

UNIVERSITE KASDI MERBAH - OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES 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 :

**Caractérisation de Fracturation et son influence sur les
paramètres pétrophysiques du réservoir (Ra et Ri) de la
zone 03 du Hassi Messaoud**

Présenté par :

- ✓ ZATOUT AYMEN
- ✓ SANDALI MOHAMMED LAMIN

Soutenu publiquement le
Devant le jury :

Président :	Mr. HAMZALAOUINI	M. C. B Univ. Ouargla.
Promoteur :	Mme. MEBROUKI NASSIRA	M. A. A ENS.Ouargla.
Examineur :	Mme. NABILA HAMMAD	M. C. A Univ. Ouargla.

Année Universitaire : 2023-2024

REMERCIEMENTS

Nous débutons nos remerciements en exprimant notre gratitude envers Allah pour nous avoir donné la force et la persévérance nécessaires pour mener à bien ce travail. Nous tenons à exprimer notre reconnaissance à toutes les personnes qui nous ont soutenus de près ou de loin dans notre parcours et qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

Nous adressons nos sincères remerciements à nos parents, dont le soutien indéfectible a été essentiel dans l'élaboration de ce mémoire. Leur contribution mérite toute notre gratitude et notre respect.

Nous exprimons notre profonde reconnaissance envers notre promoteur, **Mebrouki Nassira**, pour son encadrement attentif et ses conseils précieux qui ont grandement enrichi notre travail. Nous sommes également reconnaissants envers l'ingénieur géologue (Sonatrach DP-HMD, département géologique) **M. Bakri Dein** et un ingénieur du département production **Mr Zatout Kamel**, pour son aide précieuse dans la dimension pratique de notre recherche.

Nous témoignons notre reconnaissance aux membres du jury pour avoir examiné et évalué notre travail avec attention.

Nous souhaitons également exprimer notre gratitude envers tous les enseignants et le personnel de l'université KASDI MERBAH OUARGLA, en particulier ceux de la section forage, pour leur soutien constant, leurs conseils précieux et leur intérêt pour notre développement académique.

Enfin, nous tenons à remercier toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, au succès de ce projet.

DEDICACES

Au nom de Dieu, le Miséricordieux, le Très Miséricordieux, Nous louons Dieu seul et invoquons Ses bénédictions sur le dernier des prophètes, Mohammed (que la paix et les bénédictions de Dieu soient sur lui).

Le Prophète Mohammed (que la paix et les bénédictions de Dieu soient sur lui) a enseigné l'importance de chercher le savoir tout au long de la vie. Il a dit que l'acquisition du savoir est une forme de bienfait, d'éloge et de lutte pieuse. Le savoir est une compagnie précieuse dans la solitude, un guide dans la prospérité, et un secours dans l'adversité. Il est une source de bénédictions dans ce monde et dans l'au-delà, et son acquisition est aussi noble que le jeûne et la prière nocturne.

Nous reconnaissons que notre parcours académique a été possible grâce aux enseignements et aux directives de notre Prophète, et cela ne marque que le début d'un cheminement continu.

En signe de gratitude et d'affection, nous dédions humblement ce travail à :

Nos parents, pour leur courage et leur soutien indéfectible tout au long de nos études, pour nous avoir offert une éducation solide et pour être toujours à nos côtés, dans les bons moments comme dans les plus difficiles.

À nos familles, amis et tous ceux qui nous ont soutenus de près ou de loin dans la réalisation de ce travail, pour leur aide, leurs encouragements et leur amour sincère, et à tous ceux qui occupent une place spéciale dans notre cœur.

ZATOUT AYMEN

DEDICACES

À celle que je préfère à moi-même, et pourquoi pas; car elle s'est sacrifiée pour moi et n'a jamais ménagé ses efforts pour me rendre heureux en permanence

(Ma chère mère).

Nous avançons dans les chemins de la vie, et celui qui reste dans nos pensées à chaque étape est celui au visage bienveillant et aux bonnes actions.

Il n'a jamais été avare de son temps et de son soutien tout au long de sa vie

(Mon cher père).

À mes amis, et à tous ceux qui m'ont soutenu avec tout ce qu'ils avaient, et dans de nombreux domaines

Je vous présente cette recherche, en espérant qu'elle vous plaira.

SANDALI MOHAMMED LAMIN

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS	
DEDICACES	
DEDICACES	
SOMMAIRE	
LISTE DES FIGURES	
LISTE DES TABLEAUX	
LISTE DES ABREVIATIONS	
Introduction générale	1
CHAPITRE I.....	4
Introduction.....	5
I.1. Présentation de la région :.....	5
I.1.1. Situation géographique :	5
I.1.2. Situation géologique :	7
I. 2. Les différents bassins pétroliers dans le Sahara :.....	8
I.3. Les zone du champ de Hassi Messaoud :.....	10
I.4. Géologie du champ Hassi Messaoud :.....	11
I.4.1. Aspect stratigraphie :	11
I.4.1.1. Le Socle :.....	11
I.4.1.2. L'Infracambrien :.....	11
I.4.1.3. Le Paléozoïque :.....	11
□ Le Cambrien :	12
□ L'Ordovicien :	13
I.4.1.4. Le Mésozoïque :.....	14
□ Le Trias :	14
□ Le Jurassique :	15

□ Le Crétacé :.....	16
I.4.1.5. Le Cénozoïque :.....	18
I.4.2. Cadre structural (Tectonique du champ) :.....	19
I.5. L'évolution structurale du champ HMD :.....	20
I.5.1. Structuration anté-Triasique :.....	21
I.5.2. Structuration Post-triasique :.....	22
I.5.3. Structuration actuelle :.....	23
I.6. Caractéristique des déformations cassantes :.....	24
I.6.1. Les brèches :.....	24
I.6.2. Les fissures :.....	25
I.6.3. Les stylolites :.....	25
I.7. Système pétrolier du champ de Hassi Messaoud :.....	26
I.7.1. Roche mère :.....	26
I.7.2. Roches couvertures :.....	26
CHAPITRE II	32
Introduction.....	33
II.1. Procédures de travail :.....	34
II.1.1. Présentation de logiciel PETREL :.....	34
II.1.1.1. Description de logiciel PETREL :.....	34
II.1.1.2. Avantages principaux :.....	34
II.1.2. Notions du break out et des contraintes :.....	36
II.1.3. Etude et caractérisation des fractures dans un champ pétrolier :.....	37
II.1.3.1. Les données de carottes :.....	37
□ La longueur de la fissure :.....	38
□ Les colmatants :.....	38
II.1.3.2. Les donnée de l'imagerie :.....	39
II.1.3.3. Données de carotte.....	40

II.1.3.4. Données de l'imagerie	40
II.1.4. Répartition des indices de fracturation	41
II.1.5. Puits avec indices de fracturation.....	42
CHAPITRE III.....	43
Introduction.....	44
III.1. Analyse des cartes en isobathes :	46
III.1.1. Carte structural au niveau de la discordance hercynienne DH :	46
III.1.2. Carte structural au niveau de la R2 :	47
III.1.3. Carte structural en isobathes au niveau de D5 :	48
III.1.4. Carte structural en isobathes au niveau de D4 :	49
III.1.4. Carte structural en isobathes au niveau de D3 :	50
III.1.5. Carte structural en isobathes au niveau de D2 :	51
III.1.6. Carte structural en isobathes au niveau de ID :	52
III.1.7. Carte structural en isobathes au niveau de D1 :	53
III.2. Description du réservoir cambrien du secteur d'étude :	54
III.3. Description lithologique :	54
III.3.1. Lithologique de puits OMN202 :	54
III.3.1.1. Description du carotte N°01 de cotes 3305m à 3322m :.....	54
III.3.1.2. Description du carotte N°02 de cotes 3322m à 3340.5m :.....	55
III.3.1.3. Description de la carotte N°03 de cotes 3340.5m à 3359m :	55
III.3.1.4. Description du carotte N°04 de cotes 3359m à 3377m :.....	56
III.3.1.5. Description du carotte N°05 de cotes 3377m à 3395m :.....	57
III.3.1.6. Description du carotte N°06 de cotes 3395m à 3413m :.....	58
III.3.1.7. Description du carotte N°07 de cotes 3413m à 3431m :.....	59
III.3.2. Lithologique de puits OMN261 :	60
III.3.2.1. Description du carotte N°01 de cotes 3344m à 3353m :	60
III.3.2.2. Description du carotte N°02 de cotes 3353,5m à 3362m :.....	61

III.3.2.3. Description du carotte N°03 de cotes 3372m à 3374m :	61
III.3.2.4. Description du carotte N°04 de cotes 3374m à 3392m :	62
III.3.2.5. Description du carotte N°05 de cotes 3392m à 3410m :	62
III.3.2.6. Description du carotte N°06 de cotes 3410m à 3415,5m :	63
III.3.2.7. Description du carotte N°07 de cotes 3415,5m à 3433,5m :	64
III.3.2.8. Description du carotte N°08 de cotes 3433,5m à 3434m :	64
III.4. Caractérisation des fractures par l'imagerie :	65
III.4.1. Généralités sur l'imagerie :	65
III.4.2. Les outils utilisés et le principe de fonctionnement :	67
III.4.3. Développement de l'image :	68
III.4.4. L'interprétation de l'image :	68
III.5. Analyse et caractérisation des fractures par imagerie :	70
III.5.1. Le Puits OMN251 :	70
III.5.1.1. La structure :	70
III.5.1.2. Les fracture :	71
III.5.1.3. Les faille :	72
III.5.2. Le Puits OMN14 :	73
III.5.2.2. Objective d'imagerie :	73
III.5.2.3. Contraintes & fractures :	75
III.5.2.4. Analyse des failles et des fractures :	89
<input type="checkbox"/> Fracture :	89
<input type="checkbox"/> Faille :	90
III.5.2.5. CONTRAINTE IN SITU :	93
<input type="checkbox"/> Fracturation :	93
CHAPITRE IV	98
Introduction	99
IV.1 Définition des paramètres pétrophysiques :	99

IV 1.1 La porosité :	99
IV.1.1.1. Porosité intergranulaire:	100
IV.1.1.2. Porosité de dissolution :	100
IV.1.1.3. Porosité fissurale :	100
IV.1.2. La perméabilité :	101
IV.1.2.1. la perméabilité absolue :	101
IV.1.2.2. La perméabilité effective :	101
IV.1.3. Relation entre la perméabilité et la porosité :	102
IV.1.3.1. Rappel sur le coefficient de corrélation :	102
□ Les corrélations :	103
IV.2. Cartes en Iso-Porosité :	104
IV.2.1. La porosité :	104
IV.2.1.1. La porosité primaire :	104
IV.2.1.2. La porosité secondaire :	104
IV.2.1.3. La porosité effective ou utile :	104
IV.2.2. Analyse des Cartes :	105
IV.2.2.1. Carte iso-porosité du drain D5 supérieur :	105
□ Carte iso-porosité du drain D5 inférieur :	106
□ Carte iso-porosité du drain D4 :	107
□ Carte iso-porosité du drain D3 :	108
□ Carte iso-porosité du drain D2 :	109
□ Carte iso-porosité du drain ID :	110
□ Carte iso-porosité du drain D1 :	111
IV.3. Cartes en Iso-Perméabilité :	112
IV.3.1. la perméabilité :	112
IV 3.2 Analyse des Cartes	112
□ Carte iso-perméabilité du drain D5 supérieur :	112

<input type="checkbox"/> Carte iso-perméabilité du drain D5 inférieur :.....	113
<input type="checkbox"/> Carte iso-perméabilité du drain D3 :.....	115
<input type="checkbox"/> Carte iso-perméabilité du drain D2 :.....	116
<input type="checkbox"/> Carte iso-perméabilité du drain ID :.....	117
<input type="checkbox"/> Carte iso-perméabilité du drain D1 :.....	118
IV.4. Cartes en Water-Saturation :.....	120
IV.4.1. Analyse des Cartes :.....	120
IV.5. Caractéristique petrophysique de réservoir :.....	121
IV.5.1. Corrélation caractéristique petrophysique de réservoir de puits OMN202 :	121
IV.5.1.1. La porosité :	121
IV.5.1.2. La perméabilité(k) : À une profondeur	121
IV.5.2. Corrélation caractéristique petrophysique de réservoir de puits OMN261 :	122
<input type="checkbox"/> La porosité : À une profondeur	122
<input type="checkbox"/> La perméabilité(k) : À une profondeur.....	123
Conclusion Générale	124
Recommandation	
REFERENCES	
Résumé	

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 : Carte Situation géographique champ Hassi Messaoud (WEC 2007).....	6
Figure 1.2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007)	8
Figure 1.3 : Carte des différents bassins pétroliers dans le Sahara algerien (WEC 2007).....	9
Figure 1.4 : Carte de zonation du champ de Hassi Messaoud	10
Figure 1.5 : Colonne stratigraphique synthétique de la région de Hassi Messaoud.	19
Figure 1.6 : les principaux événements tectoniques affectant la plate-forme saharienne	24
Figure 1.7 : Accumulation des hydrocarbures	27
Figure 1.8 : Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud	31
Figure 2.1 : Image de l'interface d' logiciel pétrel 2015 (WEC 2015).	35
Figure 2.2 : Formation des Break outs.....	36
Figure 2.3: Fissure subverticale, remplie de quartz.....	38
Figure 2.4 : Zone bréchique.....	38
Figure 2.5 : Carotte de grès fissuré.....	38
Figure 2.6 : La distribution des orientations vues sur imageries de champ de HMD	41
Figure 3.1 : Carte Zonation du champ de Hassi Messaoud	45
Figure 3.2 : Carte structural en isobathes au toit de DH (la zone 03)	46
Figure 3.3 : Carte structural en isobathes au toit de R2 (la zone 03)	47
Figure 3.4 : Carte structural en isobathes au toit de D5 (la zone 03).....	48
Figure 3.5 : Carte structural en isobathes au toit de D4 (la zone 03).....	49
Figure 3.6 : Carte structural en isobathes au toit de D3 (la zone 03).....	50
Figure 3.7 : Carte structural en isobathes au toit de D2 (la zone 03).....	51
Figure 3.8 : Carte structural en isobathes au toit de ID (la zone 03).....	52
Figure 3.9 : Carte structural en isobathes au toit de D1 (la zone 03).....	53

Figure 3.10 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°1 dans le puits OMN202.....	55
Figure 3.11 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°2 dans le puits OMN202.....	55
Figure 3.12 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°3 dans le puits OMN202.....	56
Figure 3.13 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°4 dans le puits OMN202.....	57
Figure 3.14 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°5 dans le puits OMN202.....	58
Figure 3.15 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°6 dans le puits OMN202.....	59
Figure 3.16 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°7 dans le puits OMN202.....	60
Figure 3.17 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°1 dans le puits OMN261.....	60
Figure 3.18 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°2 dans le puits OMN261.....	61
Figure 3.19 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°3 dans le puits OMN261.....	62
Figure 3.20 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°4 dans le puits OMN261.....	62
Figure 3.21 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°5 dans le puits OMN261.....	63
Figure 3.22 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°6 dans le puits OMN261.....	64
Figure 3.23 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°7 dans le puits OMN261.....	64
Figure 3.24 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°8 dans le puits OMN261.....	65

Figure 3.25 : Principe de fonctionnement des outils d'imagerie : 1) Ultrasonique, 2) Electrique.....	67
Figure 3.26 : Développement et orientation des plans de trois dimensions en deux dimensions. 1) puits vertical, 2) puits horizontal	68
Figure 3.27 : Identification des fractures à partir de l'imagerie de fond du puits. ..	69
Figure 3.28 : Graphique à échelle comprimée résumant les principaux résultats de l'interprétation du journal d'images. Pour plus de détails sur les échelles des courbes, etc., voir l'Annexe 2.	77
Figure 3.29 : Exemple d'image, montrant une qualité d'image réduite dans l'intervalle soufflé.....	78
Figure 3.30 : Exemple d'image, montrant du grès à lits croisés, très bien résolu sur EARTH Image (ondes sinusoïdales magenta). Notez que les évaselements sont également très bien résolus à la fois sur EARTH Imager et le journal CBIL.	79
Figure 3.31 : Exemple d'image montrant le lit de grès à faible angle dans l'unité D5. Les lits sous-horizontaux subparallèles fournissent un pendage structural précis, vu par exemple aux flèches jaunes. Les limites des lits peuvent être stylolitiques, comme indiqué par un contraste conducteur net et une forme irrégulière, vu par exemple à la flèche rouge sur le journal d'image et la photo de la carotte.	80
Figure 3.32 : Figure récapitulative illustrant la distribution spatiale des types de pendages utilisés pour l'analyse du pendage structural (SST BEDDING & BED BOUNDARY). Les stéréogrammes montrent tous les points de données. Les données indiquent un pendage structural avec une valeur moyenne de 0,5°/303° à partir de la projection stéréographique, qui est censée représenter le pendage structural pour le puits actuel.....	81
Figure 3.33 : Apparence typique du lit croisé à la fois dans le journal d'image et dans la carotte, dans l'unité ID. Notez la séparation d'échelle différente entre les couches de matériaux de tailles et de densités différentes. (Flèches magenta sur l'image de la carotte).	82
Figure 3.34 : Exemple d'image montrant l'apparence typique du grès à lits croisés dans l'unité D2. Le bas de cette section est dominé par des lits croisés inclinés NE à l'échelle du dm (flèche bleue), qui passent au NW dans le reste de la section. Les	

ensembles de lits croisés à grande échelle sont séparés par des limites de série à faible angle (flèche jaune).	83
Figure 3.35 : Exemple d'image montrant un lit à faible angle dans l'unité D3 (flèche jaune), avec un court intervalle de lits croisés.	84
Figure 3.36: Exemple d'image montrant du grès à lits croisés dans l'unité D4 (flèche magenta).	85
Figure 3.37 : Exemple d'image montrant le passage de conditions dominantes fluviales à marines bioturbées. La bioturbation annonce un dépôt à faible énergie, qui est clairement visible sur la photo de la carotte à droite. Notez l'apparence typique des galeries en coupe transversale (flèche jaune), les stylolites clairement visibles (flèche verte). À gauche, la photo de la carotte correspond à du grès fortement bioturbé dans l'unité D5.	86
Figure 3.38 : Aperçu de tous les pendages dépositionnels (LITS CROISÉS) observés dans les unités Ra et Ri. Notez la prédominance dans les unités D2 et D4, montrant une paléotransport uniforme dominante dirigée vers le NW.	87
Figure 3.39 : Figure récapitulative illustrant la distribution spatiale des pendages utilisés pour l'analyse du pendage dépositionnel. Le diagramme en rose et la marche vectorielle stéréonet montrent tous les pendages classifiés comme LITS CROISÉS. Les données suggèrent un paléotransport uniforme dominé par le NW.	88
Figure 3.40 : Exemple d'image, montrant des fractures fermées sur la carotte (flèches cyan). Notez les zones de faible résistivité (crochets rouges dans la piste de pendage). Cela peut être causé par la saturation en eau de la formation et est prédominant dans les intervalles d'évasement/soufflement.	90
Figure 3.41 : Exemple d'image, montrant des fractures fermées dans le grès. Les fractures sont visibles comme conductrices (foncées) sur l'EARTH Imager, indiquant un remplissage conducteur (flèches bleues) qui est clairement visible sur la photo de la carotte.	91
Figure 3.42 : Exemple d'image montrant une zone de fracture fermée, clairement visible sur la carotte mais non résolue par l'outil d'imagerie (échelle très petite). ..	92
Figure 3.43 : Exemple d'image montrant une fracture fermée dans le grès. Remarquez que la fracture est visible comme conductrice (foncée) uniquement sur	

l'EARTH Imager et qu'il n'y a pas de contraste sur le journal CBIL, ce qui indique un remplissage conducteur et un type CFRAC.92

Figure 3.44 : Figure simplifiée d'une coupe transversale à travers un puits de forage, illustrant les différents échecs induits par le forage qui peuvent se produire. Dans un puits vertical, l'orientation des évasements et des fractures de traction indique l'orientation du champ de contrainte in situ. L'orientation des évasements marque la direction de la contrainte horizontale minimale, tandis que l'emplacement des fractures de traction induites par le forage marque la direction de la contrainte horizontale maximale.93

Figure 3.45 : Figure récapitulative illustrant la marche vectorielle montrant tous les pendages classifiés comme ÉVASÉ. Les données suggè94

Figure 3.46 : Exemple d'image montrant du grès à grains grossiers dans l'unité Ra. Les flèches bleues indiquent certains des intervalles de faible résistivité observés sur le journal d'image.96

Figure 3.47 : Figure récapitulative, montrant la distribution des évasements de forage dans l'intervalle enregistré.97

Figure 4.1 : Milieu poreux.....98

Figure 4.2 : La loi de darcy.....99

Figure 4.3 : Carte iso-porosité du drain D5-supérieur (la zone 03) 103

Figure 4.4 : Carte iso-porosité du drain D5-inférieur (la zone 03) 104

Figure 4.5 : Carte iso-porosité du drain D4 (la zone 03) 105

Figure 4.6 : Carte iso-porosité du drain D3 (la zone 03) 106

Figure 4.7 : Carte iso-porosité du drain D2 (la zone 03) 107

Figure 4.8 : Carte iso-porosité du drain ID (la zone 03)..... 108

Figure 4.9 : Carte iso-porosité du drain D1 (la zone 03) 109

Figure 4.10 : Carte iso-perméabilité du drain D5-supérieur (la zone 03) 111

Figure 4.11 : Carte iso-perméabilité du drain D5-inférieur (la zone 03) 112

Figure 4.12 : Carte iso-perméabilité du drain D4 (la zone 03) 113

Figure 4.14 : Carte iso-perméabilité du drain D2 (la zone 03) 115

Figure 4.15 : Carte iso-perméabilité du drain ID (la zone 03)..... 116

Figure 4.16 : Carte iso-perméabilité du drain D1 (la zone 03) 117

Figure 4.17 : Carte Water-Saturation de la zone 03 118

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3.1 : Liste des types de pendages utilisés pour l'interprétation d'EARTH Imager/CBIL.	66
Tableau 3.2 : Découpage stratigraphique de la section enregistrée, fourni par Sonatrach.	78
Tableau 3.3 : Zonation du pendage structural. La valeur moyenne calculée sur l'ensemble de l'intervalle représente le pendage structural pour toute la section	79
Tableau 3.4 : Liste des réponses du journal d'image et interprétation des types de fractures pour la combinaison CBIL-EARTH Imager. La réponse CBIL travel time (TT) ne peut être utilisée que dans de rares cas de très bons puits de forage, où l'image du temps de parcours n'est pas dominée par les effets de trou de forage. Le "diptype" attribué à chaque type de fracture est répertorié entre parenthèses (voir également Tableau 3.1)	89
Tableau 4.5 : caractéristique petrophysique de réservoir de puits OMN202	120
Tableau 4.6 : caractéristique petrophysique de réservoir de puits OMN261	121

LISTE DES ABREVIATIONS

HMD : Hassi Messaoud.

ID: inter drain.

K: Perméabilité.

M : mètre.

md : milli Darcy.

N : Nord. **O** : Ouest. **E** : Est. **S**: Sud.

R : Réservoir.

Ra : Réservoir an isométrique.

Ri : Réservoir isométrique.

SH : Sonatrach (Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures).

SLB: Schlumberger.

SW: Water Saturation.

TD : Total Depth.

2D : deux dimensions.

3D : trois dimensions.

CFPA : Compagnie Française des Pétroles Algérie, TOTAL actuellement.

D : drain.

DP: Division Production.

DH: Discordance Hercynienne.

μO : Viscosité d'huile = 0.2cp.

2D : deux dimensions.

a : Coefficient empirique (0.81 pour les sables ; 1 pour les roches compactes).

A : section standard de l'échantillon.

Bo : Facteur volumétrique de fond (F V F) d'huile = 1.7m³/m³.

C : constante généralement =2.

C = DP=P2-P1 : constante contrôlée à partir du volume de mercure.

D : longueur totale du tube gradué.

F : Facteur de la formation.

Hw : hauteur de l'eau dans le tube gradué.

K est mesuré en darcy ou en milli darcy.

moy : Moyenne géométrique.

L : longueur standard de l'échantillon.

Ma : moyenne arithmétique.

MD: nom de puits.

N : nombre des valeurs mesurées.

NW : Nord West.

OMN : nom de puits.

OMNZ : nom de puits.

Pour les mesures effectuées à Hassi Messaoud elle est Généralement égale à 60.

Q : débit constant (mm² /heure).

Q : Débit en m^3/s ou en $1/s$.

R1 : la série moyenne de réservoir cambrien.

R2ab : réservoir secondaire (R2).

