sel massif translucide, microcristallin, intercalés de bancs d'anhydrite et de quelques joints d'argile moyennement dure.

c.9) Le Sénonien lagunaire :

Il est constitué par des niveaux d'anhydrite blanche, cristalline; intercalés de bancs de dolomie et de lits d'argile légèrement silteuse, indurée.

c.10) Le Sénonien carbonaté :

Il est formé par des niveaux de dolomie claire, cristalline, parfois vacuolaire, passant par endroits à des calcaires dolomitiques gris blancs argileux.

I.7.5 Le Cénozoïque :

Il est défini par :

a) L'Eocène :

C'est une formation carbonatée représentée par des calcaires dolomitiques crypto cristallins avec des nodules de silex.

b) Le Mio-pliocène :

Essentiellement constitué par des sables jaunâtres moyens à grossiers, silico-carbonatés, intercalés de lits d'argile gris vert et de calcaire dolomitique microcristallin tendre à induré.

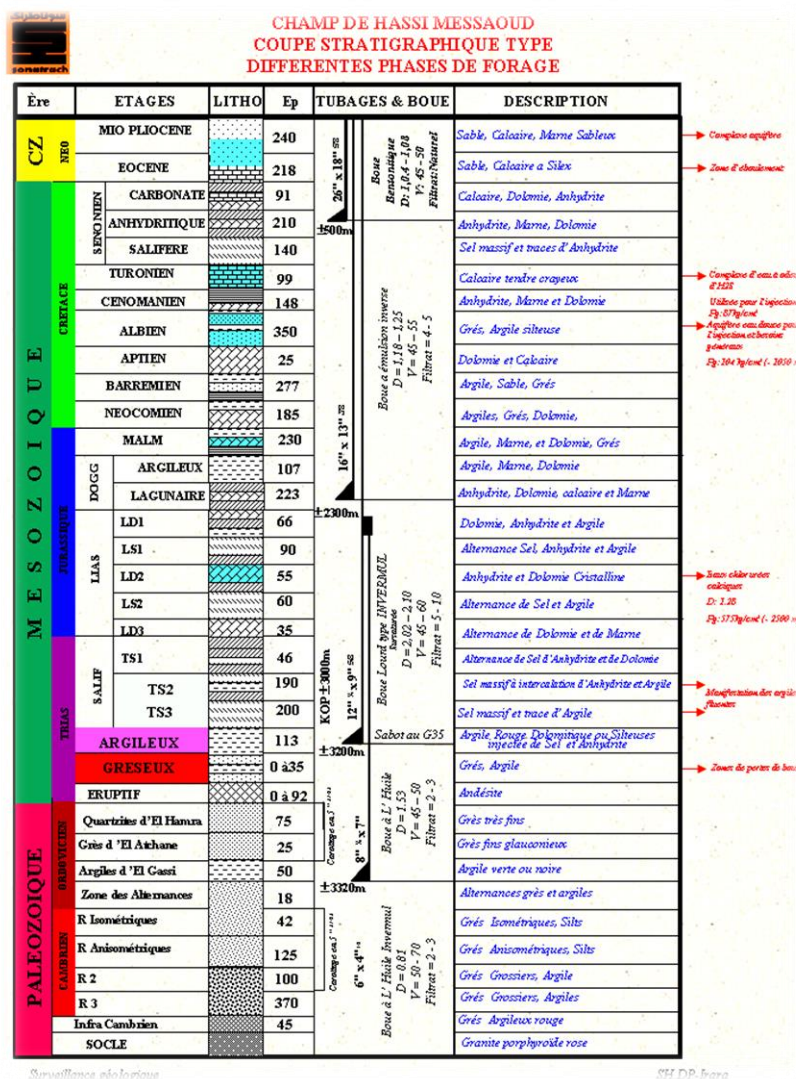


Figure 5 : Colonne stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud (Sonatrach 2005).

I.8 Tectonique et évolution Structural :

Hassi Messaoud a une structure d'un vaste dôme anticlinal aplati, avec direction générale NE-SO, structurellement, deux types d'accidents affectent le réservoir :

- Les failles de directions subméridiennes N.NE - S.SO ainsi que d'autres failles qui leurs sont perpendiculaires de direction NO-SE, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben.
- Les cassures sans rejets ou flexures qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir et donc les paramètres pétrographiques de réservoir.

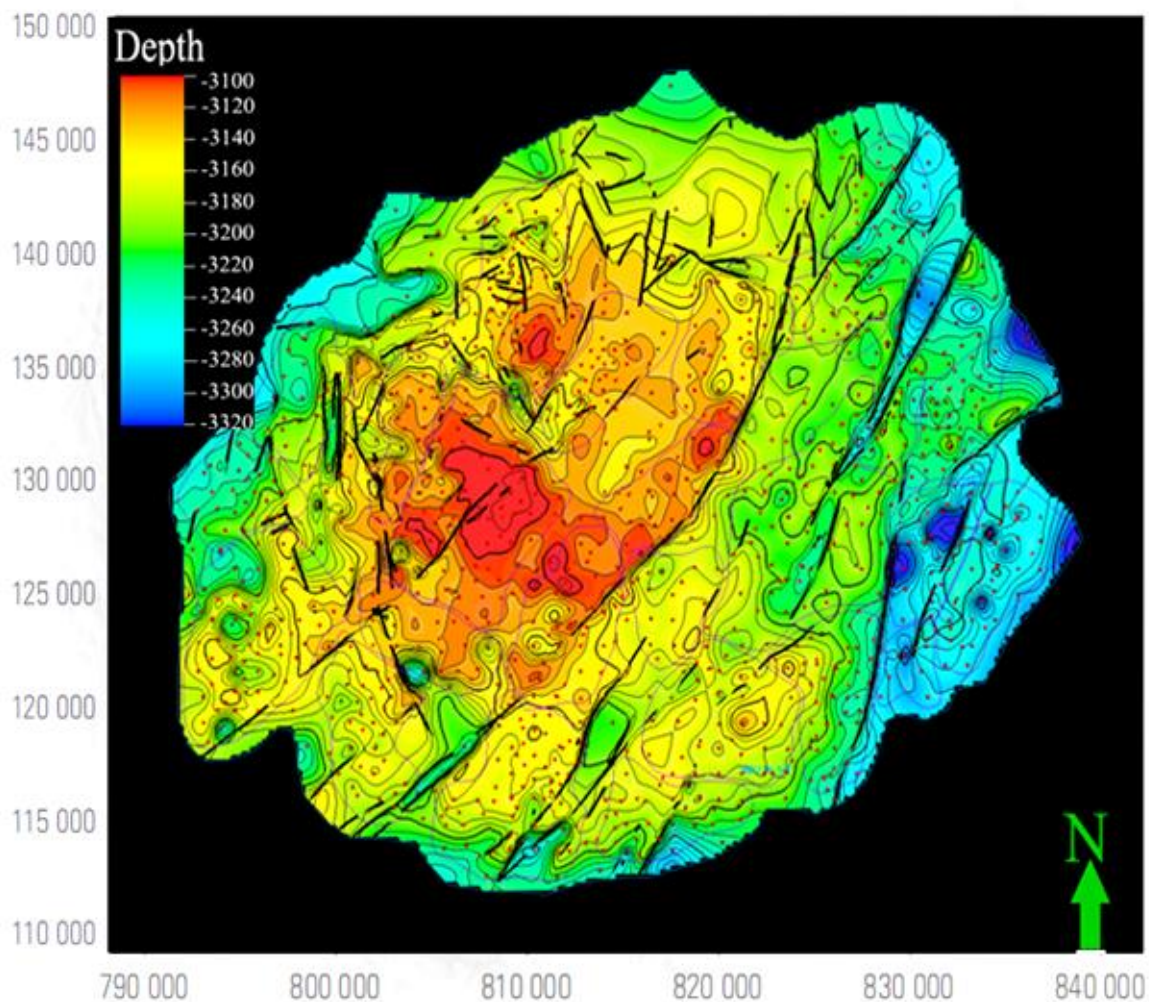


Figure 6 : Carte en isobathes à la discordance Hercynienne (BEICIP FRANLAB 2006 export modèle de Hassi Messaoud).

La structuration de champ de Hassi Messaoud est résultat de plusieurs phases tectoniques, chronologiquement sont:

I.8.1 Structuration anté-Triasique :

a) La phase Panafricaine :

C'est une phase compressive de direction E-O, due a une collision continentale entre le craton West africain rigide et le bloc Est Africain plastique (Bertrand et R.Caby 1978), provoquant une tectonique cassante, représentée par un réseau de failles de directions NE-SO, NO-SE suivie d'une érosion intense qui s'est installée jusqu'au Cambrien conduisant à la formation d'une surface de péniplanation appelée surface infra-tassilienne. Cette pédiplaine marque le début d'une histoire cratonique du Sahara.

Au Cambro-Ordovicien Des mouvements distensifs de directions NO-SE interviennent, qui sont à l'origine de l'étirement de la croûte continentale suivie d'une subsidence tectonique et plus tard thermique, cette distension provoque un jeu de faille normales (NE-SO) préexistant dans le socle accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).

b) La phase Eo-Calédonienne précoce ou Anté-tramadocienne ou Taconique :

Datée d'environ 500 millions d'années, cette phase est marquée par la transgressivité des grés isométriques (Ri) connus sur les flancs du champ, après la mise en place du dépôt du réservoir (Ra).

Une structure Tardi-Cambrienne s'est produite avec érosion et failles s'établissant déjà suivant une direction NE-SO et accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).

c) La phase Calédonienne majeure :

Datée d'environ de 400 millions d'années, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments de Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod. A noter qu'une hypothèse de non dépôt de ces sédiments a été retenue plutôt que celle de l'érosion hercynienne du fait que les faciès remaniés à la base du Trias gréseux proviennent du Cambro-Ordovicien. Cette phase aurait débutée au Silurien ou au Dévonien inférieur (MASSA-NICOL-1971).

d) La phase Hercynienne :

Datée de 225 à 280Ma, cette phase est responsable d'un grand bombement de direction NE-SO accompagnée du jeu de failles de même orientations, qui compartimentent le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (Horst, Graben).

On marque une érosion de toute la couverture Paléozoïque à l'aplomb du gisement et par la disposition radiale de grandes vallées de creusement.

On peut dire qu'au cours de cette phase, on assiste à un serrage de direction NO-SE, c'est à dire, perpendiculaire aux accidents majeurs.

I.8.2 Structurations Post-triasique :

Les effets de cette phase sont relativement faibles et ne correspondent qu'à 50 à 100m de fermeture structurale (2950-3050m). Ces déformations s'accompagnent d'un basculement vers le NO d'environ 200m entre la partie SE et NO, ce basculement a eu lieu au Mésozoïque. La fermeture N-S est beaucoup plus importante que la fermeture O-E et pourrait être due aux mouvements d'âge éocène qui est une phase tectonique atlasique avec une direction de compression NNO-SSE. (Beicip/Franlab 1979).

a) La phase Autrichienne :

Datée d'environ de 100 millions d'années, cette phase est un raccourcissement E-O, elle a accentué la fermeture structurale et a provoqué des fracturations le long des failles anciennes qui ont probablement rejoué.

Elle est presque synchrone de la mise en place des hydrocarbures, car la formation de ces derniers a débuté au jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé.

b) La phase Atlasique :

C'est une phase dont la compression est de direction NNE-SSO, postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

I.8.3 Structuration actuelle :

Cette structuration montre une fermeture de 300m entre les bordures et le top du gisement, elle est compressive à raccourcissement N-S, elle a subit un faible réajustement épirogénique. Cette dernière à un allongement général NE-SO, et montre des culminations locales d'amplitude de l'ordre de la centaine de mètres, le rejet connu des failles ne dépasse pas 70 à 80m. (Beicip/Franlab).

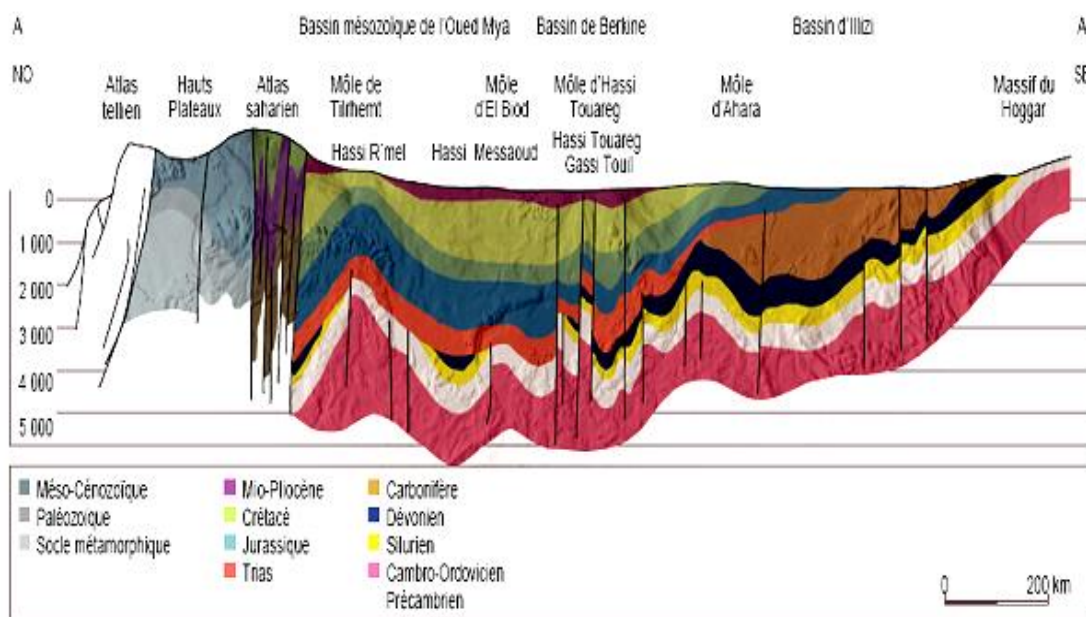


Figure 7 : Coupe géostructurale transversale régionale (WEC, 2007).









ERE		EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOM DES PHASES	NATURE ET DIRECTION DES PHASES	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES	
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOCENE	ALPIN TARDIF TERTIAIRE TARDIVE N.O 60	 N.O. 60	Jeu en compression des accidents N.O 60	
	PALEOGENE	EOCENE	ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N. 160	Jeu en compression des accidents N. 160 et création de nouvelles structures	
MESOZOIQUE	CRETACE		PHASE			
	JURASSIQUE		AUTRICHIENNE (ALPINE PRECOCE)	 N.O 90	Jeu en inverse sur les accidents N.O 90	
	TRIAS					
PALEOZOIQUE		PERMIEN	PHASE HERCYNienne TARDIVE	 N. 120	Jeu en inverse sur les failles NE - SW	
	CARBONIFERE	VISIEN	PHASE HERCYNienne PRECOCE	 N.O 40	Jeu en inverse sur les failles NW - SE	
	DEVONIEN	Supérieur		PHASE		
		Moyen		FRASNIENNE	 N . W - S . E	Jeu en failles normales sur les failles NE - SW (Variation de faciès et d'épaisseur) (Volcanisme)
		Inférieur				
		SILURIEN		PHASE		Jeu en inverse sur les failles N - S (Erosion sur les môles sub-méridien
		ORDOVICIEN		CALEDONIENNE	 E . W ??	" T i h e m b o k a ")
	CAMBRIEN		PHASE PANAFRICAINNE TARDIVE	 E . W	Tectonique cassante réseau NE-SW et NW-SE (Caractérisation du sahara central)	

Figure 8 : Les différentes phases tectoniques affectant le Bassin de Hassi Messaoud (Boudjemaa et Beicip, 1987).

I.9 Aspect pétrolier :

I.9.1 Roche mère :

Les argiles du Silurien constituent la roche mère source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plate forme saharienne.

Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées radioactives, très riches en matière organique et d'une épaisseur qui varie de 20 à 70m.

La matière organique est de nature amorphe. Actuellement, on peut dire qu'après la dimigration des hydrocarbures générés au Paléozoïque, il y a eu une deuxième phase de génération plus importante qui a cessé à la fin du Crétacé, suite à la diminution de la subsidence.

Le Silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l'Ouest dans le bassin d'Oued M'ya, au Sud-Ouest dans le bassin de Mouydir et à l'Est le bassin de Berkine.

I.9.2 Roche réservoir :

Le Cambro-Ordovicien est la roche productrice à Hassi Messaoud, le milieu de dépôt de ce dernier est fluviatile, d'un chenal en tresse, Sa profondeur varie entre 3100 et 3380m, Son épaisseur va jusqu'à 200m.

Le réservoir Cambrien dominant dans toutes la région de Hassi Messaoud et sa périphérie, constitue le réservoir principal, ce réservoir est découpé en plusieurs drains, selon la séquence sédimentaire, ce découpage est basé sur les logs de diagraphie, clairement au Gamma Ray et Neutron, subdivisé de bas vers le sommet comme suivant :

- R3.
- R2 (R2C et R2ab).
- R1 (Ra, Ri), **Ra** (D1, ID, D2, D3, D4), **Ri** (D5).

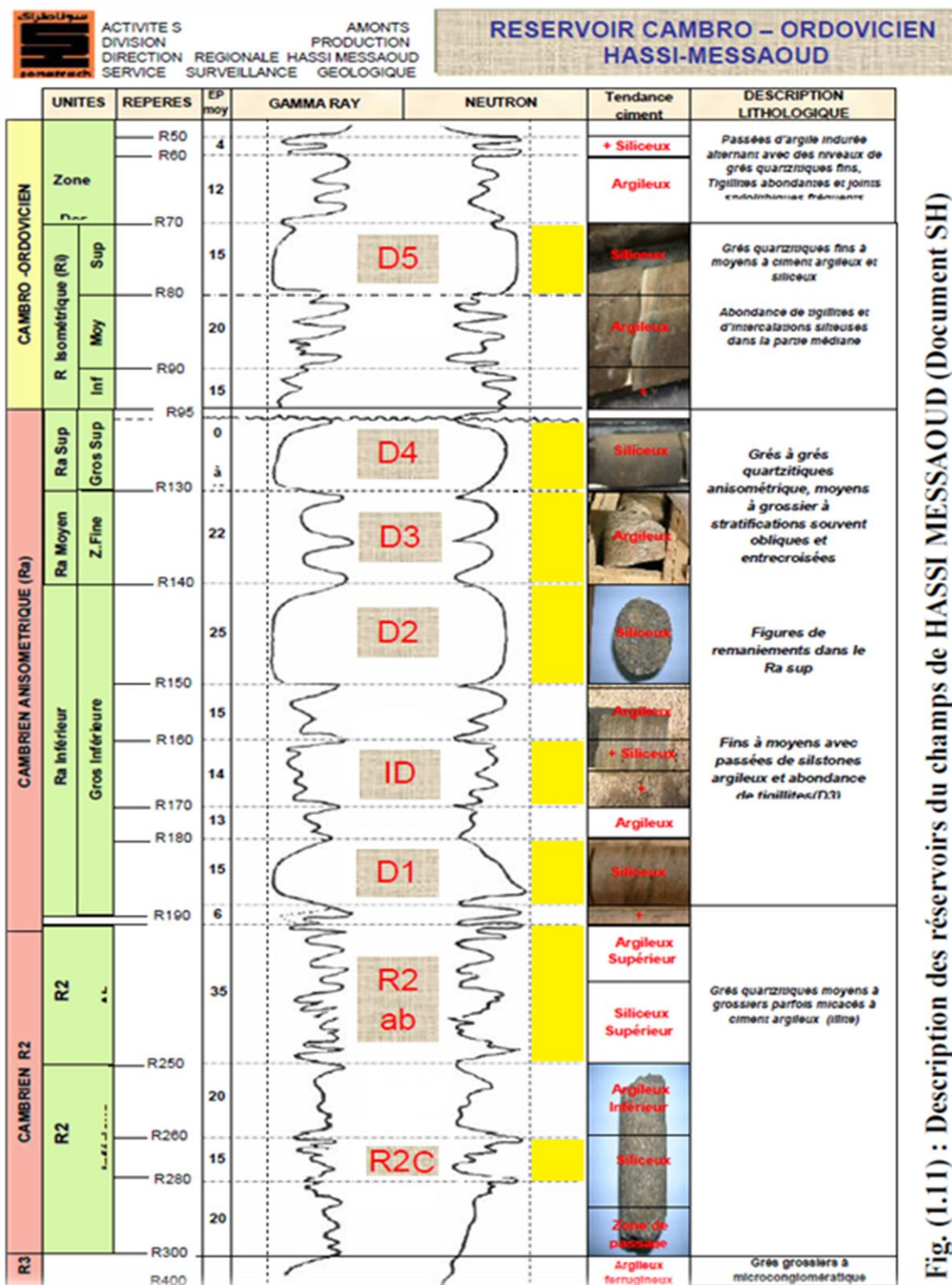


Fig. (1.11) : Description des réservoirs du champs de HASSI MESSAOU (Document SH)

Figure 9 : Le Découpage de réservoir Cambrien de Hassi Messaoud (SONATRACH 2007).

Le réserve Ordovicien est considérée comme un massive compacte, constitué de zone d'alternance, argiles d'El Gassi, grès d'El Atchane, et quartzite El Hamra, érodé dans la partie centrale de Hassi Messaoud à cause de la discordance Hercynienne.

I.9.3 Roche couverture :

La couverture des réservoirs Ordoviciens est assurée respectivement par l'épanchement des roches éruptives ainsi que, par les épaisses séries des évaporites d'âge Triasique et /ou Jurassique.

Les réservoirs Cambriens, leur couverture est assurée par les argiles d'El Gassi donc, les séries argilo-gréseuses du Lias et du Trias et à un degré moindre, la série inférieure (roches éruptives) du Trias assureront l'étanchéité pour les quartzites de Hamra tandis que, la série des argiles d'El Gassi et les intrusions y intercalées formeront une couverture remarquable à l'ensemble des réservoirs Cambriens.

I.9.4 Les pièges :

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler.

D'après, il existe trois types de piège :

a) Les pièges structuraux :

Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux.

b) Les pièges stratigraphiques :

C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable, tels que les lentilles gréseuses, les biseaux stratigraphiques.

c) Les pièges mixtes :

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple les pièges contre failles au niveau du bassin d'Oued Mya et le Nord- Est de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural.

I.9.5 Migration des hydrocarbures :

Les accumulations d'hydrocarbures du champ de Hassi Messaoud et de tout champ avoisinant proviennent probablement des deux bassins Oued Mya à l'ouest et Berkine (Illizi) à l'Est.

La migration primaire et l'alimentation de ces champs s'est effectuée au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de la discordance Hercynienne concernant la migration secondaire.

Les réservoirs Cambro-Ordovicien affleurant à la discordance Hercynienne sont alimentés à partir des grès Triasiques et la surface d'érosion qui sont en « up dip » au Nord et Nord-Ouest par rapport au chemin de migration.

I.10 Présentation de la zone d'étude (Hassi D'zabat) :

I.10.1 La Situation de la zone d'étude :

La structure de Hassi D'zabat s'étendant vers le sud de Hassi Messaoud, la zone d'étude Hassi D'zabat est situé dans le bloc n° 439a et n° 427. Elle a pour coordonnées UTM :

X : 05°45'et 6°00'E

Y : 31°00'et 31°15'N

Elle se trouve dans le bassin d'Amguid Messaoud, celui-ci appartient à la province triasique, au sud du gisement de Hassi Messaoud.

Le champ de Hassi D'zabat est limité par le champ de Hassi Messaoud vers le Nord, Hassi Terfa vers le Nord-Est, Hassi Guettar vers l'Ouest, à l'Est le champ de Mesdar et au Sud le champ d'El Gassi.

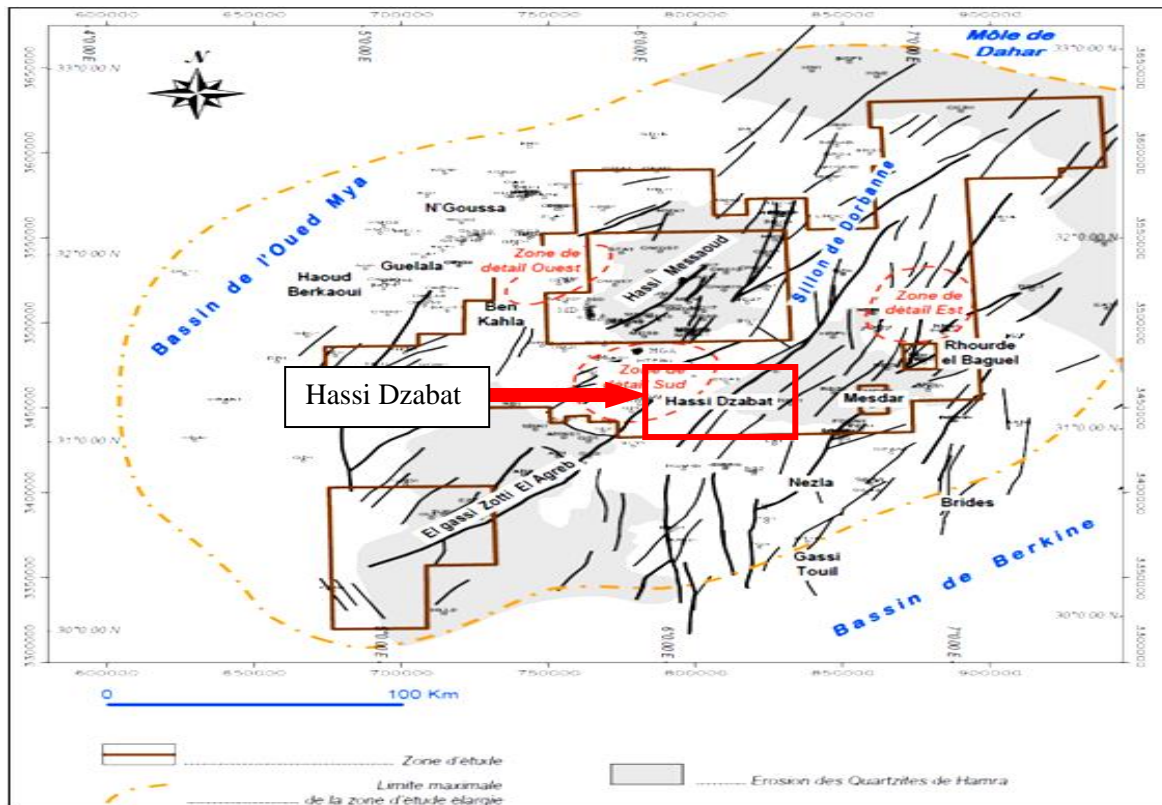


Figure 10 : Carte structurale de la région d'étude (Rapport fin sondage 2014)

I.11 Conclusion :

Hassi Messaoud fait partie du province orientale, avec une superficie de 4200km², et surface de réserve d'environ 40*40km², géologiquement subdivisé en 2 parties, Nord (OM,ON), Sud (MD), selon la pression de gisement, il est en 25 zones productrices, la roche mère est de Silurien, mais érodé par l'érosion Hercynienne, la roche réservoir est le Cambro-Ordovicien, le Cambrien est affleure dans tout le champ, mais l'ordovicien érodé dans la partie centrale, et affleure dans les périphéries de champ (Hassi Terfa, Hassi Guettar, Rhourde Chegga.....), pour la couverture, assuré par les roches éruptifs de Trias.

Structuralement, Hassi Messaoud est un vaste dôme aplati, de direction NE-SO, affecté par 7 phases tectoniques, compressive et distensifs, par conséquence, un réseau des fissures et parfois failles caractérise le réservoir cambro-ordovicien.