Ra : la série inférieure de réservoir cambrien.

O : Résistivité de la formation saturée à 100 % d'eau en ohm.

W : Résistivité de la formation saturée en eau (Om).

ΔD : changement de la profondeur (en pieds) correspond à ΔR .

ΔR : changement de la résistivité de R_o à R_x en ohm.

ρ_H : densité de l'huile en gr/cm^3 .

ρ_w : densité de l'eau de la formation en gr/cm^3 .

Φ_u : Porosité utile en %.

Φ : Porosité.

Introduction générale

Introduction générale

Le champ du Hassi Messaoud est un vaste anticlinal orienté NE-SW, occupant une position centrale dans le bassin triasique, à environ 650km au SSE de la capitale Alger.

Il est considéré comme l'un des plus grands gisements du monde de par ses dimensions et ses réserves, il produit de l'huile à partir du réservoir Cambro-Ordovicien.

Le réservoir Cambrien du Hassi Messaoud est constitué essentiellement de grès quartzitiques fissurés, érodé sous la discordance hercynienne, et recouvert par des dépôts triasiques.

Ce gisement a subi une évolution tectonique intense (succession de phases compressives et distensives), ainsi que diverses transformations diagénétiques.

Suite à la complexité et l'hétérogénéité, la maîtrise des paramètres pétrophysiques du champ ne suffit pas, il faut tenir compte de l'effet de certains facteurs (failles, fissuration, intrusion volcanique..) ayant une influence sur la qualité pétrophysique du réservoir.

Plusieurs études ont été établies afin de caractériser la fracturation du champ HMD (Beicip Franlab 1995, 2009, 2010). Ces études ont été fondées sur l'analyse des données de puits (Imagerie, carottes), ainsi que des études sismiques.

Pour notre étude nous avons choisi une zone dans la partie Nord West du Hassi Messaoud dite la zone 03, le réservoir Cambrien dans cette zone a subi une forte érosion sous la discordance (le réservoir Ri est complètement érodé). Le Ra étant le réservoir productif, il est composé essentiellement de grès quartzitiques. Cette zone est traversée par une importante faille, l'évaluation des paramètres pétrophysiques des réservoirs Ri et Ra, a pour but la construction de cartes géologiques à l'aide du logiciel Pétrel. En recueillant des informations géologiques et pétro-

physiques disponibles pour faire cartographier la distribution des données statiques telles que la porosité, la perméabilité, la saturation; et le taux d'argile. L'analyse de la répartition des propriétés pétro-physiques et d'argiles révèle les intérêts pétroliers des différents drains constituant le réservoir.

➤ **Objectif et méthode d'étude:**

L'objectif de la présente étude est d'établir une caractérisation de la fissuration et leur influence sur les propriétés du réservoir (R_a et R_i), Le mémoire proposé est structuré selon Quatre parties :

- **La première partie** : décrit le contexte de l'étude à travers une synthèse bibliographique sur le champ pétrolier d'Hassi-Messaoud.

- **La deuxième partie** : Méthodologie suivie et le travail effectué pour compléter ce travail.

- **La troisième partie** : Interprétation structurale et lithologique de la zone d'étude à partir des carottes et analyse des cartes en isobathes des différents drains producteurs, Caractérisation des fractures déterminées à partir de l'imagerie, et détermination de la contrainte maximale in situ.

- **La quatrième partie** : Evaluation des paramètres pétrophysiques de la zone 03

CHAPITRE I

GENERALITE SUR LE CHAMP HASSI MESSAOUD

Introduction

Le champ du Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. D'autre part, par la transformation diagénétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme telle que représentée par la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétrophysiques comme ils peuvent les détériorer.

I.1. Présentation de la région :

La région du Hassi Messaoud se trouve au cœur du Sahara algérien et est célèbre pour ses puits de pétrole productifs, principalement situés dans les réservoirs cambriens. Le champ pétrolier du Hassi Messaoud est reconnu comme l'un des plus complexes au monde. Au fil de son histoire géologique, ce champ a été soumis à des phases intenses de mouvements tectoniques, marquées par des compressions distinctes. De plus, le réservoir a subi des transformations diagénétiques au fil du temps, en raison de son enfouissement géologique, jusqu'à acquérir la forme et la configuration actuelles du gisement.

I.1.1. Situation géographique :

Le champ du Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 km au Sud-est d'Alger et 350 km de la frontière Algérien-tunisienne et en bordure du grand erg oriental.

Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla (Figure 1.1).

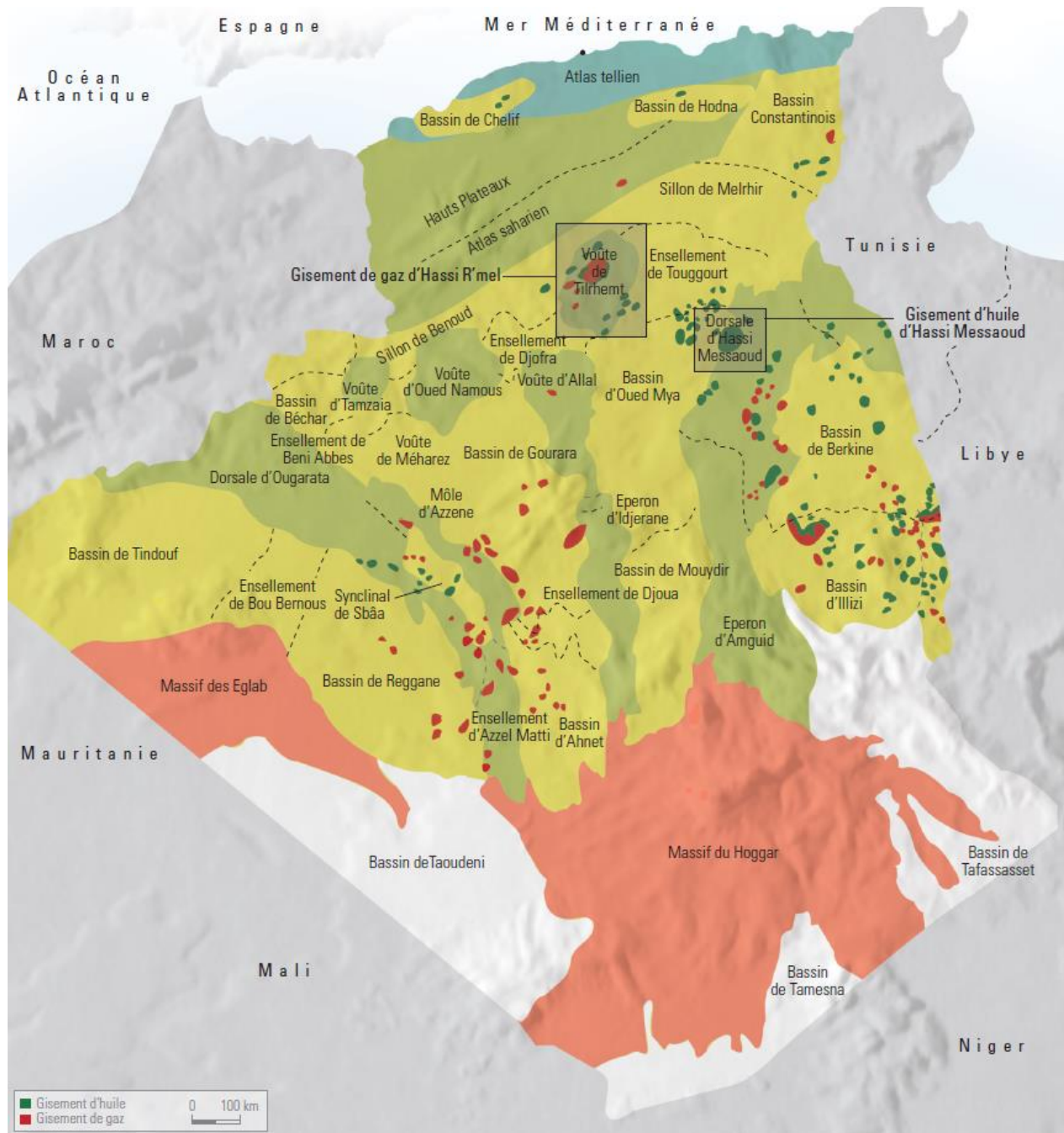


Figure 1.1 : Carte Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).

❖ Son repérage en coordonnées géographiques est le suivant :

- Au Nord par la latitude $32^{\circ}15' N$.

- Au Sud par la latitude 31°30 N.
- A l'Ouest par la longitude 5°40 N.
- A l'Est par la longitude 6°35 N.

❖ **Et en coordonnées Lambert:**

- X= 790.000 à 840.000 Est.
- Y= 110.000 à 150.000 Nord.

I.1.2. Situation géologique :

Le champ du HASSI MESSAOUD occupe la partie centrale de la province triasique, de part de sa superficie et ces réserves il est le plus grand gisement du pétrole de l'Algérie. Il est limité (Figure 1.2):

- Au NW par les gisements de Gellala, Ben Kahla et Houd Berkaoui.
- Au SW par les gisements d'El Gassi, zotti et El Agreb.
- Au SE par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

❖ Géologiquement, il est limité :

- Par la dépression d'Oued M'ya à l'ouest.
- Par le Môle d'Amguid El Biod au Sud.
- Par la structure Djammaa-Touggourt au Nord.
- Par les hauts fonds de Dahar, Rhourd El Baguel et la dépression de Ghadamès de l'Est.

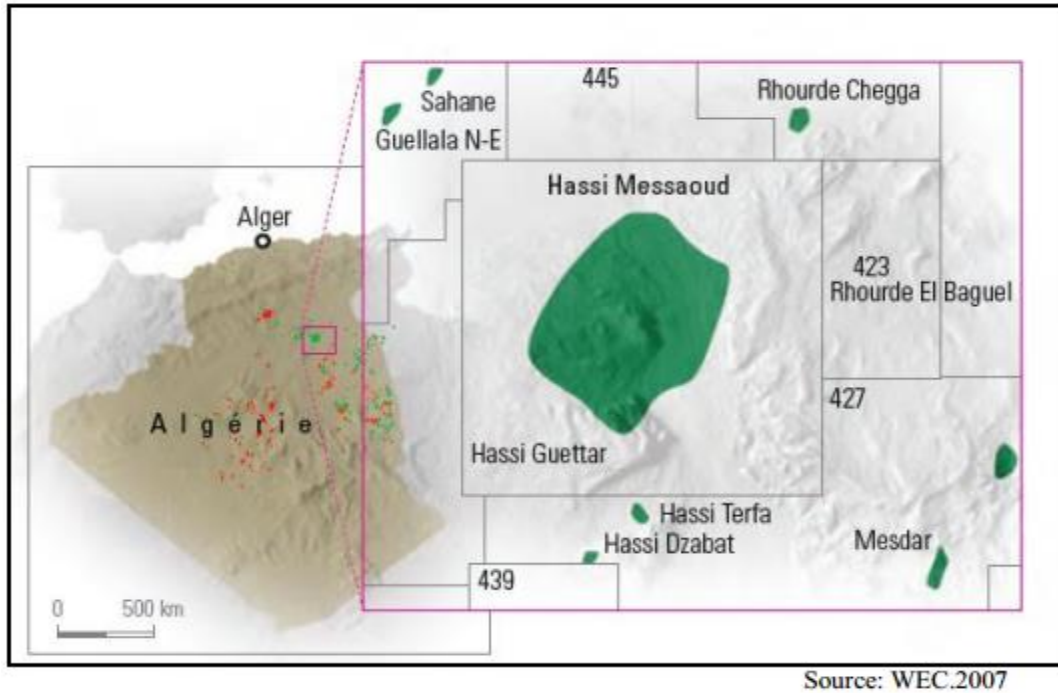


Figure 1.2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).

I. 2. Les différents bassins pétroliers dans le Sahara :

Les ressources en hydrocarbures de l'Algérie sont principalement concentrées dans la région du Sahara, réparties dans divers bassins. Le bassin le plus productif reste celui de l'Oued Mya, abritant les importants gisements de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel. Au cours de la dernière décennie, le bassin de Berkine est devenu un centre majeur de développement, notamment avec.

La découverte des gisements d'Ourhoud et de Hassi Berkine Sud. Les bassins du Sud-Ouest sont également significatifs pour l'exploration gazière, avec la mise en production des gisements gaziers d'In Salah et le début du développement des gisements pétroliers de la cuvette de Sbâa. Cette région englobe les bassins d'Illizi, Berkine, Oued Mya et le môle Amguid-Messaoud, où se trouvent les gisements géants de Hassi Messaoud (pétrole) et Hassi R'mel (gaz), qui ont été le théâtre de la plupart des découvertes jusqu'à présent. L'exploration intensive menée dans cette

zone depuis plus de dix ans a permis l'introduction de nouvelles techniques d'exploration, notamment dans l'acquisition, le traitement et le retraitement des données sismiques et de forage. Ces avancées ont conduit à une meilleure compréhension de divers aspects géologiques, tels que la géochimie, les modèles sédimentologiques, le rôle des failles et la cartographie des niveaux sous le sel. Le bassin de Berkine, par exemple, est désormais reconnu comme l'un des plus riches au monde en raison de ces découvertes, notamment dans le Trias ainsi que dans les couches inférieures du Carbonifère et du Dévonien (Figure 1.3).

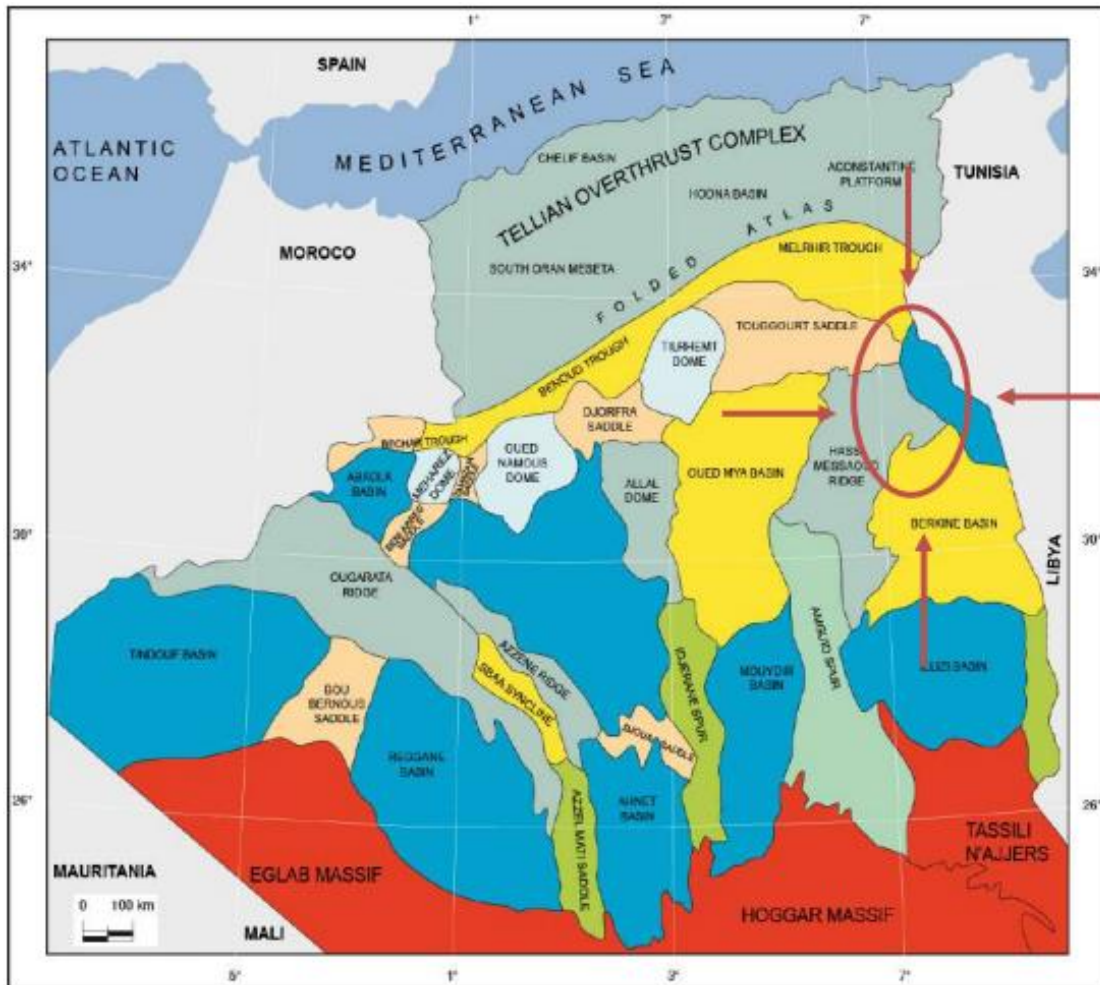


Figure 1.3 : Carte des différents bassins pétroliers dans le Sahara algérien (WEC 2007).

I. 4. Les zones du champ de Hassi Messaoud :

Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production, ces zones correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement.

Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux, supposée indépendantes par rapport aux zones voisines, et fortement limités par des barrières de perméabilité (les failles)

Il est à noter qu'il existe des interzones et des hors zones, objet d'un développement intensif pour les forages horizontaux (Figure 1.4).

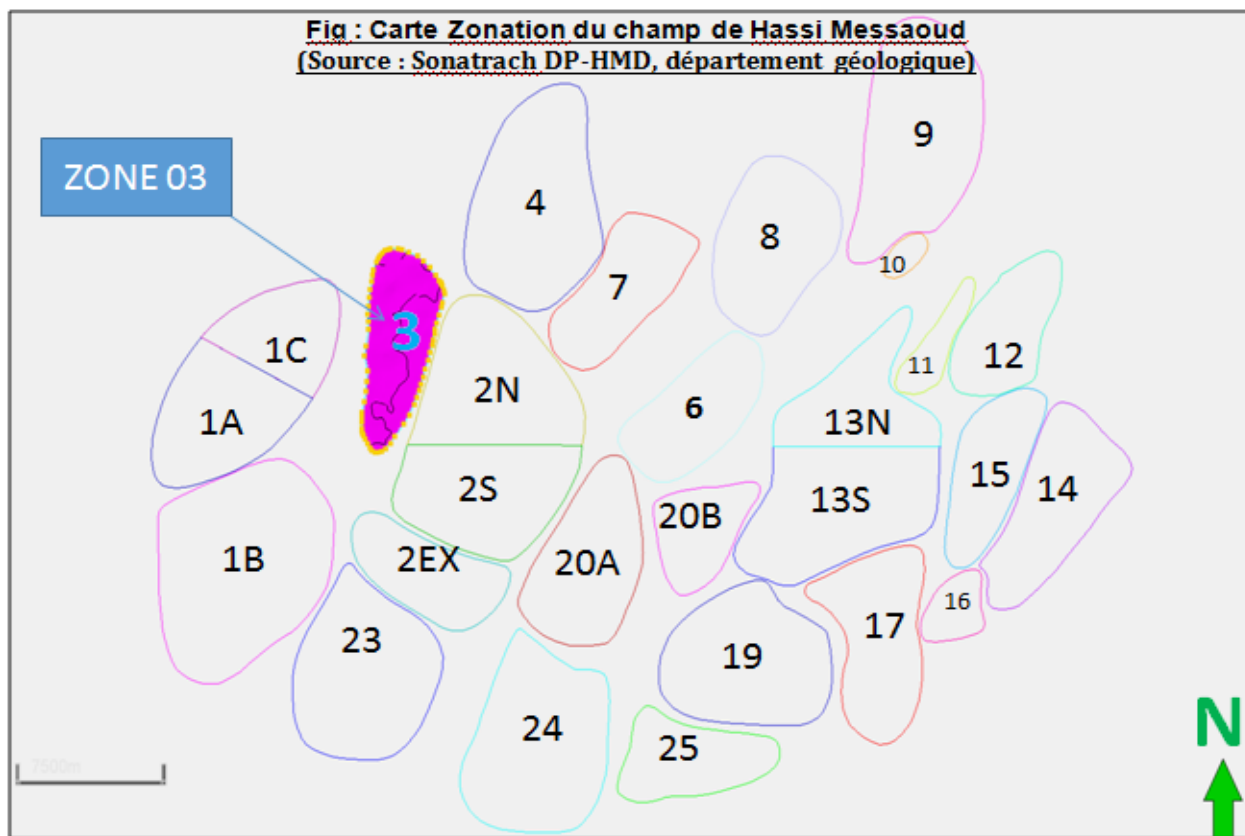


Figure 1.4 : Carte de zonation du champ de Hassi Messaoud

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

I. 5. Géologie du champ Hassi Messaoud :

I. 5.1. Aspect stratigraphie :

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud repose sur le socle à environ 4393 m d'épaisseur. Cette série est incomplète, elle est marquée par l'absence du Silurien, Dévonien, Carbonifère et Permien. La discordance hercynienne se manifeste plus accentuer au centre de la structure, où les dépôts argilo-gréseux et salifères du Trias reposent directement sur le Cambrien.

En allant vers la périphérie, cette discordance tronque des termes ordoviciens de plus en plus récents (Beicip- Franlab, 1979).

A partir les travaux géologiques effectués sur le champ de Hassi Messaoud, on peut présenter la série stratigraphique de Hassi Messaoud comme suit (figure 1.5) :

I. 5.1.1. Le Socle :

Le socle précambrien est formé de terrains métamorphiques traversés par de nombreuses intrusions magmatiques. L'âge des formations varie de l'Archéen à l'Eo-cambrien. Il fut observé au niveau des puits Md2 à 3658 m, et Om81 à 3533 m, il a été décrit comme étant un granite porphyroïde de couleur rose.

I.5.1.2. L'Infracambrien :

Reconnu par le forage OMN47 à une profondeur de 4092 m, il est composé de grès argileux de couleur rouge d'épaisseur de 45 m.

I.5.1.3. Le Paléozoïque :

Les termes postérieurs à l'ordovicien sont absents dans la partie centrale de la structure. Vers la périphérie du champ, la série stratigraphique la plus complète est composée de :

➤ **Le Cambrien :**

Le cambrien est constitué essentiellement par des grés dits de HASSI MESSAOUD, moyens à grossiers, passant localement à des quartzites, entrecoupés de passées argilo-silteuses centimétriques à décimétriques. On distingue quatre lithozones Ra, Ri, R2, R3

- **Litho zone R3 :**

D'une épaisseur de 370m composé de grés grossiers à micro conglomératiques, à ciment argileux abondant avec des passages de grés ferrugineux et d'argiles silteuses.

- **Litho zone R2 :**

D'une épaisseur moyenne de 100m, le R2 est constitué de grés moyen à grossier anisométrique, à ciment argileux abondant avec des intercalations silteuses.

- **Litho zone Ra :**

D'une épaisseur moyenne de 145m, le Ra se compose de grés quartzitique anisométriques moyens à grossiers, à ciment siliceux admettant plusieurs passées de silts décimétriques. On notera la présence de stratifications pour la plupart obliques à horizontales et de Tigillites au sommet.

- **Litho zone Ri :**

D'une épaisseur moyenne de 42m, le Ri se trouve surtout sur le flanc du dôme, il est constitué de grés quartzites isométriques fins à moyens, bien classés, à ciment

argileux à bitumineux. Sur le plan pétrolier, il représente un réservoir secondaire et son épaisseur moyenne est de 42m.

➤ **L'Ordovicien :**

Se trouve généralement à la périphérie du champ, il est composé par des alternances de grès et d'argile, des Tigillites avec des lingules et des graptolites du trémadoc. L'ordovicien est subdivisé en plusieurs unités, de bas en haut, on distingue :

- **Zone des alternances :**

Comme son nom l'indique, c'est un terme où alternent de façon irrégulière des argiles silteuses noires avec des grès quartzites fins isométriques avec abondance de Tigillites et quelques Lingulides. Sa fraction minérale comporte de la glauconie et de la sidérite et son épaisseur moyenne est de 20m.

- **Argiles d'El-Gassi :**

Ce sont des Argiles silteuses indurées de couleur noire ou verte, carbonatée ou glauconieuse, rarement brun rouge. Leur épaisseur moyenne est de 50m.

- **Grès d'El Atchane :**

Ce sont des grès fins à très fins, argileux, beiges à gris sombre essentiellement glauconieux. Leur épaisseur moyenne est de 12 à 25m.

- **Quartzites d'el Hamra :**

Quartzites à grès quartzites, siliceux gris clair à beige avec la présence de Tigillites en abondance.

Leur épaisseur moyenne est de 75m.

I.5.1.4. Le Mésozoïque :

➤ Le Trias :

Son épaisseur moyenne est de 600m. Il repose en discordance sur le paléozoïque et est subdivisé en quatre grands ensembles qui sont de bas en haut :

- **Trias Eruptif :**

Localement rencontré, ses coulées volcaniques se sont intercalées au sein des faciès gréseux du Trias et peuvent atteindre des épaisseurs de l'ordre de 100m.

- **Trias Argilo-Gréseux :**

Essentiellement argilo gréseuse à intercalations d'andésites, il se divise en deux unités :

- Grés inférieurs : Constitués de grés fins à moyens à ciment argileux abondant.
- Grés supérieurs : Ce sont des grés fins à ciment argileux.

- **Trias Argileux :**

Il est constitué d'argiles dolomitiques silteuses, souvent de couleur brun rouge, intercalées de bancs de sel. Son épaisseur moyenne est de 110m.

- **Trias Salifère :**

D'une épaisseur moyenne de 430m et jouant le rôle de couche de couverture, il est constitué de sels massifs, avec des intercalations d'anhydrites. Il se compose de trois unités :

- TS3 base du Trias salifère, est constitué de sels massifs à intercalation d'argiles gypseuses.
- TS2 son épaisseur moyenne est de 189m, il est constitué de sels massifs à intercalations d'argiles.
- TS1 Son épaisseur moyenne est de 46m, il est constitué de sels avec prédominance d'anhydrite et de dolomie.

➤ **Le Jurassique :**

D'une épaisseur moyenne de 844m, le Jurassique est un ensemble argilo gréseux avec des faciès marins. Il comprend trois étages, qui sont :

• **Le Lias :**

Constitué par l'alternance de niveau dolomitique (LD) et de niveau salifère (LS) et comprenant une épaisseur moyenne de 300m. Il se subdivise en cinq étages :

- LD3 D'une épaisseur moyenne de 31m, est constitué de marnes grises avec des passées de dolomies grises.
- LS2 D'une épaisseur moyenne de 58m, est constitué de sels translucides et des passées d'argiles de couleur brun- rouge.
- LD2 Il comprend une épaisseur moyenne de 55m, et est constitué de bancs de dolomies alternant avec des passées de marnes grises.
- LS1 D'une épaisseur moyenne de 90m, il est constitué d'argiles brunes à passées de sels et d'anhydrites.
- LD1 Epais de 66m comme moyen, il est constitué de bancs de dolomies et d'anhydrites à passées d'argiles et de calcaires.

- **Le Dogger :**

Épais de 320m de moyen il est subdivisé en deux étages, qui sont :

- ✓ Dog Lagunaire Il est représenté par une série lagunaire, à la base essentiellement d'anhydrite et de dolomie sur 210m d'épaisseur moyenne.
- ✓ Dog Argileux Epais de 107m de moyen, il est constitué d'argiles tendres, silteuses, à passées de grès fins à ciment carbonaté.

- **Le Malm :**

Caractérisé par des argiles et des marnes intercalées de bancs calcaires sur 220 m d'épaisseur.

➤ **Le Crétacé :**

Son épaisseur moyenne est de 1670m on y distingue les étages suivants

- **Néocomien :**

Epais de 182 m de moyen, il comprend deux niveaux : A la base, un terme gréseux, constitué de grès à passées argileuses. Au sommet, un terme argileux représenté par des argiles à intercalations calcaires et/ou dolomitiques.

- **Le Barrémien :**

Son épaisseur moyenne est de 276 m. Il est formé de grès fins à moyens, carbonatés, à plages d'anhydrite, intercalés de niveaux d'argiles gréseuses et dolomitiques.

- **L'Aptien :**

D'une épaisseur de 24 m en moyenne, il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. Il est à noter que la limite Aptien/ Barrémien coïncide avec la barre calcaire dolomitique, représentant aussi un excellent repère sismique.

- **L'Albien :**

Son épaisseur moyenne est de 362 m. Il est constitué de grès et de sables fins, avec des intercalations d'argiles silteuses. Il renferme une très importante nappe d'eau douce.

- **Le Cénomaniens :**

Epais de 147 m en moyen, on y remarque une alternance d'anhydrite et d'argiles brun-rouges, de marnes grises et de dolomies.

La limite Cénomaniens-Albien coïncide avec le passage des séries gréseuses de l'Albien vers les séries évaporitiques du Cénomaniens.

- **Le Turonien :**

Son épaisseur varie entre 70 et 120 m. Il est formé d'une alternance de calcaires argileux, dolomitiques et crayeux. A son sommet, on y trouve des bancs de calcaires à Lumachelles. Le Turonien constitue une nappe d'eau salée.

- **Le Sénonien :**

Epais de 460 m en moyen, on y constate de bas en haut :

- Le Sénonien lagunaire : Epais de 350 m en moyen, la partie inférieure de sa base présente des bancs massifs de sels à intercalations d'argiles et marnes versicolores. Le sommet est caractérisé par une alternance de bancs d'anhydrites, d'argiles grises et de dolomies.
- Le Sénonien carbonaté : D'une épaisseur moyenne de 110 m, il est remarquable par une succession de bancs de calcaires dolomitiques argileux et de bancs d'anhydrite avec des passées de dolomie gypseuse.

I.5.1.5. Le Cénozoïque :

Représenté par l'Eocène calcaire à dolomitique et le Mio- Pliocène sableux. Son épaisseur moyenne est de l'ordre de 360m.

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep	TUBAGES & BOUE	DESCRIPTION	
CZ	MIO PLIOCENE		239	17'' 1/2 x 13'' 3/8	Boue douce bentonitique	SABLE, CALCAIRE
	EOCENE		122		D: 1,1-1,2	CALCAIRE
MESOZOIQUE	SENONIEN	CARBONATE	107	± 500m	V: 45-50	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE
		ANHYDRITIQUE	209		ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE	
	CRETACE	SALIFERE	149		SEL MASSIF	
		TURONIEN	112		D: 1,26-1,32	CALCAIRE
		CENOMANIEN	147		V: 50 - 70	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE
		ALBIEN	362		F: 2,4	GRES, ARGILE
		APTIEN	24		DOLOMIE	
		BARREMIEN	276		ARGILE, SABLE	
	JURASSIQUE	NEOCOMIEN	182		DOLOMIE, MARNE, ARGILE	
		MALM	226		ARGILE, MARNE, CALCAIRE	
		DOGG	ARGILEUX		107	ARGILE, MARNE
			LAGUNAIRE		211	ANHYDRITE, DOLOMIE
		LIAS	LD1		66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
			LS1		90	SEL, ANHYDRITE
LD2			55	DOLOMIE, MARNE		
LS2			58	SEL MASSIF I		
LD3			31	DOLOMIE, MARNE		
TRIAS		SALIFERE	TS1	46	V: 40 - 50	ANHYDRITE, ARGILE
	TS2		189	F: 5 - 10	SEL, ARGILE, ANHYDRITE	
	TS3		202	SEL MASSIF II		
	ARGILEUX	113	ARGILE			
	GRESEUX	0 à 35	GRES, ARGILE			
ERUPTIF	0 à 92	ANDESITE				
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites de Hamra	75	± 3300m	Boue à huile	Grès très fins
		Grès d'El-Archane	25			Grès fins glauconieux
		Argiles d'El-Gassi	50			Argile verte ou noire
		Zones des Alternances	18			Alternances grès et argiles
	CAMBRIEN	R. Isométriques	42			GRES Isométriques, Silts
		R. Anisométriques	125			GRES Anisométriques, Silts
		R.2	100			GRES Grossiers, Argiles
		R.3	370			GRES Grossiers, Argiles
Infra Cambrien	45	GRES Argileux rouge				
SOCLE					Granite porphyroïde rose	

Figure 1.5 : Colonne stratigraphique synthétique de la région de hassi messaoud

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique).

I.5.2. Cadre structural (Tectonique du champ) :

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati de direction générale nord-est/sud-ouest. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- Les failles de direction subméridiennes nord-nord-est/sud-sud-ouest ainsi que d'autres failles perpendiculaires de direction ouest-ouest-nord-est/est-sud. Ces caractéristiques mettent en évidence le caractère tectonique en horst et graben.
- Les cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir. La présence d'une faille majeure nord-est/sud-ouest, certainement héritée du socle, divise le champ en deux compartiments principaux : occidental et oriental. Le compartiment occidental est affecté par quelques failles de direction nord-est/sud-ouest à nord-sud, mais il est surtout recoupé par des accidents transverses nord-ouest/sud-est. Le compartiment oriental, structuralement plus bas et plus complexe, est partiellement recoupé par de profonds grabens. Le flanc est effondré par un système de failles subméridiennes avec un relais nord-est/sud-ouest.

I.6. L'évolution structurale du champ HMD :

L'évolution structurale du champ de Hassi Messaoud, est le résultat de plusieurs périodes de structuration tectoniques affectant le Sahara central (Boudjemâa, 1987) (Figure 1.6). Ces périodes peuvent être résumées chronologiquement comme suit :

I.6.1. Structuration anté-Triasique :

- **Phase panafricaine :** C'est une phase compressive de direction EW, résultats d'une collision

Continentele entre le craton ouest africain rigide et le bloc Est Africain plastique (Bertand et R.Caby 1978), provoquant un reseau de failles de directions NE_SW, NW_SE suivie d'une erosion intense jusqu'au Cambrien, conduisant a la formation d'une surface de pediplanation appelee infra-tassilienne.

Au Cambro-ordovicien, des mouvements distensifs de directions NW – SE interviennent ; qui sont a l'origine de l'etirement de la croûte continentale suivie d'une subsidence tectonique puis thermique ; cette distension provoque un jeu de faille normales NE-SW preexistant dans le socle accompagnee de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).

- **Phase Eo-Calédonienne precoce ou phase Anté-tramadocienne :** Datee d'environ 500 millions d'annees, cette phase est marquee par une transgression soulignee par des gres isometriques (Ri) connus sur les flancs du champ, apres la mise en place du depot du reservoir (Ra).

Une structure Tardi-Cambrienne s'est produite avec erosion et failles s'etablissant deja suivant une direction NE-SW, accompagnee de volcanisme (Beicip/Franlab).

- **Phase calédonienne :** Datee d'environ 400 Ma, cette phase est regionalement connue par l'absence de sediments du Devonien et du Carbonifere dans toute la surface du haut fond d'El Biod.

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.

- **Phase hercynienne** : Datée de 225 à 280 Ma, cette phase est responsable d'un grand bombement de direction NE-SW accompagnée d'un jeu de failles de même orientations, qui dissocient le réservoir en blocs (Horst, Graben) Ayant chacun son comportement propre.

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 NW-SE, perpendiculaire aux accidents majeurs.

I.6.2. Structuration Post-triasique :

Les effets de cette phase sont relativement faibles et ne correspondent qu'à 50 à 100 m de fermeture structurale (2950 - 3050 m). Ces déformations s'accompagnent d'un basculement vers le Nord-Ouest d'environ 200 m entre la partie SE et NW; ce basculement a eu lieu au Mésozoïque. La fermeture NS est beaucoup plus importante que la fermeture EW pourrait être due aux mouvements d'âge éocène qui est une phase tectonique atlasique avec une direction de compression NNW – SSE.

- **Phase autrichienne** : Datée d'environ de 100 millions d'années, cette phase est un raccourcissement Est-Ouest, 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.

- **Phase Atlasique** : C'est une phase dont la compression est de direction NNE – SSW, 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.6.3. Structuration actuelle :

Cette structuration montre une fermeture de 300 m entre les bordures et le top du gisement, elle est compressive à raccourcissement NS, elle a subi un faible réajustement épirogénique. Cette dernière à un allongement général NE–SW, et montre des culminations locales d'amplitude de l'ordre d'une centaine de mètres, le rejet connu des failles ne dépasse pas 70 à 80 mètres. (Beicip Franlab, 1995).

ERES	EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMES DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES	
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPIN TARDIF TERTIAIRE	N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.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 AUTRICHIENNE		Jeu en inverse sur les accidents NO.90	
	JURASSIQUE	(ALPIN PRECOCE)	N.O.90		
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE	N.120	Jeu en inverse sur les failles NW-SE	
	CARBONIFERE	VIENNOIS	PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE	N.O.40	Jeu en inverse sur les failles NE-SW
		Superieur	PHASE FRASNIENNE	NW-SE	Jeu en failles normale sur les failles NE-SW (variation de facies et d'épaisseur) (Volcanisme)
	Moyen				
	Inférieur				
	SILURIEN			Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")	
	ORDOVICIEN	CALEDONNIENNE	E.W ?		
CAMBRIEN	PHASE PANAFRICAINE TARDIVE	E.W	Tectonique cassante réseau NE-SW Et NW-SE (Cratonisation du sahara central)		

Figure 1.6 : les principaux évènements tectoniques affectant la plate -forme saharienne

(d'après BOUDJAMA et BEICIP, modifié par B KADI 1992).

I.7 Caractéristique des déformations cassantes :

Les déformations cassantes tel que les failles laissent aussi de nombreuses empreintes sur les roches se sont :

I.7.1. Les brèches :

Elles correspondent au remplissage d'espaces vide créés par la faille tel que fractures et fissures ; ceci avec le produit de rabotage des parois lors du déplacement des blocs elles

sont constituées par des éléments broyés. Généralement un puits caractérisé par une forte densité de brèches est faillé ou situé à proximité d'une faille (Massa, 1971).

I.7.2. Les fissures :

Elles correspondent à des discontinuités au sein des roches, engendrées par la distension ou la compression, parfois il est difficile de reconnaître une fissure originelle d'une fissure artificielle.

En effet, le carottage et les différentes opérations réalisées sur les carottes peuvent engendrer la formation de fissures artificielles dites induites, créant ainsi une ambiguïté entre elle et les fissures vides originelles.

I.7.3. Les stylolites :

Ce sont des structures en colonnettes au sein de certaines roches, dessinant des joints irréguliers, généralement soulignés par un résidu noirâtre ou brunâtre. Les figures correspondent à des surfaces de pression – dissolution, permettant notamment de déterminer la direction de la compression qui leur a donné naissance et qui est parallèle à l'allongement des colonnettes.

I.8. Système pétrolier du champ de Hassi Messaoud :

I.8.1. Roche mère :

- Silurien :

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 et radioactives, très riches en matière organique, d'une épaisseur qui varie de 20 à 70 m.

La matière organique est de nature amorphe. La présence de Tasmanacés confirme l'origine marine de cette matière et son apport pétrolier est évident. Le Silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l'ouest (Bassin d'Oued Mya), au Sud-Ouest (bassin de Mouydir) et à l'est (Bassin de Berkine).

✓ Les argiles d'El Gassi :

Ces argiles noires et organogènes pourraient avoir apporté la plus grande contribution à l'accumulation des réserves de Hassi Messaoud ; cette formation de 37 à 50 mètres d'épaisseur est présentée dans les grabens de la structure de Hassi Messaoud.

I.8.2. Roches couvertures :

La couverture des réservoirs ordoviciens est assurée respectivement par l'épanchement des roches éruptives ainsi que par les épaisses séries d'évaporites d'âges triasique ou jurassique.

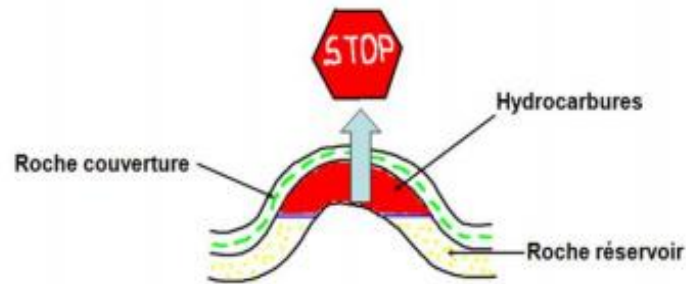


Figure 1.7 : Accumulation des hydrocarbures

✓ **Le piège :**

Au niveau du bassin d'Oued Mya au Nord-Est de Hassi Messaoud. Le piège reconnu, jusqu'à présent, est de type stratigraphique et structural (mixtes). Il est sous forme d'un anticlinal tronqué par la discordance Hercynienne.

✓ **Migration des hydrocarbures :**

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tout gisement avoisinant proviennent probablement des deux bassins, Berkine et Illizi à l'Est et Oued Mya à l'Ouest.

La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseuse triasique au contact de discordance hercynienne (migration secondaire).

- ✓ Les réservoirs Cambro-ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grés triasiques et la surface d'érosion qui sont en (up dip) au Nord et NW par rapport au chemin de migration.

Description du réservoir :

Le gisement de Hassi-Messaoud se caractérise comme on l'a dit ci très haut par son réservoir cambro-ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380m.

Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile avec un degré API de 45.4 Sa pressions initiale s'élevait jusqu'à 482 kg / cm² pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg /cm². Le champ HMD fait partie de la province orientale de la plateforme saharienne. Cette province contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara.

A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le cambro-ordovicien qui subdivise de bas en haut en (Figure 1.8) :

Grès de Hassi Messaoud.

- Grès d'EL- GASSI partie inférieure de l'argile gréseuse de l'oued Mya. La discordance Hercynienne à éroder une bonne partie des termes du paléozoïque donc, c'est le Trias qui constitue la couverture du réservoir.

Les argiles noires du Silurien, à 40 km au Nord – Ouest de Hassi Messaoud, riches en Kérogène (matière organique), sont supposées être la roche mère.

- Le gisement est localisé dans les 3 niveaux réservoirs du Cambrien (R_i, R_a, R₂, R₃). Les paramètres s'améliorent de bas en haut. La description des niveaux dans le gisement est la suivante :
 - Dans le **R₃** la porosité varie entre 5 et 10% et la perméabilité plus petite (1md et quelque fois nulle).
 - Dans le **R₂** la porosité augmente de 10 à 13% et la perméabilité reste la même (faible).
 - La zone **R_a** est le réservoir principal. Son épaisseur est 100m l'Est et 145m à l'Ouest. C'est un grès mal classé ou la taille de grains varie beaucoup et parfois reste même supérieur à 1mm. Les lits (bancs) grossiers intercalés par des bancs plus fins de quelques

mm d'épaisseurs où la stratification est oblique. La perméabilité à travers les niveaux poreux varie entre 60 et plus de 100md. La porosité est comprise entre 4 et 20%.

- Dans le **Ri** les grains ont la même taille, ne dépasse jamais de 1mm. Ce sont des quartzites fins à moyens et surtout mal classés. Leur porosité est faible en moyenne, quelque dizaine de md et la porosité ne dépasse pas 10 ou 15%. L'épaisseur totale de la partie productive du réservoir cambrien atteint 100-120 mètres. La saturation en huile constitue 85%. Le débit moyen est égal à 300-350 m³/jour, par puits peut varier entre 100 et 1900 m³ /jour.

➤ Du point de vue sédimentologie, le réservoir est subdivisé en trois zones suivant les critères granulométriques :

- Zone grossière inférieure (Ra inférieure)
- Zone fine médiane (Ra moyen)
- Zone grossière supérieure (Ra supérieure)
- La base du Ra s'individualise comme une zone grossière inférieure dans laquelle se développent trois drains qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques.

➤ Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes :

- D1 : Grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques, avec absence de tagilites.
- ID : Niveaux plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tagilites. Il marque un passage progressif entre le D1 et le D2.
- D2 : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts À

fines bioturbations. Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs, il faut surtout remarquer l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ. (6)

➤ Caractéristiques de fluide :

- Huile légère.
- Densité moyenne en surface : $\rho_o = 0.8$ (API = 45°)
- La pression de gisement variable : $P_g = 120$ à 400 Kgf/cm²
- Température de gisement est de : $T = 120^\circ\text{C}$
- La perméabilité varie de 0.1 md à 1000 md
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m maximum.
- Cote de référence : 3200 m
- La saturation en huile est de 80 % à 90 % maximum.
- La perméabilité est très variable : $K = 0$ à 1 Darcy.
- La viscosité : $\mu_o = 0.2$ Cp Le facteur volumétrique de fond moyen : $B_o = 1.7$ m³/m³

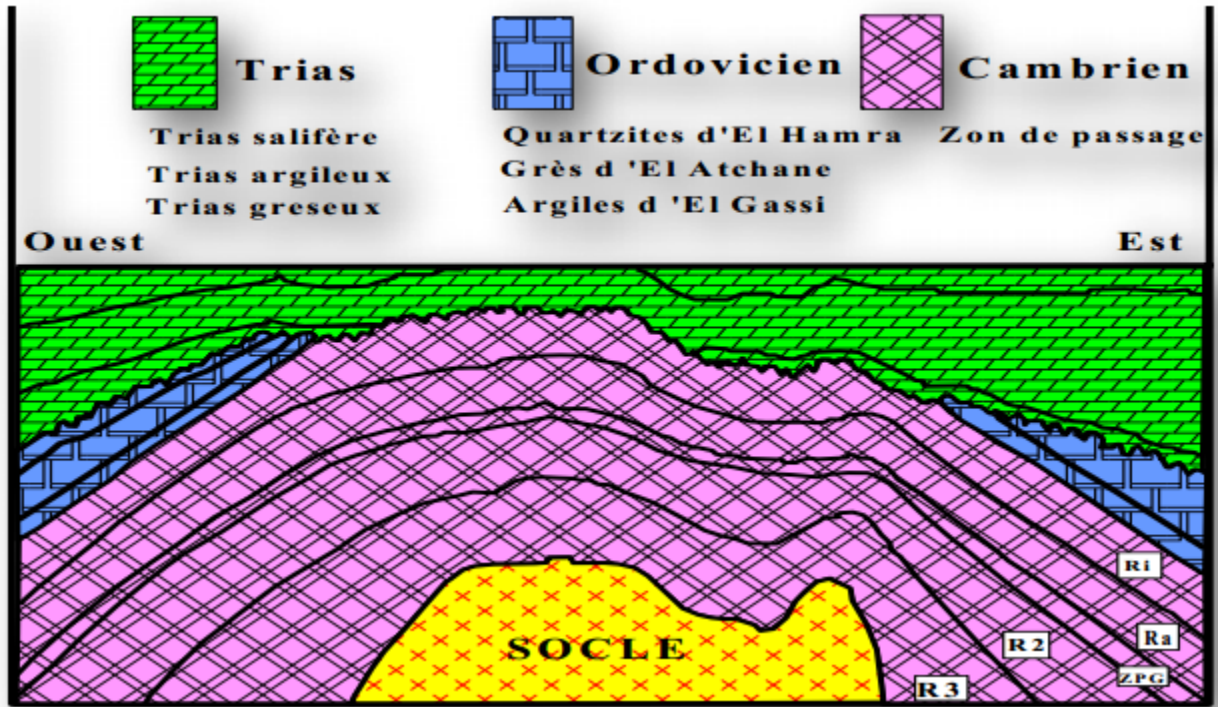


Figure 1.8 : Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud.

(Sonatrach/DP– Rapport interne 1998) Modifie par YAGUG Hacene 2012.

CHAPITRE II

MÉTHODOLOGIE ET PROCÉDURES DE TRAVAIL

Introduction

Le champ pétrolifère du Hassi Messaoud se distingue par sa complexité géologique, résultant à la fois d'une activité tectonique intense marquée par des phases de compression et de distension, et de transformations géologiques survenues au fil du temps. Ces évolutions ont façonné le gisement tel qu'il est aujourd'hui, avec des conséquences variables sur les propriétés pétrophysiques, pouvant les améliorer ou les altérer.

Comprendre la diversité et la complexité de ce champ ne se résume pas à la seule maîtrise des paramètres pétrophysiques. Il est essentiel de prendre en compte l'impact de divers facteurs tels que les failles, la fracturation et les intrusions volcaniques sur le réservoir, et leur influence sur ses caractéristiques pétrophysiques.

Dans le cadre de notre étude, nous avons choisi de nous concentrer sur la zone 03 en utilisant le logiciel PETREL afin de suivre l'évolution des paramètres pétrophysiques.

Plusieurs sociétés étrangères internationales travaillant en Algérie en partenariat avec la société nationale Sonatrach, tel que (HESP et Bekr hugh, Franlab, Schlumberger, Anadarko, Halliburton).

Celles-ci avaient réalisé diverses études se rapportant à la prospection, recherche, forage, et production des produits hydrocarbures comme le pétrole, et les gaz.

Ces études sont axées notamment sur la géologie et géophysique.

Une grande partie de l'Algérie a été la scène de ces travaux, en particulier la région de Hassi Messaoud. Les réservoirs liés aux quartzites d'el Hamra est un exemple concret.

Dans ces études, deux approches principales ont été suivies, une « approche régionale » et une « approche locale ».

Ces modes d'action permettent d'orienter les travaux de prospection, et en déduire la qualité du réservoir, et de quantifier sa capacité de réserve ainsi estimer l'amplitude de sa production ; comme elles aident à l'optimisation « temps-outils-couts-ergonomie ».