CHAPITRE II

Evaluation de réservoir par le
carottage.

II.1 Introduction :

Le carottage est une technique de prélèvement un cylindre de roche qu'il existe dans la profondeur, cette carotte fournit des informations précieux sur le réservoir, c'est un échantillon représentatif de ce dernier, sur le quelle, on fait des essais et des mesures qui donnent des résultats fiables, c'est une analyse direct sur le réservoir.

Dans ce chapitre, on va voire les différentes étapes de préparation de carotte, et la description visuelle des 8 carottes de puits HDZ-17, enfin une analyse statistique des paramètres pétro physique (porosité et perméabilité).

II.2 Définitions :

Le carottage est une technique de prélèvement d'échantillons de roche qui consiste à forer sous sol à l'aide d'un instrument s'appelle carottier, pour but d'obtenir un cylindre de matière.

La carotte est un échantillon cylindrique de roche que l'on prélève, généralement dans la phase finale de forage (réservoir). Une carotte donne des informations précieux sur les caractéristiques de la roche généralement le réservoir, et permet une meilleures calibration et interprétation de signaux électriques (logs).

II.3 Description visuelle des carottes :

Cette méthode consiste de faire une description à l'œil nu, ou par l'aide d'un loupe, pour ressortir des données détaillés, déterminer la lithologie et les faciès de l'intervalle carotté, et définir le figures sédimentaires s'il existe dans la carotte, les fractures ou bien les fissures existante,

Sur le plant structural, et à l'aide d'imagerie, la carotte donne des informations détaillées sur les fractures ou bien les fissures horizontaux et verticaux dans la carotte, avec cette analyse structurale, on peut détecter le régime structural compressif ou bien distensif, et même estimé les contraintes qui affectent ce gisement.

Elle nous permet de mesurer l'ouverture, le degré de remplissage, la longueur, l'orientation par rapport à la verticale et l'azimut du plan de fissuration, La connaissance de la largeur et le nombre de fractures dans les carottes permettent d'estimer la porosité de fractures. Dans la plupart des champs pétroliers en Algérie, les carottes de puits ne sont pas orientées, ce qui rend la mesure de l'orientation et l'azimut de fractures difficile.

On peut faire aussi une analyse sédimentologique, et pétrographique sur le réservoir pour avoir le milieu de dépôt et paléo climat etetc.

II.4 Type de carottage :

Généralement, il existe deux types de carottage, horizontal et vertical.

- **Le carottage vertical :** une fois le forage atteindre le réservoir, l'opération de carottage est réalisé, pour avoir des informations précieux et détaillé sur le réservoir, le carottage est la seule technique qui permettre de voir la roche, pour récolter les informations de réalité.
- **Le carottage horizontal :** en anglais (Side Wall Coring), cette technique permettre de prélever des échantillons de quelque cm et diamètre de quelque mm, cette technique ne pas réaliser dans tout les cas générale, sauf dans des exceptions après le forage, par exemple en cas de trouver une couche géologique affleure dans ce puits, et ne pas connait sur le champs.

II.5 Préparation de carotte :

II.5.1 Vérification et conformité :

A l'arrivée de chaque carotte, il faut vérifier les points suivants :

- Le nom du puits.
- La compagnie.
- Les numéros des carottes.
- Le nombre de caisses pour chaque carotte.
- Vérifier les côtes 'Top' et 'Bottom'.
- Vérifier l'orientation des deux traits imprimés sur les tubes.
- Approuver le bordereau d'envoi et remplir la fiche technique de réception des carottes.

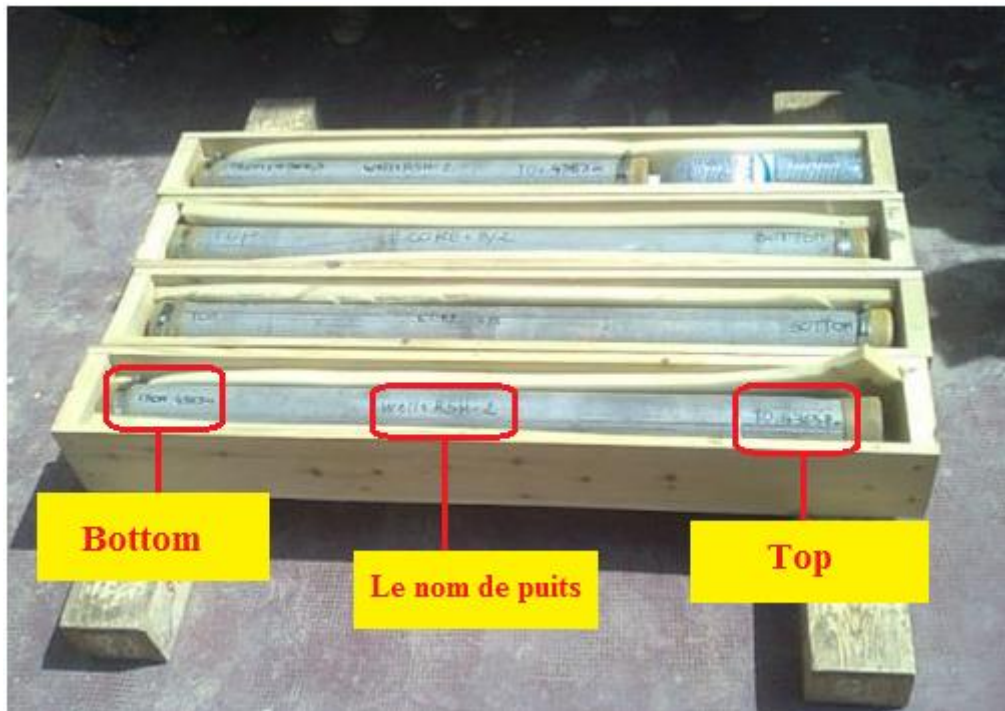


Figure 11 : Des carottes dans les caisses avec ses renseignements (CRD 2018).

II.5.2 Le nettoyage :

Ce fait suivant a la nature de boue de forage :

- La boue à base benthonique on utilise l'eau douce.
- La boue à base d'huile on utilise le gasoil.

II.5.3 Mesure du Gamma-Ray :

Consiste de mesurer la radioactivité naturelle de la roche, à l'aide d'appareil de mesure s'appelle (Core Gamma Logger), cette radioactivité est résultat de la transformation spontanée d'un noyau atomique au cours de laquelle ce dernier émet un rayonnement, Dans les roches sédimentaires, les minéraux principaux qui contribuent à la mesure de la radioactivité sont :

- Potassium K.
- Thorium Th.
- Uranium U, le résultat de cette opération donne un log global et spectral de la radioactivité.

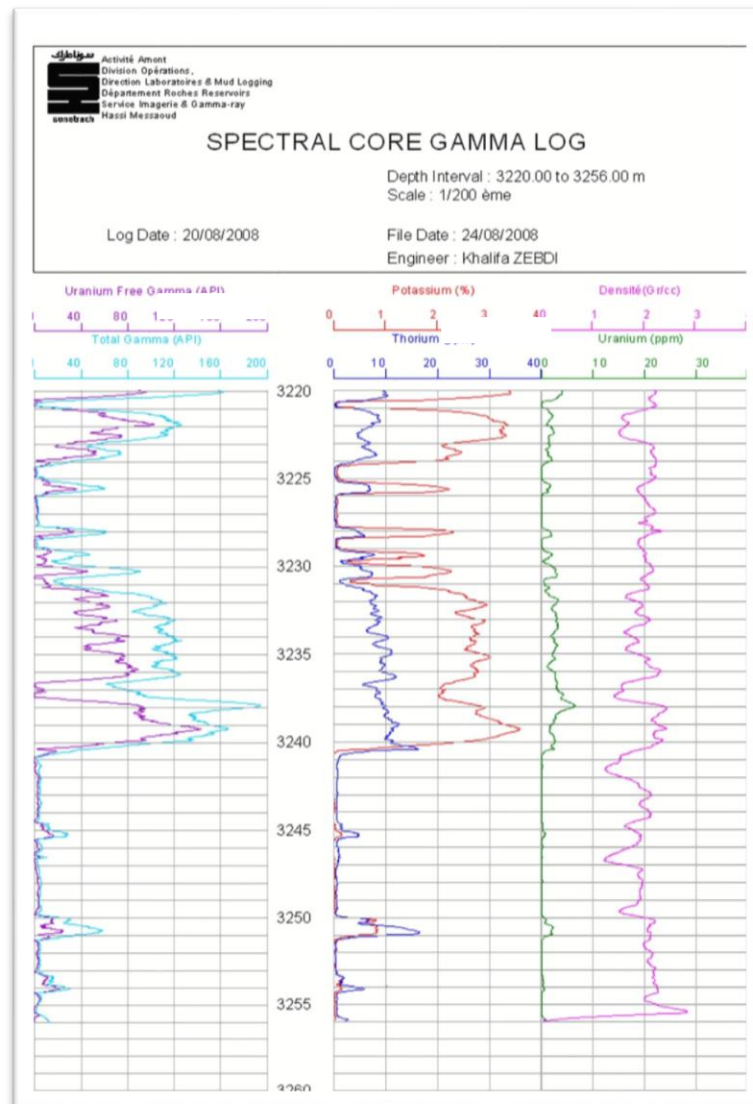


Figure 12 : Figure représente le log de Rayon Gamma global et spectral (CRD 2008).

II.5.4 Photographie sous 360° :

Cette opération consiste à photographier la carotte dans toute la partie latérale de la paroi de carotte, pour obtenir une photo de la carotte avec un balayage de 360°.



Figure 13 : Photographier sous 360° de la carotte N°5, profondeur 3266m.

II.5.5 Photographie sous la lumière blanche et Ultra-violet :

Cette opération consiste à photographier la carotte dans toute la partie latérale de la paroi de carotte, et comparer les deux photos obtenues, pour avoir les niveaux d'importance pétrolière, donc l'existence des hydrocarbures qui apparaissent avec une couleur jaune dans la photo d'Ultra-violet de la carotte.

II.5.6 Opération de Pluggage :

Avec une plugueuse, on creuse une partie de carotte sous forme d'un cylindre qui s'appelle le plug dans la Salle de préparation. On prélève un Plug chaque 25cm :

- 4 verticaux et une horizontale pour déterminer le sens de migration, (Perméabilité horizontale ou verticale dans la roche ou réservoir).

Le pluggage se fait de diamètres différents :

- 1 pouce pour mesurer la porosité, la perméabilité et la densité (dans les grès ou calcaire ou dolomie).
- 1.5 Pouces pour mesurer la saturation en huile ou en eau.

Il faut écrire sur le plug, le numéro d'ordre, le numéro de la carotte et son orientation avec une encre de chine noire et indélébile.

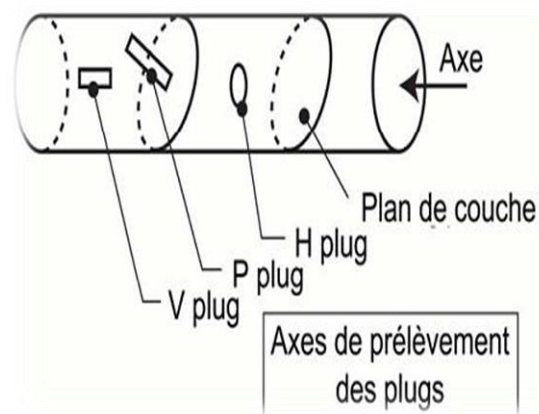


Figure 14 : Axe de prélèvement des carottes.

Après la réalisation des plugs, il faut marquer à l'encre de chine (ou encre indélébile) sur le corps de celui-ci :

- Le nom du puits.
- Le numéro de la carotte.
- Le numéro du plug dans la liste définitive.



Figure 15 : Liste et note des plugs (CRD 2018).

II.5.7 Opération de slabbing :

Cette opération n'est pas systématique et doit faire l'objet d'une demande par le client, consiste de coupé la carotte en deux morceaux, suivant le plan vertical de la carotte, le premier morceau pour le pluggage, $2/3$ de la section horizontal de la carotte, et $1/3$ pour d'autre opération.

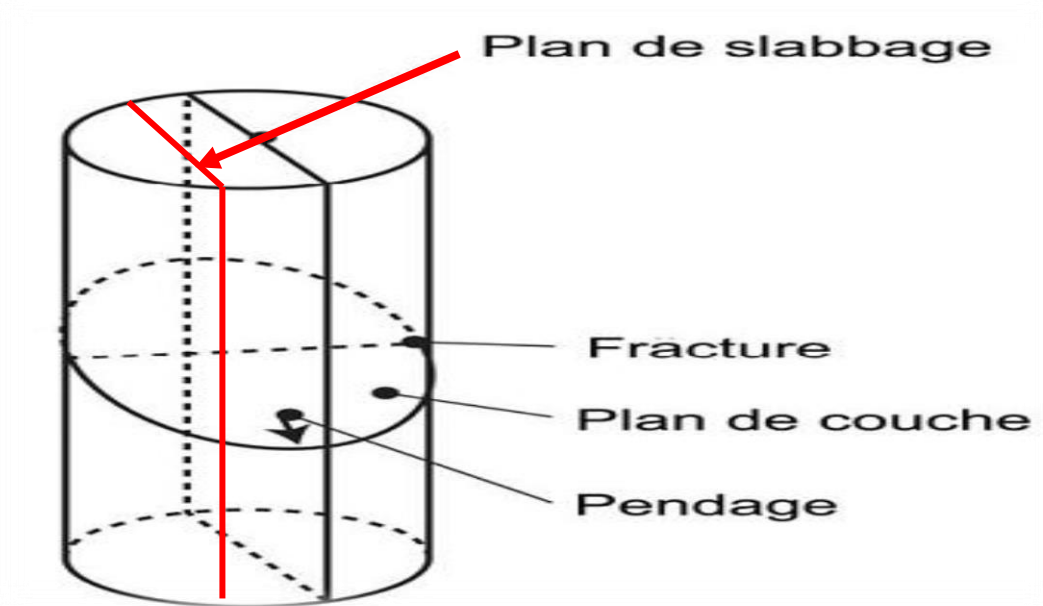


Figure 16 : Orientation du plan de slabbage.

II.6 Les mesures pétrophysique :

Après la préparation nécessaire pour la mesure pétrophysique, qui inclus : lavage avec le toluène (impuretés des hydrocarbures), et le méthanol (les sels), puis, extraction des fluides à DEAN STARK, puis, séchage à une étuve.

II.6.1 La porosité :

La porosité est calculée indirectement après l'obtention de V_S et V_T , par la relation suivante : $V_P = V_S / V_T$.

a) Mesure du volume solide :

L'ultra porosimètre permet de mesurer le volume solide de la roche. Cet instrument est baser sur la loi de Boyle et Mariotte qui est : $P_1 * V_1 / T_1 = P_2 * V_2 / T_2$



Figure 17 : Mesure de volume solide (CRD 2017).

b) Mesure du volume total :

Le volume total (V_T) est déterminé grâce à une pompe volumétrique à mercure par le principe d'Archimède.



Figure 18 : Pompe volumétrique à mercure (CRD 2018).

II.6.2 Mesure du grain densité :

A l'aide d'une balance électronique, on peut peser le poids de l'échantillon, celui-ci est répertorié dans le programme de Winpore où le grain densité est calculé automatiquement sous la formule : Poids/volume solide = densité des grains (g/cm^3)

II.6.3 Mesure de perméabilité :

On peut mesurer la perméabilité d'un plug à l'aide d'un perméamètre, sous une pression de confinement de 400PSI, manufacture est basée sur la loi de DARCY.



Figure 19 : Perméamètre (CRD 2018).

II.7 Analyse des objets géologiques sur la carotte :

On peut définir les structures géologiques sur la carotte :

- Les stylolithes : ce sont des structures en colonnettes au sein de certaines roches, dessinant des joints irréguliers.
- Les fractures : les correspondent à des discontinuités au sein des roches, engendrées par la distension ou par la compression.
- Les brèches : elles correspondent au remplissage d'espaces vide créés par les failles telles que les fractures et les fissures, et ceci avec le produit de rabotage des parois lors du déplacement des blocs.
- Les colmatant, ce sont des fissures colmatées soit par la silice, ou bien par le bitume, qui indique le sens de migration des hydrocarbures.
- Tigillites, sont des ichnofossiles d'une forme longitudinale, caractérise les eaux peut profond.

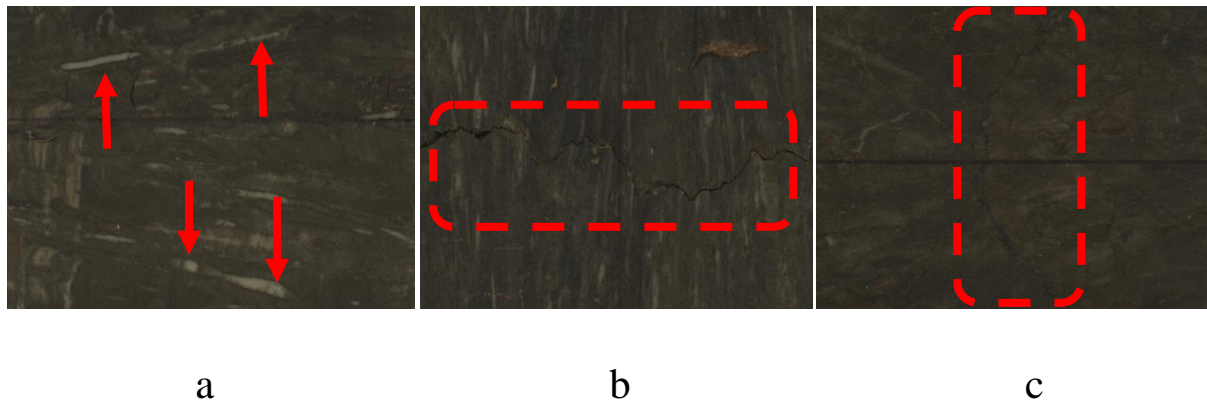


Figure 20 : a) Tigillites, b) Stylolithe, et c) colmatant par bitume.

II.8 La description visuelle des carottes :

Cette description est faite par SONATRACH - Direction Production – Géologie – Hassi Messaoud, pour le puits HDZ 17 : est comme la suite :

Carotte N°1 : QH

Prélevée entre **3235m** et **3241m** à un taux de récupération de **94%**, l'épaisseur carottée est de **6m**, elle est caractérisée par :

- Nodules quartzitiques.
- Des grès gris quartzitique sombre à gris beige, fins à très fins à ciment silico-bitumineux.
- Nombreux joints stylolithiques et quelque films jaunâtre.
- Abondance de Tigillites longues et courtes.
- Présence de fissures verticales remplis à la silice et quelque fissure vide.
- Quelque fissure horizontale.
- La stratification inobservable.

Carotte N°2 : QH

Prélevée entre **3241m** et **3243.4m** à un taux de récupération de **64.7%**, l'épaisseur carottée est de **2.40m**, elle est caractérisée par :

- Quartzite gris sombre à gris beige, fins à très fins, à ciment siliceux.
- Nombreux joints stylolithiques.

- Abondance de Tigillites longues et courtes.
- Les fissures horizontales et verticales.
- La stratification est inobservable.

Carotte N°3 : QH

Prélevée entre **3243.4m** et **3251m** à un taux de récupération de **96.71%**, l'épaisseur carottée est de **7.6 m**, elle est caractérisée par :

- Quartzite à gris quartzitique, fins, compact, dur, ciment silico-bitumineux gris à gris sombre.
- Nombreux joints stylolithiques.
- Présence de Tigillites longues et courtes.
- Les fissures horizontales et verticales remplis par la silice et bitume.
- La stratification totalement inobservable.

Carotte N°4 : QH

Prélevée entre **3251.4m** et **3264.4m** à un taux de récupération de **77.5%**, l'épaisseur carottée est de **13m**, elle est caractérisée par :

- Quartzite gris foncé à beige par endroit, dur compact à ciment siliceux micacé avec passé de joints stylolithiques et joints argileux très fins.
- Fissures verticales fermées très développées allant jusqu'à 80cm de longueur.
- Fissures verticales ouvertes très peu colmaté par la silice et bitume, et vide par endroit.
- Fissures horizontales et obliques abondantes.
- Une stratification oblique entrecroisées en mamelon due à un courant marin multi directionnel.
- Des traces de pyrite.
- Brèche de faille avec des éléments conglomératiques et schistosité oblique avec des miroirs de faille.
- Tigillite très abondantes et très développées allant jusqu'à 50cm de longueur.

Carotte N°5 : QH

Prélevée entre **3264.4m** et **3273m** à un taux de récupération de **86%**, l'épaisseur carottée est de **8.6m**, elle est caractérisée par :

- Quartzite grise à gris noir à ciment silico-bitumineux.
- Fissures verticales fermées.
- Joints stylolithiques fréquents.
- Tigillite très abondantes.
- Fissures horizontales et obliques fréquentes.
- Stratification oblique, entrecroisées en mamelon due à un courant marin multidirectionnel.

Carotte N°6 : QH

Prélevée entre **3273m** et **3282.5m** a un taux de récupération de **100%**, l'épaisseur carottée est de **9.5m**, elle est caractérisée par :

- Quartzitique gris sombre à beige avec nodules de quartzites très grossiers, arrondi conglomératique à ciment silico-bitumineux.
- Fissures verticales très développées, ouvertes, colmatés par le bitume et fissures verticales fermées.
- Présence des joints stylolithiques.
- Fissures horizontales et obliques.
- Présence de stratifications entrecroisées due à un courant marin multidirectionnelle avec des joints argileux.

Carotte N°7 : QH

Prélevée entre **3282.5m** et **3287.5m** à un taux de récupération de **100%**, l'épaisseur carottée est de **5m**, elle est caractérisée par :

- Grès quartzitique de couleur gris sombre à gris noir avec biseautage multidirectionnelle de lit sombre et de lit clair et en forme festons.
- Fissures verticales ouvertes, remplis de bitume et de silice.
- Quartzite blanche de forme arrondie.

Carotte N°8 : QH

Prélevée entre **3287.5m** et **3300m** à un taux de récupération de **100%**, l'épaisseur carottée est de **12.5m**, elle est caractérisée par :

- Grès quartzitique micacé à ciment silico-bitumineux avec des nodules quartzite blanche et des joints stylolithiques.
- Fissures verticales ouvertes colmaté par le bitume, et de la silice très rare.
- Abondance des fissures verticales fermés allant jusqu'au 50cm.
- Intersections et biseautage en forme de mamelon due à une intersection du courant marin multidirectionnelle.
- Tigillite très peu développées.

II.9 Paramètres pétrophysiques des carottes :

Les données de la porosité sont issues des analyses pétro physiques ont été effectuées sur les échantillons des carottes 1 à 8 du sondage HDZ-17.

II.9.1 Préparation des échantillons :

Les échantillons de taille 1'' * 1,5'' sont prélevés à l'eau. Avant de procéder aux mesures pétrophysiques, Ils sont lavés dans des soxhlets à l'aide de solvant organique (Toluène) afin d'extraire les hydrocarbures et les impuretés contenus dans la roche, puis à l'aide du méthanol pour l'élimination des sels. A la fin de l'opération lavage, ils sont séchés dans une étuve à une température de 105°C, puis mis dans un dessiccateur contenant du silicagel afin de minimiser l'absorption de l'humidité et stabiliser le poids.

II.9.2 Procédure des mesures pétrophysiques :

a) Porosité :

Le volume solide est déterminé à l'aide d'un Ultra-Porosimètre à hélium basé sur la loi de BOYLE-MARIOTTE.

Le volume total est mesuré à l'aide d'une pompe volumétrique à mercure basée sur la loi d'Archimède.

b) Perméabilité :

Cette mesure a été effectuée à l'aide d'un Ultra- Perméamètre 500, de type CORELAB avec une pression de confinement de 450psi.

La perméabilité est donnée par une équation qui dérive de la loi de DARCY appliquée aux gaz.

c) Densité des grains :

C'est le rapport du poids sec de l'échantillon sur le volume solide.

Le poids est déterminé avec précision (+/- 0.001g) par une balance électronique.

d) Mesure de saturation SW par méthode Retort :

La méthode consiste à broyer grossièrement 125 grammes de roches, extraite du cœur de la carotte fraîche ou sur un morceau de carotte préservé dans de la paraffine.

L'échantillon est placé dans un capaciteur qui sera placé dans un retort; et en fonction de l'augmentation de la température, l'extraction des deux fluides (eau et huile) se fait progressivement.

Lorsque la température atteint les 800°F, toute l'eau est extraite des pores (valeur initiale de l'eau). A 1200°F, on note le volume d'eau finale et le volume d'huile. :

II.10 Les paramètres pétrophysiques pour chaque carotte :**Pour la carotte N°1 :**

	Perméabilité (md)	Porosité ϕ (%)
Min	0.013	6.07
Max	0.064	9.98
Moyenne	0.034	7.57

Tableau 1 : Mesures pétrophysiques du **Carotte N°1** Intervalle : De 3235 à 3241.64m puits HDZ-17 SONATRACH.

Pour la carotte N°2 :

	Perméabilité (md)	Porosité ϕ (%)
Min	0.016	5.07
Max	0.049	8.19
Moyenne	0.030	7.77

Tableau 2 : Mesures pétrophysiques du **Carotte N°2** Intervalle : De 3241.64 à 3243.20m
puits HDZ-17 SONATRACH.

Pour la carotte N°3 :

	Perméabilité (md)	Porosité ϕ (%)
Min	0.014	4.43
Max	0.112	8.57
Moyenne	0.032	6.253

Tableau 3 : Mesures pétrophysiques du **Carotte N°3** Intervalle : De 3243.40 à 3250.75m
puits HDZ-17 SONATRACH.

Pour la carotte N°4 :

	Perméabilité (md)	Porosité ϕ (%)
Min	0.013	3.76
Max	1.760	9.45
Moyenne	0.175	5.911

Tableau 4 : Mesures pétrophysiques du **Carotte N°4** Intervalle : De 3251.40 à 3262.80m
puits HDZ-17 SONATRACH.

Pour la carotte N°5 :

	Perméabilité (md)	Porosité ϕ (%)
Min	0.042	5.36
Max	399.0	9.90
Moyenne	45.514	7.52

Tableau 5 : Mesures pétrophysiques du **Carotte N°5** Intervalle : De 3264.40 à 3271.80m puits HDZ-17 SONATRACH.

Pour la carotte N°6 :

	Perméabilité (md)	Porosité ϕ (%)
Min	0.010	2.76
Max	10.500	12.24
Moyenne	1.481	7.00

Tableau 6 : Mesures pétrophysiques du **Carotte N°6** Intervalle : De 3273 à 3282m puits HDZ-17 SONATRACH.

Pour la carotte N°7 :

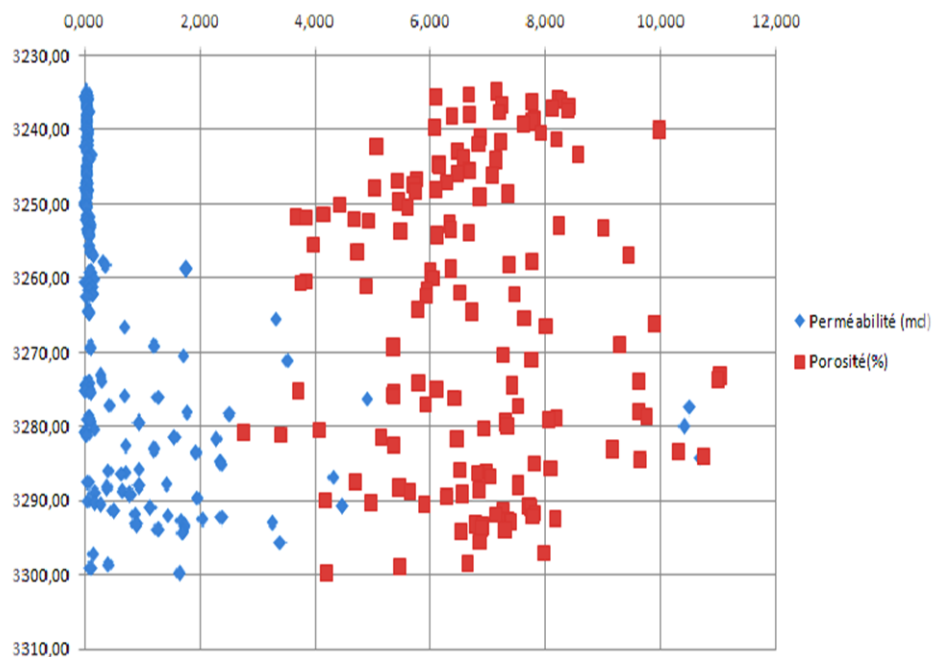
	Perméabilité (md)	Porosité ϕ (%)
Min	0.408	5.37
Max	10.700	10.75
Moyenne	2.384	8.04

Tableau 7 : Mesures pétrophysiques du **Carotte N°7** Intervalle : De 3282.50 à 3387m puits HDZ-17 SONATRACH.

Pour la carotte N°8 :

	Perméabilité (md)	Porosité ϕ (%)
Min	0.047	4.18
Max	4.470	8.17
Moyenne	1.250	6.65

Tableau 8 : Mesures pétrophysiques du **Carotte N°8** Intervalle : De 3287.5 à 3300m puits HDZ-17 SONATRACH.



Graph 1 : Variation des valeurs de perméabilité et porosité.

Après l'analyse des paramètres pétrophysique de porosité et perméabilité, de réservoir de ce puits HDZ-17 qui produise par quartzite l'Hamra, selon la perméabilité, elle varie entre 0.010 et 10.70md, selon la porosité, elle varie entre 2.67 et 12.24%, donc, ce réservoir a des paramètres pétrophysiques faible (perméabilité), il est compacte (Tight), produise que par la fissuration.

II.11 Conclusion :

L'analyse directe des carottes de réservoir de HDZ-17, représenté par Quartzite El Hamra, on conclure que :

Sur le plan sédimentologique, la formation de Quartzite El Hamra est composée par des dépôts gréseux fin à moyen avec des stratifications qui varie entre oblique et entrecroisée indique un milieu avec courant multidirectionnelle, l'abondance d'ichnofaciès de type Tigillite indique un milieu marin peu profond, donc c'est un Tight réservoir, que produise par fissuration, ou bien fracturation.

Ce type de réservoir (Quartzite El Hamra) est très compacte, où la déformation cassante est dominante, la fracturation est bien développée avec un colmatage de silice et bitume et rarement ouverte non colmaté.

La faible perméabilité dans Quartzite El Hamra est peut être le résultat d'une part de l'abondance des ciments siliceux, parfois argileux et d'autre part, à la profondeur d'enfouissement qui à causer la forte compaction de ces niveaux réservoirs.

CHAPITRE III

Evaluation de réservoir par
l'imagerie.

III.1 Introduction :

L'imagerie est une technique développée, utilisée pour la détection des fractures et les breakouts, leur sens et direction, en utilise cette technique en cas de non réalisation de l'opération de carottage, ou bien de résoudre des problèmes, tel que la production d'eau dans les puits horizontaux, c'est une technique très importante dans l'industrie pétrolière moderne, surtout dans 'Upstream section'.

L'un des principaux de cette étude est de les différentes caractéristiques géologiques observés sur les journaux d'images, afin de réduire l'incertitude dans l'interprétation de l'image, et d'améliorer notre compréhension de la résolution de caractéristiques importantes, telle que les fractures dans le réservoir.

Dans ce chapitre on voit quelque généralité sur l'imagerie, puis les différentes étapes pour le traitement (Processing) des données, enfin application sur le puits HDZ-17.

III.2 Généralités :

III.2.1 Définition d'imagerie :

C'est une technique de diaggraphie, consiste de descendre un outil qui réalise une image de la paroi de trou, selon principe de fonctionnement physique, cet outil permet de réaliser une image de 360° de trou.

III.2.2 Type d'imagerie :

Il existe deux dans l'imagerie, imagerie acoustique, et imagerie électrique, chaque société des services pétroliers a sa propre nomenclature d'outil, mais le principe de fonctionnement reste le même.

- Pour Schlumberger :
 1. Acoustique : UBI (Ultrasonic Borehole Imager).
 2. Electrique : OBMI (Oil Base Micro-Imager).
- Pour Baker Hughes :
 1. Acoustique : UXPL (Ultrasonic Explorer).
 2. Electrique : EI (Earth Imager).

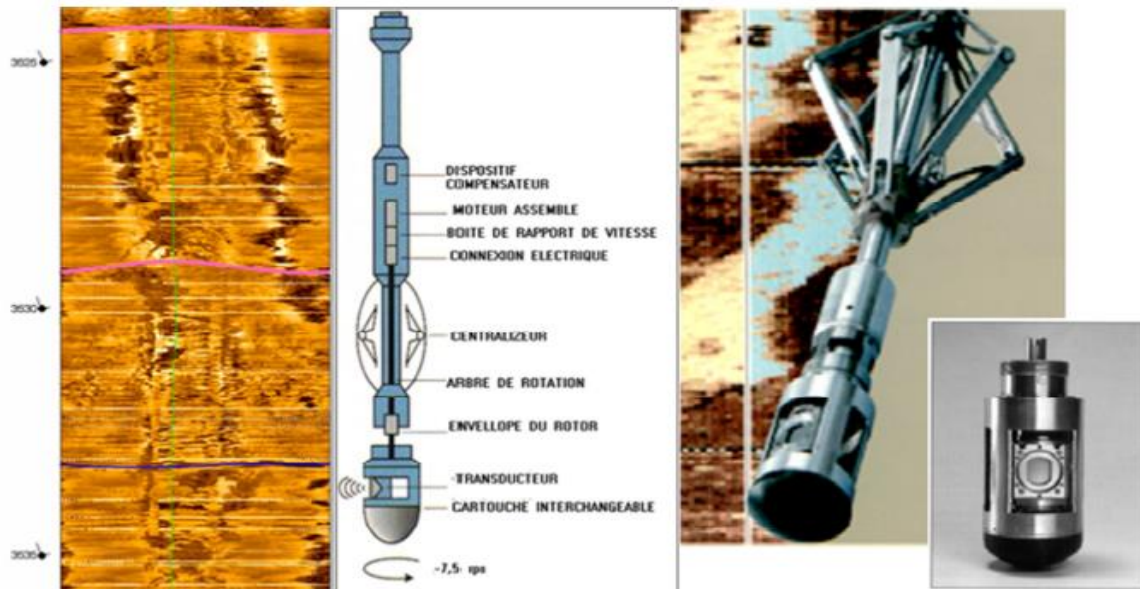


Figure 21 : La sonde UBI (Ultrasonic Borehole Imager) (Document Schlumberger).



Figure 22 : La sonde Earth Imager (Document Baker Hughes).

III.2.3 Principe de fonctionnement :

L'imagerie fonctionne à partir des principes physiques, pour l'imagerie sonore, la propagation des ondes acoustique à travers de la roche, et l'enregistrement des valeurs de fréquence et d'amplitude de l'onde réfléchi, et pour l'imagerie électrique, elle mesure la mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.

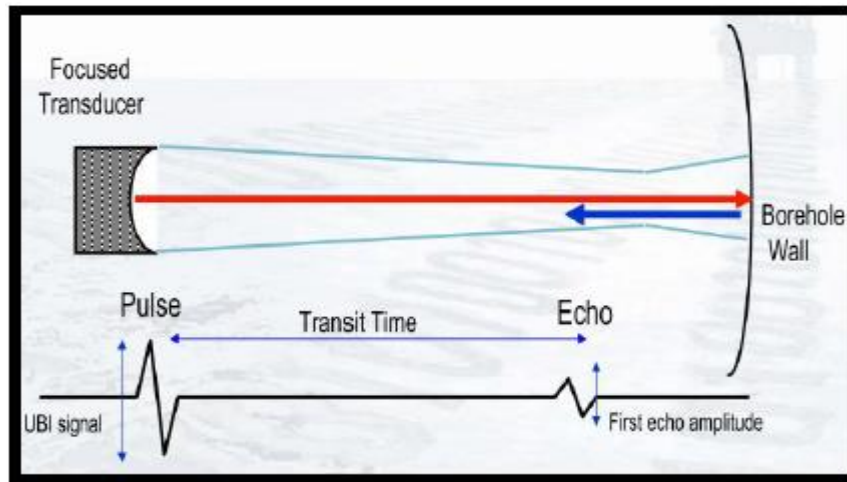


Figure 23 : Principe de fonctionnement d'imagerie acoustique.

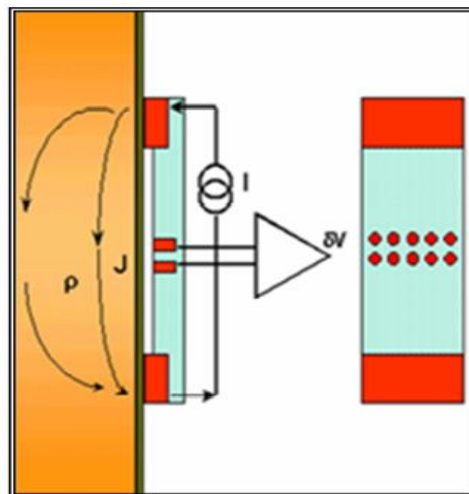


Figure 24 : Principe de fonctionnement d'imagerie électrique.

III.2.4 Les fractures :

Il ya deux 02 types que l'on peut déterminer a partir de l'imagerie :

- Fracture naturelle : se sont des fractures résultat de la tectonique de la terre, ces fractures sont ouvert, ou bien colmaté, soit par la silice, brèche, ou bien par la bitume, qui donne une indication sur le sens de migration des hydrocarbures.
- Fracture induite : se sont des fractures engendrées par l'opération de forage, résultat d'un forage plus moins destructive.

III.3 Identification des fractures par l'imagerie :

On peut détecter les différents fractures, naturelles, ouverts ou colmatés, et induits, pour

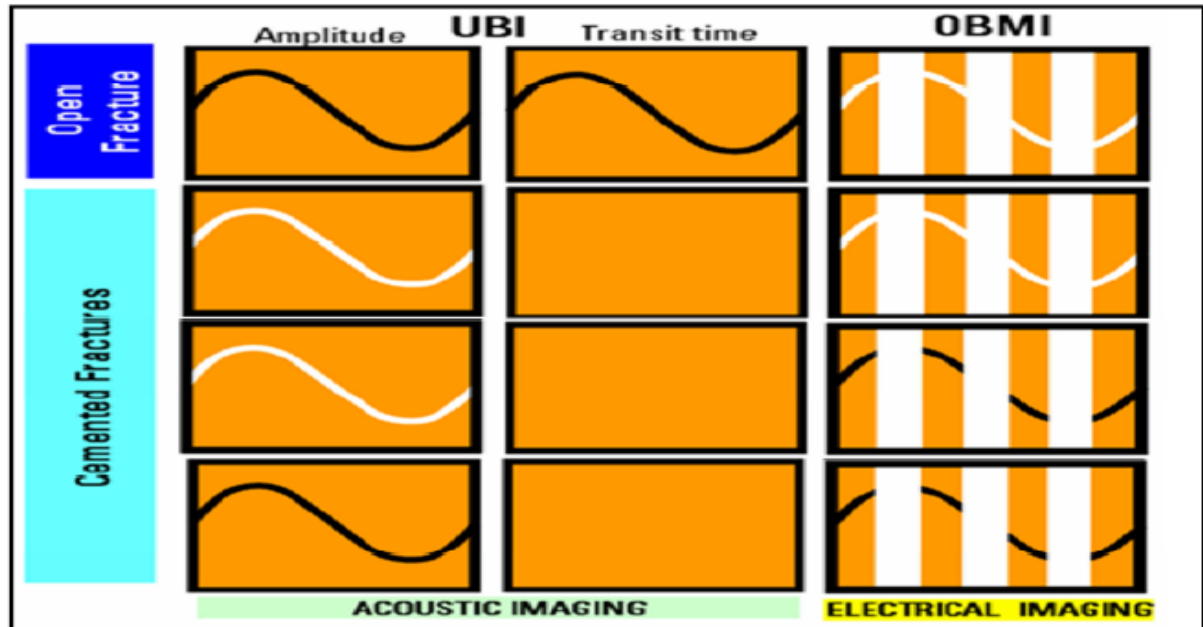


Figure 25 : Identification des fractures

Pour bien caractériser les différents types des fractures il est indispensable de combiner les outils acoustiques aux outils électriques.

Concernant les fractures ouvertes l'image électrique montre un signal résistive probablement due à un remplissage ou à la pénétration de la boue de forage, quant à l'outil acoustique, il montre un transit time élevé et une faible amplitude affirmant ainsi que la fracture est de type ouverte.

Concernant les fractures cimentées, nous avons deux cas:

- les fractures colmatées par un ciment résistif ou l'image électrique montre une réponse claire alors que l'outil acoustique dément l'ouverture de la fracture par un signal de forte amplitude.
- les fractures colmatées par un ciment conducteur sont représentées eux aussi par deux cas:

a)- colmatées par un ciment conducteur (ferreux, pyrite), ou l'image acoustique montre un signal clair et pas de transit time alors que l'image électrique montre un signal sombre.

b)- colmatées par un ciment semi-conducteur (argiles) ou l'image acoustique montre un signal sombre qui explique la diminution de l'amplitude alors que rien n'est observé sur le transit time ainsi qu'au niveau de l'image électrique.

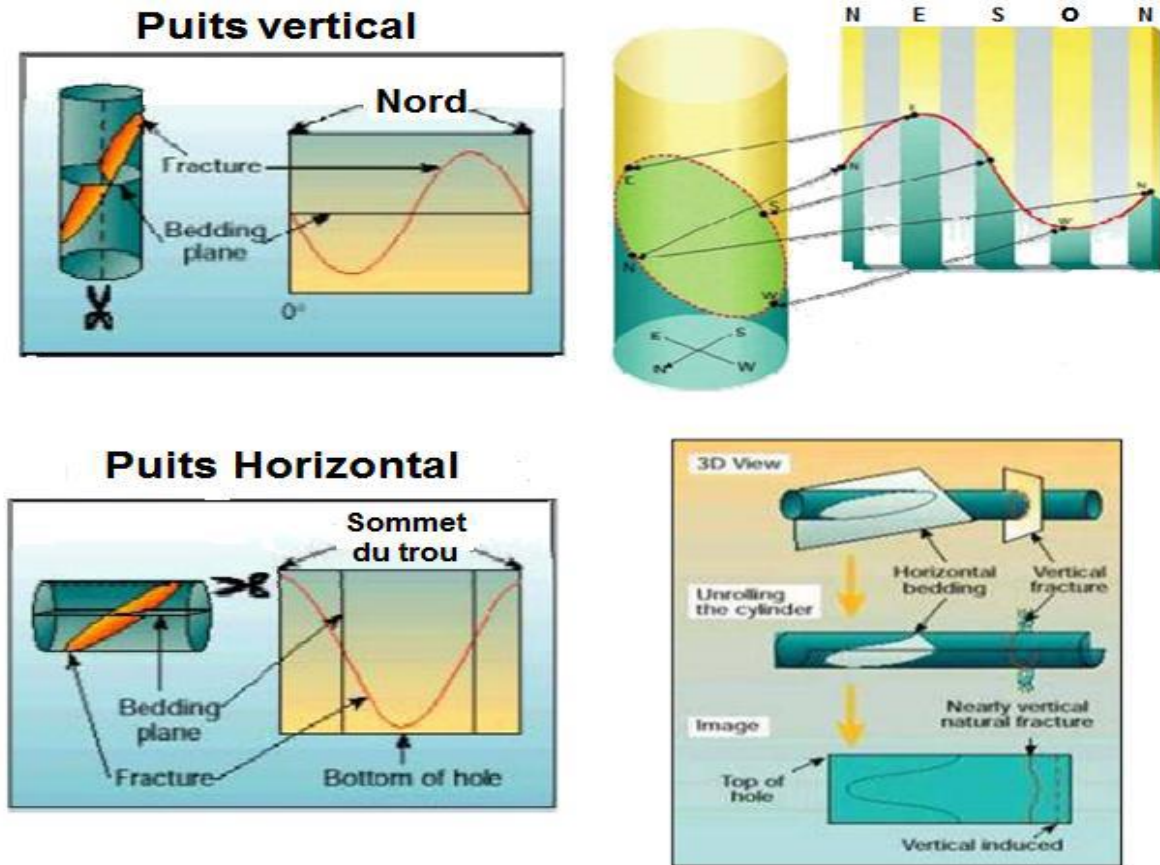


Figure 26 : Représentation des objets géologiques sur l'image.

III.4 Application sur le puits de HDZ-17 :

Les outils CBIL et Earth Imager ont été combinés dans le puits vertical **HDZ-17** de SONATRACH-DP, situé dans le champ de Hassi Messaoud, dans le Sahara algérien. Cette section du puits a été forée dans la phase 6 pousses avec une boue à huile de densité égale à 1.47 g/cm^3 .

Le traitement et l'analyse des données de CBIL et d'Earth Imager ont été réalisés à l'aide du logiciel TECHLOG version 2016.2

Donc on a réalisé les (05) cinq étapes par le Techlog.

III.4.1 Traitement des données :

Pour le traitement des données, il faut faire un enchainement de cinq 05 étapes, premièrement, Input Data, il faut d'abord importer les données brutes, puis, il est nécessaire de préciser la compagnie de service, le type d'outil, la base de données à traiter et son type.

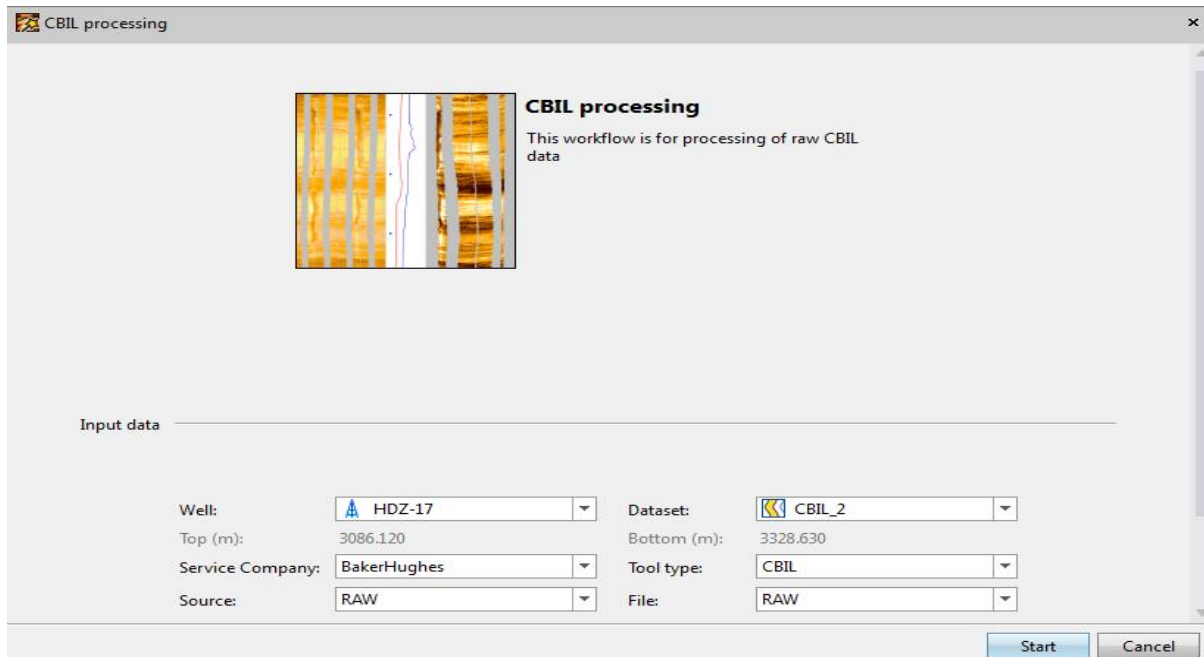


Figure 27 : 1^{er} étape du traitement: Importer les données.

III.4.2 Contrôle qualité de l'inclinométrie :

Deuxième, La méthode de contrôle qualité de l'inclinométrie permet de vérifier la qualité des mesures d'inclinométrie et les corriger si c'est nécessaire.

Les coordonnées géographiques et les paramètres du champ magnétique sont calculés à l'aide du BGGM.

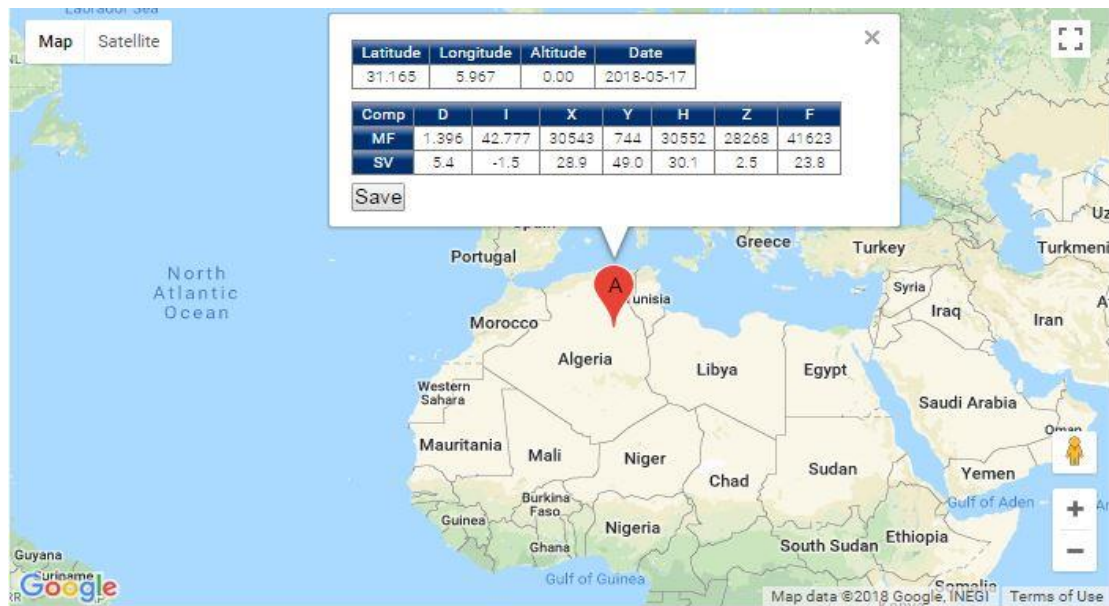


Figure 28 : L'interface du BGGM.

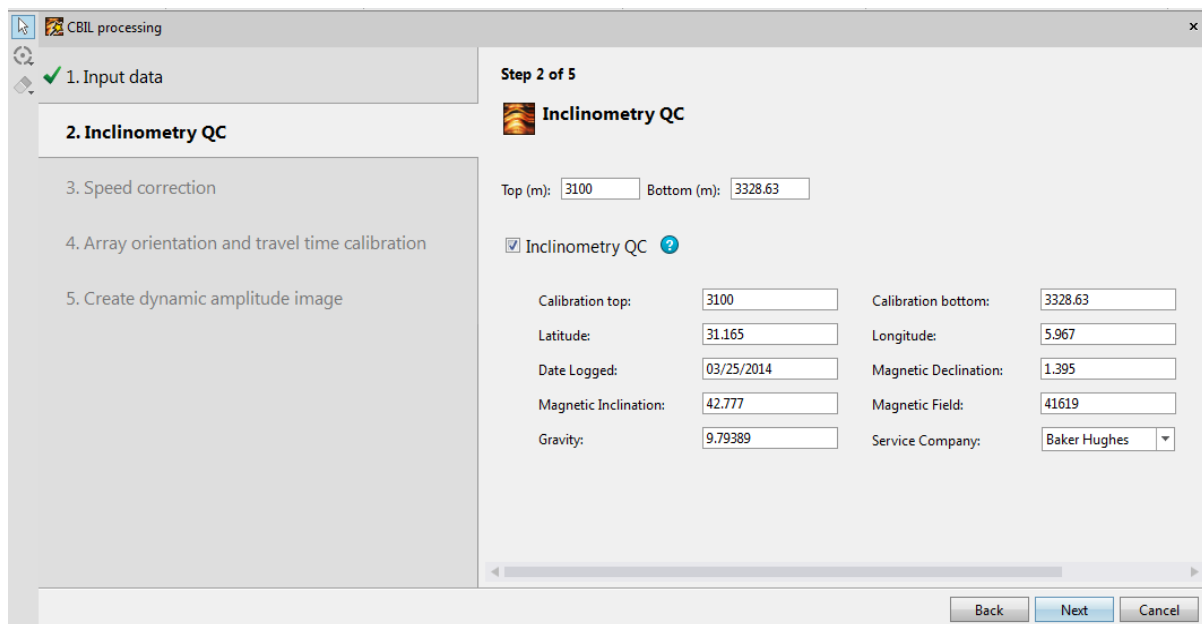


Figure 29: 2^{ème} étape du traitement: Contrôle qualité de l'inclinométrie.

Puis, une fenêtre apparaitre contient résultat des corrections précédentes, les valeurs de l'ordre **0,0...**, et la couleur vert indique que votre correction est très bien, soit pour le CBIL ou bien EI, en précisent dans la figure ci-dessus sur le CBIL.

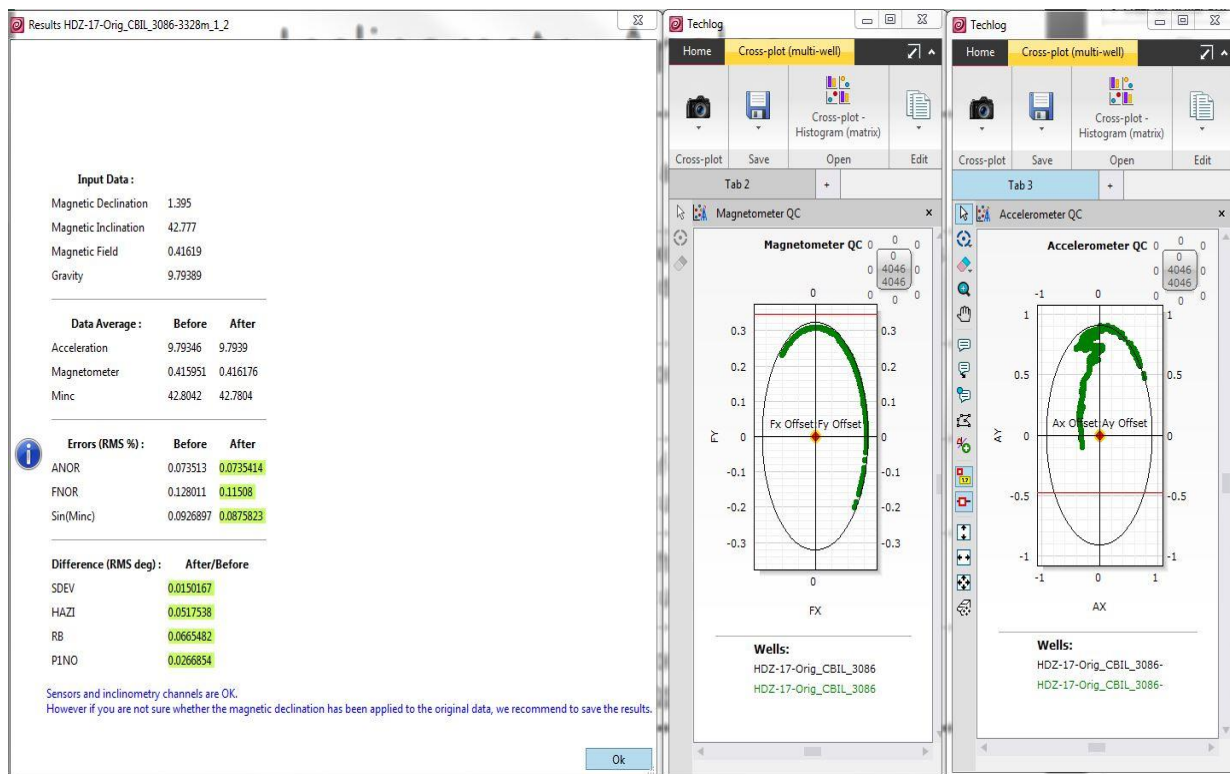


Figure 30 : Fenêtre contenant un résumé sur les résultats CBIL, Cross plot des axes X et Y l'accéléromètre et du magnétomètre.