Dans cette partie de la mémoire, nous présenterons une description de la méthode de travail et de la méthodologie utilisées pour déterminer certains paramètres pétrophysiques.

II.1 Procédures de travail :

II.1.1. Présentation de logiciel PETREL :

Depuis quelques années, les stations de travail intégrées ont fait leur entrée dans l'industrie pétrolière, bénéficiant des progrès réels de la microélectronique et de l'informatique. Ces machines permettent d'accomplir diverses tâches dans le domaine de l'exploration pétrolière, notamment l'interprétation des données sismiques en 3D ou 2D. De nombreuses tâches des géologues et géophysiciens ont ainsi été simplifiées et automatisées.

II.1.1.1. Description de logiciel PETREL :

Dans cette optique, la compagnie de services pétroliers SCHLUMBERGER a développé le logiciel PETREL, reconnu pour sa haute performance. Lancé en 1996 pour répondre aux besoins des spécialistes en géophysique, PETREL est devenu un outil intégré permettant aux compagnies

D'explorer de manière créative leurs réservoirs. Il offre une gamme complète de fonctionnalités de modélisation, de simulation et de cartographie 3D. L'interface utilisateur de PETREL est basée sur les normes de Microsoft Windows, offrant des boutons, des boîtes de dialogue et des systèmes d'aide familiers. Cela facilite l'adaptation pour la plupart des utilisateurs et garantit une utilisation efficace de l'application (Figure 2.1).

II.1.1.2. Avantages principaux :

Les principes aux avantages de PETREL résident dans son intégration totale des outils, éliminant les problèmes d'importation et d'exportation, favorisant la collaboration. Les modèles peuvent être mis à jour instantanément dès l'arrivée de nouvelles données, permettant des décisions plus rapides et fiables. De plus, tous les résultats peuvent être facilement copiés et collés dans d'autres applications Windows, facilitant ainsi les rapports. Son interface utilisateur familière et ses fonctionnalités telles que le retour en arrière et la sauvegarde des modèles en font un outil convivial et facile à apprendre.

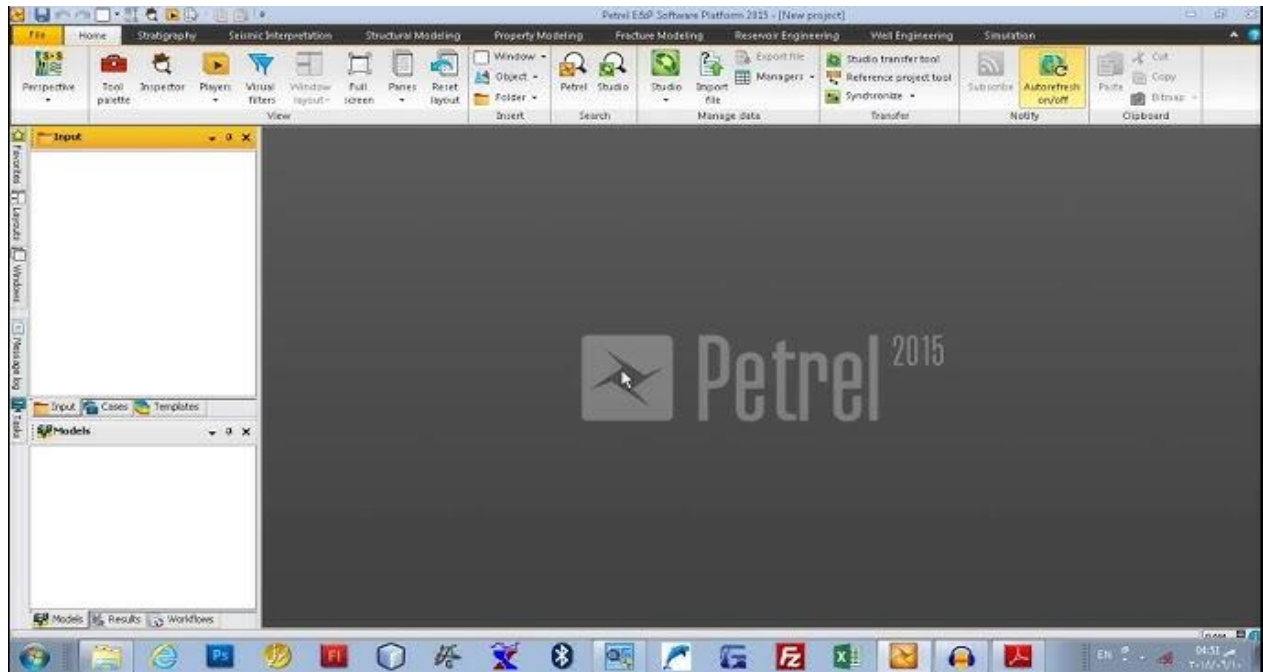


Figure 2.1 : Image de l'interface d' logiciel pétrel 2015 (WEC 2015).

II.1.2. Notions du break out et des contraintes :

L'exécution d'un forage crée un effet de voûte concentrant les contraintes le long des parois.

Cette concentration peut atteindre certains seuils rhéologiques de la roche conduisant à des endommagements caractéristiques dont l'orientation est liée à celle des contraintes actuelles.

Si la contrainte passe sous le seuil de rupture en traction, des fentes d'extension parallèles à la contrainte horizontale majeure apparaissent. Si à l'inverse, l'effet de voûte accroît les contraintes au point de dépasser le seuil de rupture en cisaillement, un écaillage se produit de part et d'autre du puits dans la direction de la contrainte mineure horizontale. La section du puits prend une forme elliptique : c'est l'ovalisation par expulsion d'écaïlles ou « break out ». (Figure 2.2).

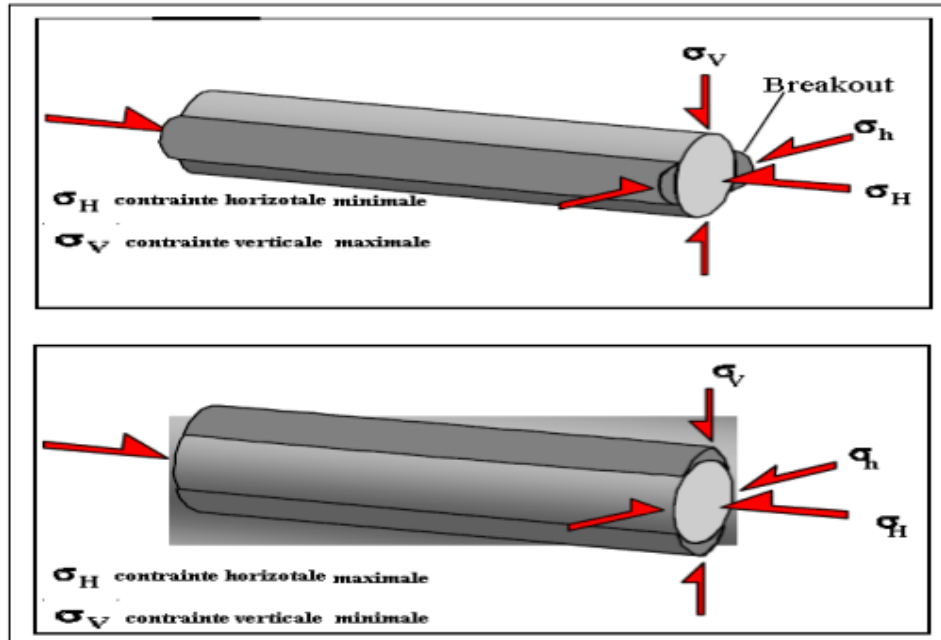


Figure 2.2 : Formation des Break outs

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

II.1.3. Etude et caractérisation des fractures dans un champ pétrolier :

La distribution des fractures naturelles dans un champ pétrolier n'est pas aléatoire. Elle est soumise à divers paramètres géologiques (structurales, lithologiques, présence de failles et leurs orientations...) et dynamiques (l'épaisseur des unités d'écoulements...).

Afin de comprendre comment s'organise la fracturation naturelle sur un champ, toutes les données inhérentes à la fracturation sont prises en compte :(Les données de carottes, Les données d'imageries, Les rapports de forage, les données sismiques et les données dynamiques : pression, pertes de boues, percées d'eau, de gaz, ...).

II.1.3.1 Les données de carottes :

Dans l'industrie pétrolière, carotter peut être définis comme couper et enlever un échantillon cylindrique de la roche.

Le carottage nous permet d'avoir un échantillon intact de la formation traversée, c'est la seule méthode qui permet de faire des mesures directes sur la roche et connaître les propriétés des fluides contenus et des paramètres pétrophysiques de la formation. Ces données sont très importantes pour les géologues, pétrophysiciens, ingénieur de réservoir et de forage, elles permettent :

- D'avoir une certitude sur la côte de terrain.
- D'avoir La valeur du pendage.
- D'avoir Idée sur la dureté des terrains.
- Faire des mesures précises sur les propriétés pétrophysiques (perméabilité,..).
- Faire une étude sédimentologiques et paléontologique (fossiles, datation,...).
- Faire une étude structurale et une caractérisation des fissures (orientation, remplissage,..).
- Faire le calcul de l'indice de fracturation dans une carotte.

L'étude de la fissuration à partir des carottes repose sur l'analyse des paramètres suivants :

➤ **La longueur de la fissure :**

C'est en effet la seule donnée permettant d'apprécier sur carotte l'intensité de la fissuration. Elle permet aussi d'évaluer les fréquences de la fracturation recoupant la carotte,

➤ **Les colmatants :**

Les fissures fermées observées peuvent être ouvertes (vides), ou remplies (les argiles, la silice, la pyrite, le bitume...etc).

Les fissures colmatées constituent des barrières de perméabilités s’opposant à l’écoulement des fluides.



Figure 2.3: Fissure subverticale, remplie de quartz



Figure 2.4 : Zone bréchique

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique).



Figure 2.5 : Carotte de grès fissuré

- a. Fissure horizontale remplie d'argile
- b. Fissure verticale remplie de silice
- c. Fissure horizontale vide

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

II.1.3.2. Les donnée de l'imagerie :

L'imagerie de fond acoustique et électrique est un apport très important concernant l'analyse en sub-surface avec la résolution de beaucoup de problèmes qui précédemment étaient le point de départ de beaucoup de questions. Et cela se résume en ceci :

- Connaissance de la tectonique du gisement.
- Connaissance des couches (pendage et azimut).
- Meilleure approche dans le domaine de la fracturation.

L'imagerie est alors une révolution dans le domaine de l'interprétation des différents phénomènes géologiques.

L'image acquise du fond d'un puits nous permet de caractériser les différents types de fissures existantes en terme de (figure 2.6) :

- l'orientation par rapport à la contrainte maximale horizontale du champ.
- la nature du remplissage et sa densité (conductif, résistive).
- leur géométrie (inclinaison, ouverture).

II.1.3.3. Données de carotte :

Analyse détaillée des caractéristiques lithologiques des puits OMN202 et OMN261, ainsi que des cartes structurales au niveau de la discordance hercynienne et de la R2.

Dans l'ensemble, cette analyse fournit des informations importantes sur la composition et la structure des formations géologiques dans les puits étudiés, ce qui peut être essentiel pour comprendre la distribution des fluides et la capacité de production potentielle dans cette région.

II.1.3.4. Données de l'imagerie :

D'après les résultats d'imageries disponibles sur 148 puits répartis sur l'ensemble du champ, un histogramme de distribution des orientations des fractures a été établi (figure 2.6).

L'histogramme montre que les fractures couloirs distribués principalement le long de 4 intervalles principaux :

- Un mode plus fréquent entre N20 et N40, avec prédominance de cette dernière.
- Un mode peu moins fréquent que le premier entre N60 et N90.
- Un mode à faible fréquence entre N130 et N150.
- Un mode à une fréquence visible orienté N-S.

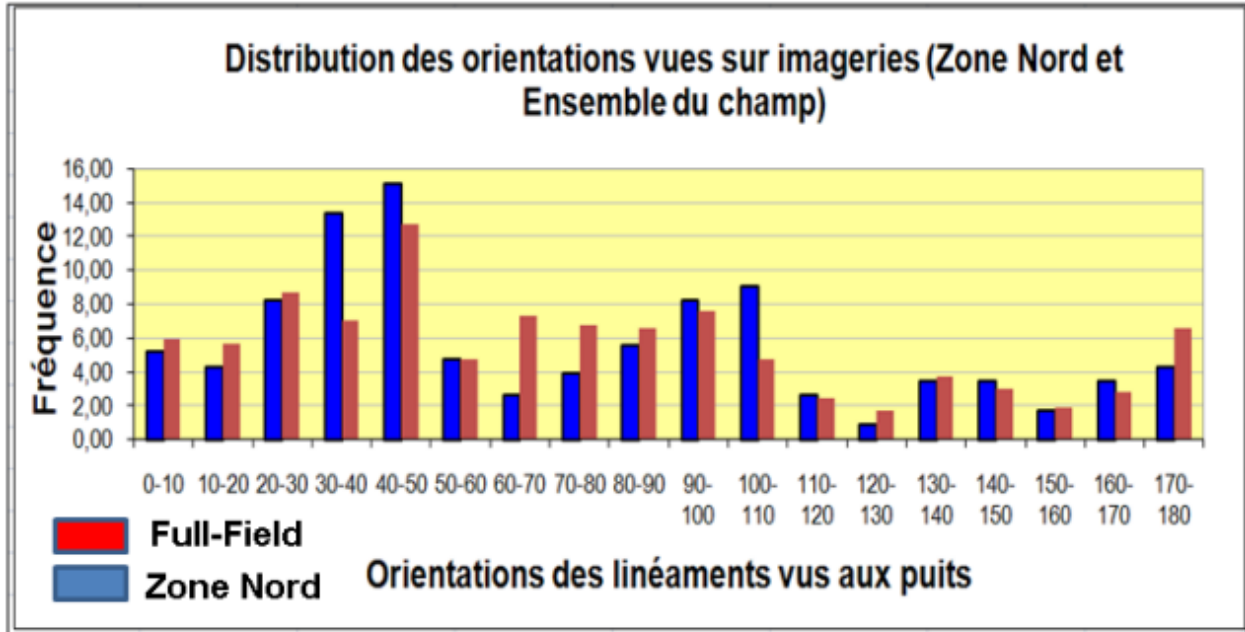


Figure 2.6 : La distribution des orientations vues sur imageries de champ de HMD

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

II.1.4. Répartition des indices de fracturation :

L'indice de fracturation est un paramètre caractérisant la fracturation d'une zone donnée, cet indice est calculé à partir de la formule suivante :

IF=Longueur cumulée des fractures, divisée par la longueur de la carotte étudiée.

A partir de cet indice on peut classer les zones en 3 catégories :

- Peu fracturé : $IF \leq 0.15$.
- Moyennement fracturé : $0.15 < IF < 0.25$.
- Très fracturé : $IF \geq 0.25$.

II.1.5. Puits avec indices de fracturation :

L'IF a été calculé à partir 751 puits sur 887 puits :

- 47% des puits avec un indice de fracturation bas.
- 23% des puits avec un indice de facturation moyen.
- 30% des puits un indice de fracturation élevé.
- Une carte de répartition de l'indice de fracturation (figure) a été établie, et on a pu déduire ceci :
- une intensité latérale de la fracturation du champ de Hassi Messaoud. - On remarque que les zones très fracturées (couleur rouge) sont localisée surtout à l'Est et au Sud Est.

CHAPITRE III

DESCRIPTION LITHOLOGIE DES CAROTTES

**(IMAGE DES CAROTTES ET
FACIES)**

Introduction

Dans le cadre de cette étude, nous examinons en détail le réservoir cambrien dans la zone d'étude, caractérisé par une épaisseur variable allant jusqu'à 150 mètres, avec des variations significatives observées près du puits OMNZ271. Le réservoir R2, situé sous le réservoir Ra, présente des caractéristiques stables, avec la plupart des puits forés au centre. La production de pétrole est particulièrement notable dans les drainages D4 et D5, indiquant des opportunités de production dans cette région.

Dans notre zone d'étude les 35 puits répertoriés, huit sont horizontaux, tandis que vingt-sept sont verticaux, sans présence de puits de type Short Radius. (Figure 3.1)

L'analyse lithologique des carottes prélevées dans les puits OMN202 et OMN261 vise à comprendre la composition et la structure géologique des formations rocheuses traversées par ces puits. Cette compréhension est cruciale pour évaluer le potentiel pétrolier et gazier de la zone, ainsi que pour orienter les futures opérations de forage et d'exploitation.

La fracturation joue un rôle crucial dans l'évaluation des réservoirs pétroliers, impactant directement les performances de production. La carte d'intensité de la fracturation de Hassi Messaoud, établie par Beici Franlab à partir des données d'imagerie, révèle une zone Nord présentant une fracturation allant de moyenne à très élevée. Dans ce chapitre, nous nous pencherons sur la caractérisation de la fracturation dans cette zone à partir des données d'imagerie de quelques puits, en examinant des aspects tels que l'orientation et l'ouverture/fermeture des fractures.

Généralités sur l'imagerie, L'imagerie acoustique et électrique a considérablement progressé dans la reconnaissance des formations souterraines, offrant une meilleure compréhension de la

CHAPITRE III : Description lithologie des carottes (image des carottes et faciès) de la zone 03

tectonique des gisements, des caractéristiques des couches et une approche plus précise de la fracturation. L'orientation des images par rapport au Nord magnétique dans les puits verticaux et au top du trou dans les puits horizontaux est essentielle pour diverses analyses telles que le calage en profondeur des carottes, la détermination des structures géologiques et des fractures, ainsi que la délimitation des séquences sédimentaires.

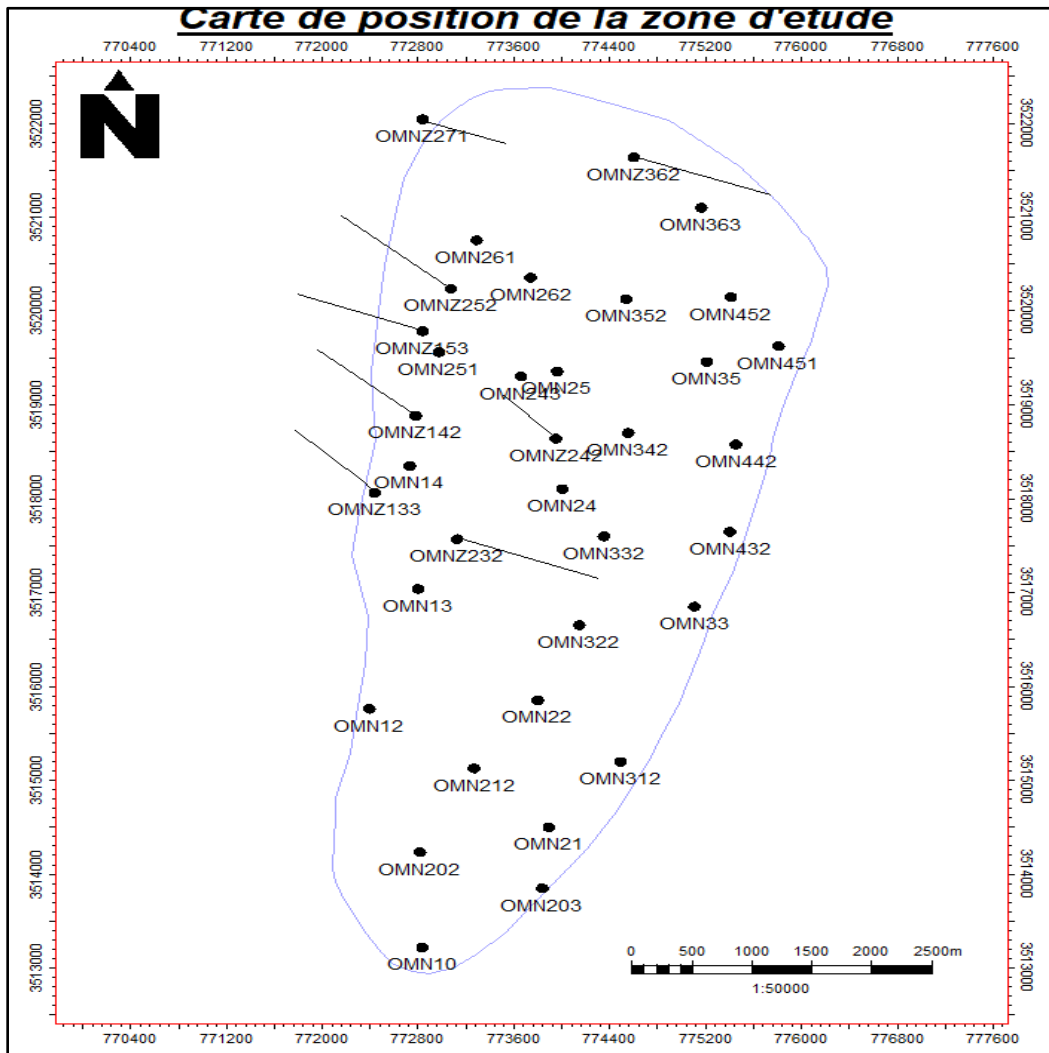


Figure 3.1 : Carte Zonation du champ de Hassi Messaoud

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.1. Analyse des cartes en isobathes:

III.1.1. Carte structural au niveau de la discordance hercynienne DH:

La carte en isobathe au niveau de la discordance hercynienne montre que les failles NE/SW et la faille NW/SE affecte le compartiment de la structure Nord de la zone 03 (figure 3.2).

On note que la partie droite de notre zone d'étude est plus haut structuralement au niveau des puits OMN24, OMN342, OMN22...ect, par contre la partie gauche est plus bas surtout au secteur des puits OMNZ151, OMN13, OMN202.

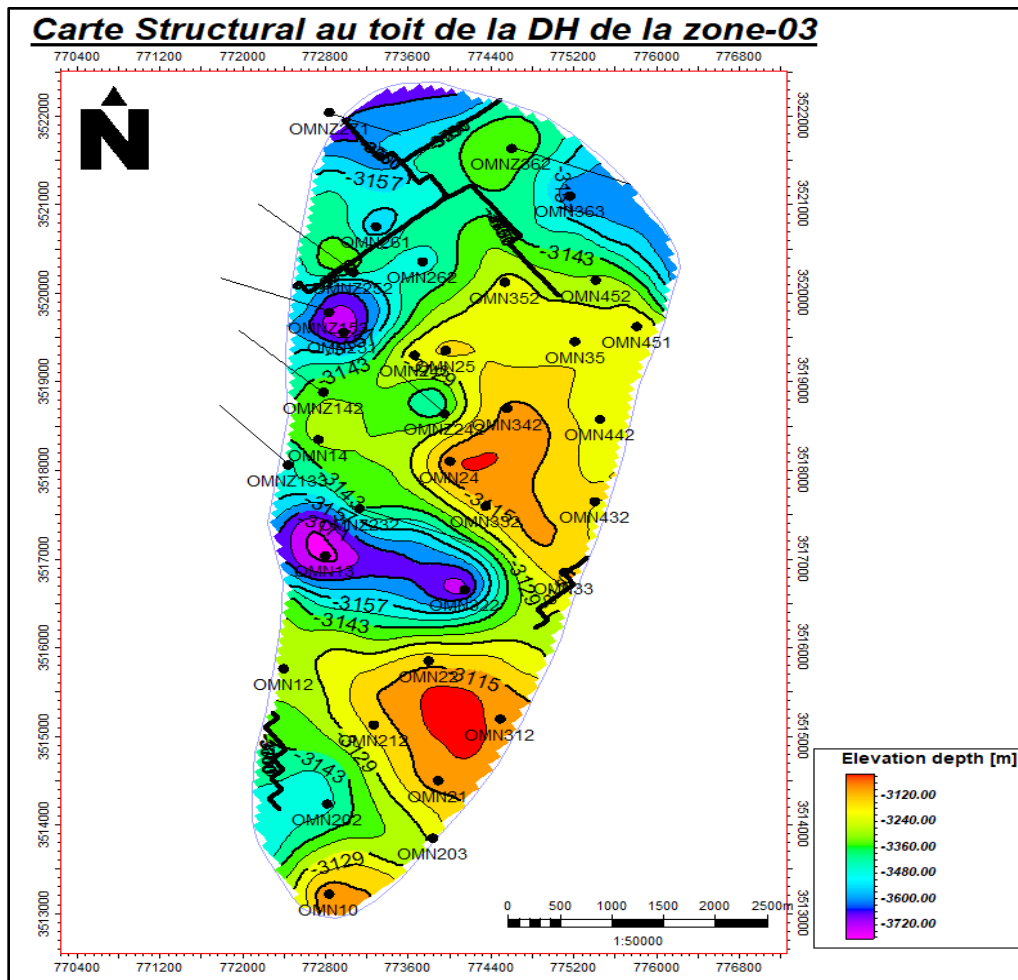


Figure 3.2 : Carte structural en isobathes au toit de DH (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique).