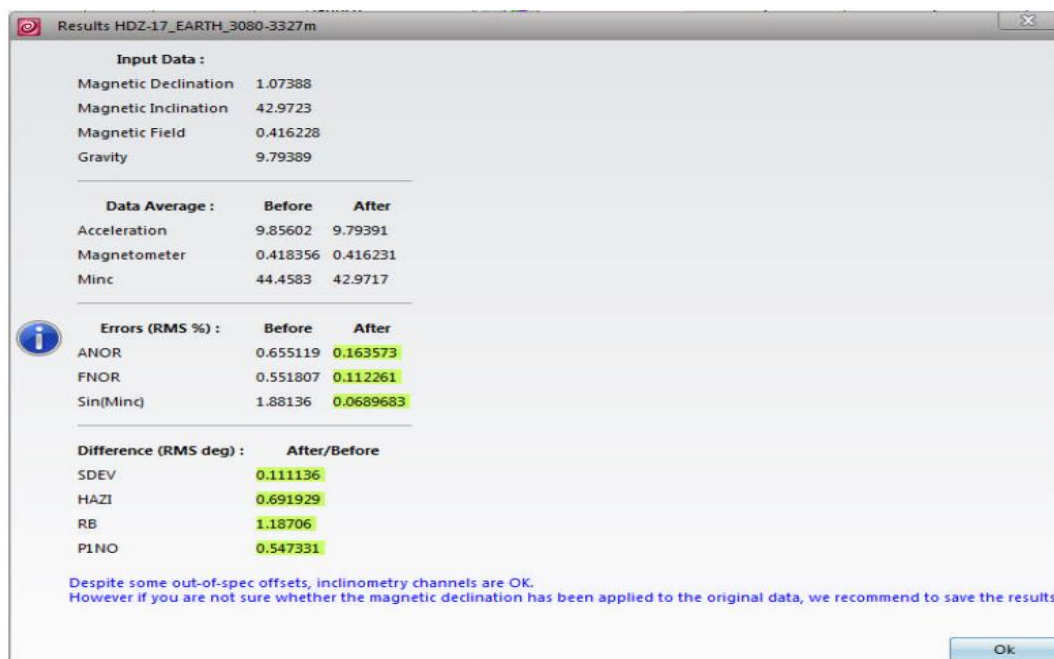


Figure 31 : Fenêtre contenant un résumé sur les résultats EI.

III.4.3 Correction des variations de vitesse :

Cette étape permet d'éliminer l'effet de coincement de l'outil. Le logiciel calcule automatiquement l'accélération due au coincement de la sonde et le facteur de confiance du câble.

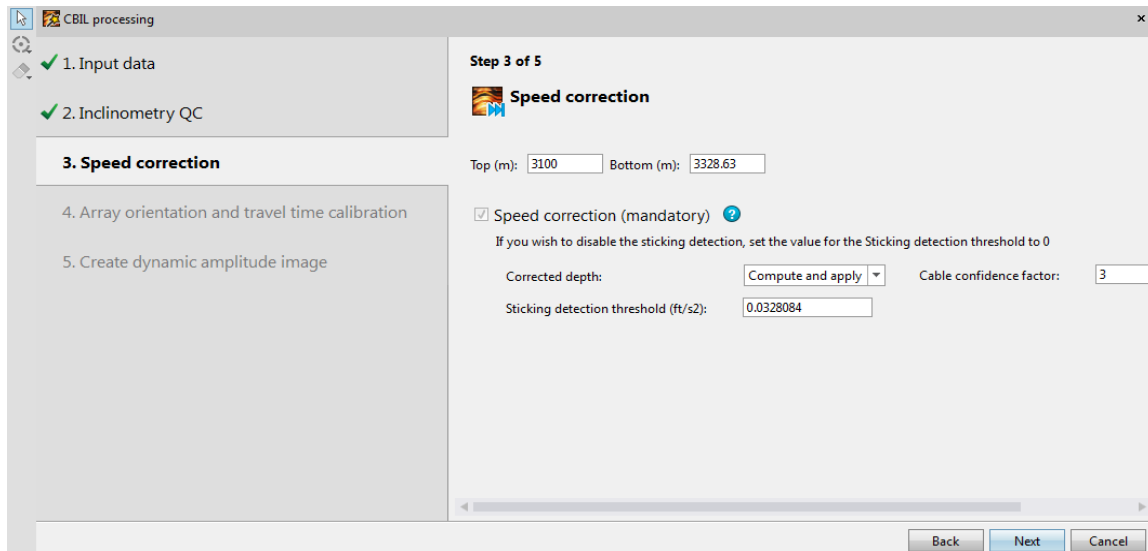


Figure 32: 3^{ème} étape du traitement: correction des variations de vitesse.

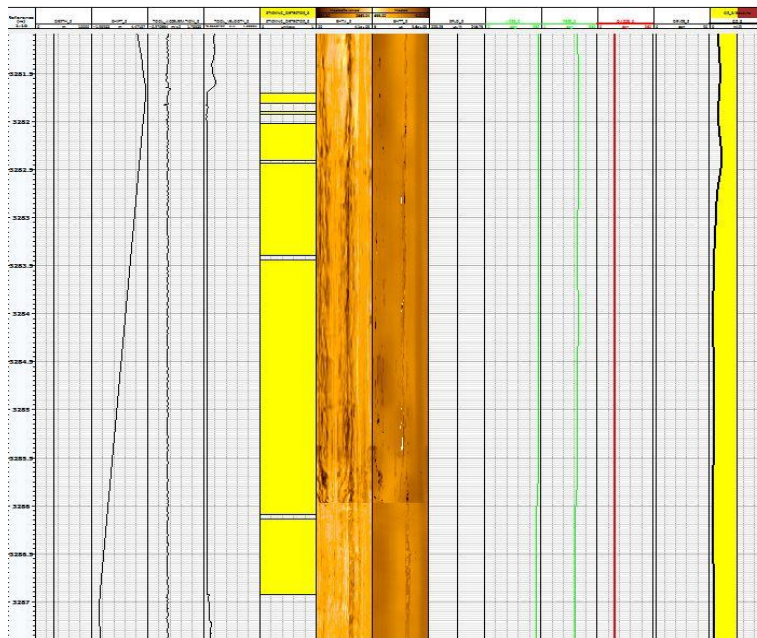


Figure 33 : Figure représente l'effet de coincement (réaliser par techlog).

a) Traitement des images ultrasoniques :

Cette étape a pour but l'orientation des images acquises par les outils ultrasoniques et la création des images en rayon en calibrant le transit time.

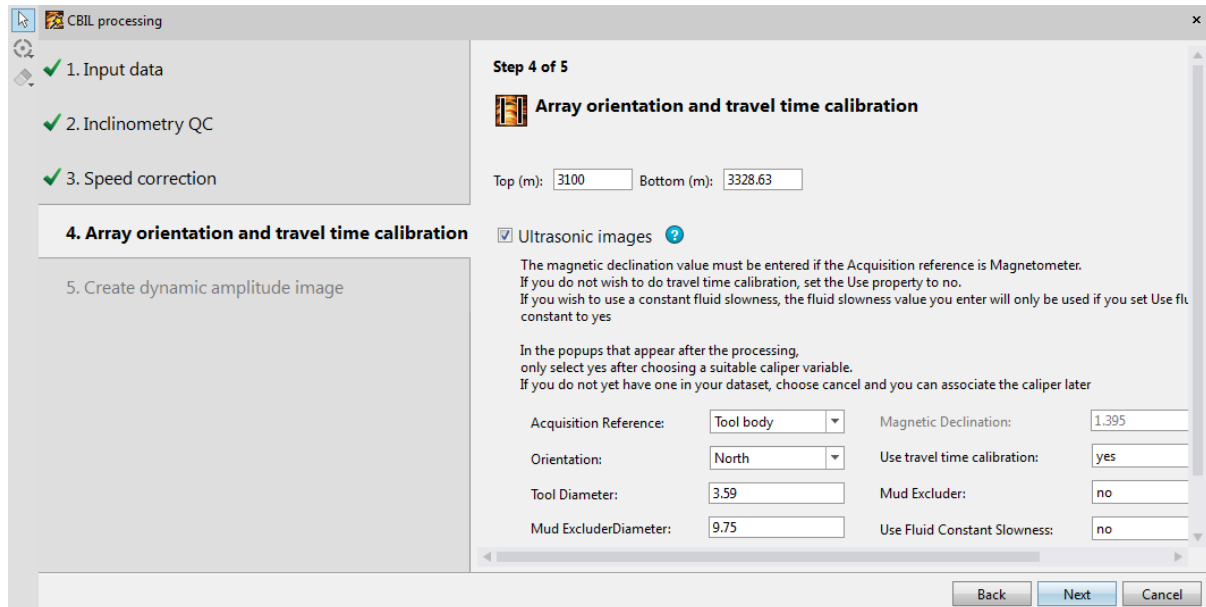


Figure 34 : 4^{ème} étape de correction : Array orientation and travel time calibration.

Puis l'étape finale de la création d'une image statique puis dynamique.

III.5 Commentaire :

On note qu'il ya des coincements de l'outil CBIL dans plusieurs intervalles, tel que :

De 3251.65 à 3251.75m.

3251.90m.

De 3252.45 à 3252.2m.

De 3253.40 à 3252.43m.

De 3265.10 à 3253.45m.

De 3256.92 à 3265.15m.

Il aussi beaucoup de calcule de vitesse qui apparaitre sur l'accéléromètre.

III.6 Comparaison et analyse entre carotte – image :

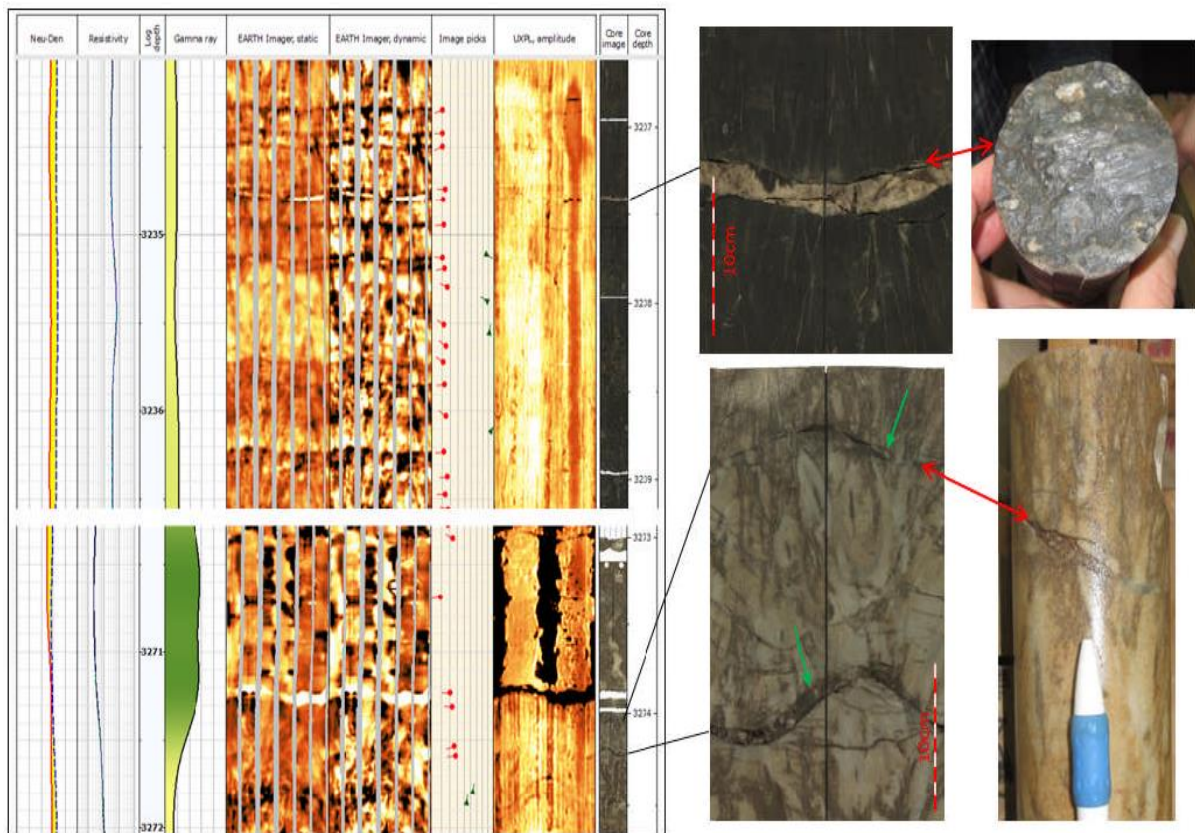


Figure 35 : Interprétation des fractures bréchiques sur le log d'imagerie.

Dans le premier cas, en haut, on remarque qu'il existe une fracture bréchique, d'origine tectonique, comme la photo de section de carotte montre ça, mais au journal d'imagerie, il est interpréter comme une bedding ou bien strate avec pendage d'environ 5 degré, donc c'est une mauvaise interprétation par le logiciel, le même chose pour le deuxième cas qu'il interprète comme une strate avec un faible pendage environ 12 degré.

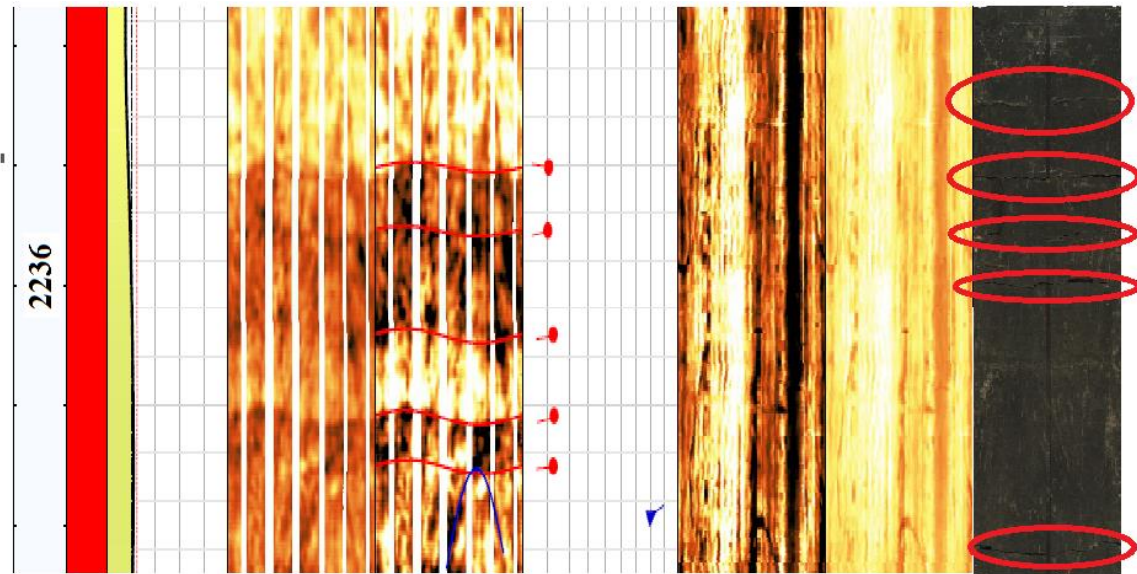


Figure 36 : Interprétation des strates sur le log d'imagerie

Les strates sont bien interprétées par le log d'imagerie, comme montre la carotte, avec un pendage faible d'environ 5 degré.

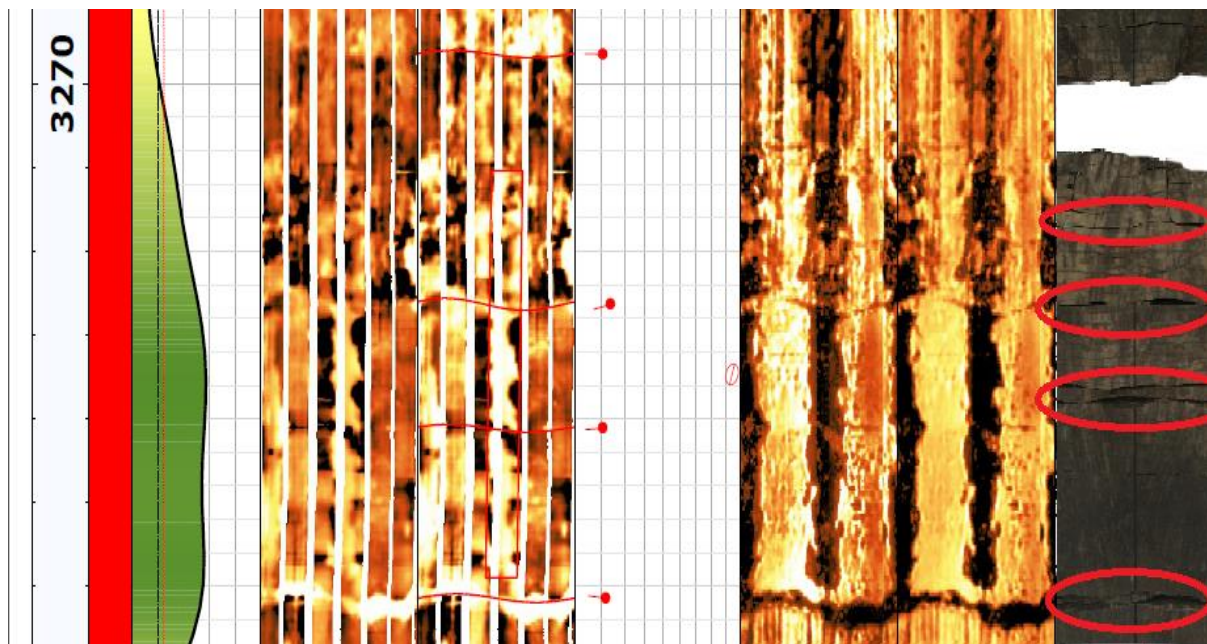


Figure 37 : Interprétation des breakouts sur le log d'imagerie

Les strates sont bien interprétées par le log de logiciel, ces strates sont liées avec les breakouts.

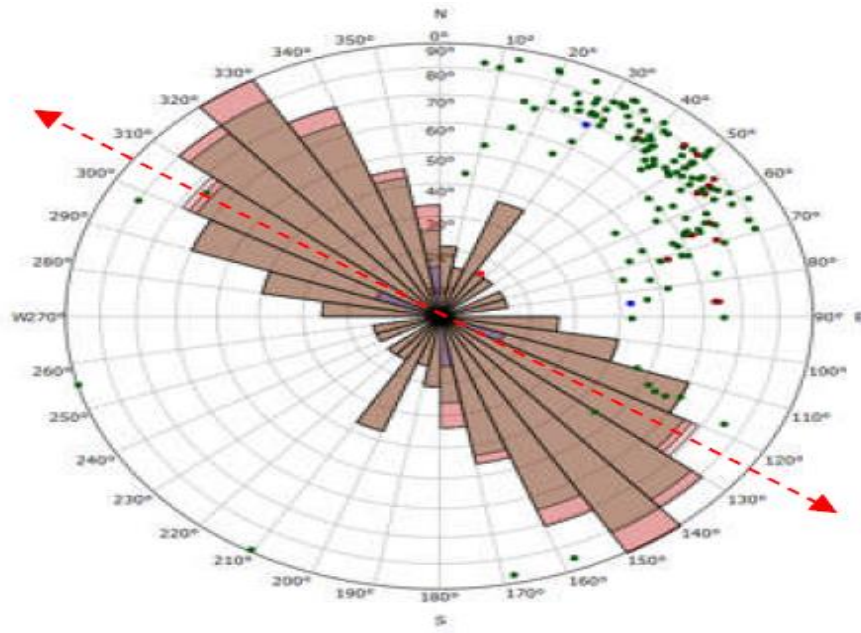


Figure 38 : La Rosace de la projection stéréographique.

La direction de la contrainte obtenue par la Rosace de Techlog est de NW-SE, cette direction est perpendiculaire sur la direction des Breakouts, et se représente la réalité, car le gisement de Hassi Messaoud est affecté par un régime compressive de direction NW-SE.

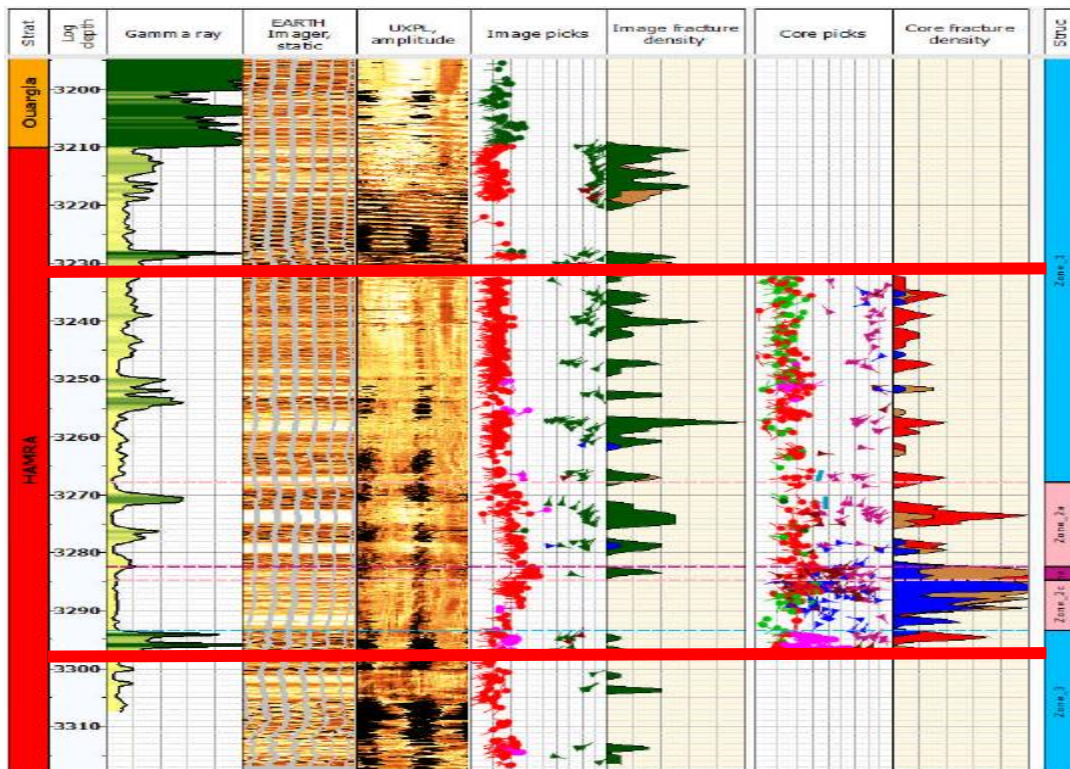


Figure 39 : Synthèse d'imagerie sur le puits HDZ-17.

La figure 38 donne le résultat d'une expérience d'imagerie, de toute la partie réservoir, et à partir des données d'imagerie, on calcule la densité de fracturation, et d'autre résultat concerne les fractures identifier sur les carottes, avec la densité de fracturation aussi que l'imagerie, on s'intéresse que par l'intervalle de 3232 à 3282m, car les deux expériences concernent cette intervalle, avec une comparaison entre les deux densités de fracturation, on remarque, une relation très proche entre les deux résultats.

III.7 Synthèse d'imagerie sur le puits HDZ-17.

L'intervalle (Zone)	Fractures sur l'image	Fractures sur la carotte	Commentaire
3232.4-3268m (Zone 1)	55	43	Fractures de faible amplitude correspondant ouvert sur la carotte.
3268-3282m (Zone 2a)	24	33	Fractures cimentés sur la carotte.
3282-3284.7m (Zone 2b)	1	37	Zone de faille possible, la densité de fracture est intense sur la carotte, avec <u>non expérience sur l'image</u> .
3284.7-3293m (Zone 2c)	1	86	
3293-3296.9 m (Zone 3)	6	12	Fractures ouvertes sur la carotte, pauvre sur l'imagerie
Total	87	211	-

Tableau 9 : Analyse des fractures dans le puits HDZ-17 (Document Baker Hughes).

On note que l'intervalle compris entre 3282 à 3293m est non pas concerné par l'expérience d'imagerie, pour cette raison en remarque un grand écart entre les deux résultats mais le nombre total des fractures sur la carotte est de 88 fractures, et pour l'image est 85 fractures dans l'intervalle entre 3232.4 et 3282m (Zones 1 et 2a), et 3293-3296.9 m (Zone 3).

Le tableau d'analyse montre qu'il existe une super homogénéité entre les résultats obtenu par les carottes et celles obtenu par l'imagerie.

III.8 Conclusion :

Les résultats de comparaison entre les deux densités de fracturation obtenue par l'imagerie et de carotte, qui montre un petit écart entre les deux, dans l'intervalle de 3232 à 3282 m.

L'analyse des fractures sur l'image et la carotte, donne des résultats super proche entre les deux, avec une différence de deux fractures dans l'intervalle de entre 3232.4 et 3282m (Zones 1 et 2a), et 3293-3296.9 m (Zone 3).

Sur les deux précédentes résultats, on conclue que l'imagerie est une technique très utile, et moins chère que le carottage, et donne des résultats très fiables, et on peut le remplacer par le carottage pour qui concerne l'étude des fracturations.

CHAPITRE IV

Etude et analyse des paramètres
géomécaniques.

IV.1 Introduction :

Dans les dernières années, une étude géomécanique sur le réservoir est étape primordial pour une meilleure modélisation de réservoir, d'une part pour une évaluation beaucoup plus fiable des quantités d'hydrocarbures produites en contenant la déformation mécanique du réservoir dans le calcul du drainage, d'autre part pour la prévision du comportement mécanique à moyen ou long terme du réservoir, cette étude est nécessaire pou ressortir les paramètres mécanique tel que le module de Young (E) et coefficient de poisson (ν) , après calcule des contraintes σ_1 , σ_2 et σ_3 , selon contrainte maximal, utilisé pour le choisir de profil de forage horizontal, selon contrainte minimal, utilisé pour le choisir de direction de fracturation hydraulique.

Dans ce chapitre, on donne quelque généralité sur les mouvements et déformations, après, on donne des initiations sur les cinq (5) essais géomécaniques, puis en calcule les différents paramètres géomécanique (module d'Young et coefficient de Poisson) statique et dynamique, Enfin, on estime les trois (3) contraintes : Min, Max, et Vertical

IV.2 Généralités :

IV.2.1 Rappelle sur les propriétés mécaniques des roches :

a) Mouvement et déformation des roches et des sols :

Lorsqu'un volume de roche subit à un champ de force, se transforment sous 2 types, ils sont :

- Un déplacement global du volume par translation et rotation rigide.
- Une déformation qui manifeste par le déplacement des molécules de volume rocheux cette déformation a 2 types :

Ductile : une déformation sans déplacement.

Cassante : une déformation avec déplacement. Selon le champ de forces, il est compressif, une extensif ou un cisaillement.

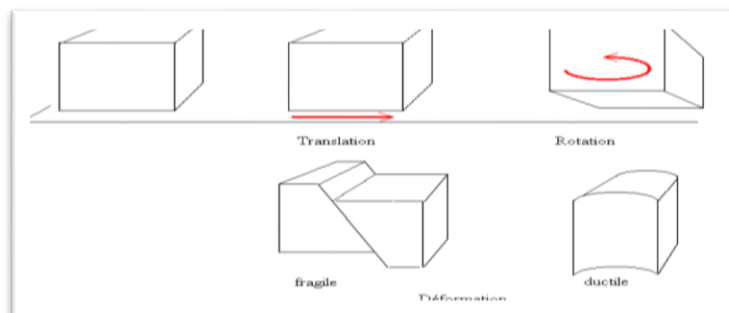


Figure 40 : Déplacement et déformation.

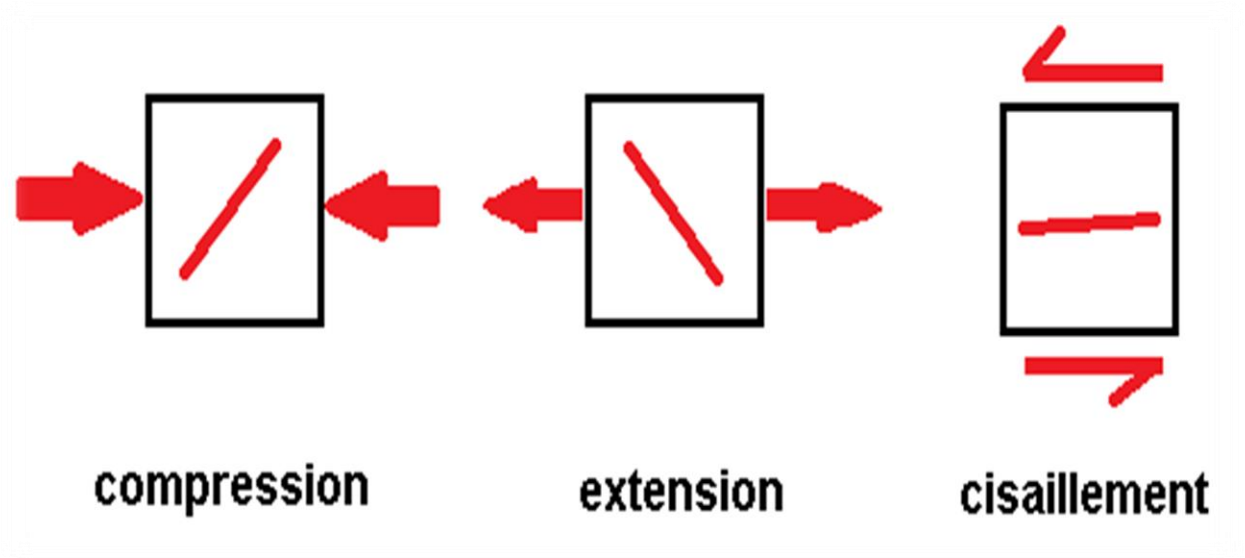


Figure 41 : Type de déformation en fonction des forces appliquées.

a.1) Les contraintes :

Une contrainte définit par un champ des forces qui ont la même direction, même sens, et même intensité, donc, un volume de roche subit de 03 contraintes en sens large, mais il existe des particularités.

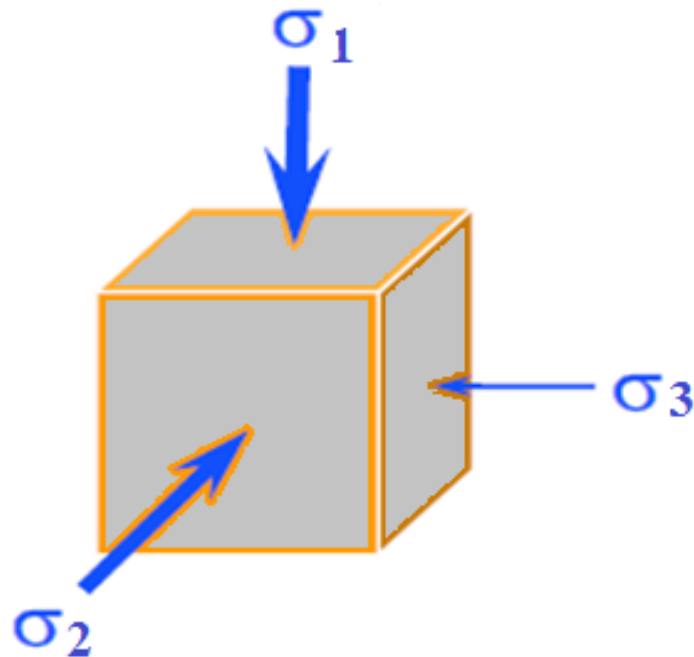


Figure 42 : Les 03 contraintes en cas générale.

a.2) Les déformations :

Il existe 03 types de déformation :

La déformation élastique : se caractérise par une modification de la position des atomes du matériau auquel on applique une force. Lorsque cette force cesse, les atomes retrouvent leur position d'origine : la déformation est réversible.

La déformation plastique : se caractérise par une modification de la position des atomes du matériau auquel on applique une force. Lorsque cette force cesse, les atomes ne retrouvent pas leur position d'origine : la déformation est irréversible.

La rupture : est la formation d'un plan de fracture permanent dans le matériau.

IV.2.2 Le comportement mécanique du réservoir pétrolier :

La répartition des contraintes et des pressions des fluides en place dans le champ changent au cours de production, ce changement provoque un nouvel état, cette dernière engendre un changement des paramètres d'écoulement, la production est pour but de récupération des hydrocarbures, mais sur le plan géomécanique, pour provoque une porosité et perméabilité utile et significatif.

- Dans le réservoir, la déplétion (diminution des pressions de pore) engendre une diminution de la contrainte effective, qui se traduit par le phénomène de compaction.

- Dans les formations encaissantes (dont la couverture), la transmission des champs de contrainte et de déplacement peut entraîner une éventuelle subsidence (affaissement au niveau de la surface).

La contrainte verticale exercée sur ceux-ci tend à augmenter plus rapidement que la contrainte horizontale. Cette modification du champ de contrainte appliqué sur le réservoir cause une compaction de celui-ci. En conséquence, cette compaction induit une déformation de la structure de la roche et de l'espace poreux associé.

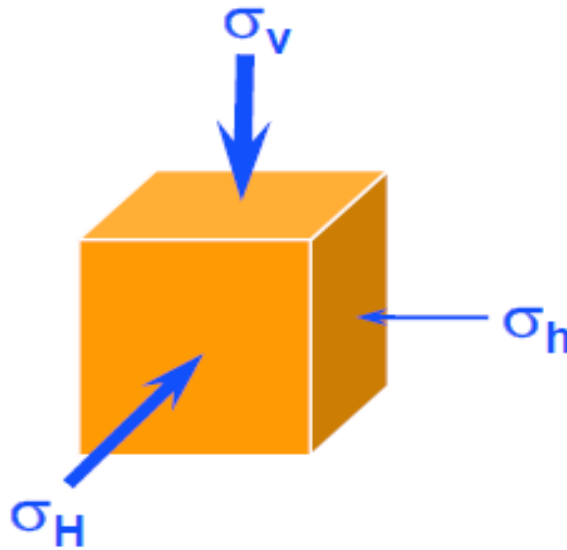


Figure 43 : Comportement mécanique d'un réservoir pétrolier.

- $\sigma_1 : \sigma_v$: Contrainte principale majeure.
- $\sigma_2 : \sigma_H$: Contrainte principale intermédiaire.
- $\sigma_3 : \sigma_h$: Contrainte principale mineure.

IV.3 Mesure des propriétés mécaniques du puits HDZ-17 :

Un programme des essais de mécanique des roches sur 08 carottes du puits HDZ-17 dans Quartzite el Hamra, comporte les analyses suivantes :

- Mesure du profil de la résistance à la compression simple (test de scratch).
- Mesures dynamiques (soniques) sur des échantillons de carottes (plugs).
- Mesures statiques (essais de compression simple) sur les mêmes échantillons.
- Essais triaxiaux à une pression de confinement donnée.
- Mesure de la résistance à la traction (essais Brésiliens).

IV.3.1 Scratch test :

Le test de scratch essai consiste à mesurer un profil continu de la résistance à la compression simple sur la carotte. Ce type de mesure a été réalisé sur une longueur totale de 60.75 mètres de carottes de puits HDZ-17, répartis comme suit :

a) Réalisation du test :

Une rainure de largeur W (10mm) est tracée sur la surface de la carotte avec un couteau en diamant synthétique. Le déplacement du couteau est contrôlé par une vitesse de coupe « constante » (V) et une profondeur de passe (d) qu'on fait varier ($d \sim 0.1 - 0.35\text{mm}$) avec un incrément constant (généralement égal à 0.05mm). Les composantes de la force de coupe F_c sont enregistrées tout le long de l'essai permet de calculer la valeur de la résistance à la compression simple.

Remarque :

Il est important de préciser que pour garantir la fiabilité des résultats, l'équipement utilisé est préalablement calibré par un essai sur une carotte d'affleurement (grés de Berea) dont la résistance à la compression simple est connue et dont la valeur est égale à 7800Psi.

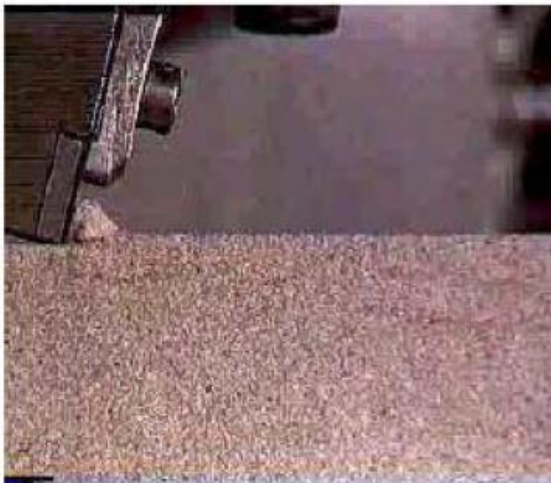
Ductile Failure Mode**Brittle Failure Mode**

Figure 44 : Test de scratch.

b) Traitement des résultats :

Les valeurs de la résistance à la compression simple mesurées sur les carottes est comme le suivant :

La carotte N°1 montre des valeurs comprises entre 43.19MPa et 240MPa.

La carotte N°2 montre des valeurs comprises entre 112.01 à 222.07MPa.

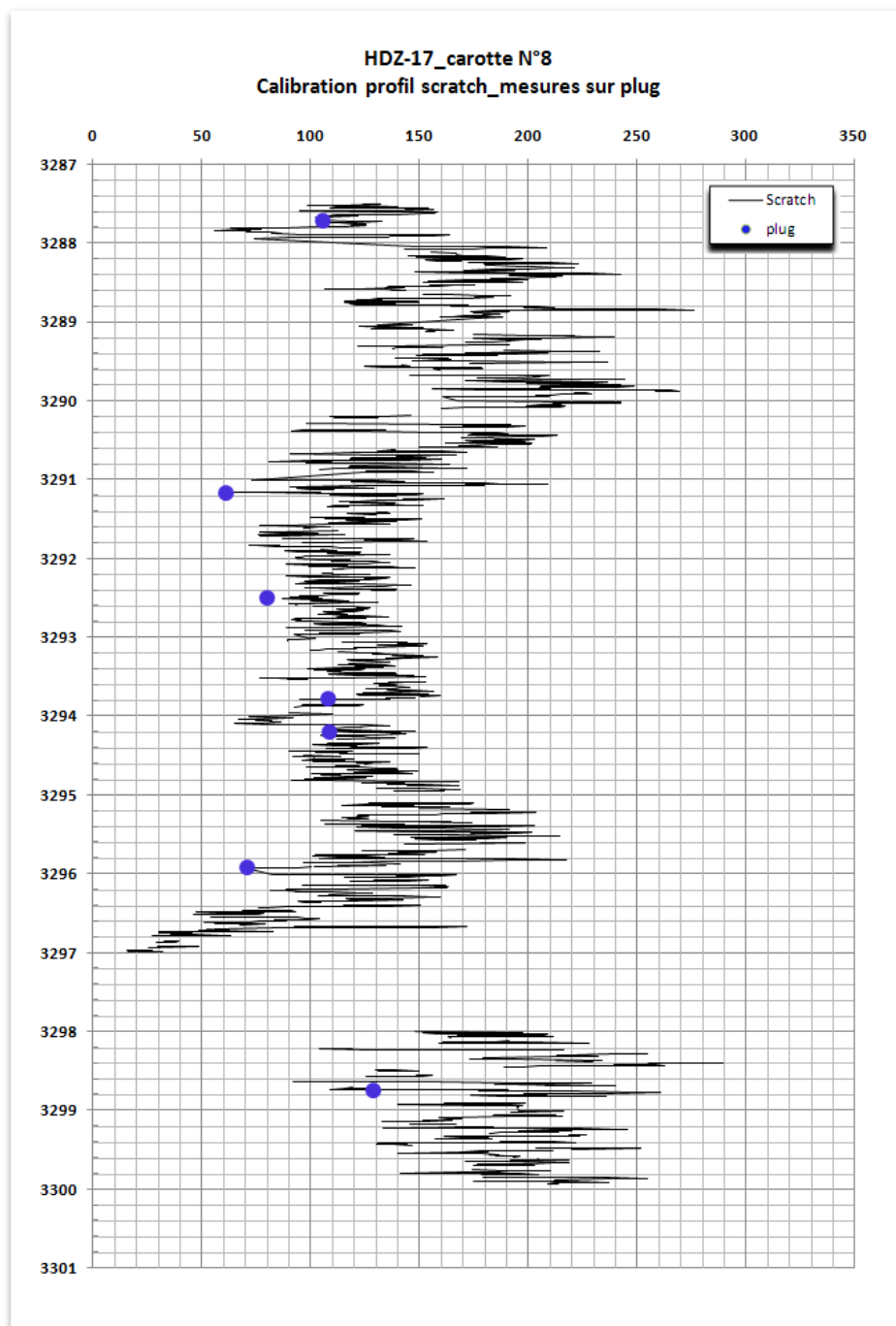
La carotte N°3 montre des valeurs comprises entre 61.2 et 263.15MPa.

La carotte N°4 montre des valeurs comprises entre 39.91 et 261.23MPa.

La carotte N°5 est nettement supérieur, elles varient entre 90.01 et 310.44MPa.

La carotte N°6 montre des valeurs comprises entre 22 et 350.02MPa.

La carotte N°8 montre des valeurs comprises entre 15.45 et 390MPa.



Graphe 2 : Variation de la résistance à la compression (ex : Carotte N°8).

IV.3.2 Mesures dynamiques (Soniques) :

L'essai sonique est basé sur une procédure standard. Le test consiste à mesurer le temps de propagation d'une onde à travers un échantillon. La longueur de l'échantillon étant connue, on peut donc calculer la vitesse de propagation.

Le dispositif expérimental utilisé comporte un amplificateur ultrasonore « haute tension » (900 Volt maximum), deux capteurs soniques de fréquence 0.5-1MHz pour les ondes longitudinales et transversales et un oscilloscope numérique pour la visualisation des ondes.

L'ensemble du matériel étant au préalable calibré sur deux échantillons étalons d'acier inoxydable et aluminium dont les valeurs des vitesses de compression et cisaillement sont connues.

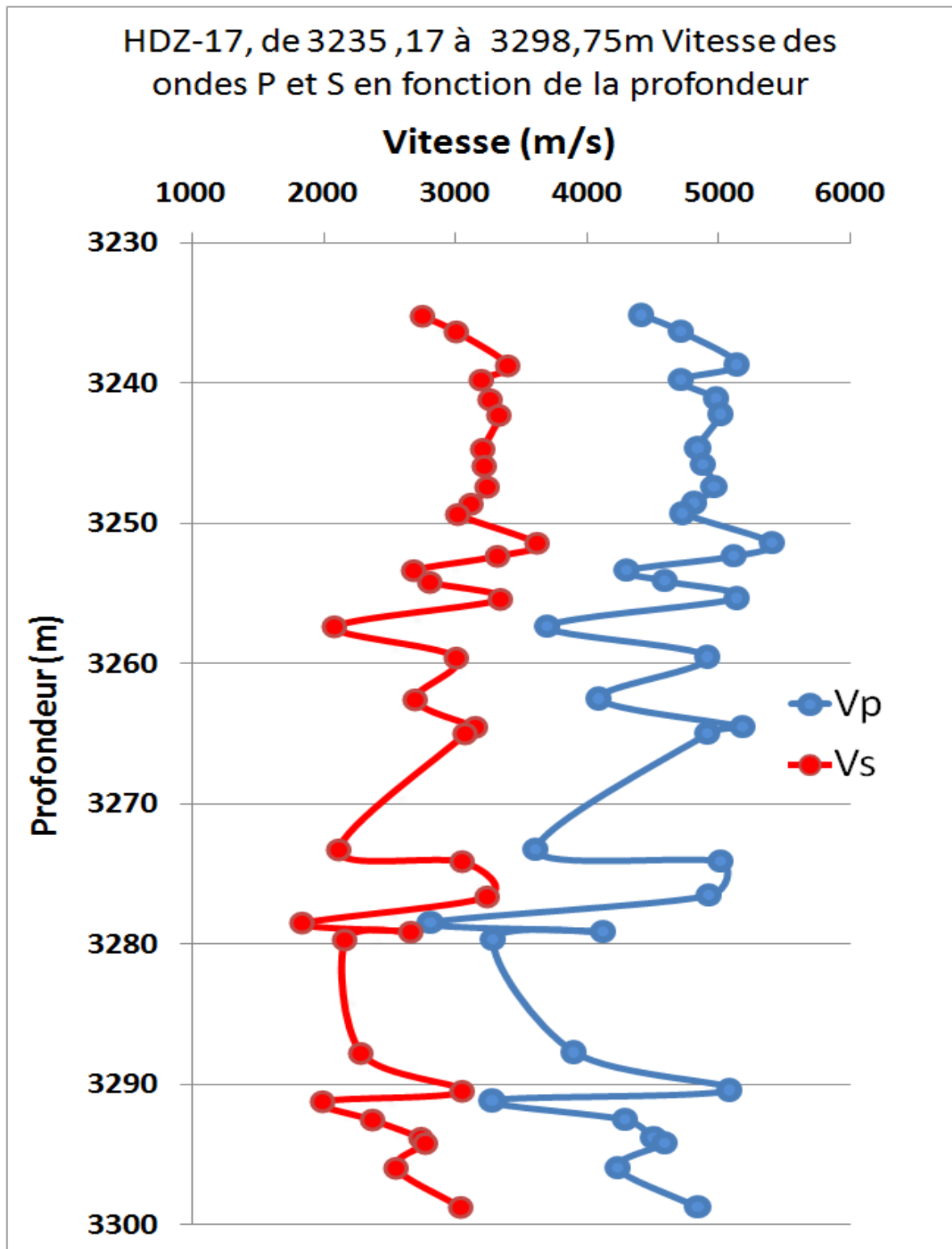
a) Calcul des vitesses de propagation :

Deux mesures sont réalisées pour chaque type d'onde. Une première mesure est faite à vide (sans l'échantillon) en mettant en contact les deux pièces piézométriques, suivie d'une seconde mesure avec échantillon. La différence entre les deux mesures est utilisée pour l'évaluation des temps de vol qui traverse réellement l'échantillon.

Le tableau 10 représenté, résume les valeurs des temps de vol et vitesses de propagation des ondes de compression et cisaillement mesurées sur les échantillons testés.

Ech N°	Profondeur (m)	ΔT_c (μs)	ΔT_s (μs)	V_p (m/s)	V_s (m/s)	V_p/V_s
1	3235,17	11,51	18,47	4412	2749	1,60
2	3236,30	10,96	17,19	4711	3003	1,57
3	3238,71	10,05	15,2	5132	3393	1,51
4	3239,74	10,98	16,17	4710	3199	1,47
5	3241,11	10,33	15,76	4983	3266	1,53
6	3242,24	10,28	15,46	5012	3332	1,50
7	3244,66	10,63	16,04	4840	3208	1,51
8	3245,84	10,56	16,05	4881	3211	1,52
9	3247,38	10,39	15,92	4962	3239	1,53
10	3248,56	10,72	16,58	4812	3111	1,55
11	3249,30	10,84	16,95	4720	3019	1,56
12	3251,40	9,47	14,16	5405	3615	1,50
13	3252,32	10,01	15,46	5115	3312	1,54
14	3253,32	11,84	18,97	4299	2683	1,60
15	3254,11	11,1	18,17	4590	2804	1,64
16	3255,35	9,93	15,26	5132	3339	1,54
17	3255,88	Echantillon cassé lors de la préparation (essai non réalisé)				
18	3257,35	13,74	24,43	3702	2082	1,78
19	3259,52	10,36	16,96	4912	3001	1,64
20	3262,51	12,44	18,93	4092	2689	1,52
21	3264,50	9,87	16,24	5178	3147	1,65
22	3264,95	10,4	16,62	4913	3075	1,60
23	3273,23	14,14	24,2	3613	2111	1,71
24	3274,10	10,19	16,78	5015	3045	1,65
25	3276,53	10,33	15,72	4926	3237	1,52
26	32.78.45	18,06	27,74	2815	1832	1,54
27	3279,12	12,34	19,09	4120	2663	1,55
28	3279,68	15,44	23,49	3290	2163	1,52
29	3283,16	Echantillon cassé lors de la préparation (essai non réalisé)				
30	3287,72	13,14	22,49	3896	2276	1,71
31	3288,66	Echantillon cassé lors de la préparation (essai non réalisé)				
32	3289,84	Echantillon cassé lors de la préparation (essai non réalisé)				
33	3290,42	10,05	16,76	5081,59	3047	1,67
34	2191,16	15,53	25,56	3280	1993	1,65
35	3292,49	11,88	21,48	4291	2373	1,81
36	3293,78	11,31	18,61	4508	2739	1,65
37	3294,19	11,10	18,40	4593	2771	1,66
38	3295,92	12,03	19,99	4231	2546	1,66
39	3296,29	Echantillon cassé lors de la préparation (essai non réalisé)				
40	3298,75	10,53	16,75	4839	3042	1,59

Tableau 10 : Valeurs des temps de vols et vitesses de propagation des ondes (P et S).



Graph 3 : Variation des valeurs de vitesse de l'onde de compression et cisaillement.

La valeur de vitesse de l'onde de compression (P) varie entre 2815 et 5405m/s, et celles de l'onde de cisaillement (S) varie dans une plage entre 1832 et 3615 m/s. Le rapport moyen V_p/V_s est égal à 1.59.

b) Détermination des paramètres mécaniques dynamiques :

Les paramètres mécaniques dynamiques (module de Young et coefficient de Poisson) ont été calculés en utilisant les équations ci-après :

- $E_d = \rho V_s^2 [(3V_p^2 - 4V_s^2) / (V_p^2 - V_s^2)].$
- $\nu_d = \frac{1}{2} (V_p^2 - 2V_s^2) / (V_p^2 - V_s^2).$

E_d : Module d'Young dynamique, en GPa.

ν_d : Coefficient de Poisson dynamique.

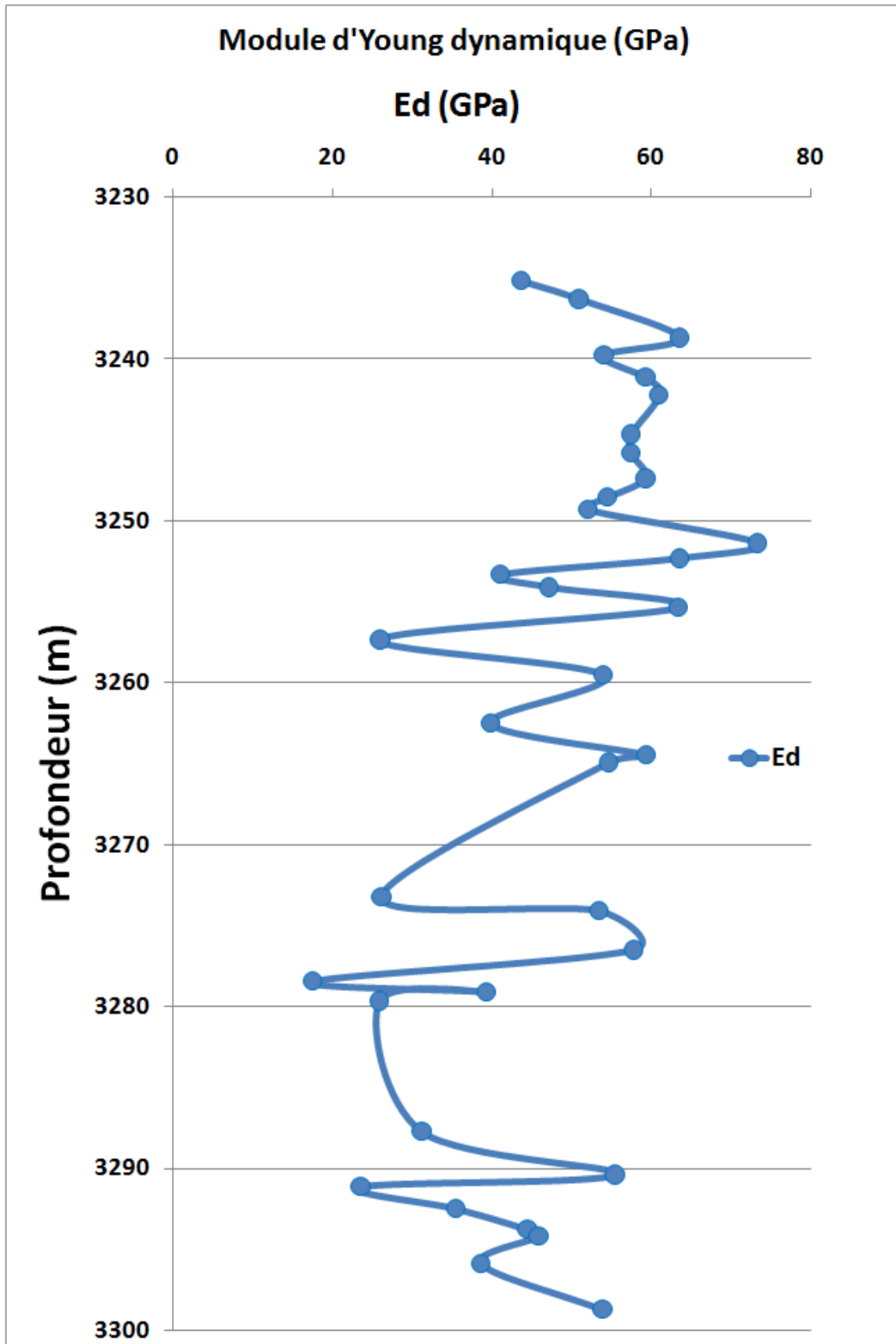
ρ : La densité, en g/cc.

V_p : Vitesse de l'onde de compression, en m/sec.