III.1.2. Carte structural au niveau de la R2 :

D'après la carte structurale du R2 on note que la structure de réservoir reste stable et l'affect des failles affectent aussi le mur du R2, on remarque une baisse croissante du côté gauche de notre zone d'étude par apport la structure de la DH (Figure 3.3).

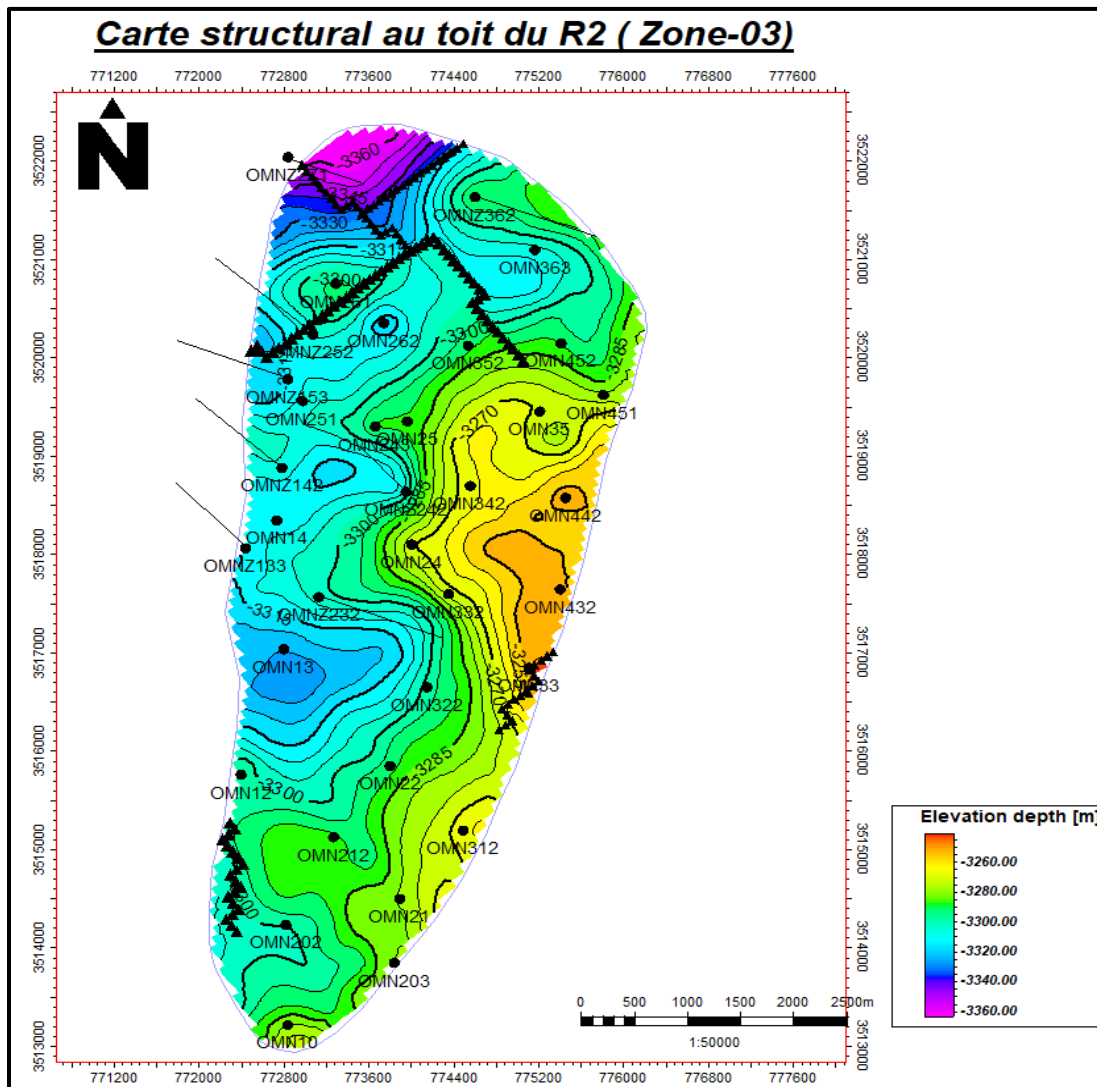


Figure 3.3 : Carte structurale en isobathes au toit de R2 (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.1.3. Carte structural en isobathes au niveau de D5:

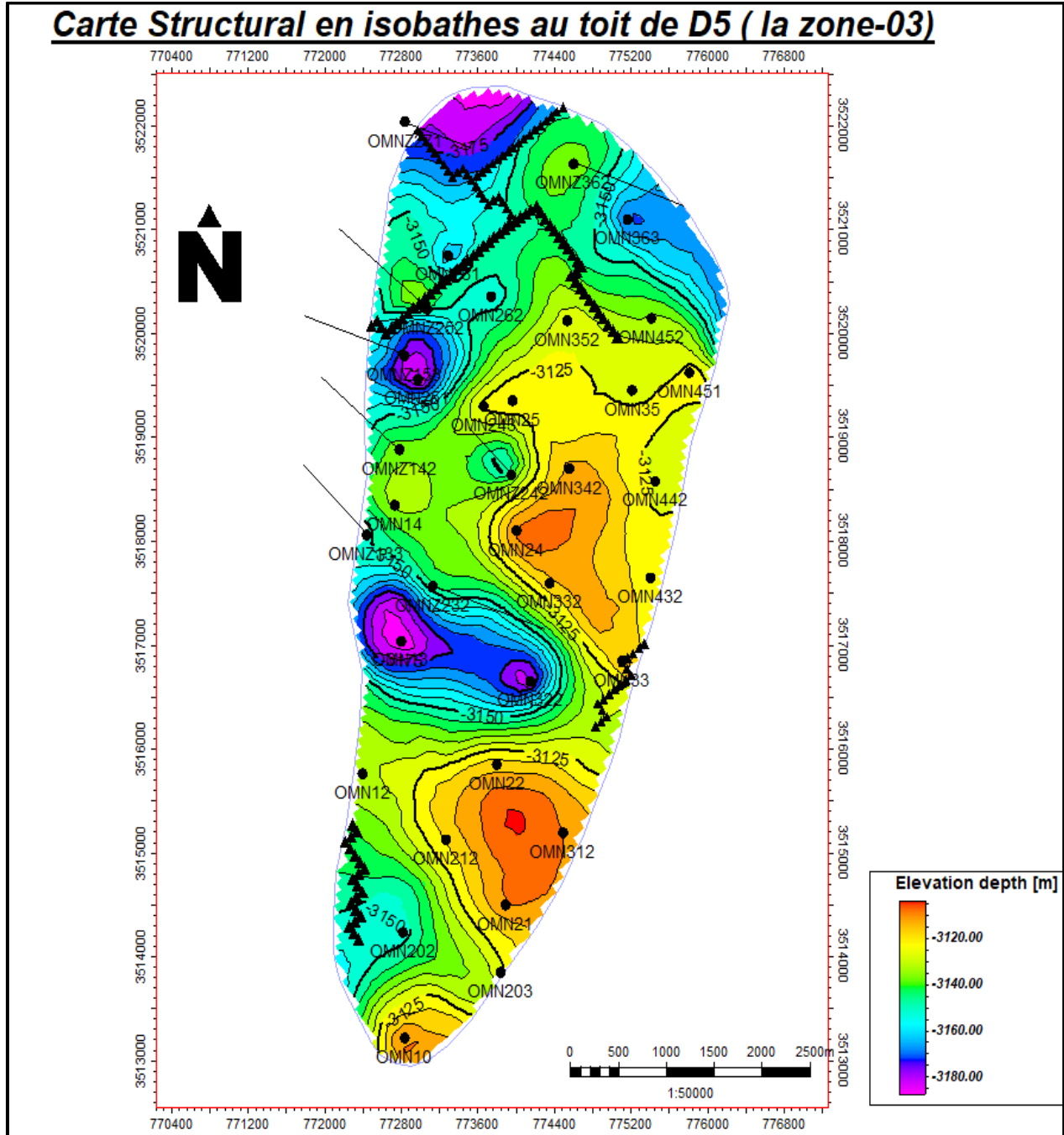


Figure 3.4 : Carte structural en isobathes au toit de D5 (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.1.4. Carte structural en isobathes au niveau de D4:

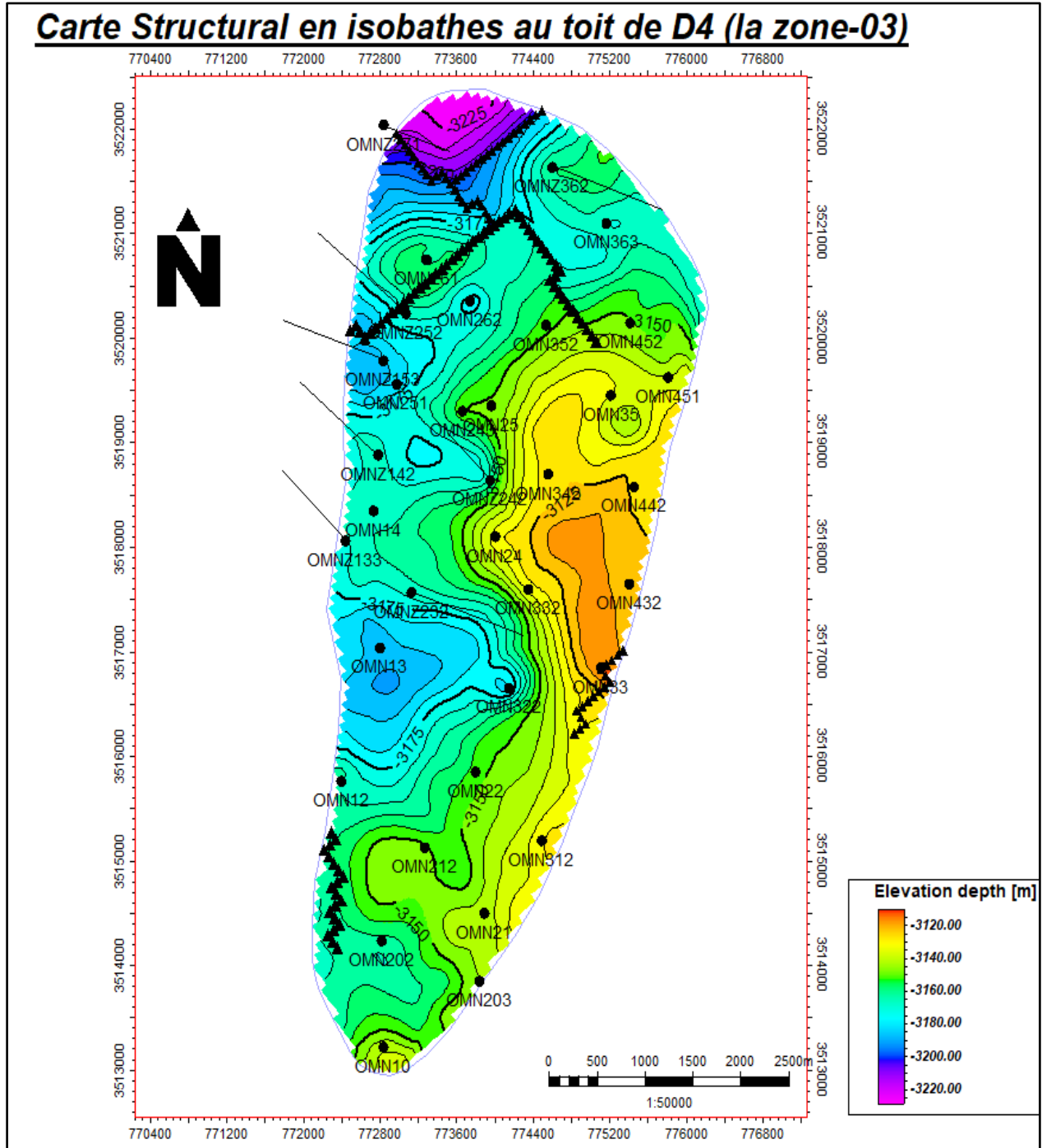


Figure 3.5 : Carte structural en isobathes au toit de D4 (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.1.4. Carte structural en isobathes au niveau de D3 :

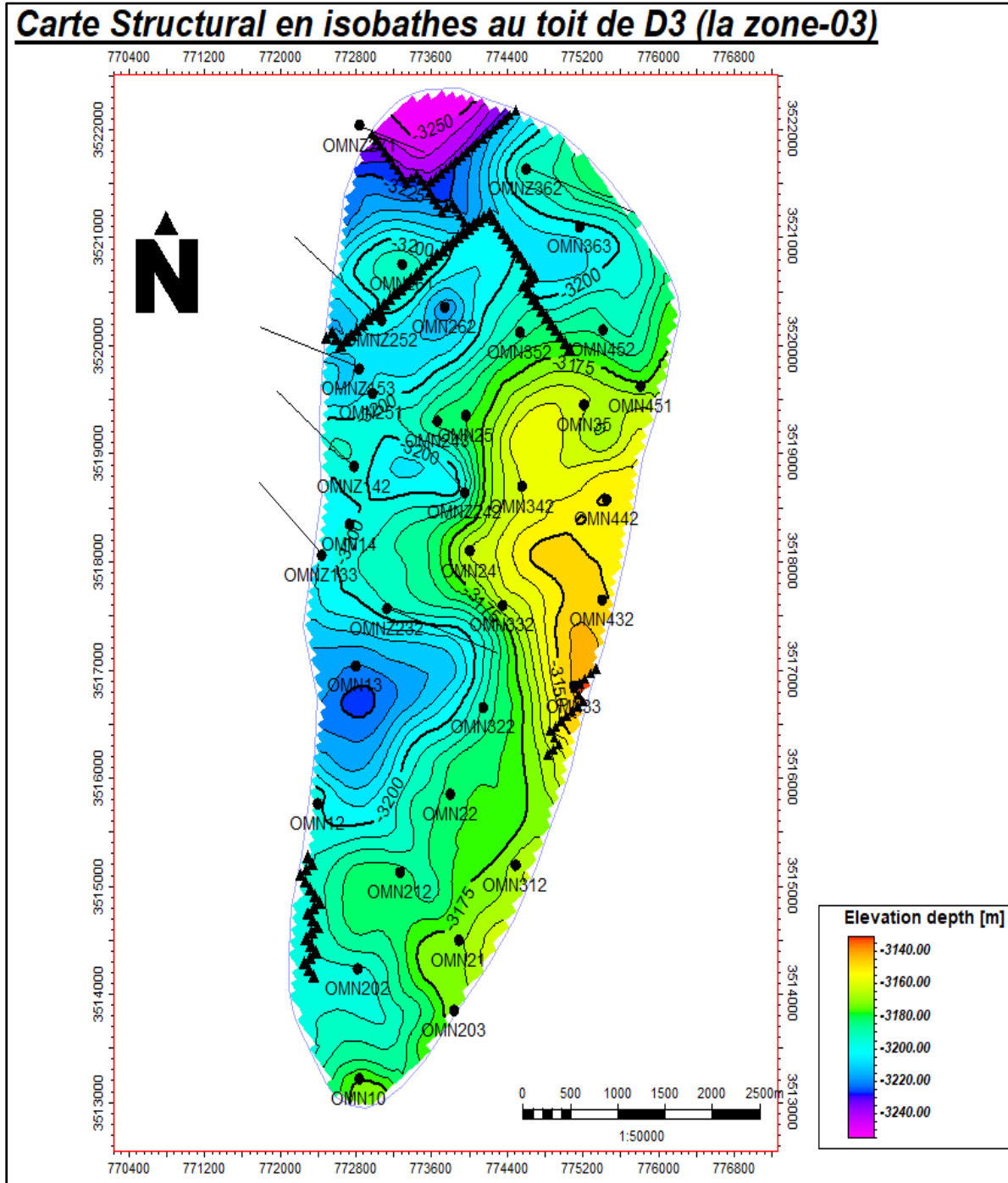


Figure 3.6 : Carte structural en isobathes au toit de D3 (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.1.5. Carte structural en isobathes au niveau de D2 :

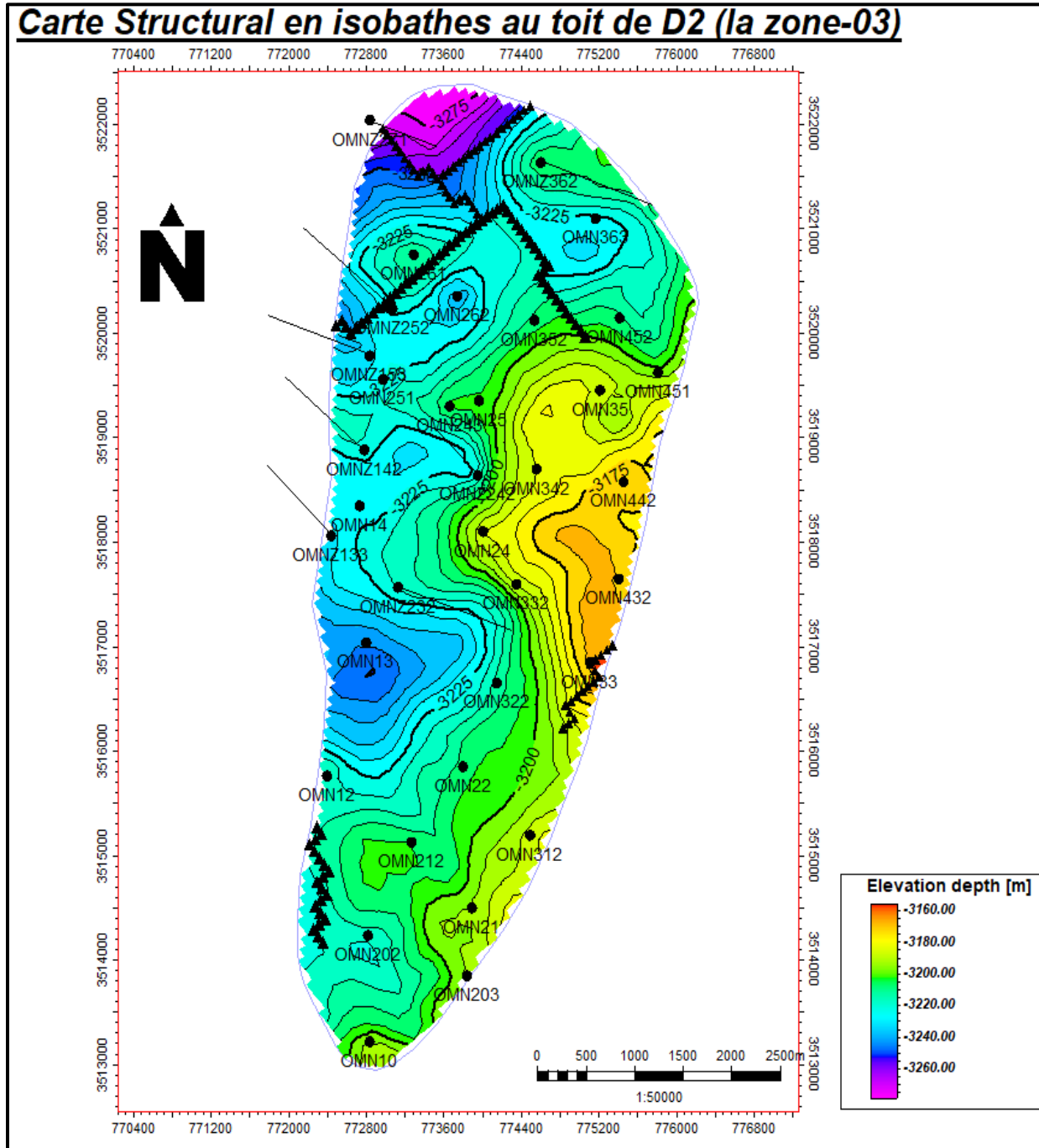


Figure 3.7 : Carte structural en isobathes au toit de D2 (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.1.6. Carte structural en isobathes au niveau de ID :

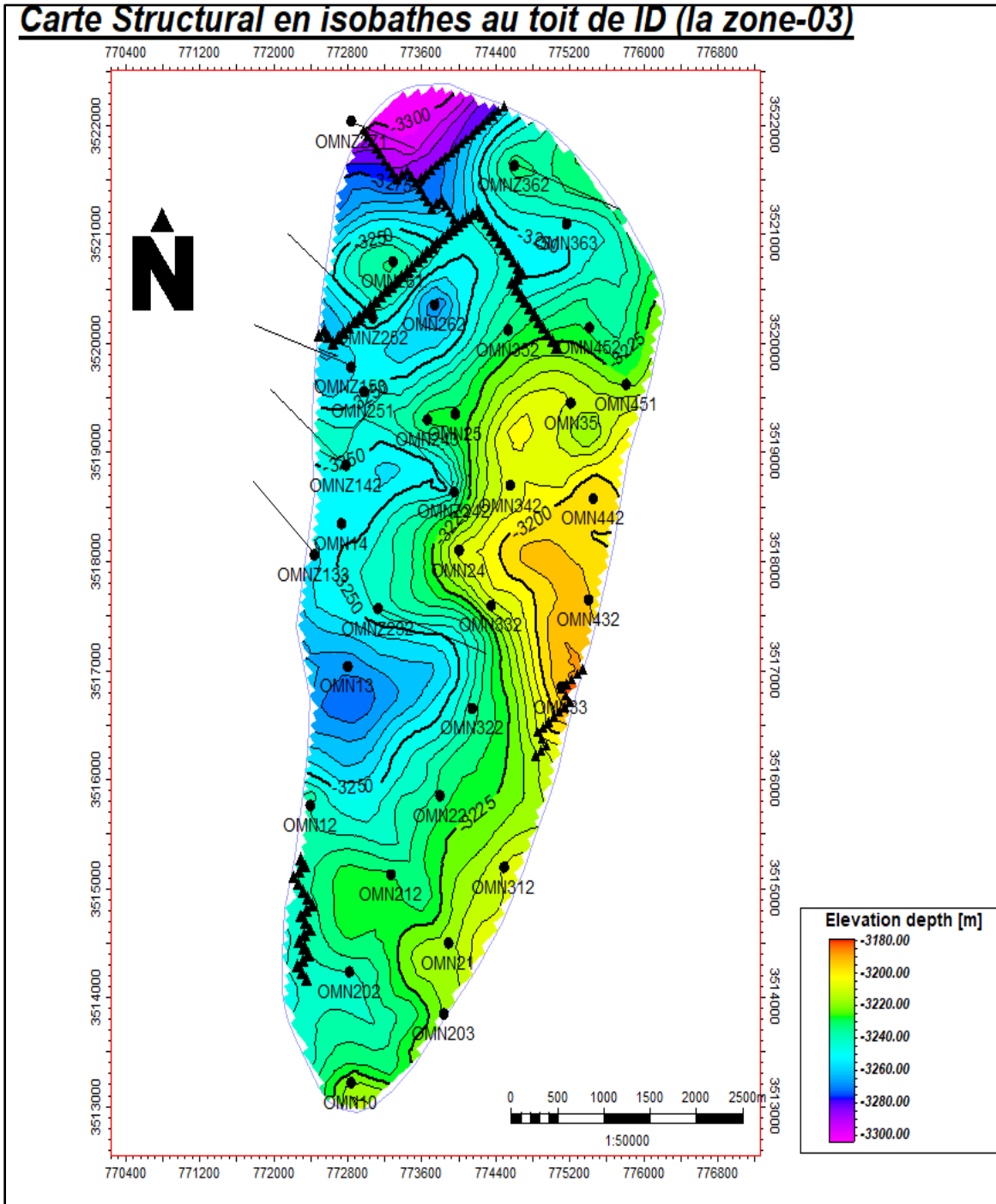


Figure 3.8 : Carte structural en isobathes au toit de ID (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.1.7 Carte structural en isobathes au niveau de D1 :