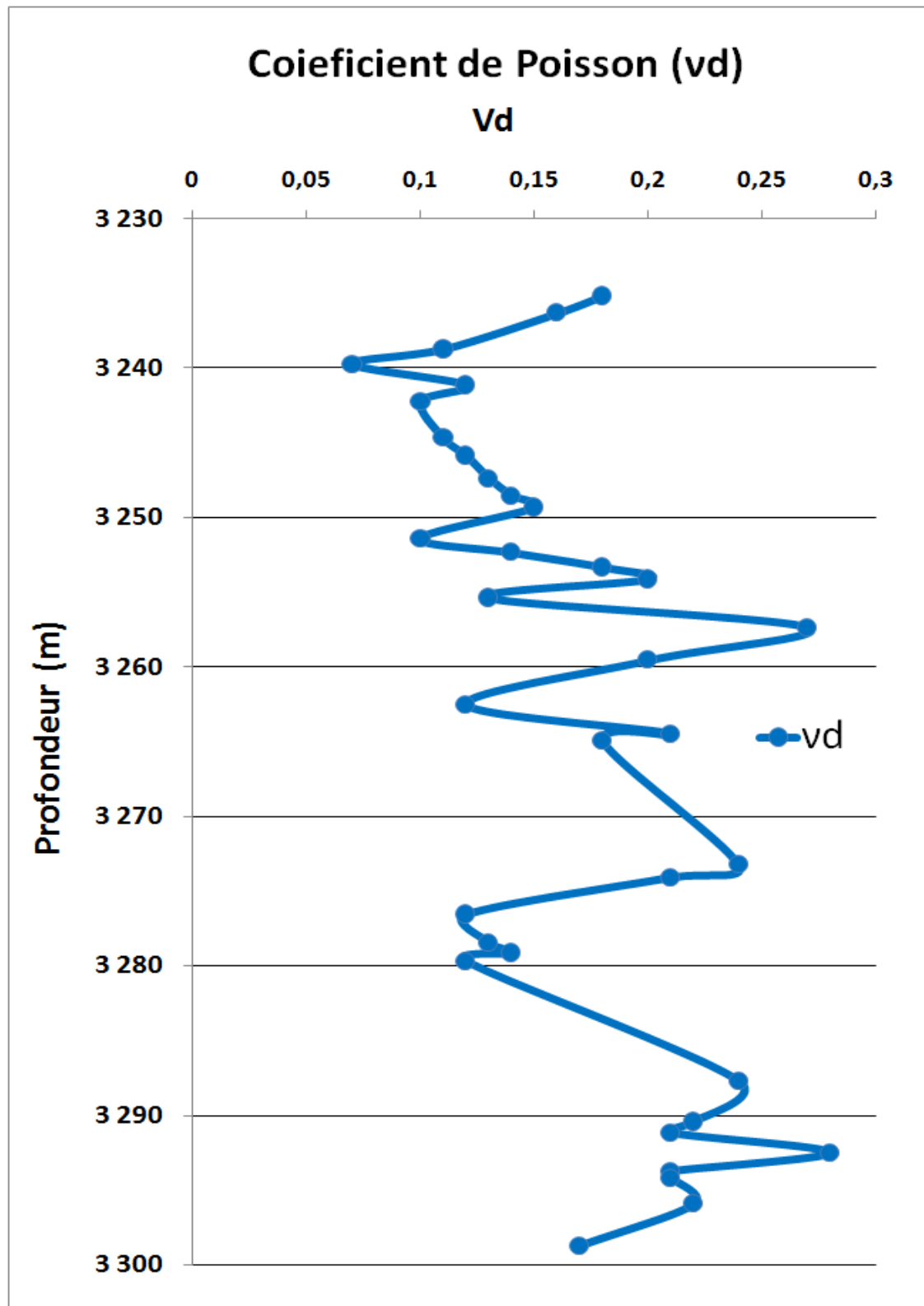
V_s : Vitesse de l'onde de cisaillement, en m/sec.

Ech N°	Profondeur (m)	Ed (GPa)	ν_d
1	3235,17	43,74	0,18
2	3236,30	50,92	0,16
3	3238,71	63,57	0,11
4	3239,74	54,04	0,07
5	3241,11	59,26	0,12
6	3242,24	60,97	0,10
7	3244,66	57,42	0,11
8	3245,84	57,47	0,12
9	3247,38	59,25	0,13
10	3248,56	54,47	0,14
11	3249,30	52,00	0,15
12	3251,40	73,25	0,10
13	3252,32	63,54	0,14
14	3253,32	41,10	0,18
15	3254,11	47,16	0,20
16	3255,35	63,42	0,13
18	3257,35	26,03	0,27
19	3259,52	54,02	0,20
20	3262,51	39,80	0,12
21	3264,50	59,39	0,21
22	3264,95	54,63	0,18
23	3273,23	26,19	0,24
24	3274,10	53,44	0,21
25	3276,53	57,75	0,12
26	3278,45	17,52	0,13
27	3279,12	39,34	0,14
28	3279,68	25,88	0,12
30	3287,72	31,25	0,24
33	3290,42	55,43	0,22
34	3291,16	23,57	0,21
35	3292,49	35,54	0,28
36	3293,78	44,45	0,21
37	3294,19	45,86	0,21
38	3295,92	38,59	0,22
40	3298,75	53,89	0,17

Tableau 11 : Les paramètres mécaniques dynamiques.



Graphe 4 : Variation des valeurs de module d'Young dynamique (E_d).



Graph 5 : Variation des valeurs de coefficient de Poisson dynamique (v_d).

Les valeurs du module d'Young dynamique (E_d) sont comprises entre 17.52 et 73.25GPa et celles du coefficient de Poisson dynamique (v_d) se situent entre 0.07 et 0.28.

IV.3.3 Essais de compression simple :

Le but de cet essai est de mesurer la contrainte de rupture et les propriétés élastiques (module d'Young et coefficient de Poisson) sur échantillon de carotte (plug).

a) Préparation des échantillons :

La préparation des échantillons est la phase la plus importante qui précède la réalisation des essais. En effet, la qualité des tests exige que les faces des échantillons soient planes et parfaitement parallèles (normes ASTM 1998 a «Standard Practice For Preparing Rock Core Specimens And Determining Dimensional And Shape Tolerances (D 4543-85)»).

La rectification des faces des échantillons est réalisée au laboratoire en utilisant une rectifieuse plane, ensuite, le parallélisme des faces rectifiées est contrôlé à l'aide d'un comparateur.

b) Déroulement des essais :

L'essai de compression simple est réalisé selon le mode opératoire MO-GIS-M21.

L'échantillon doté de son système de mesure de déformations subit un chargement uniaxial jusqu'à la rupture. Les valeurs des déformations sont mesurées en continu tout le long de l'essai.

c) Traitement des données et détermination des paramètres mécaniques statiques :

Pour chaque échantillon, la courbe « contrainte-déformation » est tracée à la fin du test.

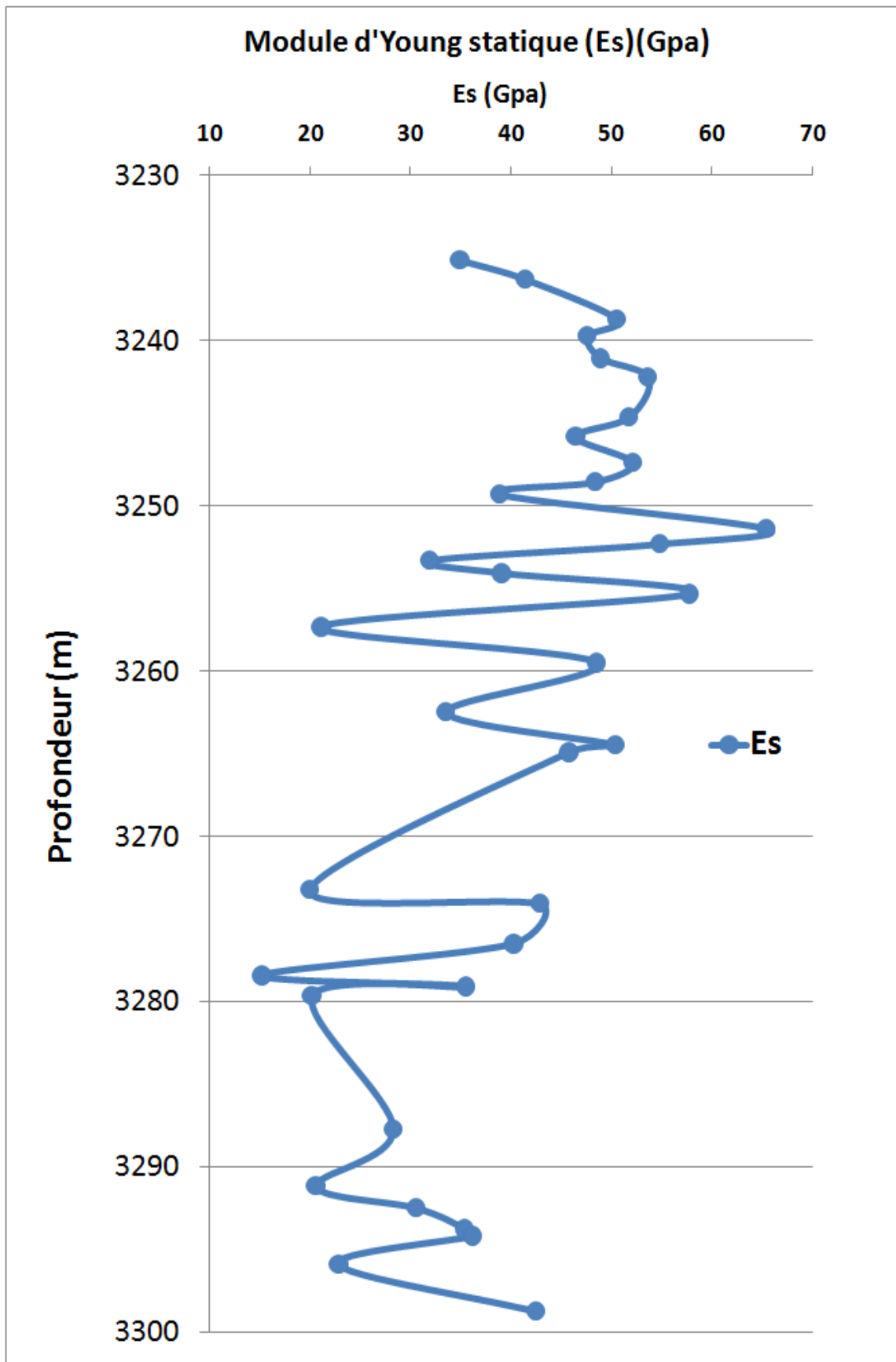
La valeur de la contrainte de rupture est directement déterminée à partir des acquisitions de l'essai. Les deux paramètres mécaniques (module d'Young et coefficient de Poisson) sont calculés en utilisant les formules ci-dessous :

- $E = \Delta\sigma / \Delta\varepsilon_{ax}$
- $\nu = - \Delta\varepsilon_{rad} / \Delta\varepsilon_{ax}$

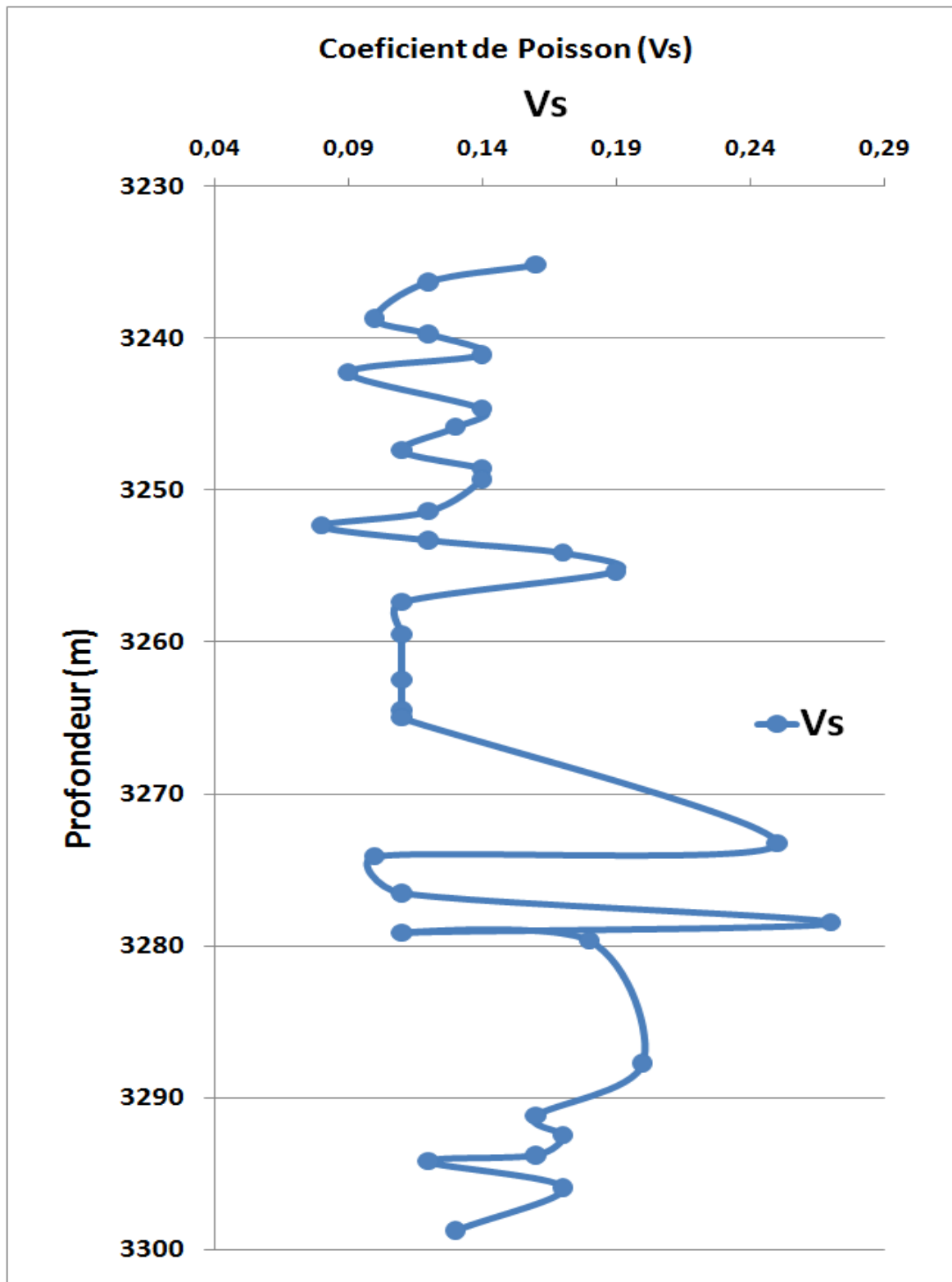
Les résultats des essais de compression simple sont montrés sur le tableau 12 :

Ech N°	Profondeur (m)	UCS	E _s (GPa)	v _s
1	3235,17	111,63	34,94	0,16
2	3236,30	144,95	41,46	0,12
3	3238,71	171,47	50,54	0,10
4	3239,74	209,11	47,58	0,12
5	3241,11	179,96	48,97	0,14
6	3242,24	208,32	53,66	0,09
7	3244,66	207,81	51,72	0,14
8	3245,84	147,88	46,44	0,13
9	3247,38	218,00	52,13	0,11
10	3248,56	173,66	48,41	0,14
11	3249,30	108,99	38,91	0,14
12	3251,40	263,98	65,43	0,12
13	3252,32	189,48	54,83	0,08
14	3253,32	90,81	31,88	0,12
15	3254,11	139,63	39,10	0,17
16	3255,35	163,24	57,76	0,19
18	3257,35	55,75	21,13	0,11
19	3259,52	173,86	48,50	0,11
20	3262,51	104,54	33,53	0,11
21	3264,50	171,05	50,38	0,11
22	3264,95	150,72	45,80	0,11
23	3273,23	56,09	19,99	0,25
24	3274,10	116,36	42,87	0,10
25	3276,53	112,87	40,27	0,11
26	3278,45	42,49	15,24	0,27
27	3279,12	136,21	35,49	0,11
28	3279,68	73,00	20,20	0,18
30	3287,72	105,70	28,31	0,20
34	3291,16	60,91	20,60	0,16
35	3292,49	79,79	30,61	0,17
36	3293,78	108,01	35,37	0,16
37	3294,19	108,52	36,17	0,12
38	3295,92	70,97	22,86	0,17
40	3298,75	129,04	42,49	0,13

Tableau 12 : Valeurs des paramètres mécaniques statiques (essais uniaxiaux).

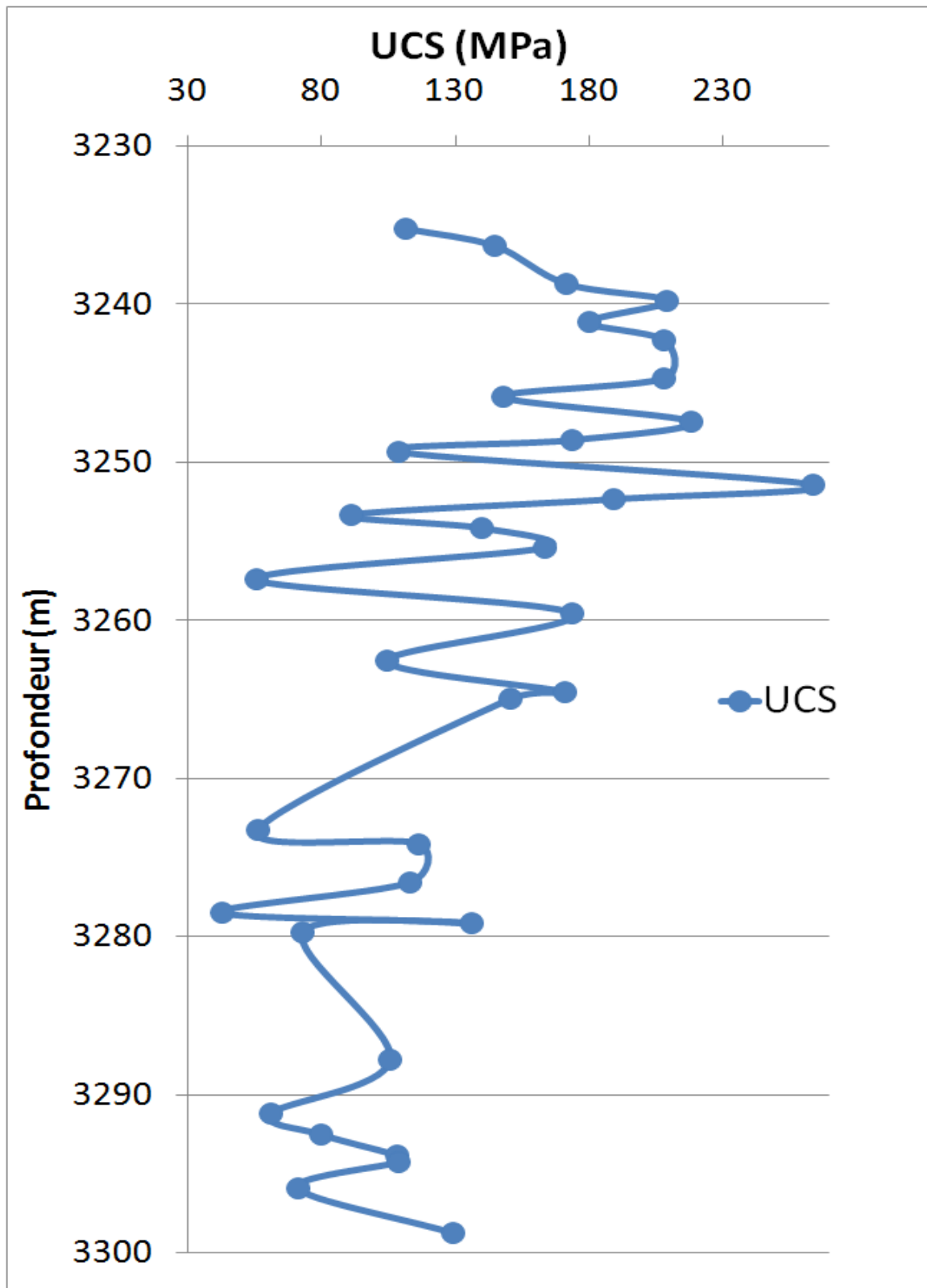


Grphe 6 : Variation des valeurs de module d'Young statique (E_s).



Graph 7 : Variation des valeurs de coefficient de Poisson statique (ν_s).

Les valeurs de module d'Young statique (E_s) varient entre 15.24 et 65.87GPa. Le coefficient de Poisson statique (ν_s) varie entre 0.08 et 0.27.



Graph 8 : Variation des valeurs de compression simple (UCS).

Les résultats de la résistance à la compression simple montre une résistance à la compression varie entre 42.49 et 263.98MPa.

IV.3.4 Essais triaxiaux :

Les essais triaxiaux ont été réalisés à une pression de confinement égale à 30MPa.

Le choix de cette valeur a été fait après réalisation d'un test isotrope (fermeture des microfissures induites par relaxation des carottes).

a) Préparation des échantillons :

La méthode de préparation des échantillons pour les essais triaxiaux est identique à celle utilisée pour les essais de compression simple.

b) Déroulement des essais :

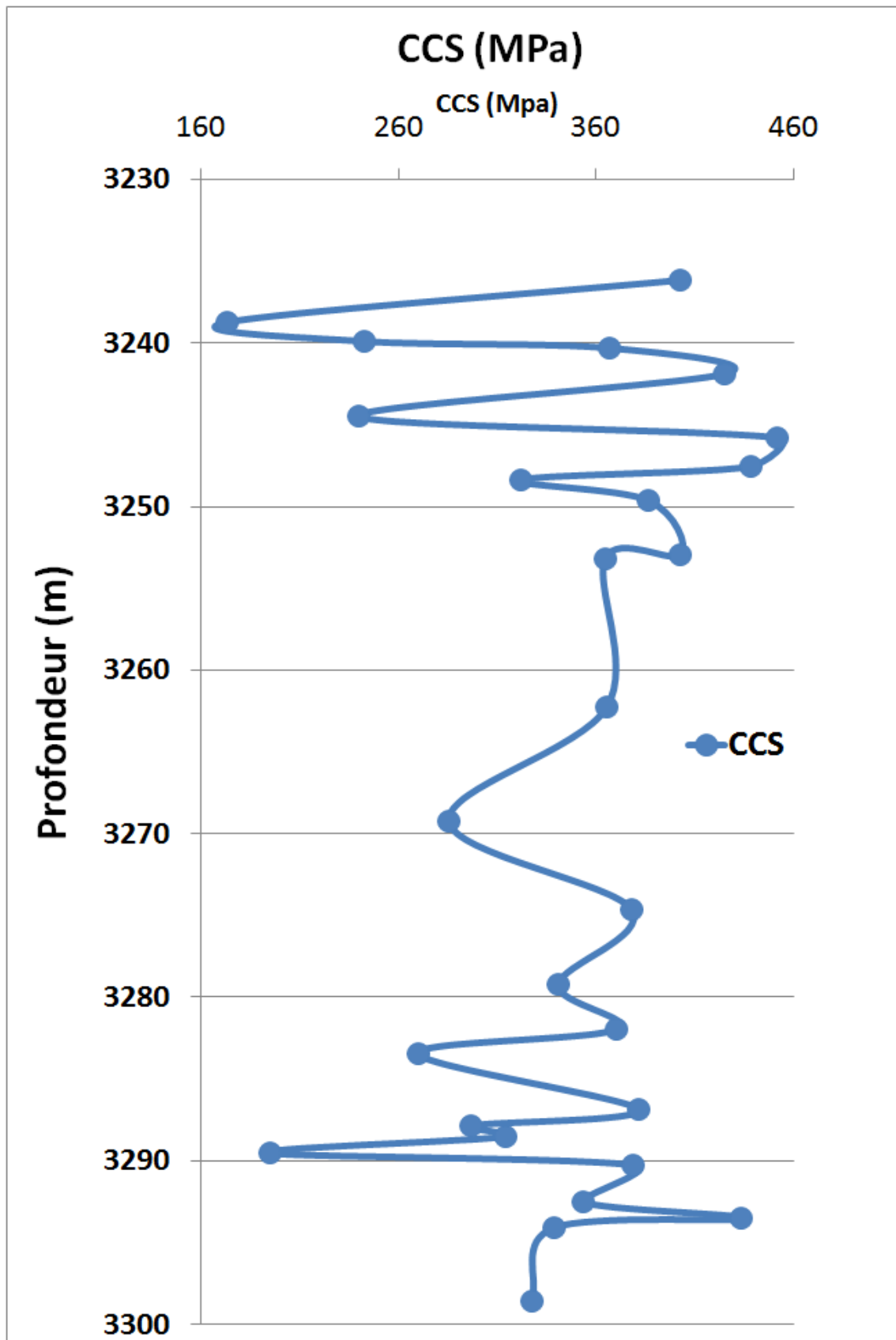
L'essai triaxial réalisé selon le mode opératoire MO-GIS-M22, commence par une augmentation de la pression de confinement jusqu'à une valeur fixe (30MPa dans notre cas), ensuite cette dernière est maintenue constante tout le long du chargement axial jusqu'à la rupture.

c) Traitement des données :

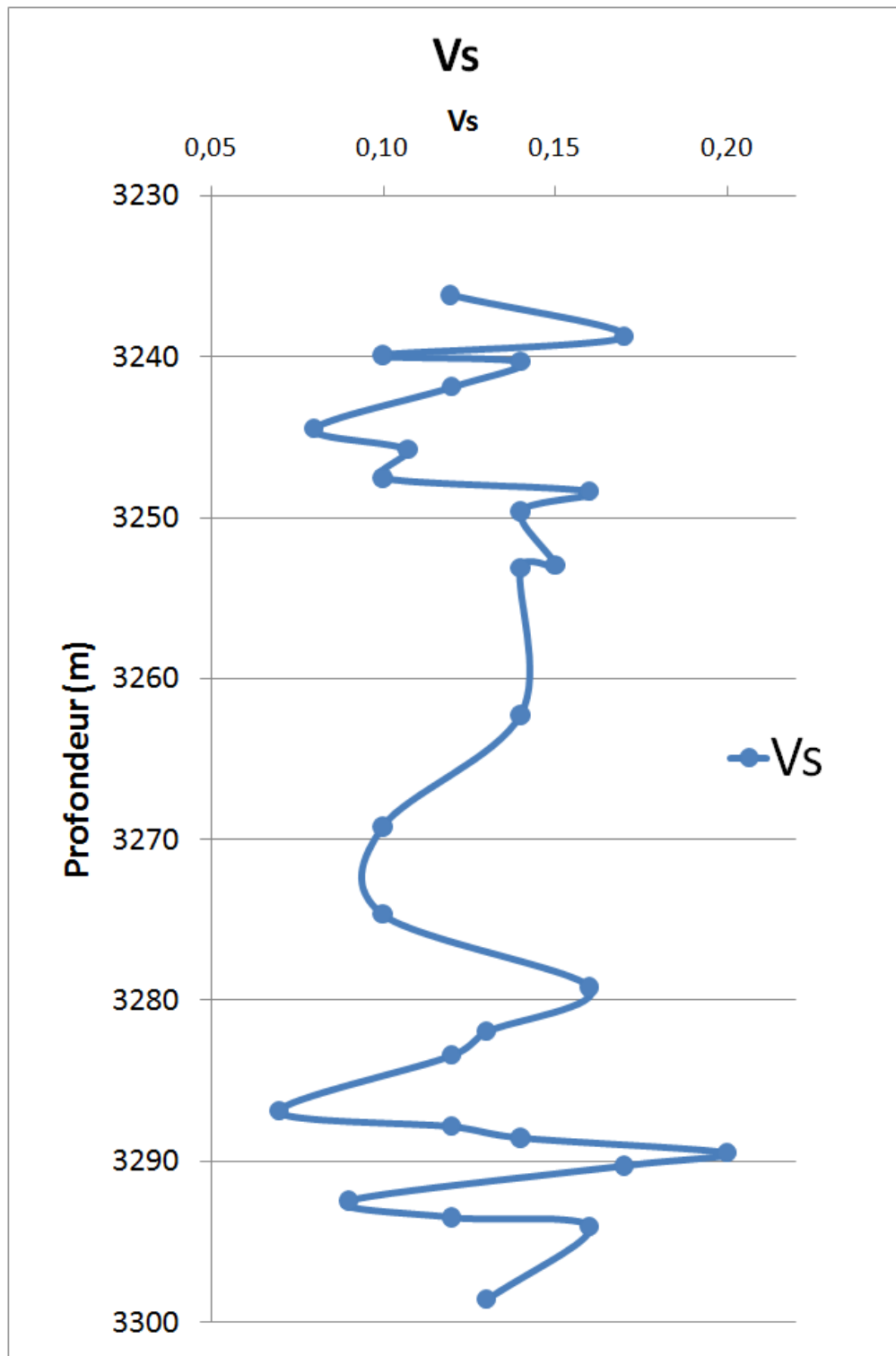
La contrainte de rupture est directement déduite à partir des acquisitions du test. Elle correspond à la valeur maximale de la contrainte déviatorique de pression axial à laquelle on ajoute la pression de confinement.

$$\sigma_{\text{rup}} = \sigma_{\text{ax}} + P_c$$

La méthode de détermination des valeurs du module d'Young et coefficient de Poisson est identique à celle utilisée pour l'interprétation des essais uniaxiaux (compression simple).