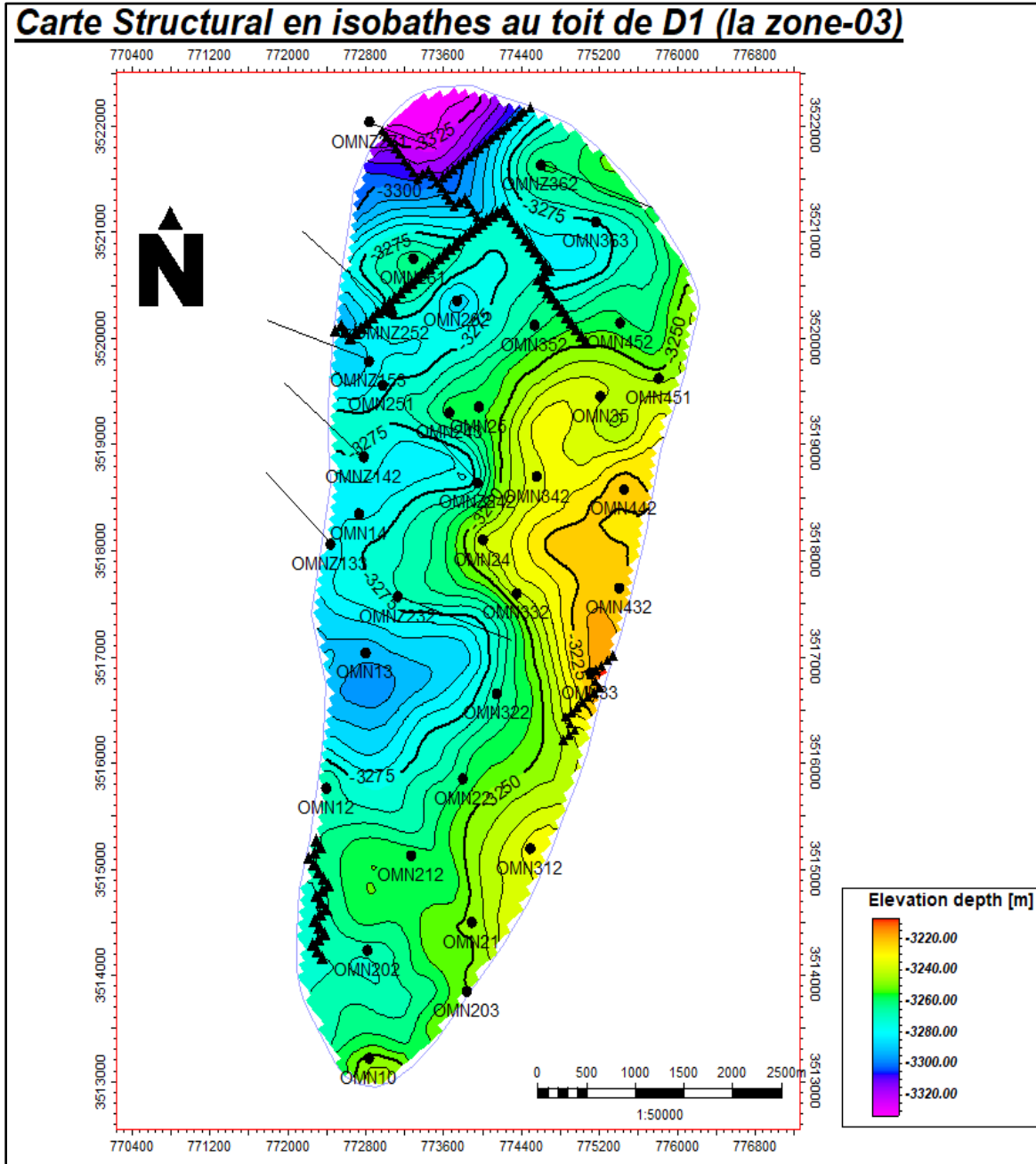


Figure 3.9 : Carte structural en isobathes au toit de D1 (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.2. Description du réservoir cambrien du secteur d'étude :

Dans la zone d'étude, l'épaisseur du réservoir varie d'environ 150 mètres, où certaines parties des drains dans la partie Nord-est de la zone se sont érodées pour atteindre une épaisseur d'environ 42 mètres près du puits OMNZ271. Le réservoir R2 se trouve sous le réservoir R1 et présente généralement des caractéristiques normales, avec la plupart des puits étant forés au centre. Tous les puits produisent du Ra qui présente des caractéristiques permettant la production, en particulier les drainages D4 et D5.

III.3. Description lithologique :

➤ Définitions :

- **Le carottage :** C'est une technique permettant de prélever un échantillon de matière rocheuse du sous-sol à l'aide d'un outil appelé carottier.
- **La carotte :** C'est un échantillon de roche ayant une forme cylindrique.

A partir des puits carottés on a pu décrire les drains suivant

III.3.1. Lithologie de puits OMN202 :

III.3.1.1. Description du carotte N°01 de cotes 3305m à 3322m :

- Grés quartzitique gris-beige à gris- sombre fin à moyen. Ciment silices- bitumineux quelques joints argilo-micacés gris - verdâtre Quelques fissures subverti cales ouvertes a fermées B colmatage siliceux-bitumineux parfois vides Tigillites très développées stratification inobservable. Grés a quartzite- Grés gris. Beige a gris, sombre moyen a grossier parfois très grossiers, avec de nombreux éléments micro conglomératiques ciment silicose -bitumineux, rares passées- cm de silt stone gris- vert Nombreux joints stylo lithique argilo-micacés gris-verdâtres. Nombreuses fissures subverti cales ouverts a fermées a colmatage siliceux- bitumineux a parfois vides Quelques fissures subhorizontales ouvertes et fermées- vides dont une colmatée par de la

pyrite (3309,45m) Tigil lites très clé varlopees stratification inobservable a très légèrement oblique (figure 3.10).



Figure 3.10 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°1 dans le puits OMN202

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.3.1.2. Description du carotte N°02 de cotes 3322m à 3340.5m :

Grés a quartzite- grés, beige a gris- sombre moyen a grossier parfois très grossiers avec de nombreux éléments micro conglomératiques, et avec de très fin passées de grés gris-clair fin a moyen.

Ciment silicose-bitumineux quelques passées cm "de silt stone gris- vert “Nombreux joints stylo lithique argilo- micacés gris-verdâtres.

Nombreuses fissures subverti cales ouvertes a fermées a colmatage siliceux- bitumineux et pyrite parfois vides Quelques fissures subhorizontales ouvertes et fermées vides- Tigillites très clé varlopees stratification inobservable a oblique (figure 3.11).



Figure 3.11 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°2 dans le puits OMN202

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III3.1.3. Description de la carotte N°03 de cotes 3340.5m à 3359m :

Grés a quartzite, grés gru, beige a gris-sombre moyen a grossier parfois très grossiers avec de nombreux éléments micro conglomératiques et avec de très fines passes de grés- gris-Dou fin a moyen ciment silice-bitumineux et argilo, bitumineux Nombreuses passées cm a dm" de silt stones gris-vert." Nombreux joints stylo lithiques argilo-micacés gris-verdâtres (figure 3.12).

Une fissure subverticale colmatée par de la silice Nombreuses fissures subhorizontales ouverts et fermées vides.

Présence de ti illites sur l'ensemble de la carotte-stratification inobservable à oblique n 13, 35m récupérés en plus

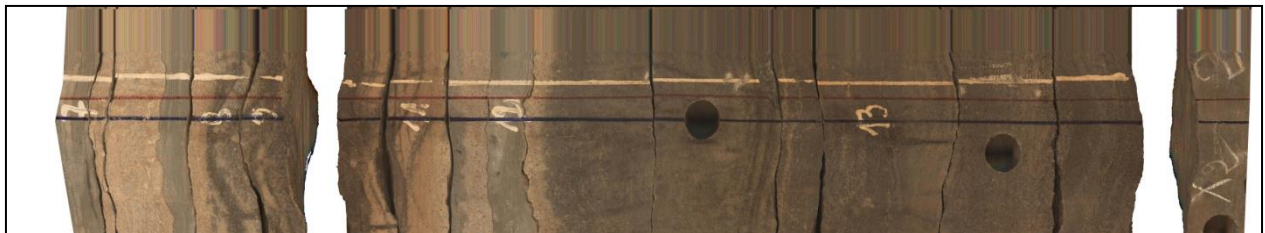


Figure 3.12 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°3 dans le puits OMN202

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.3.1.4. Description du carotte N°04 de cotes 3359m à 3377m :

Grés a quartzite, grés gris-beige a gris, sombre moyen a grossier parfois très grossier avec quelques éléments micro conglomératiques et avec de fines passées de Grés gris-clair fin a moyen (figure 3.13).

Ciment silicose, bitumineux et argilo-bitumineux.

Nombreux joints stylo lithiques argilo-micacés gris-verdâtres quelques fissures subverti cales ouvertes a fermées a colmatage siliceux, bitumineux ou parfois vides.

Nombreuses fissures subhorizontales ouvertes et fermées vides. Présence de quelques Tigillites sur tout à la tête de carotte stratification inobservable a oblique.

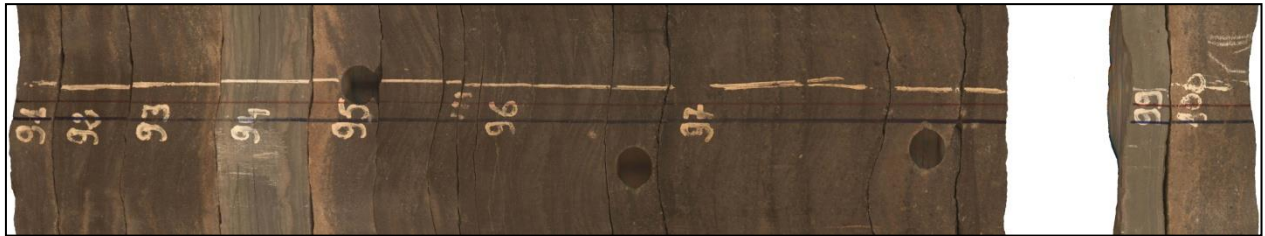


Figure 3.13 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°4 dans le puits OMN202

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.3.1.5. Description du carotte N°05 de cotes 3377m à 3395m :

Grés a quartzite grés gris-beige a gris-sombre moyen a grossier parfois très grossier, avec quelques éléments micro-conglomératiques (figure 3.14).

CHAPITRE III : Description lithologie des carottes (image des carottes et facies) de la zone 03

Vers la base présence d'une zone béchique (3392m , 3392.40m) et de deux mètres de grés quartzitique gris-blanc a gris-clair, siliceux fin a moyen avec parfois quelques niveaux grossiers ciment silicose-bitumineux et argilo- bitumineux quelques passées cm "de silt stones gris-ver" nombreux joints d'argile argilo-micacés et de films (3382.60m) gris-verdâtres quelques fissures subverti cales ouvertes a fermées colmatage siliceux, bituminer, pyrite ou parfois vides quelques fissures subhorizontales ouvertes et fermées vides présence de quelques Tigillites (3379.5m) et (3384m).

Stratification inobservable à oblique.

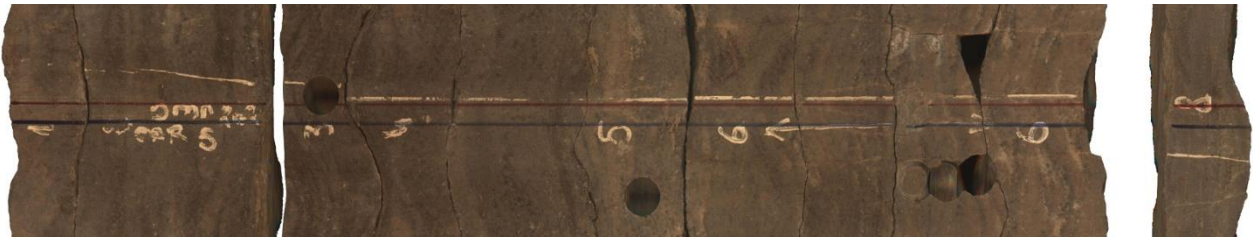


Figure 3.14 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°5 dans le puits OMN202

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.3.1.6. Description du carotte N°06 de cotes 3395m à 3413m :

Grés- quartzite á quartzite- grés, an isométrique, gris- blanc á gris-beige, fin, moyen á grossier avec quelques niveaux micro-conglomératiques, ciment silicose-bitumineux á localement silicose-argileux et argileux par endroits.

Admettront huit passées cm "de silt stone argilo-micacé gris-verdâtre et nombreux films argileux.

Rares, fissures subverti cales fermées vides (figure 3.15).

Fissures subhorizontales, très développées fermées vides.

Stratification: inobservable à oblique.

N.B : Récupère 0.50m en plus



Figure 3.15 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°6 dans le puits OMN202

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.3.1.7. Description du carotte N°07 de cotes 3413m à 3431m :

Grés-quartzite à quartzite-grés, an isométrique, gris-sombre à gris-beige, fin, moyen à grossier avec de nombreux niveaux micro-conglomératiques, Ciment silicose-bitumineux à silicose-argileux et localement argileux (figure 3.16).

Admettant 12 passées cm "et cinq dm" de silt stone argiles- micacé gris-verdâtre quelques joints stylo lithiques, rares ridules d'argile marron et nombreux films argileux.

Rares, fissures subverti cales fermées vides.

Fissures subhorizontales, locale formées vides.

Stratification : inobservable à localement subhorizontale.

N.B : Récupère 1m en plus



Figure 3.16 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°7 dans le puits OMN202

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.3.2. Lithologie de puits OMN261 :

III.3.2.1. Description du carotte N°01 de cotes 3344m à 3353m :

Grés à quartzite gris-gris à gris foncé avec de rosibierses inter callationrsde grés blanc silicifier moyen a grossier par fis micro argilo meratique, Ciment siliceux à silico -bitumineux Deux paresse "cm" de silitstone moirs-Quelques joints argilo-mica ces noires-fissures subtari Zonta testres rares ouvres des à fermiers et vides fissures sus verticale rosubé reuses ouvrer des à fermées vides ouvre pliées sert set par du bitume et rarement jar de la silice on de la pyrite stratification inobservable (figure 3.17).

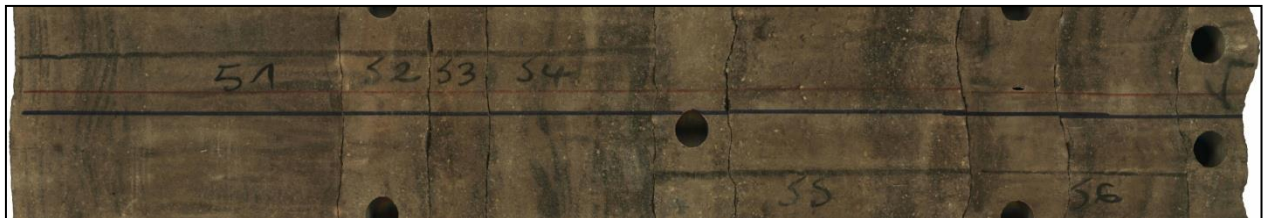


Figure 3.17 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°1 dans le puits OMN261

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.3.2.2. Description du carotte N°02 de cotes 3353,5m à 3362m :

Grés quartzite gris a gris fonce avec de nombreuses posages de grés blanc (silicifie) moyen a grossier avec quelques aliment micro conglomératiques-Ciment siliceux a silico –bitumineux
Nombreus espasses "cm" de silts oye argileux gris à gré-vert Quelques joint stylolithiques argilo -micacés grés verdâtres à moir Nombreuses frssures subretricolg ouvertes à fermées ,vides colmatées par de la silice de l'argile , du bitume de la pyrite Nombrées fissures subhorizontale ouvertes à fermées ,vides présence de quelque tigillites stratification l'observable (figure 3.18).



Figure 3.18 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°2 dans le puits OMN261

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.3.2.3. Description du carotte N°03 de cotes 3372m à 3374m :

Grés quartzite gris agris fonce moyen a grossier avec quelques éléments micro conglomératiques ciment silrcuy, silico bitumineux et rasement argileux une passe "cm "de silts tome gris –verdâtre
Quelques joints stylo lithiques argilo-micacés gris –verdâtres Quelques fissures subverticales ouvertes affermées, vides colmatées par de la silice de la pyrite Quelques fissures subhorizontales ouvertes affermées et vides présence de quelques tigillite stratification inobservable (figure 3.19).



Figure 3.19 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°3 dans le puits OMN261

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.3.2.4. Description du carotte N°04 de cotes 3374m à 3392m :

Grés quartzite gris-clair agris fonce avec de nombreuses passages de Grés blanc (silicifié) moyen a grossier avec de nombreuses éléments micro conglomératiques Ciment siliceux ,silico - bitumineux et rarement argileux Quelques passées "cm "a "dm "de silt stone gris à gris vert Quelques stylolitiques Nombreuses fissures subverti calcs ouvertes à fermées ,vides colmater par de la silice de bitume de la pyrite Nombreuses fissures subhorizontale Ouvertes à framées et vides présence de quelques tigillites stratification inobservable (figure 3.20).



Figure 3.20 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°4 dans le puits OMN261

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.3.2.5. Description du carotte N°05 de cotes 3392m à 3410m :

Grés quartzite gris catir à gris fonce pifons grès -beige avec quelques passées de Grés bloc moyen à grossier avec de nombreuses éléments micro conglomératique Ciment siliceux silicose bitumine parfois argileux Quelques paveras "cm "de silts oye gri grés -vert quelques joints stylolitiques argilo-mycozes gris-rédacteur Nombreuses fissures sub verticales ouverte à fermées vides colmatées par de la silice dubitrne, de la pyrite Quelques fissures sub horizontales ouvertes à fermées et vides barres tigillites sur leur semble de la carotte sharfcotion inobservable à lé grément oblique (figure 3.21).



Figure 3.21 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°5 dans le puits OMN261

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.3.2.6. Description du carotte N°06 de cotes 3410m à 3415,5m :

Grés quartzite gris colir à gri-fonce pacfors gris beige avec de rares passes de grés blanc, moyen à grossier avec de Nombreux éléments micro conglomératique Ciment siliceux silico-bitumineuse et parfois argileux Quelques passées "cm" de silts tope gris a gris-vert quelques joints stylolitiques argile micacées gris verdâtres rares fis serres subrerticoles ouvertes a Régnées colmatée par de la silice au du bitume quelques fessières subhorizontales ouvertes, à fermées et vides stratification inobservable a germent oblique (figure 3.22).



Figure 3.22 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°6 dans le puits OMN261

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.3.2.7. Description du carotte N°07 de cotes 3415,5m à 3433,5m :

Grès-quartzite à quartzite grés anis ontique-gris bi oye à blanc, fin moyen à grossier ciment siliceuse à silico-bitumineux et compacte par admettant dix ases "cm "et une "dm" de silt stone argiles micacé gris verdâtre rares nodules d'argile Verdâtre joints stylolithiques quelques flns argileux et rores inclusions de pyrite Présence de trois mi veaux d'aspects béchiques de (3424,65 à 3425,40) et (3427,70 à 3428,90m) et (3429,10 à 3430,45m) à rempli cage de silice et de bituneb fissures sub-verticales peu de vèprées formées et ouvertes vides par fois colmatée de silice et de bitume fissures sub horizontales la colle fermées vides stratif fiction inobservable (figure 3.23).



Figure 3.23 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°7 dans le puits OMN261

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.3.2.8. Description du carotte N°08 de cotes 3433,5m à 3434m :

Grés- quartzite, aniso métrique, gris à gris-blanc, fin, moyen à grossier avec quelques élément micro conglomératiques ciment siliceux à silico-argileuse quelques fissures sub horizontales ouvertes afferméés vides stratification inobservable (figure 3.24).



Figure 3.24 : Une photo illustrative d'une partie du carotte N°8 dans le puits OMN261

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.4. Caractérisation des fractures par l'imagerie :

La fracturation est un paramètre très important dans l'évaluation d'un réservoir pétrolier. Elle peut avoir plusieurs effets sur les performances de production. La carte d'intensité de la fracturation de Hassi Messaoud (Figure), établie par Beici Franlab, à partir des données d'imagerie montre que la zone Nord est moyennement à très fracturé. Dans ce chapitre, et à partir des données de l'imagerie de quelques puits, on va essayer de caractériser la fracturation de la zone d'étude (orientation, ouverture fermeture,..)

III.4.1. Généralités sur l'imagerie :

L'imagerie acoustique et électrique a considérablement évolué dans la reconnaissance des formations de sub-surface. Elle lève aussi beaucoup d'incertitudes dans l'interprétation des

CHAPITRE III : Description lithologie des carottes (image des carottes et facies) de la zone 03

milieux de dépôts. Son apport se résume en une meilleure connaissance de la tectonique du gisement, des couches (pendage et azimut) ainsi qu'une meilleure approche de la fracturation. La maîtrise de l'imagerie de fond est une garantie pour la fiabilité des interprétations des phénomènes géologiques tout au long de leur formation en corrélation avec les données de carottes (imagerie de surface).

L'avantage principal de l'imagerie est la possibilité d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans un puits vertical, et au top du trou dans un puits horizontal, (Tableau 3.1) Cette orientation est indispensable pour :

- Le calage en profondeur et l'orientation en azimut des carottes.
- La déduction du sens des paléo courants et des azimuts de pendage des couches.
- La détection des contraintes tectoniques et leur changement au cours du temps.
- La détermination et l'orientation des fractures et des failles.
- La délimitation des séquences sédimentaires...







Dip Category	Description	Dip Tadpole Colour	
SST BEDDING	Internal bedding in sandy lithology. Used mainly for beds thought to be originally low angle, but also for inclined beds, which are not believed to be cross-bedding.	Yellow	
BED BOUNDARY	Bedding surface separating intervals of different image contrast or open hole log characteristics, typically the boundaries of sand or shaly beds.	Purple	
CROSS-BEDDING	Closely spaced laminae dipping at a high angle relative to, and often cut by, low angle sandstone beds. In quartzite these occur mainly in clean sand intervals.	Magenta	
LOW AMP FRAC	Narrow high angle feature showing a strong low amplitude (dark) contrast on the CBIL. Likely to represent an open or partially open fracture. Wide open fractures show resistive contrast on the EARTH Imager but narrower ones may show as conductive	Red	
CFRAC	Conductive fracture. Fracture seen as conductive (dark) on the EARTH Imager with high amplitude (bright) or no contrast on the CBIL. Likely to represent a closed fracture, clay-lined or cemented by conductive minerals such as pyrite.	Blue	
BREAKOUT	Parallel patches of enlarged borehole, occurring at opposite sides of the hole and parallel to the borehole axis. Interpreted as drilling-induced compressive failure (borehole breakout).	Olive	

Tableau 3.1 : Liste des types de pendages utilisés pour l'interprétation d'EARTH Imager/CBIL.

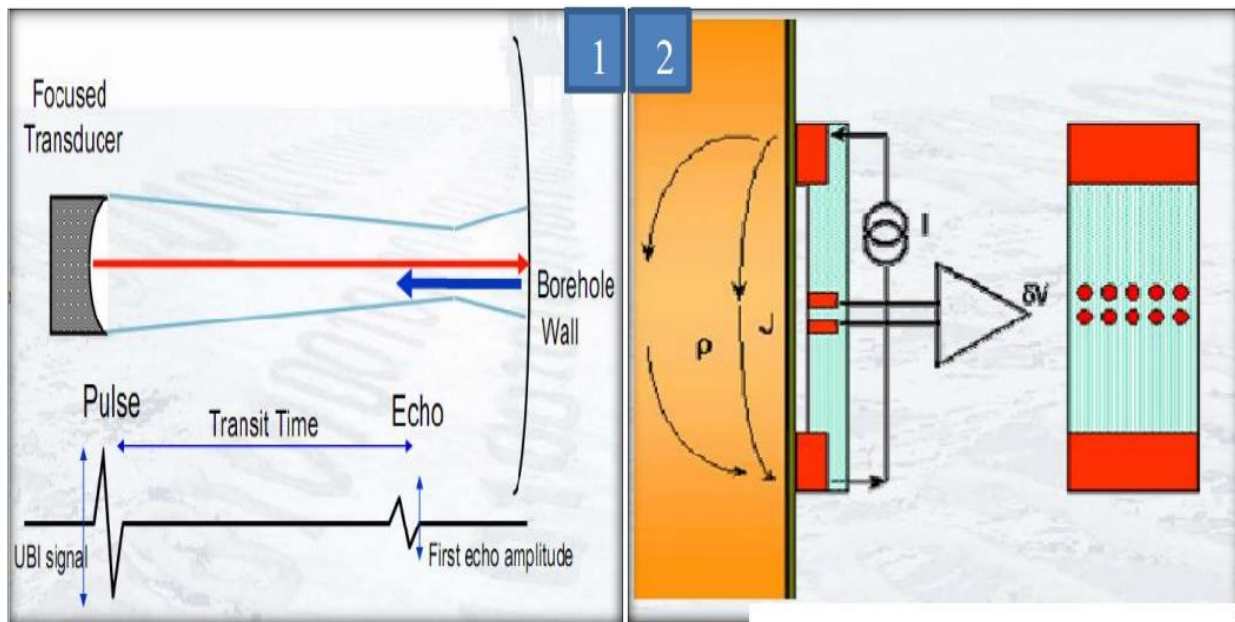
(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.4.2. Les outils utilisés et le principe de fonctionnement :

Les outils d'imagerie, tout comme ceux des diagraphies classiques (Annexe c), se basent sur les mêmes principes fondamentaux de la physique (Figure 3.25):

- Mesure de la micro résistivité (outil électrique) des couches à l'aide d'un signal électrique (Earth Imager, OBMI, FMI).
- Propagation des ondes acoustique (outil ultrasonique) dans un milieu et enregistrement des valeurs de fréquence et d'amplitude de l'onde reçue (UBI, CBIL).

Le choix de l'outil dépend surtout de la nature de la boue utilisée en cours de forage, si elle est conductrice, on utilise un outil de résistivité et si elle ne l'est pas, on utilise un outil acoustique.



Source : Rapport Schlumberger

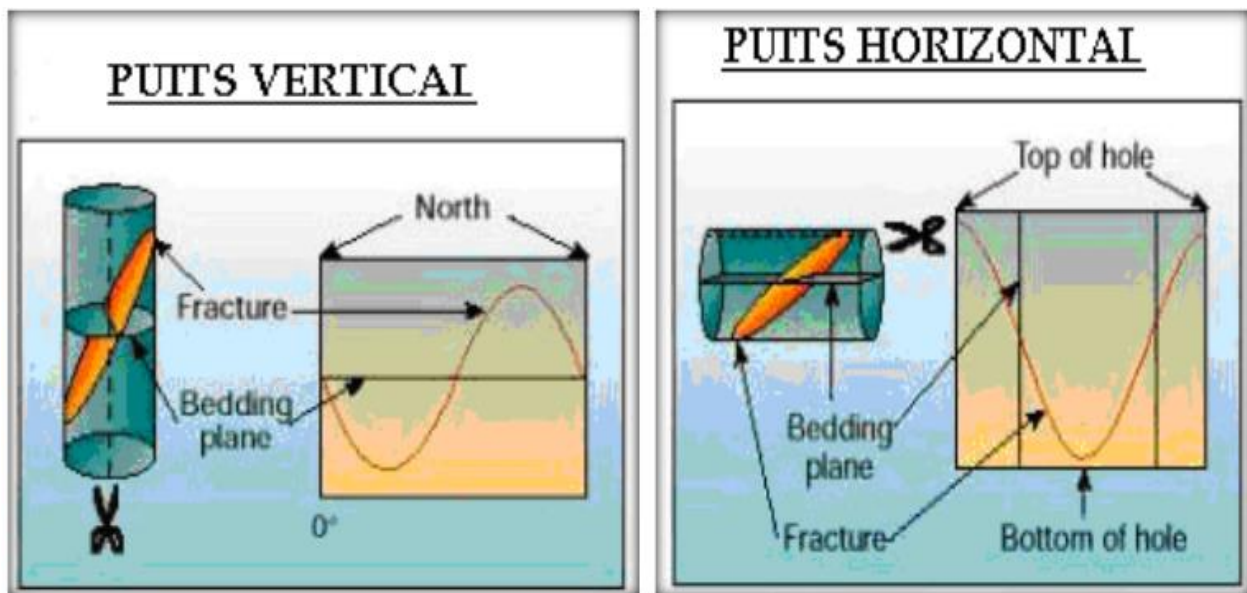
Figure 3.25 : Principe de fonctionnement des outils d'imagerie : 1) Ultrasonique, 2) Electrique.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.4.3. Développement de l'image:

Au fond d'un puits, l'outil enregistre des événements géologiques (plan de stratification, faille, fracture, ...) représentés géométriquement par des plans dans les trois dimensions de l'espace ; ces mêmes événements seront représentés par une ligne dans une image à deux dimensions. Ce développement se fait selon le schéma ci-dessous (figure 3.26).

Un plan incliné est représenté par une ligne sinusoïdale, par contre un plan horizontal est représenté par une ligne droite.



Source : Rapport Schlumberger

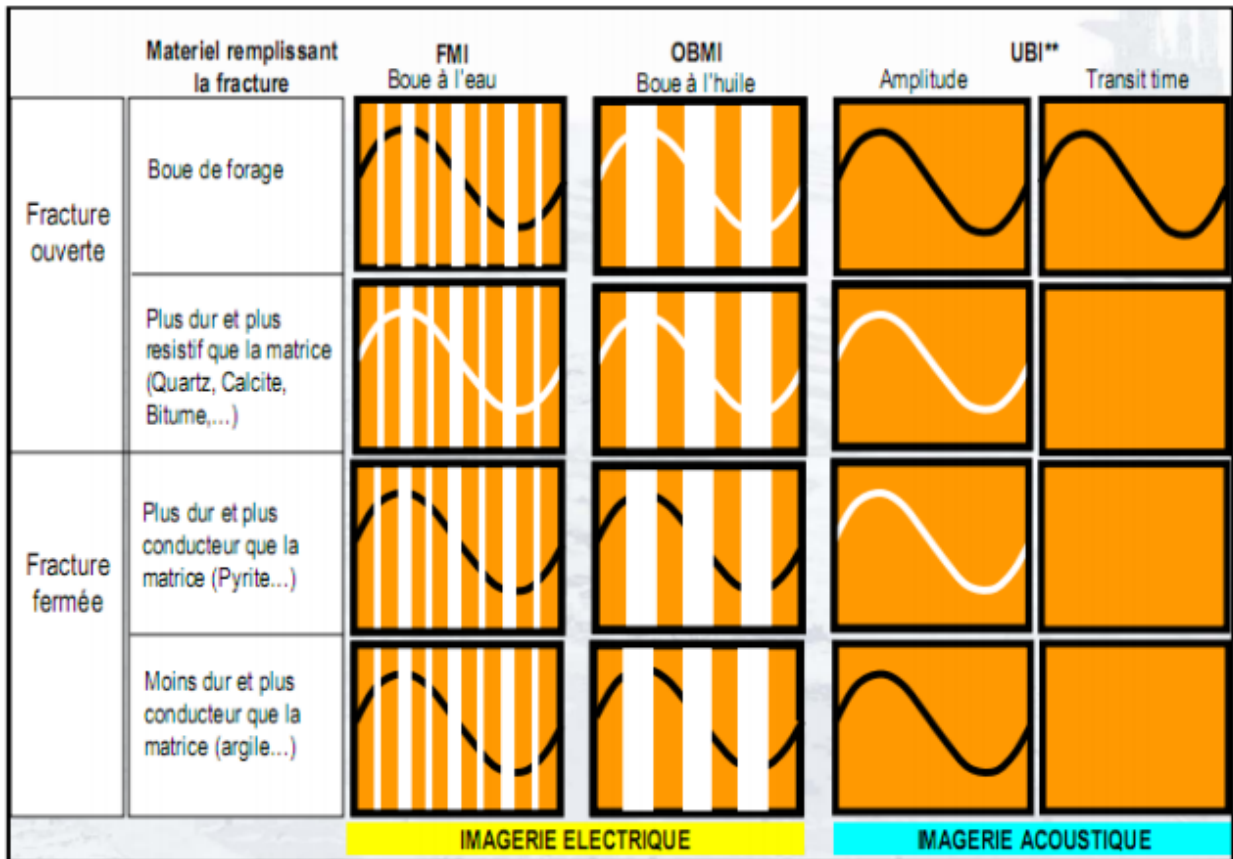
Figure 3.26 : Développement et orientation des plans de trois dimensions en deux dimensions.1) puits vertical, 2) puits horizontal

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.4.4. L'interprétation de l'image :

L'interprétation géologique de l'image d'un géologue expérimenté peut détecter des détails sur l'environnement de dépôt, de la sédimentation, du régime tectonique, d'un type particulier de réseau de fracturation, etc. :

- Analyse sédimentaire : détermination des limites des bancs, des surfaces d'érosion
- Analyse structurale : déterminer les structures : 1) induites tel le break out, 2) naturelles tels que les fractures (Figure 3.21) (vides, colmatées ou partiellement colmatées), et les faille (rejets, pendage).



Source : Rapport Schlumberger

Figure 3.27 : Identification des fractures à partir de l'imagerie de fond du puits.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.5. Analyse et caractérisation des fractures par imagerie :

Notre étude a été fondée sur l'interprétation des rapports des puits suivants :

-OMN14 puits vertical (UBI+OBMI).

-OMN251 puits vertical (UBI+OBMI).

III.5.1. Le Puits OMN251 :

Présente les résultats du traitement et de l'interprétation géologique des données d'images acoustiques de puits de CBIL de la section de 6 pouces du puits vertical OMN251 du champ de Hassi Messaoud, en Algérie, et couvre 160 mètres de grès réservoir cambrien.

III.5.1.1. La structure:

L'inclinaison structurale est mieux identifiée à partir d'intervalles bien lités, qui sont supposés avoir été déposés horizontalement. Idéalement, seuls les intervalles d'argile devraient être utilisés comme référence pour l'inclinaison structurale dans une séquence clastique. Pour les réservoirs de quartzite, cela pose un problème car aucun intervalle d'argile véritable n'est présent dans le réservoir.

Les couches minces de grains fins, parfois appelées "limons", représentent probablement des dépôts à énergie relativement faible. Cependant, celles-ci sont généralement trop rares pour fournir des informations détaillées sur les fluctuations locales de l'inclinaison structurale.

L'analyse de l'inclinaison structurale doit être basée sur les inclinaisons internes des couches de grès, les limons et les stylolithes, même s'il serait préférable d'utiliser uniquement les limons.

Dans les puits où l'inclinaison structurale est faible, il y a un degré d'incertitude dans l'analyse car la sélection sur les images comporte des inexactitudes intégrées et un faible angle d'inclinaison peut facilement faire pivoter complètement l'azimut avec un très faible changement d'inclinaison.

III.5.1.2. Les fractures :

La caractérisation des fractures dans ce puits est possible avec un seul type de données (CBIL) dans la mesure où nous pouvons distinguer différents types de fractures.

Cependant, si les fractures sont partiellement ou complètement remplies, la nature du remplissage est incertaine en raison du manque de mesure électrique.

Dans cet ensemble de données, les fractures fines observées avec une apparence en partie de haute amplitude et en partie de faible amplitude indiquent un remplissage partiel ; ces types de fractures sont partiellement ouverts et sont appelés fractures mixtes (MFRAC).

Les fractures présentant un contraste mixte de haute et de basse amplitude sont les plus difficiles à interpréter.

Dans de nombreux cas, cette classification a été appliquée au groupe assez ambigu qui est partiellement conducteur, mais qui semble également principalement superficiel.

Cette conclusion est principalement due au manque de réponse sur l'image CBIL de temps de trajet, et dans de nombreux cas également de l'amplitude. Cependant, dans ce puits, le CBIL et son temps de trajet montrent que ces fractures sont clairement partiellement ouvertes- les zones sombres de CBIL apparaissant sur l'image de temps de trajet comme lumineuses.

On pense qu'il s'agit généralement de fractures remplies avec un mélange d'argile, de silice et éventuellement d'autres types de ciment. De bons exemples de fractures mixtes.

La tendance des fractures présente un ensemble dominant avec des frappes NNE-SSW à E-W avec un angle de plongée moyen, et un autre ensemble moins important avec des frappes NNW-SSE et NW-SE et un angle de plongée moyen. Cela étant dit, les fractures dans l'intervalle 3397-3399 m pourraient être liées à des failles, montrant des frappes de SW à EN EW SW.

Cette zone est difficile à définir en raison de la présence à cette profondeur de fractures de surface et également de l'érosion.

III.5.1.3. Les faille :

Les failles sont généralement difficiles à identifier avec certitude dans les quartzites, car les ruptures majeures dans la stratigraphie sont rarement observées et la rotation locale des couches géologiques (« plis de traînée ») n'est pas visible, probablement parce que la formation était entièrement lithifiée au moment de la formation des failles. Les changements subtils dans le pendage structural sont le signe le plus fort de la présence de failles, mais même ceux-ci ne sont pas toujours concluants, en raison des difficultés à établir un pendage structural précis dans la lithologie sableuse (voir la section 3.1). Les zones intensément fracturées ou bréchifiées sont susceptibles de représenter des failles, mais le décalage associé à celles-ci est inconnu. Dans de nombreux cas, le décalage total peut être faible ou négligeable.

En général, les changements dans la direction des ruptures sont un indicateur de failles, et dans ce puits, la direction des ruptures a tendance à tourner légèrement vers le nord-est, autour de 3395-3440 mètres. Cette instabilité du puits est probablement influencée par une zone de failles possible. Montre l'intervalle correspondant à la zone de failles, où les ruptures et les lessivages se développent et constituent un bon indicateur de la zone de failles. Les failles possibles de cet intervalle ont des directions allant du nord-est au sud-ouest à l'est-nord-est à l'ouest-sud-ouest

avec un angle de plongée élevé ; aucun décalage visible des couches n'a été observé, mais même s'il n'y a pas de déplacement visible à cet intervalle, nous pouvons spéculer à ce sujet en argumentant par l'échec du puits en tant que rupture et lessivage. Cependant, comme ce puits se trouve à l'ouest du champ, il est possible de vérifier s'il existe un système de fractures apparent dans cette zone du champ en utilisant une carte.

III.5.2. Le Puits OMN14 :

Ce rapport a été préparé pour Sonatrach Production et présente les résultats du traitement et de l'interprétation géologique des données de résistivité EARTH et d'image acoustique CBIL provenant de la section de 6 pouces du puits vertical OMN14 du champ de Hassi Messaoud, en Algérie. Les données ont été acquises le 28 décembre 2009 et couvrent 155 mètres de grès réservoir cambrien. Les travaux ont été réalisés de février à mai 2010 par Baker Hughes Géoscience (Hassi Messaoud), en utilisant le logiciel de Baker Hughes. Les conclusions principales de l'étude sont les suivantes :

III.5.2.2. Objective d'imagerie :

Les données d'imagerie (EARTH Imager et CBIL) sont jugées de qualité moyenne à bonne, ce qui a permis l'identification des pendages structuraux, des structures sédimentaires et des fractures naturelles. Les objectifs principaux de l'étude d'imagerie dans le puits OMN14 sont les suivants :

- Évaluer le réseau de fracturation du réservoir cambrien.
- Identifier les pendages structuraux.
- Analyser les directions des paléo-courants à partir des pendages sédimentaires.
- Identifier l'orientation de la contrainte horizontale maximale in-situ dans les formations traversées.

- Les images EARTH et CBIL sont de qualité modérée à bonne dans la section réservoir. Les détails des couches sont bien résolus sur l'imageur EARTH. Les fractures et les éclatements sont clairement visibles sur le CBIL. Dans la formation Ri, les couches sont moins bien résolues que dans la formation Ra. La qualité de l'image est réduite en raison de la mauvaise qualité du trou de forage (éclatement et érosion).
- L'analyse du pendage structural est basée sur le pendage à faible angle dans le grès bio turbé de l'unité D5, fournissant un pendage structural de haute confiance et quelques couches à faible angle bien définies dans la formation Ra, plus dominantes dans D3 et D4. Dans tout l'intervalle étudié, il est supposé qu'un pendage structural est défini, avec une valeur moyenne de $0,5^{\circ}/303^{\circ}$.
- Dans l'unité ID, les couches de grès sont principalement à faible angle avec quelques couches à lit transversal bien définies. La D2 se compose de dépôts de grès à lit transversal avec une orientation uni modale entre le NO et le NE. Des paquets épais de lit transversal à angle élevé uniforme sont observés, suggérant un dépôt fluvial dans un environnement à haute énergie. Ce matériau est recouvert de D3, qui est dominé par des couches parallèles au plan, presque horizontales, montrant un pendage à faible angle constant. L'unité D4 montre une alternance entre des dépôts de grès à faible angle et des lits transversaux bien définis dans un environnement à haute énergie. La formation Ri (unité réservoir D5) se compose de grès intensément bio turbés, avec seulement de rares vestiges de lit transversal dans la partie inférieure. Les carottes de cet intervalle montrent un grès intensément bio turbé, dont les caractéristiques de lit primaire sont recouvertes de stylolithes, bordées d'argiles résultant de la compaction et de la solution de pression pendant la diagenèse.
- Le principal type de fractures observé dans les logs d'images et les carottes sont du type CFRAC. On pense qu'il s'agit de fractures fermées, partiellement remplies de minéraux conducteurs/résistifs, par exemple, observées à 3340,5 à 3341 m. Les fractures partiellement ouvertes sont rares dans le puits ; elles ont été observées sur le log CBIL, par exemple, observées à 3389 m.
- Aucune faille majeure n'a été identifiée dans les logs et les carottes disponibles.

- Dans le puits actuel, des éclatements de trou de forage se produisent tout au long de l'intervalle étudié. Les unités D1, ID, D2 et D3 montrent une orientation grossièrement N-S avec une valeur moyenne de 170°. À travers l'intervalle D4 et D5, l'orientation est constamment NNE-SSO, indiquant que la contrainte horizontale maximale est orientée WNW-ESE. Une valeur moyenne de 214° est obtenue pour cet intervalle.
- Des intervalles de faible résistivité ont été observés dans le log d'image et présentent un contraste sombre sur le log de l'imageur EARTH, par exemple, observé à 3316,5 à 3318,3 m, 3320 à 3321,5 m, 3386,3 à 3387,3 m et 3391,6 à 3392,5 m. Nous croyons qu'il s'agit de zones de percée d'eau, où l'entrée d'eau pourrait être favorisée par l'action capillaire de grès poreux qui reflètent une perméabilité élevée et faible, avec une connectivité dans le grès. Les intervalles d'éclatement/érosion sont fréquemment associés et il est estimé que la faiblesse de la formation est favorisée par la présence d'eau dans la formation.
- Les observations de carottes indiquent un grès à grains grossiers, que nous croyons représenter certains intervalles de faible résistivité observés sur le log d'image.
- Nous croyons en outre que la présence d'eau n'est pas liée aux fractures - puisque les mêmes fractures sont clairement visibles sur les carottes sous forme de type CFRAC - mais plutôt à une conicité ou une percée d'eau.

III.5.2.3. Contraintes & fractures :

La plupart des fractures observées sont de type CFRAC (fermées), partiellement remplies de minéraux conducteurs ou résistifs, par exemple observées entre 3340,5 et 3341 m. Les fractures partiellement ouvertes sont rares dans le puits, identifiées dans le log CBIL, par exemple à 3389 m.

Les failles n'ont pas été identifiées dans les logs d'imagerie ni dans les carottes disponibles (figure 3.22).

CHAPITRE III : Description lithologie des carottes (image des carottes et facies) de la zone 03

Les éclatements ont été identifiés tout au long de l'intervalle étudié. Les unités D1, ID, D2 et D3 montrent une direction N-S avec une valeur moyenne de 170°. À travers les unités D4 et D5, l'orientation est constamment NNE-SSO, indiquant que le stress horizontal maximal est orienté ONO-ESE. Une valeur moyenne de 214° est obtenue dans cet intervalle.

Des intervalles de faible résistivité ont été observés dans les logs d'imagerie. Ils se manifestent avec un contraste sombre dans le log de l'EARTH Imager, par exemple observés à 3316,5 jusqu'à 3318,3 m, 3320 jusqu'à 3321,5 m, 3386,3 jusqu'à 3387,3 m et 3391,6 jusqu'à 3392,5 m. On suppose que ces intervalles sont des "zones de percée", où l'entrée d'eau peut être favorisée par l'action capillaire dans les grès poreux qui reflètent des perméabilités variables avec une connectivité entre les grains de sable.

Les intervalles d'éclatement/érosion sont souvent associés et il est probable que la fragilité de la formation soit associée à la présence d'eau dans ces formations. L'observation des carottes indique un grès grossier à moyen, qui pourrait représenter quelques intervalles de faible résistivité identifiés dans les logs d'imagerie. Il est également probable que la présence d'eau dans ces formations ne soit pas nécessairement liée aux fractures, identifiées comme des fractures fermées dans les carottes, mais plutôt due à la "percée" dans la formation.

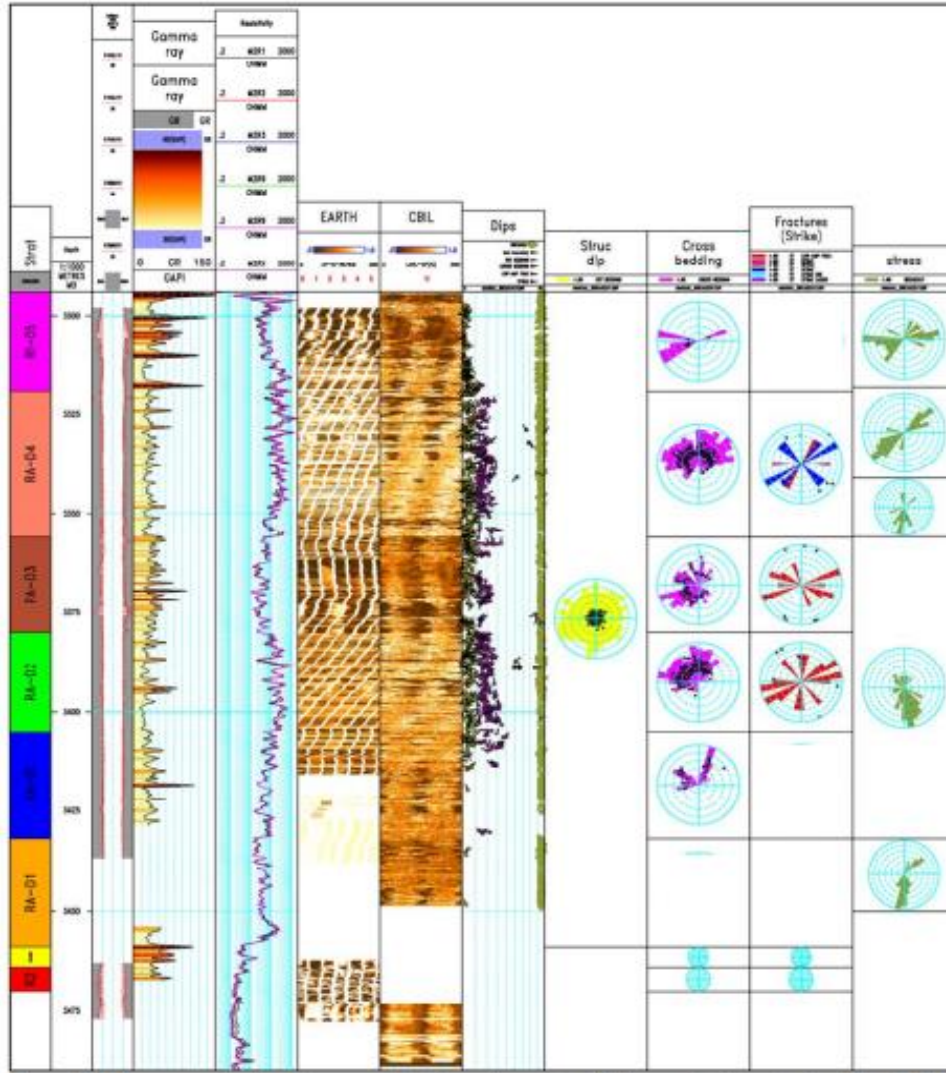


Figure 3.28 : Graphique à échelle comprimée résumant les principaux résultats de l'interprétation du journal d'images. Pour plus de détails sur les échelles des courbes, etc., voir l'Annexe 2.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

Age	Formation		Depth (m MD)
Cambrian	R1	D5	3284
	Ra	D4	3319
		D3	3356
		D2	3380
		ID	3405
		D1	3432
		ZPSG	3459
	R2	R2	3464

Tableau 3.2 : Découpage stratigraphique de la section enregistrée, fourni par Sonatrach.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