Graph 9 : Variation des valeurs de pression de confinement (CCS).



Graph 10 : Variation des valeurs de coefficient de Poisson statique (V_s).

Les valeurs de la compression triaxial (CCS) montre une variation entre de 173.5 à 451.58MPa, et pour le coefficient de Poisson (ν) montre une variation entre 0.08 à 0.2.

IV.3.5 Essais de traction (Essai Brésilien) :

Cette méthode est faite pour la simulation d'une traction, car pour faite cette méthode, est impossible techniquement, donc on fait cette astuce pour simulé la réalité, Le but de cet essai est de mesurer la résistance à la traction sur un échantillon de carotte (plug).

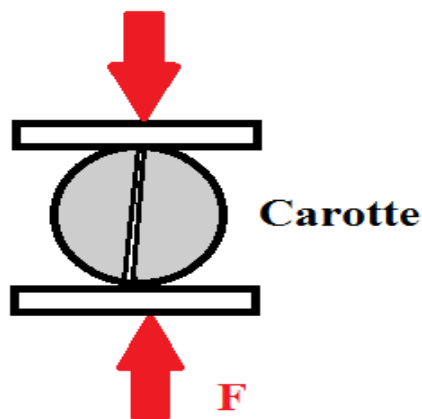


Figure 45 : Principe de l'essai brésilien.

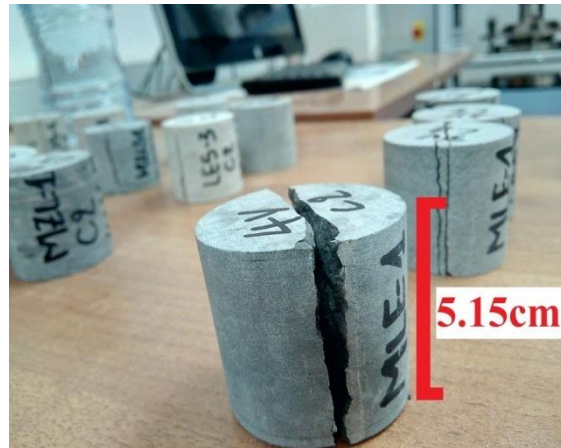


Figure 46 : Carotte après l'essai (CRD 2018)

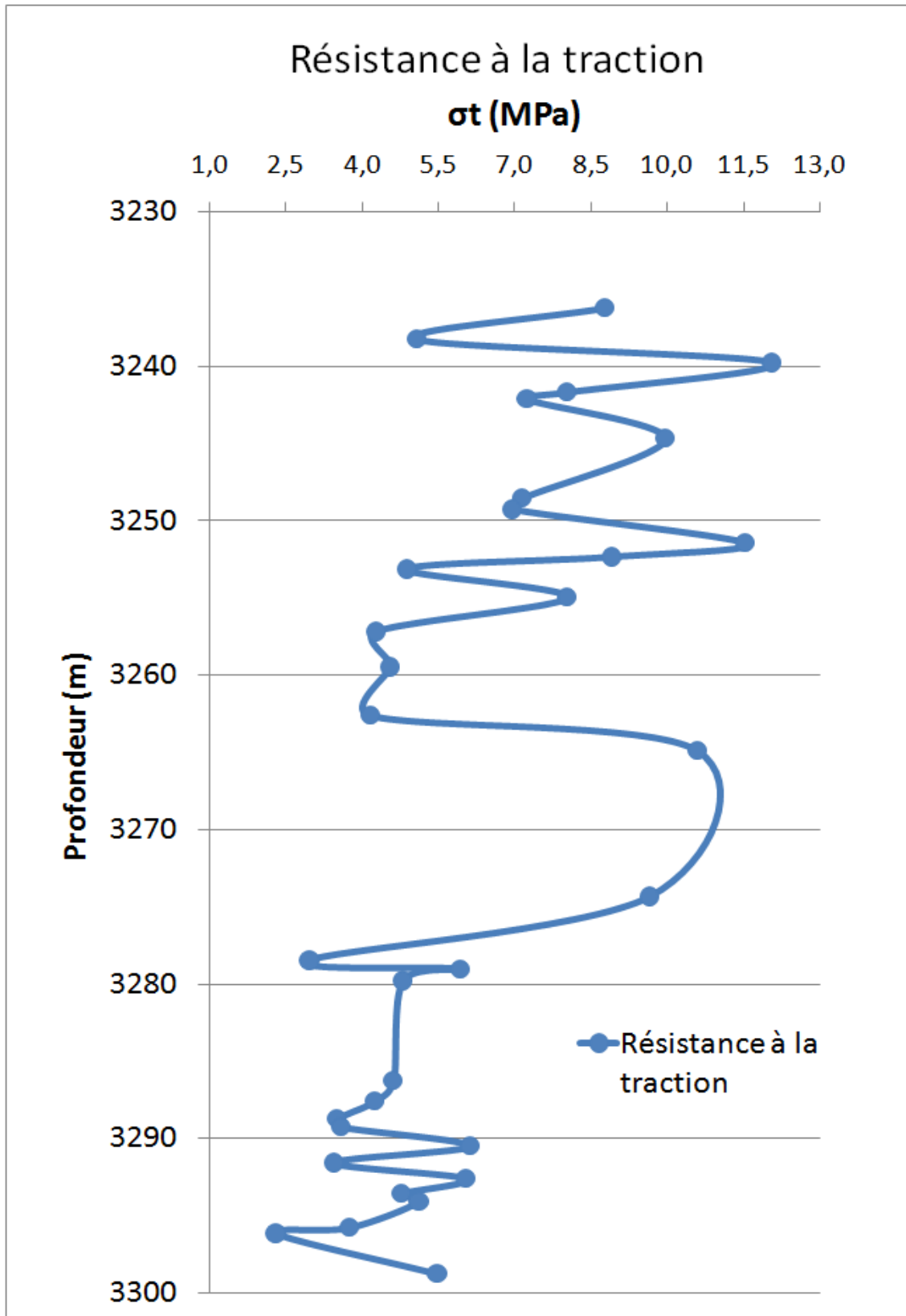
a) Traitement des données :

La résistance à la traction est directement déduite à partir des acquisitions de données du test. Elle correspond à la valeur maximale de la force de compression appliquée, et calculée par la formule suivante :

$$\sigma_t = 2F_{\max}/\pi DL$$

Ech N°	Profondeur (m)	Résistance à la traction (MPa)
1	3236,27	8,78
2	3238,27	5,08
3	3239,80	12,05
4	3241,72	8,03
5	3242,16	7,24
6	3244,72	9,96
7	3248,54	7,15
8	3249,31	6,95
9	3251,48	11,53
10	3252,4	8,92
11	3253,19	4,88
12	3255,00	8,03
13	3257,24	4,27
14	3259,53	4,56
15	3262,65	4,16
16	3264,95	10,59
17	3274,37	9,65
18	3278,51	2,97
19	3279,07	5,94
20	3279,84	4,80
21	3286,29	4,61
22	3287,61	4,25
23	3288,76	3,50
24	3289,30	3,59
25	3290,51	6,13
26	3291,63	3,45
27	3292,61	6,05
28	3293,61	4,78
29	3294,12	5,12
30	3295,83	3,75
31	3296,21	2,30
32	3298,82	5,48

Tableau 13 : Résultat de la résistance à la traction (essai brésilien).



Graphe 11 : Variation des valeurs de la résistance à la traction.

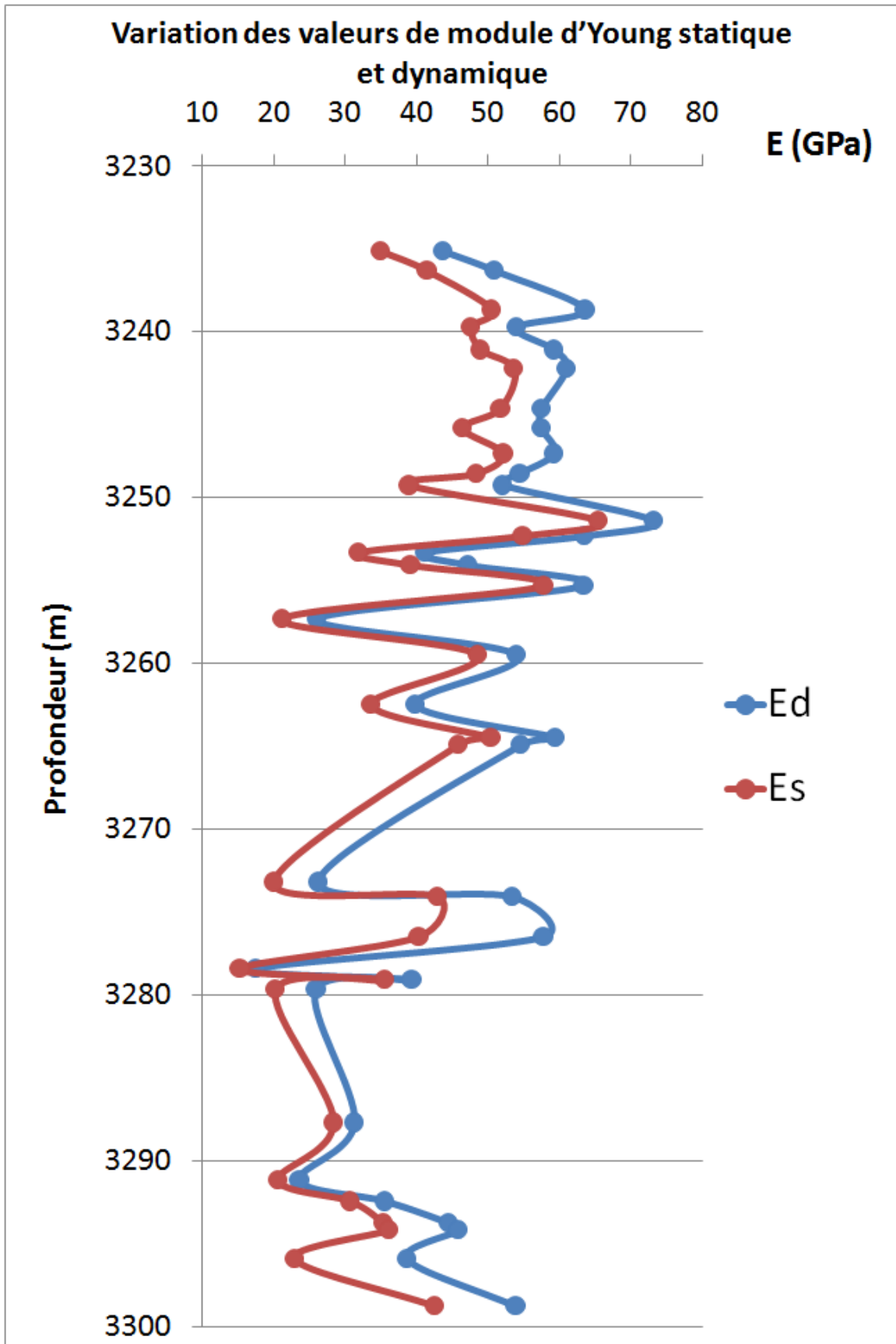
Les valeurs à la résistance à la traction varient entre 2.30 à 12.05MPa.

IV.4 Comparaison entre les résultats des essais soniques et ceux des essais de compression simple (UCS) :

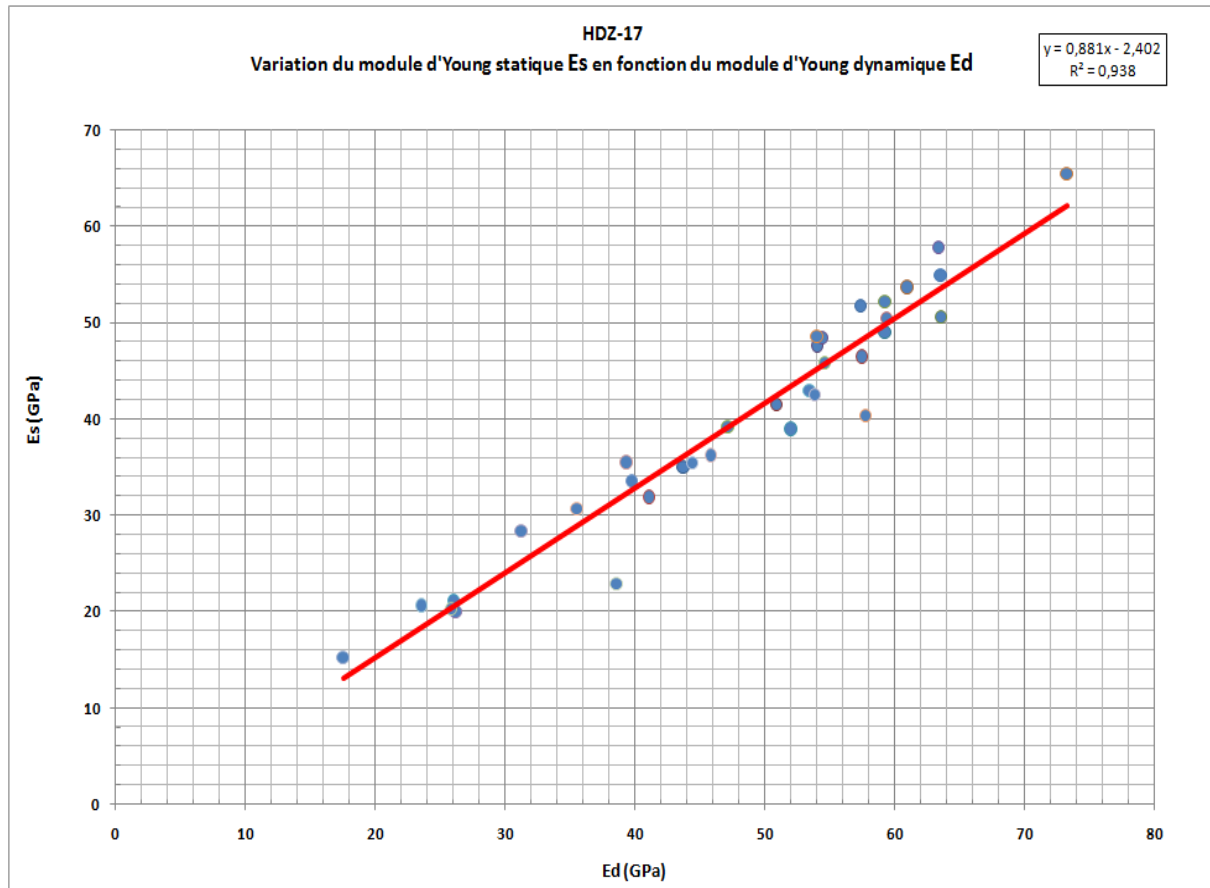
Le tableau N°14 représente une comparaison faite entre les valeurs des modules d'Young dynamique (E_d) obtenu par essai de sonique, et statique (E_s) obtenu par compression simple.

Profondeur (m)	E_d (GPa)	E_s (GPa)	E_s/E_d
3235,17	43,74	34,94	0,80
3236,30	50,92	41,46	0,81
3238,71	63,57	50,54	0,80
3239,74	54,04	47,58	0,88
3241,11	59,26	48,97	0,83
3242,24	60,97	53,66	0,88
3244,66	57,42	51,72	0,90
3245,84	57,47	46,44	0,81
3247,38	59,25	52,13	0,88
3248,56	54,47	48,41	0,89
3249,30	52,00	38,91	0,75
3251,40	73,25	65,43	0,89
3252,32	63,54	54,83	0,86
3253,32	41,10	31,88	0,78
3254,11	47,16	39,10	0,83
3255,35	63,42	57,76	0,91
3257,35	26,03	21,13	0,81
3259,52	54,02	48,50	0,90
3262,51	39,80	33,53	0,84
3264,50	59,39	50,38	0,85
3264,95	54,63	45,80	0,84
3273,23	26,19	19,99	0,76
3274,10	53,44	42,87	0,80
3276,53	57,75	40,27	0,70
32.78.45	17,52	15,24	0,87
3279,12	39,34	35,49	0,90
3279,68	25,88	20,20	0,78
3287,72	31,25	28,31	0,91
2191,16	23,57	20,60	0,87
3292,49	35,54	30,61	0,86
3293,78	44,45	35,37	0,80
3294,19	45,86	36,17	0,79
3295,92	38,59	22,86	0,59
3298,75	53,89	42,49	0,79

Tableau 14 : Les valeurs des modules d'Young dynamique (E_d) et statique (E_s).



Graphe 12 : Variation des valeurs de module d'Young statique (E_s) et dynamique (E_d).



Graph 13 : Variation du module d'Young statique (E_s) en fonction de module d'Young dynamique (E_d) (Régression linéaire simple).

Graph 12 montre une loi linéaire reliant les deux valeurs du module d'Young (statique et dynamique). Elle est donnée par :

$$E_s = 0.881 E_d - 2.402$$

IV.5 Estimation des valeurs des contraintes dans le réservoir du puits HDZ-17 :

Pour déterminer l'état de régime structural dans la géomécanique en un point, il faut déterminer les trois (3) composantes de contraintes sur les trois (3) axes AX et AY et AZ qui sont connus dans la géomécanique par σ_v , σ_H , et σ_h .

- σ_v : contrainte vertical.
- σ_H : contrainte maximal.
- σ_h : contrainte minimal.

Avec : $\sigma_V > \sigma_H > \sigma_h$.

IV.5.1 Estimation de contrainte principale verticale (σ_V) :

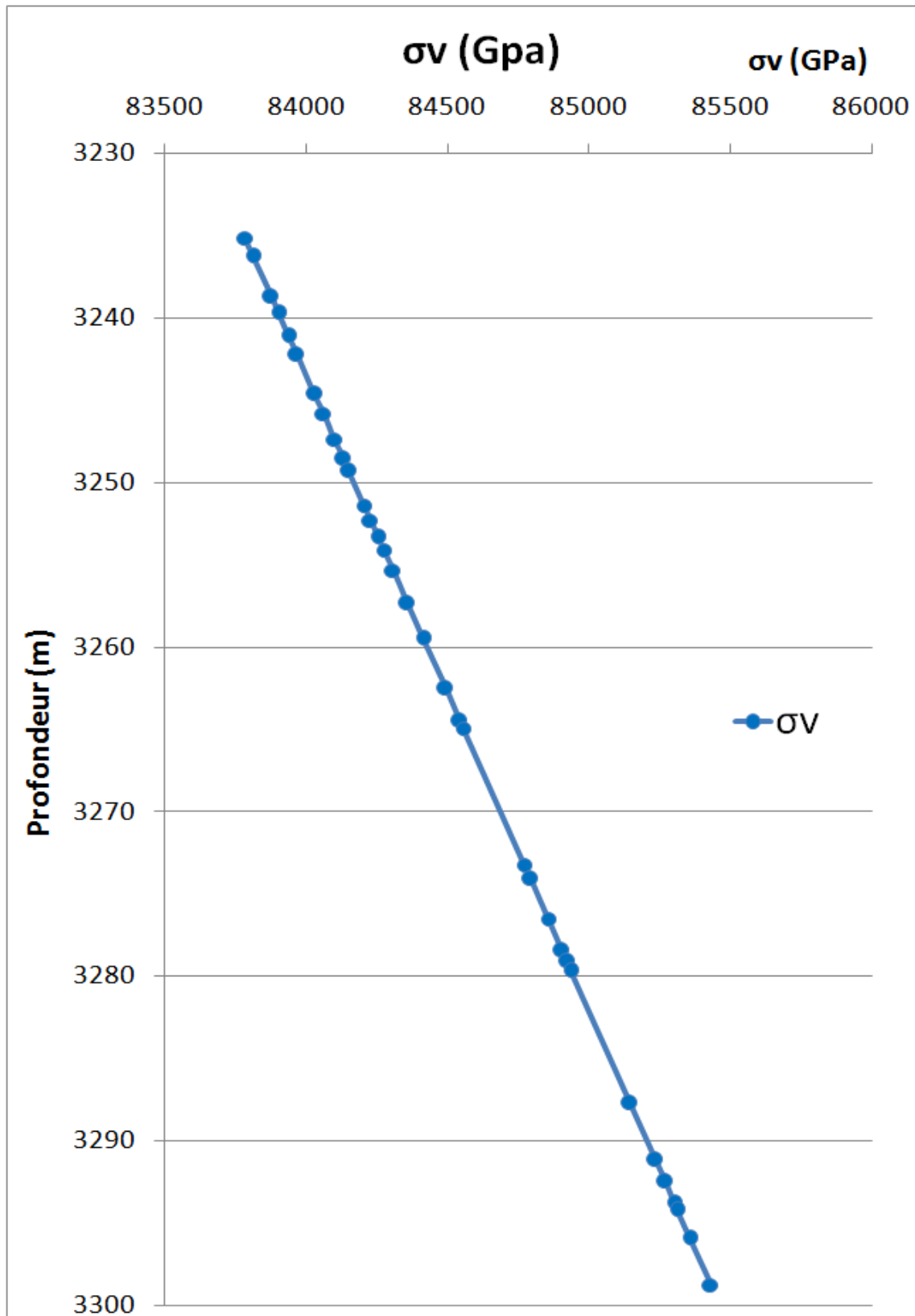
Pour calculer la contrainte verticale sur un point quelconque dans le réservoir on applique la formule suivante :

$$\sigma_V = \rho * g * H$$

- σ_V : contrainte verticale (GPa).
- ρ : densité (g/cc).
- g : gravité 9.81 SI.
- H : hauteur, de surface au point de mesure (m).

Ech N°	Profondeur (m)	σ_v (GPa)
1	3235,17	83785,72673
2	3236,30	83814,99192
3	3238,71	83877,40706
4	3239,74	83904,08242
5	3241,11	83939,56322
6	3242,24	83968,82842
7	3244,66	84031,50254
8	3245,84	84062,06266
9	3247,38	84101,94619
10	3248,56	84132,5063
11	3249,30	84151,67112
12	3251,40	84206,05776
13	3252,32	84229,88429
14	3253,32	84255,78269
15	3254,11	84276,24242
16	3255,35	84308,35644
18	3257,35	84360,15324
19	3259,52	84416,35277
20	3262,51	84493,78898
21	3264,50	84545,3268
22	3264,95	84556,98108
23	3273,23	84771,41983
24	3274,10	84793,95144
25	3276,53	84856,88455
26	3278,45	84906,60948
27	3279,12	84923,96141
28	3279,68	84938,46451
30	3287,72	85146,68765
34	3291,16	85235,77814
35	3292,49	85270,22302
36	3293,78	85303,63195
37	3294,19	85314,25030
38	3295,92	85359,05453
40	3298,75	85432,34700

Tableau 15: Les valeurs de la contrainte verticale (σ_v).

Graphe 14 : Variation de la contrainte verticale (σ_v).

La contrainte verticale (σ_v) varie entre 83785,73 et 85432,35GPa.

IV.5.2 Estimation de contrainte principale horizontale max (σ_H) :

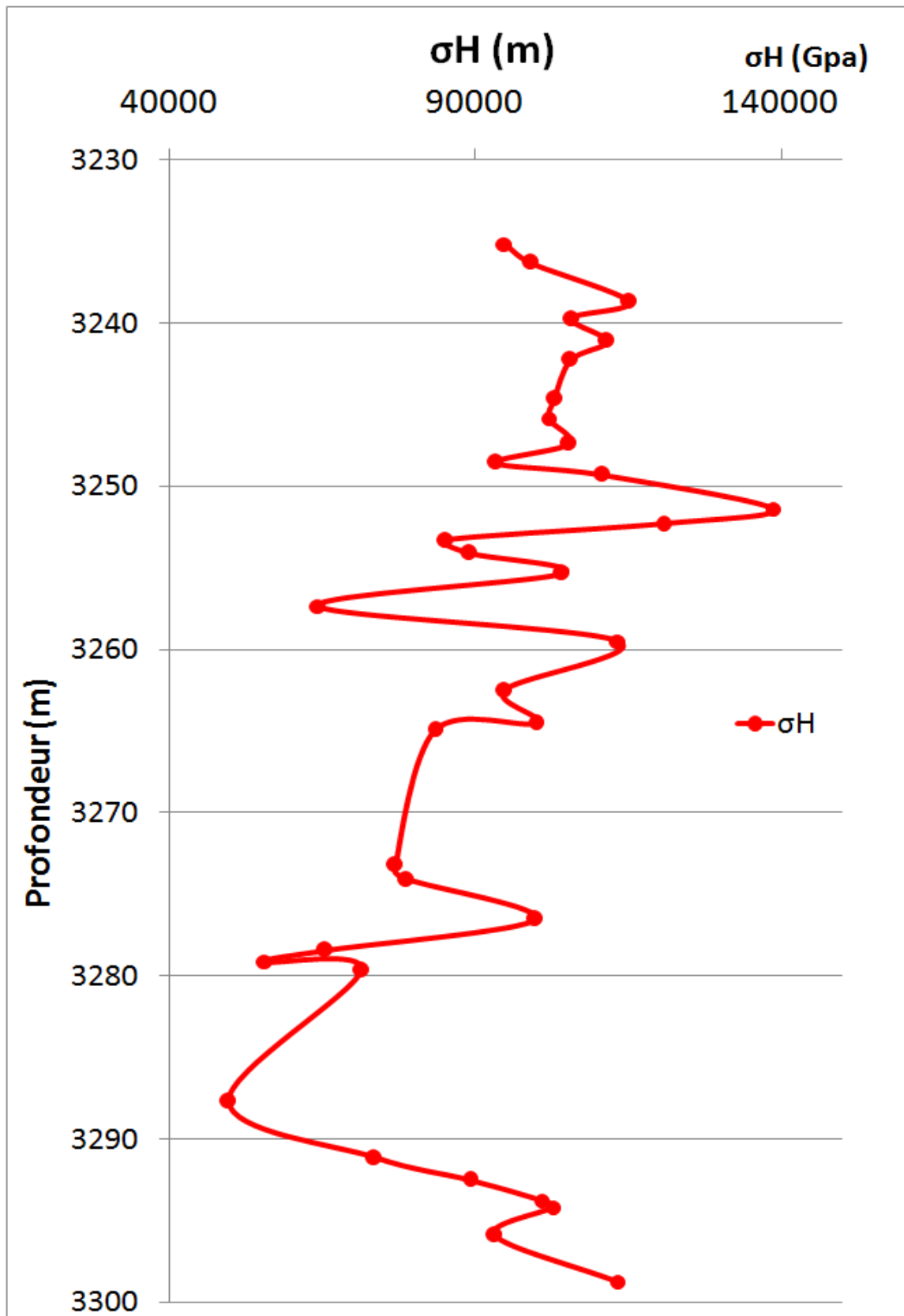
Calculer par la formule suivante :

$$\sigma_H = (((1312.2) * (E_d / 6.8947)) + 6163.1 (7441.6 * S_o)) * 6.8947$$

- σ_H : La contrainte max Horizontale (GPa).
- E_d : Module d'Young dynamique (GPa).
- S_o : La saturation en huile (En fraction).

Ech N°	Profondeur (m)	σ_H (GPa)
1	3235,17	94753,21402
2	3236,30	99051,33513
3	3238,71	115139,2619
4	3239,74	105702,8413
5	3241,11	111526,7624
6	3242,24	105568,2645
7	3244,66	102959,0747
8	3245,84	101995,8804
9	3247,38	105365,5373
10	3248,56	93446,27774
11	3249,30	110727,4991
12	3251,40	138611,3781
13	3252,32	120734,6622
14	3253,32	85136,87797
15	3254,11	88988,52478
16	3255,35	104168,1776
18	3257,35	64333,56737
19	3259,52	113381,1924
20	3262,51	94720,91678
21	3264,50	99900,77033
22	3264,95	83393,64146
23	3273,23	76859,87742
24	3274,10	78749,89012
25	3276,53	99807,20394
26	3278,45	65481,01131
27	3279,12	55634,70081
28	3279,68	71328,09343
30	3287,72	49639,45309
34	3291,16	73425,86034
35	3292,49	89126,38849
36	3293,78	100824,0226
37	3294,19	102667,5348
38	3295,92	93125,53597
40	3298,75	113206,9721

Tableau 16 : Les valeurs de contrainte horizontale maximale (σ_H).



Graphe 15 : Variation de la contrainte horizontale maximale (σ_H).

La contrainte horizontale maximale (σ_H) varie entre 49639,45 et 138611,38GPa.

IV.5.3 Estimation de contrainte principale horizontale min (σ_h) :

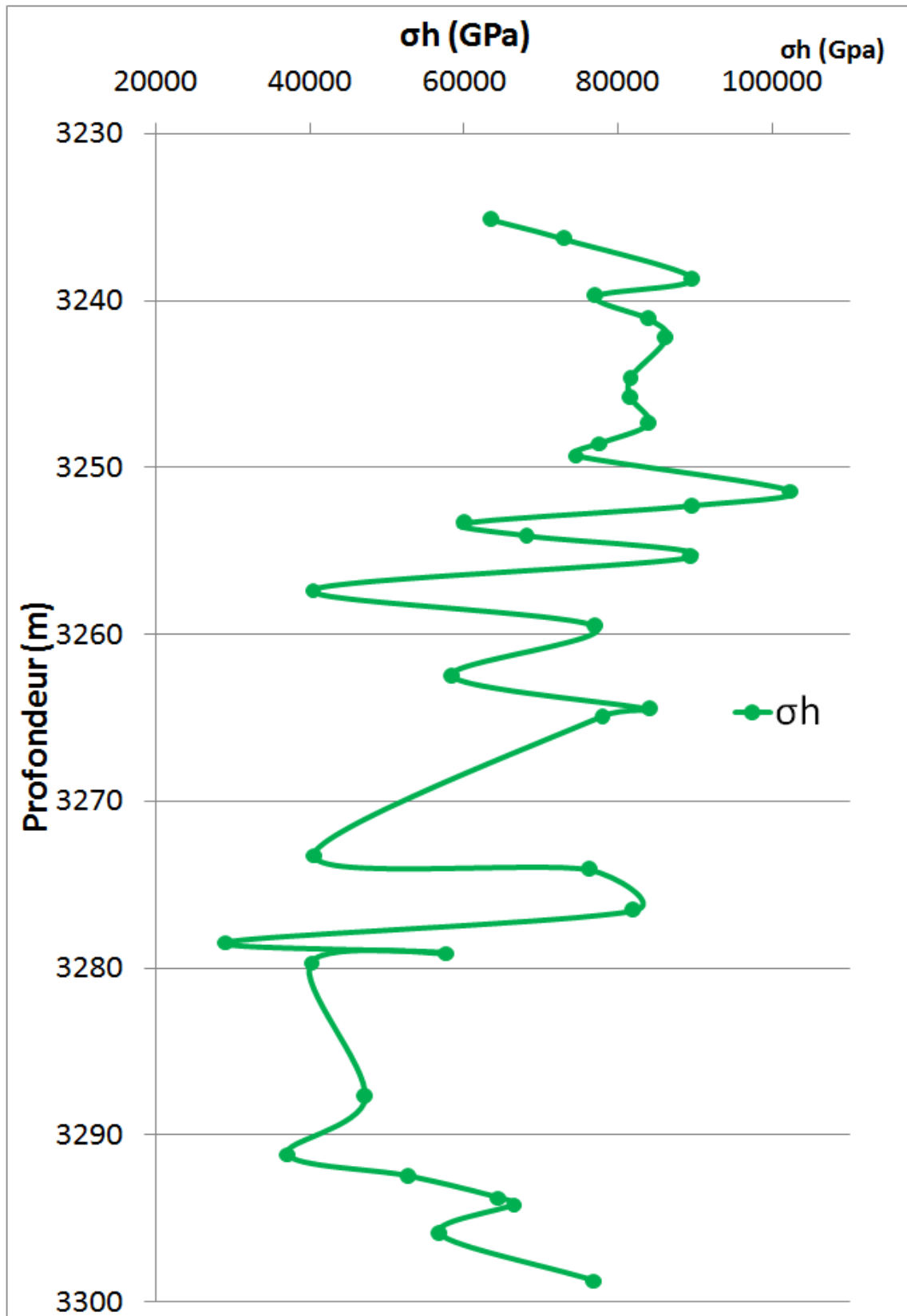
Calculer par la formule suivante :

$$\sigma_h = 6163 + 1312,2 * E_d - 74,416 * S_o$$

- σ_h : La contrainte horizontale min (GPa).
- E_d : Module d'Young (GPa).
- S_o : La saturation en huile (En fraction).

Ech N°	Profondeur (m)	σ_h (GPa)
1	3235,17	63546,80681
2	3236,30	72968,24627
3	3238,71	89568,50482
4	3239,74	77058,09323
5	3241,11	83906,67802
6	3242,24	86145,48951
7	3244,66	81486,97234
8	3245,84	81548,44177
9	3247,38	83893,43492
10	3248,56	77609,82557
11	3249,30	74397,77354
12	3251,40	102281,6525
13	3252,32	89528,25494
14	3253,32	60078,45277
15	3254,11	68028,75427
16	3255,35	89356,38915
18	3257,35	40299,80585
19	3259,52	77051,46683
20	3262,51	58391,19121
21	3264,50	84064,31816
22	3264,95	77803,826
23	3273,23	40530,15185
24	3274,10	76234,06567
25	3276,53	81921,42444
26	3278,45	29151,28574
27	3279,12	57729,86288
28	3279,68	40121,68621
30	3287,72	47123,62865
34	3291,16	37096,13477
35	3292,49	52796,66292
36	3293,78	64494,29702
37	3294,19	66337,80926
38	3295,92	56795,8104
40	3298,75	76877,24656

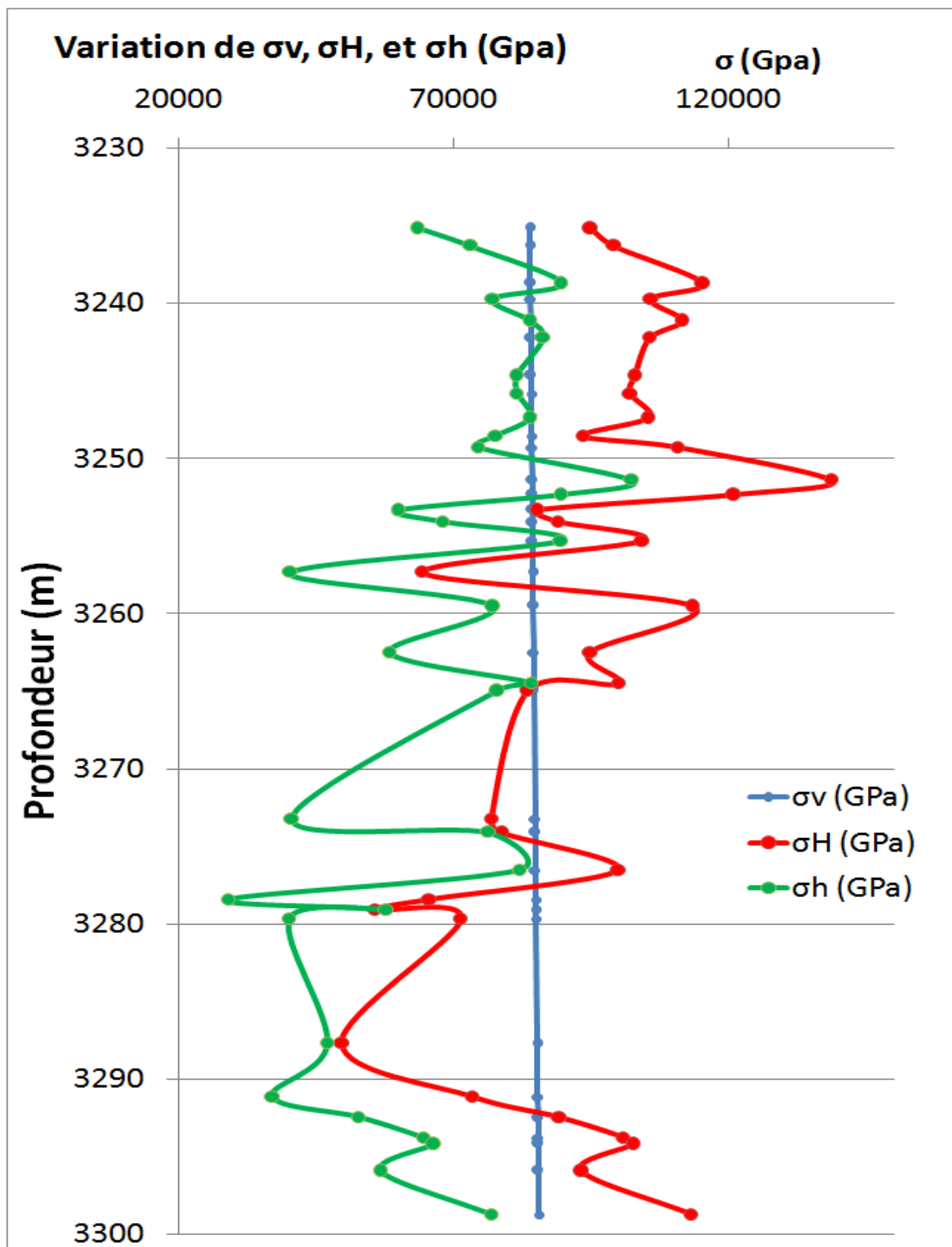
Tableau 17: Les valeurs de la contrainte horizontale minimale (σ_h).



Graphe 16 : Variation de la contrainte horizontale minimale (σ_h).

La contrainte horizontale minimale (σ_h) varie entre 29151,29 et 102281,65GPa.

IV.6 Analyse des trois contraintes dans le réservoir du puits HDZ-17 :



Graphe 17 : Variation des valeurs des contraintes dans le réservoir HDZ-17.

Pour (σ_H), on remarque qu'elle est supérieure à (σ_v) et (σ_h) de 3235 à 3255m et dans l'intervalle 3268 à 3275m aussi, σ_v supérieure à (σ_H) et (σ_h) de 3265 à 3275m, et 3288 à 3293m.

IV.7 Comparaison entre résultat d'imagerie et celle de géomécanique :

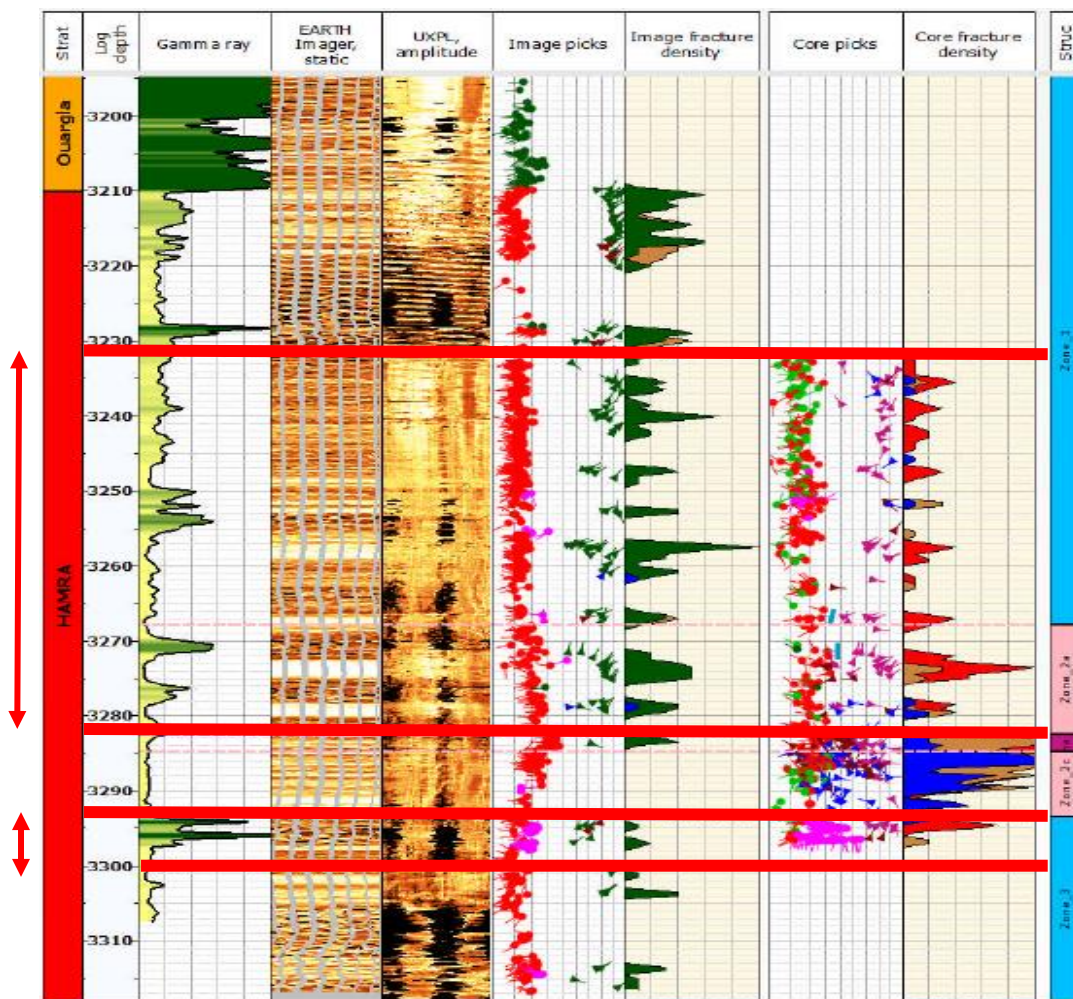


Figure 47 : Synthèse d'imagerie de puits HDZ-17.

Cette comparaison entre le résultat d'imagerie, et celle d'étude géomécanique concerne l'intervalle de 3235 à 3282m, et l'autre intervalle de 3294 à 3300m.

Dans l'intervalle qui comprend de 3235 à 3256m, et de 3257 à 3265m, on remarque d'une part une densité de fracturation fréquente sur l'image, et d'autre part une augmentation de la courbe de contrainte horizontale maximale par rapport les deux autres contraintes $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$, car dans les zones où la contrainte horizontale maximale est supérieur (σ_H) au contrainte verticale (σ_v), il ya une très grand possibilité d'existence de fracturation, et pour les intervalles de 3265 à 3275m, on interprète la différence entre les deux résultat par le manque des données .

Dans l'intervalle qui comprend entre 3294 à 3300m en remarque la même chose que le premier intervalle, avec la même interprétation des résultats.

IV.8 Conclusion :

Pour test de Scratch, les valeurs de la résistance à la compression simple mesurées sont :

La carotte N°1 montre des valeurs comprises entre 43.19MPa et 240MPa.

La carotte N°2 montre des valeurs comprise entre 112.01 à 222.07MPa.

La carotte N°3 montre des valeurs comprises entre 61.2 et 263.15MPa.

La carotte N°4 montre des valeurs comprises entre 39.91 et 261.23MPa.

La carotte N°5 est nettement supérieur, elle varie entre 90.01 et 310.44MPa.

La carotte N°6 montre des valeurs comprises entre 22 et 350.02MPa.

La carotte N°8 montre des valeurs comprises entre 15.45 et 390MPa.

Pour les mesures dynamiques (Soniques), la vitesse de propagation des ondes S (V_s) : varie entre 2815 et 5405m/s, et pour la vitesse de propagation des ondes P (V_p) : varie entre 1832 et 3615m/s.

Les valeurs du module d'Young dynamique sont comprises entre 17.52 et 73.25GPa et celles du coefficient de Poisson dynamique se situent entre 0.07 et 0.28.

Pour l'essai de compression simple UCS, les valeurs de modules d'Young statique varient entre 15.24 et 65.87GPa. Le coefficient de Poisson statique varie entre 0.08 et 0.27.

Les résultats de la résistance à la compression simple (UCS) montre une résistance à la compression varie entre 42.49 et 263.98MPa.

Pour l'essai triaxial (CCS), les valeurs de la compression triaxial (CCS) montre une variation entre de 173.5 à 451.58MPa, et pour le coefficient de Poisson montre une variation entre 0.08 à 0.2.

Pour l'essai de résistance à la traction (l'essai Brésilien), les valeurs de la résistance à la traction varient entre 2.30 à 12.05MPa.

La comparaison entre les deux modules de Young, statique et dynamique (E_s et E_d), donne une bonne corrélation entre les deux, avec une loi linéaire reliant les deux valeurs de :

$$E_s = 0.881 E_d - 2.402$$

Pour l'estimation des contraintes :

La contrainte verticale (σ_v) varie entre 83785,73 et 85432,35GPa, et pour la contrainte horizontale maximale (σ_H) varie entre 49639,45 et 138611,38GPa, et pour la contrainte horizontale minimale (σ_h) varie entre 29151,29 et 102281,65GPa.

Pour l'analyse de les trois contraintes au même graphe on trouve que (σ_H), qu'elle est supérieure à (σ_v) et (σ_h) de 3235 à 3255m et dans l'intervalle 3268 à 3275m aussi, σ_v supérieure à (σ_H) et (σ_h) de 3265 à 3275m, et 2388 à 3293m.

Et pour la comparaison entre le résultat d'imagerie, et celle d'étude géomécanique sur l'intervalle de 3235 à 3282m, et l'autre intervalle de 3294 à 3300m, on remarque l'augmentation de densité de fracture équivalente à une augmentation de la contrainte horizontale maximale.

Conclusion Générale

Conclusion générale

- Est ce que les résultats de l'imagerie sont fiables ?

Après l'analyse des carottes et l'identification des fractures sur les carottes, et comparer avec celle d'imagerie, on trouve le résultat d'imagerie est presque la même avec le résultat d'analyse des carottes.

Dans la deuxième comparaison entre le résultat d'imagerie et avec celle de la géomécanique, on trouve aussi que les deux résultats sont très proches.

Sur le précédent, on conclue que les résultats d'imagerie est fiable, et on peut faire des analyse et des études et même des programmes on utilisant ces résultats.

- On peut remplacer l'imagerie par le carottage ?

Le carottage est une technique très chère, qui prendre un pourcentage important dans l'opération de forage sur le plan d'exploration, par contre, l'imagerie est une technique moderne et moins chère que le carottage, et fournit des résultats fiables, et représentatifs, se qui concerne la fracturation, la structuration de réservoir, donc on peut remplacer la technique d'imagerie par le carottage.

- Quelle est la relation entre l'imagerie et la géomécanique ?

L'imagerie est une technique permettre d'identifier les zones où la densité de fracturation est importante, et permettre de déterminer aussi leur pendage, et l'étude géomécanique est un outil très important pour déterminer les paramètres géomécaniques des échantillons prélevé de carotte, et l'estimation des contraintes pour comprendre le géomécanique de réservoir sur le plan des pressions, et sélectionner les zones où les zones sont faible structurellement, et déterminer les pression nécessaire pour la fracturations où l'éboulement de ces zones.

Donc la relation entre l'imagerie et la géomécanique est une relation d'intégration, c'est-à-dire la géomécanique justifier les résultats d'imagerie, et le complète pour ce qui concerne les pressions et définir les pressions nécessaire pour soit la fracturation de zones faible où la fracturation est dominante, ou bien l'éboulement de puits.

Recommandation

L'imagerie est une technique d'évaluation indirecte de la partie réservoir, fournit des informations précieuses pour l'analyse structurales de réservoir, identification des zone les plus productrices, avec une densité de fracturation importantes, qui créer un chemin pour le drainage des hydrocarbures, on utilise cette technique dans les cas suivantes :

- Un forage horizontale, car le carottage dans un puits horizontales est impossible jusqu'à présent avec les technique disponibles.
- Le taux de récupération de la carotte est n'est pas à 100%.
- Dans des puits de développements, car les puits d'explorations est déjà connu, avec leur carottes.

Références bibliographiques

1. BEICIP. F., (2006). Carte des isobathes à la discordance hercynienne montrant la structure tectonique faillée du champ de Hassi Messaoud
2. Rapport de description des carottes du champ de Hassi Messaoud puits HDZ-17.
3. Rapport schlumberger, (2008). SH-DP_MD-607_OBMI-UBI_Report
4. WEC, (2007). La géologie pétrolière de l'Algérie. In Sonatrach – Schlumberger Well Evaluation Conference - Algérie (2007), p. 1.6 – 1.8, Édité par Schlumberger, (2007).
5. Rapport final de sondage SONATRACH, le puits HDZ-17
6. Rapport de description des carottes du puits HDZ-17. DP-SONATRACH
7. HDZ-17_SONATRACH_6in_EI_UXPL_Processed image_plot1_20
8. HDZ-17_SONATRACH_6in_EI_UXPL_Processed image_plot2_200
9. Rapport final d'étude géomécanique, CRD-SONTRACH-DP.
10. K.MEKKIRI, labo de géomécanique, CRD-SONATRACH-DP.
11. Rapport final de photographie sous 360°, CRD-SONATRACH-DP.
12. Mémoire AGGOUNE. Saber, L'intérêt de carottage dans l'évaluation du réservoir, étude géomécanique et recalage d'imagerie (Avril, 2018).
13. Rapport Baker., (Février, 2017). SONATRACH PRODUCTION HASSI MESSAOUD FIELD WELL HDZ-17 Geological interpretation of CBIL and EARTH Imager data.
14. Rapport Baker., (Février, 2017). Processing and analysis of circumferential core photo and comparison with borehole image logs.
15. Rapport final de mesure pétrophysique, CRD-SONATRACH-DP.

Summary :

The heterogeneity of the Hassi Messaoud reservoirs results from a complex and important geological and structural evolution, this heterogeneity to complicate the evaluation of reservoirs.

Well HDZ-17 located in the Hassi D'zabat field, the latter is part of the outskirts of Hassi Messaoud, it produces oil in the Ordovician, specifically in the Quartzite El Hamra, the latter is a compact rock and fractured, which produces by cracking.

Imaging is an advanced technology, less expensive than coring, and provides representative information on reservoir fracturing, such as coring.

Our study is intended to verify the reliability of the information obtained by the imagery, so we followed the following methodology:

- Tank evaluation by visual description of the core, and then a simple statistical analysis of the porosity and permeability.
- Comparison between the analyzes obtained by the coring, and those obtained by the imagery.
- Confirmation with the result of geomechanical tests, by determination of geomechanical, static and dynamic parameters, then estimation of the three constraints, and finally comparison between the two.

Keyword : Hassi D'zabat – Ordovician - Quartzite El Hamra – Imaging – coring - geomechanical - rock

Résumé :

L'hétérogénéité des réservoirs de Hassi Messaoud résulte d'une évolution géologique et structurale complexe et importante, cette hétérogénéité à compliquer l'évaluation des réservoirs.

Le puits HDZ-17 situé dans le champ Hassi D'zabat, ce dernier est partie de périphérie de Hassi Messaoud, il produise l'huile dans l'Ordovicien, plus précisément dans le Quartzite El Hamra, cette dernière est une roche compacte et fracturés, qui produise par la fissuration.

L'imagerie est une technologie avancée, moins chère que le carottage, et fournit des informations représentatives sur la fracturation de réservoir, comme le carottage.

Notre étude est pour but de vérifier la fiabilité des informations obtenu par l'imagerie, donc on a suivi la méthodologie suivante :

- Evaluation de réservoir par description visuelle de la carotte, puis une analyse statistique simple de la porosité et la perméabilité.
- Comparaison entre les analyses obtenu par le carottage, et celles obtenu par l'imagerie.
- Confirmation avec le résultat d'essais géomécaniques, par détermination des paramètres géomécanique, statique et dynamique, puis estimation des trois contraintes, et enfin comparaison entre les deux.

Mot clé : Hassi D'zabat - Ordovicien - Quartzite El Hamra - imagerie - carottage – géomécaniques - roche.

ملخص :

عدم تجانس مكامن حاسي مسعود ناتج عن تطور بنيوي و جيولوجي معقد و مهم. هذا الامر عقد تقييم المكامن.

يقع البئر HDZ-17 في حقل حاسي زباط هذا الاخير هو جزء من محيط حقل حاسي مسعود وينتج البترول من الاوردوفيسيان اكثر دقة من كوارتزيت الحمراء هذه الاخيرة هي صخرة جد متماسكة و مكسرة و التي تنتج عن طريق التشققات.

التصوير هي تقنية متقدمة اقل تكلفة من تقنية استخراج لب المكمن و تعطي معلومات تعكس الحقيقة على درجات تكسر المكمن مثلها مثل تقنية استخراج لب المكمن.

الهدف من دراستنا هو التحقق من دقة المعلومات المتحصل عليها من تقنية التصوير اذن انتهجنا المنهجية التالية :

- تقييم الخازنة بوصف عياني للعينة بعدها تحليل احصائي مبسط للمسامية و النفاذية.
- مقارنة بين التحليلات المتحصل عليها من تقنية استخراج لب الخزان و تقنية التصوير.
- برهنة مع نتيجة التجارب الجيوميكانيكية بتحديد المعاملات الجيوميكانيكية ساكنة و متحركة و في الاخير مقارنة بين الاثنين.

الكلمات الدلالية : حاسي زباط - الاوردوفيسيان - كوارتزيت الحمراء - التصوير - لب المكمن - الجيوميكانيكية - الاوردوفيسيان - صخرة.