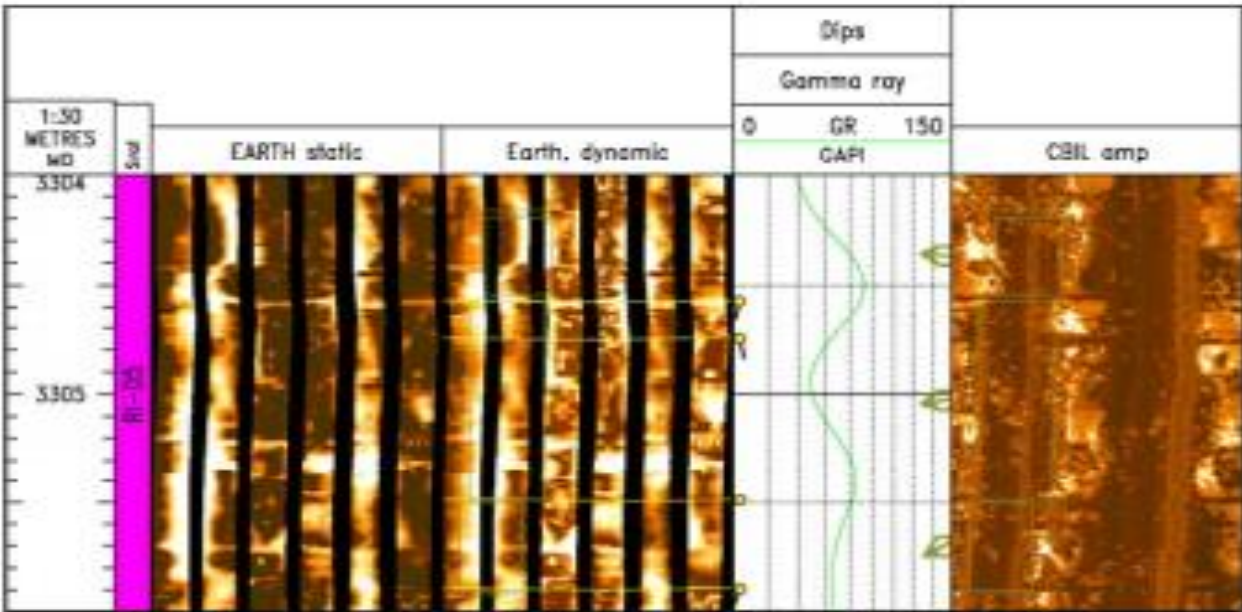


Figure 3.29 : Exemple d'image, montrant une qualité d'image réduite dans l'intervalle soufflé.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

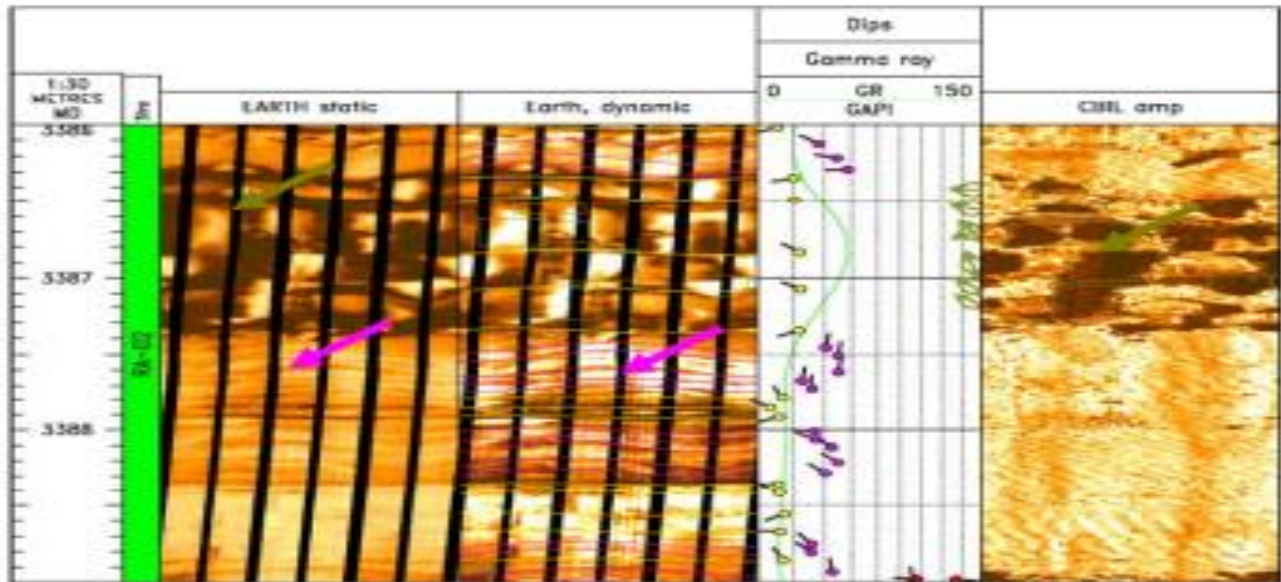


Figure 3.30 : Exemple d'image, montrant du grès à lits croisés, très bien résolu sur EARTH Image (ondes sinusoïdales magenta). Notez que les évaselements sont également très bien résolus à la fois sur EARTH Imager et le journal CBIL.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

Formation	Mean dip, whole interval	Depth	Comments
Ra-Ri	0.5°/003°	3292-3450m	Very well defined structure dip in well bedded bioturbated sandstone. Stylolites are used as structural dip indicators. Low angle sandstone bedding well defined in Ra unit and can be used in structural dip definition.

Tableau 3.3 : Zonation du pendage structural. La valeur moyenne calculée sur l'ensemble de l'intervalle représente le pendage structural pour toute la section

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

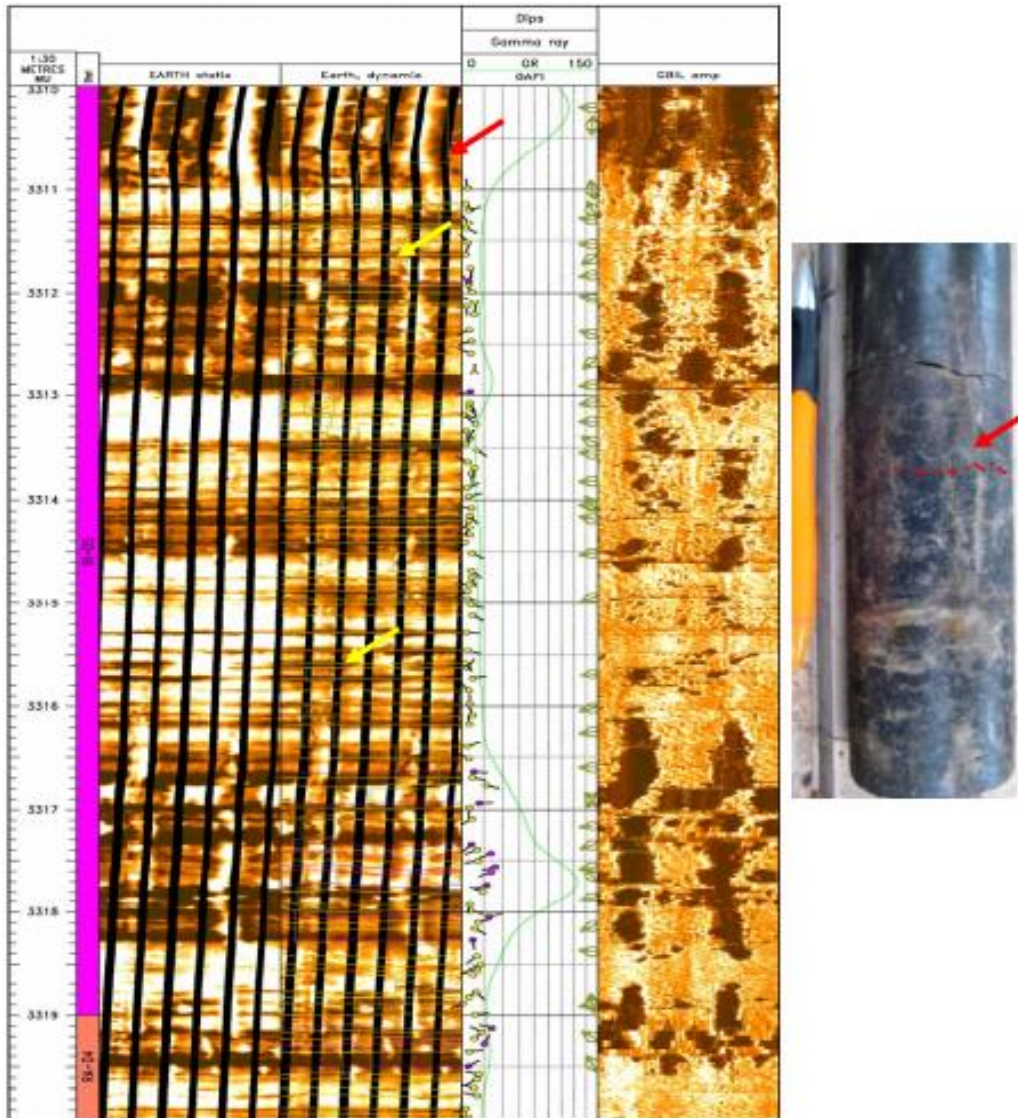


Figure 3.31 : Exemple d'image montrant le lit de grès à faible angle dans l'unité D5. Les lits sous-horizontaux subparallèles fournissent un pendage structural précis, vu par exemple aux flèches jaunes. Les limites des lits peuvent être stylolitiques, comme indiqué par un contraste conducteur net et une forme irrégulière, vu par exemple à la flèche rouge sur le journal d'image et la photo de la carotte.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

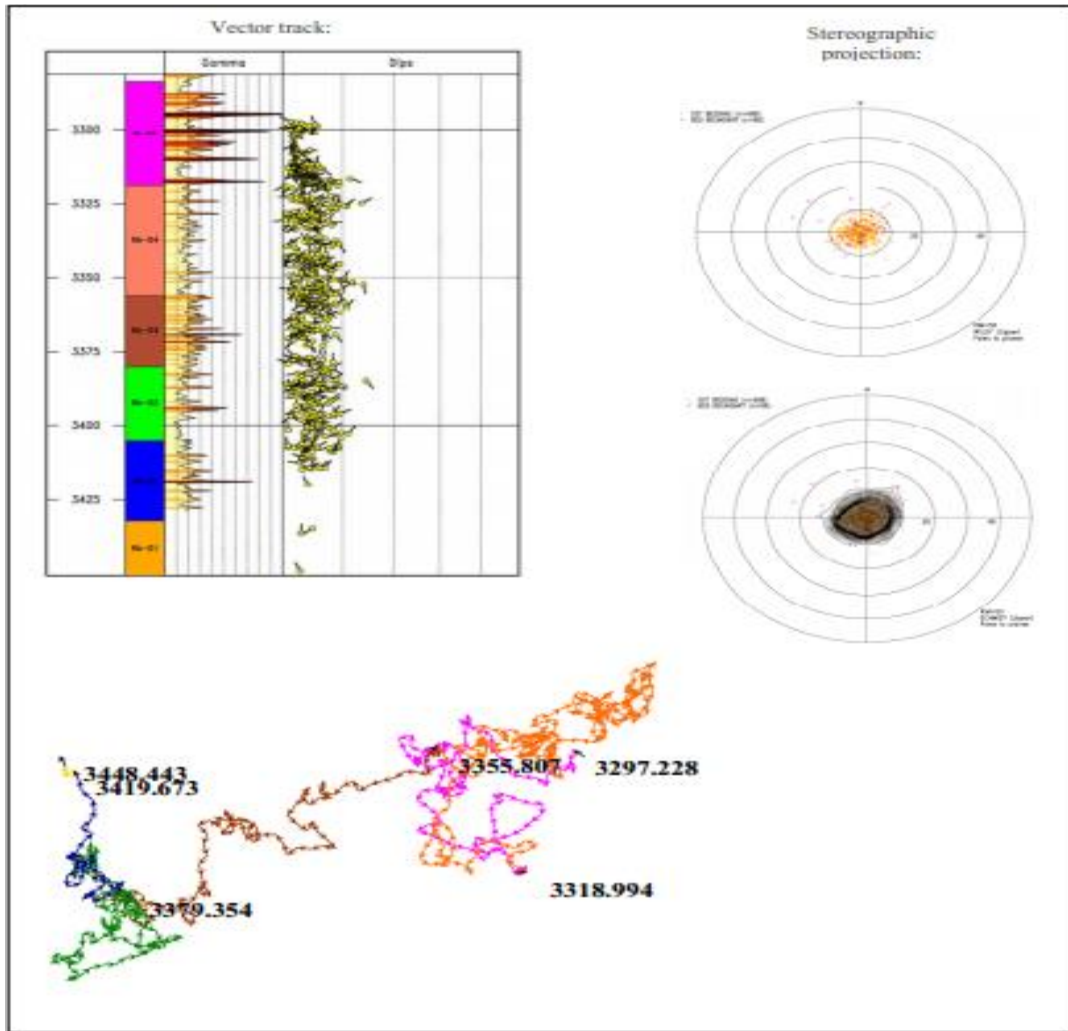


Figure 3.32 : Figure récapitulative illustrant la distribution spatiale des types de pendages utilisés pour l'analyse du pendage structural (SST BEDDING & BED BOUNDARY). Les stéréogrammes montrent tous les points de données. Les données indiquent un pendage structural avec une valeur moyenne de $0,5^{\circ}/303^{\circ}$ à partir de la projection stéréographique, qui est censée représenter le pendage structural pour le puits actuel.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

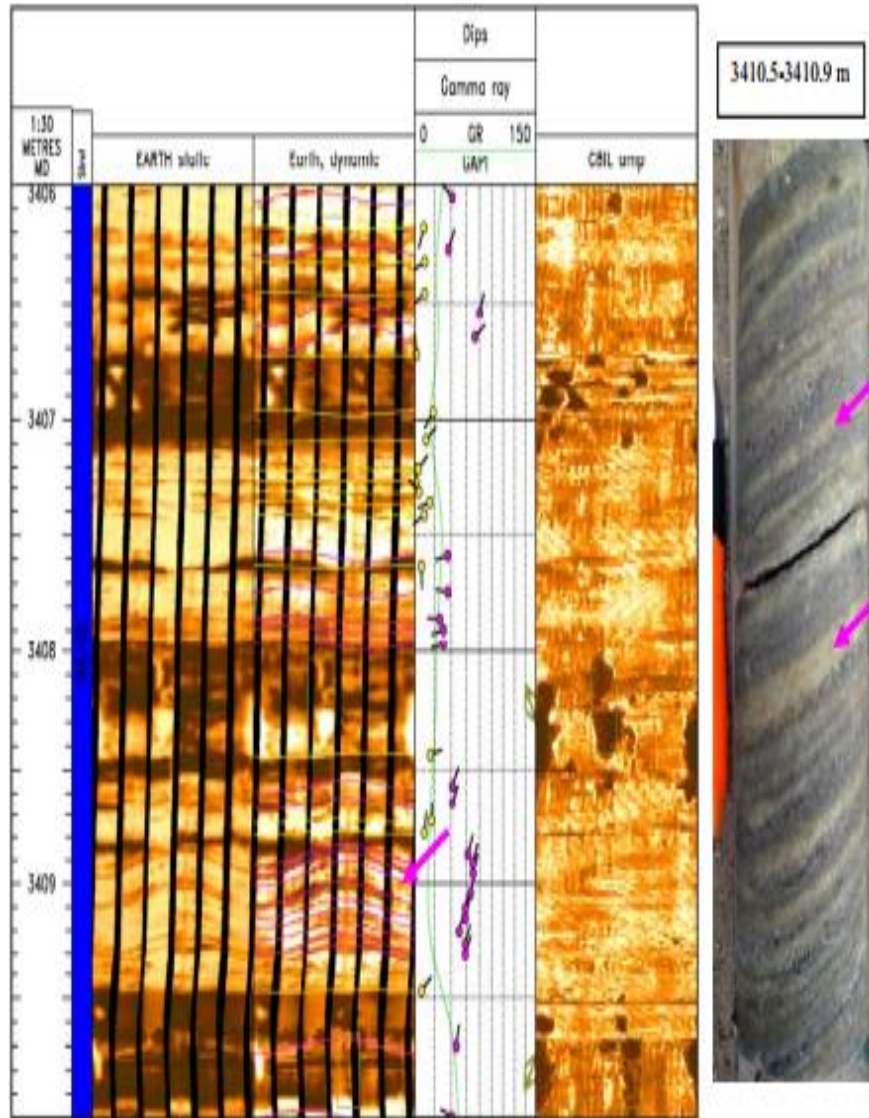


Figure 3.33 : Apparence typique du lit croisé à la fois dans le journal d'image et dans la carotte, dans l'unité ID. Notez la séparation d'échelle différente entre les couches de matériaux de tailles et de densités différentes. (Flèches magenta sur l'image de la carotte).

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

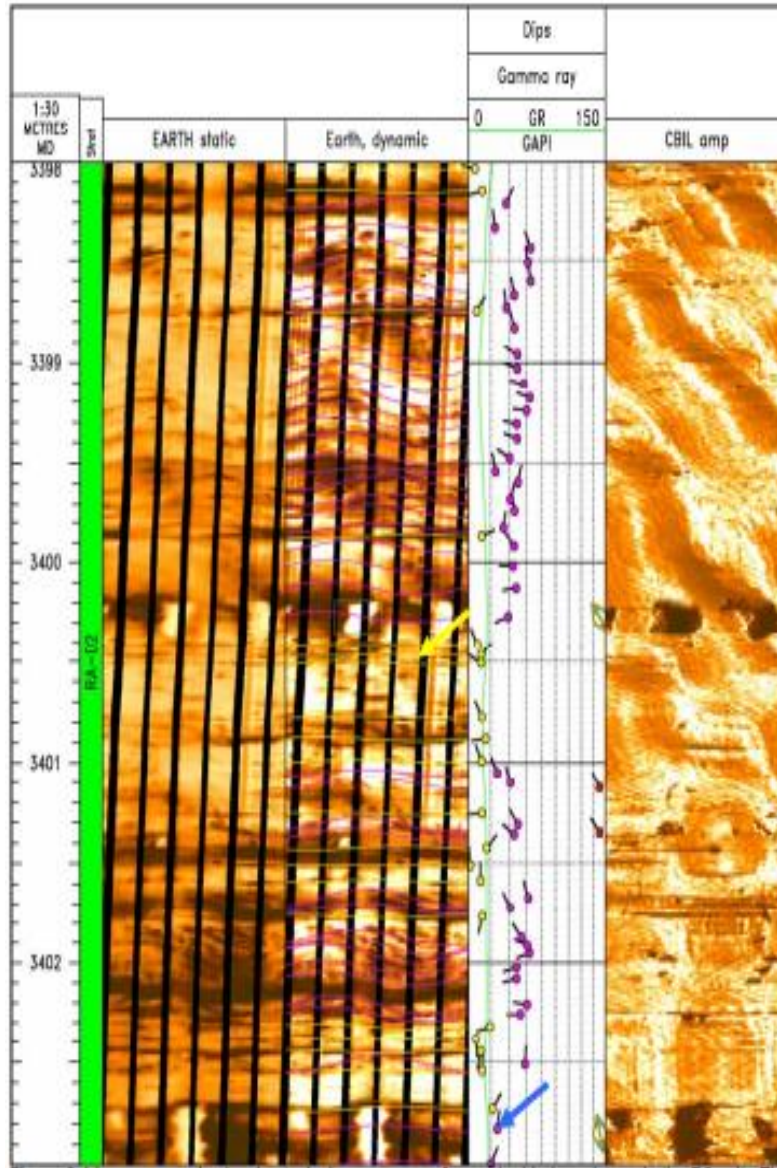


Figure 3.34 : Exemple d'image montrant l'apparence typique du grès à lits croisés dans l'unité D2. Le bas de cette section est dominé par des lits croisés inclinés NE à l'échelle du dm (flèche bleue), qui passent au NW dans le reste de la section. Les ensembles de lits croisés à grande échelle sont séparés par des limites de série à faible angle (flèche jaune).

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

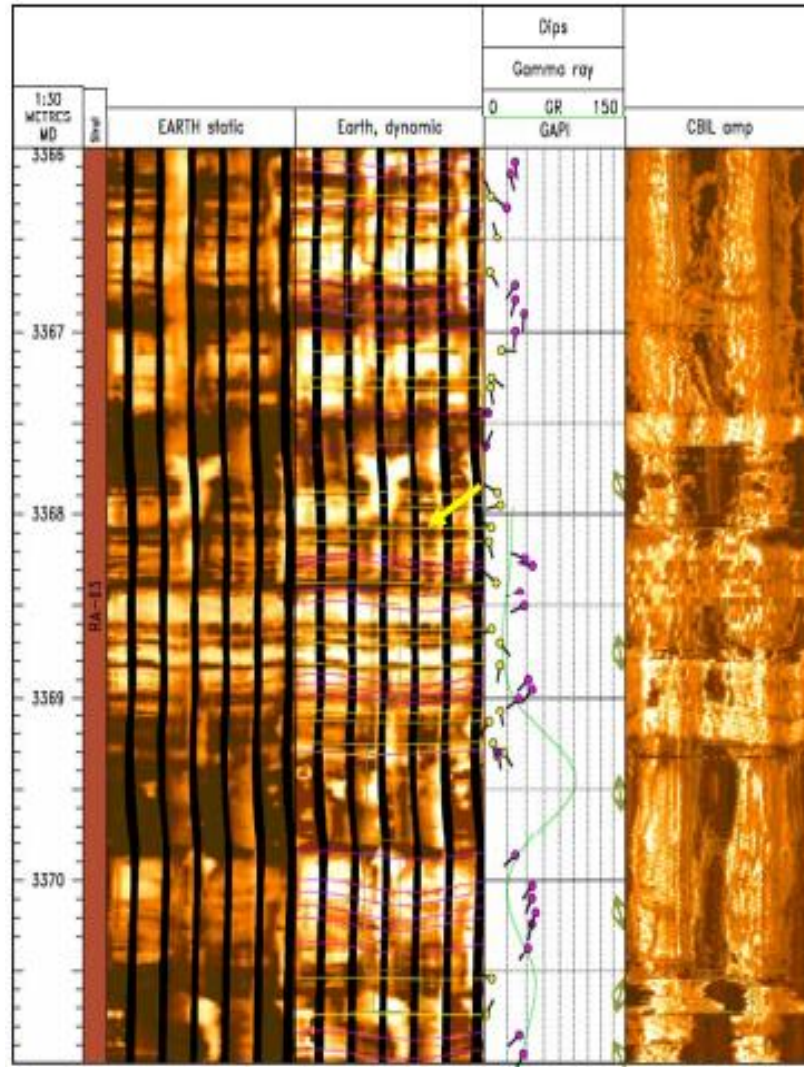


Figure 3.35 : Exemple d'image montrant un lit à faible angle dans l'unité D3 (flèche jaune), avec un court intervalle de lits croisés.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

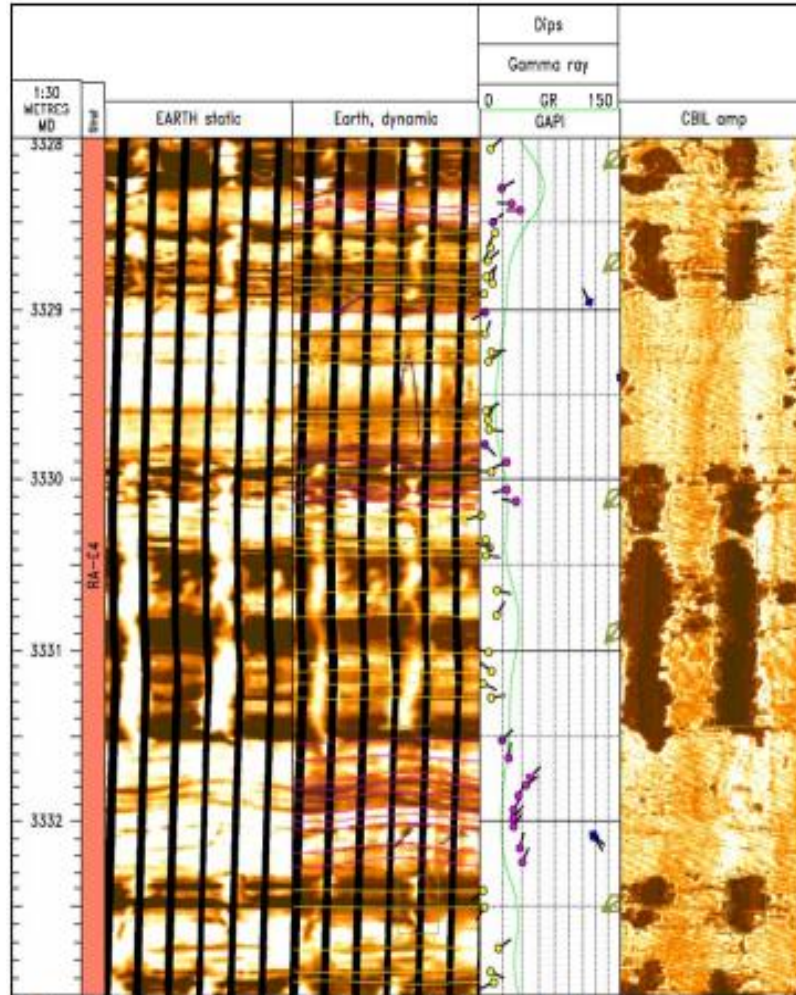


Figure 3.36 : Exemple d'image montrant du grès à lits croisés dans l'unité D4 (flèche magenta).

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

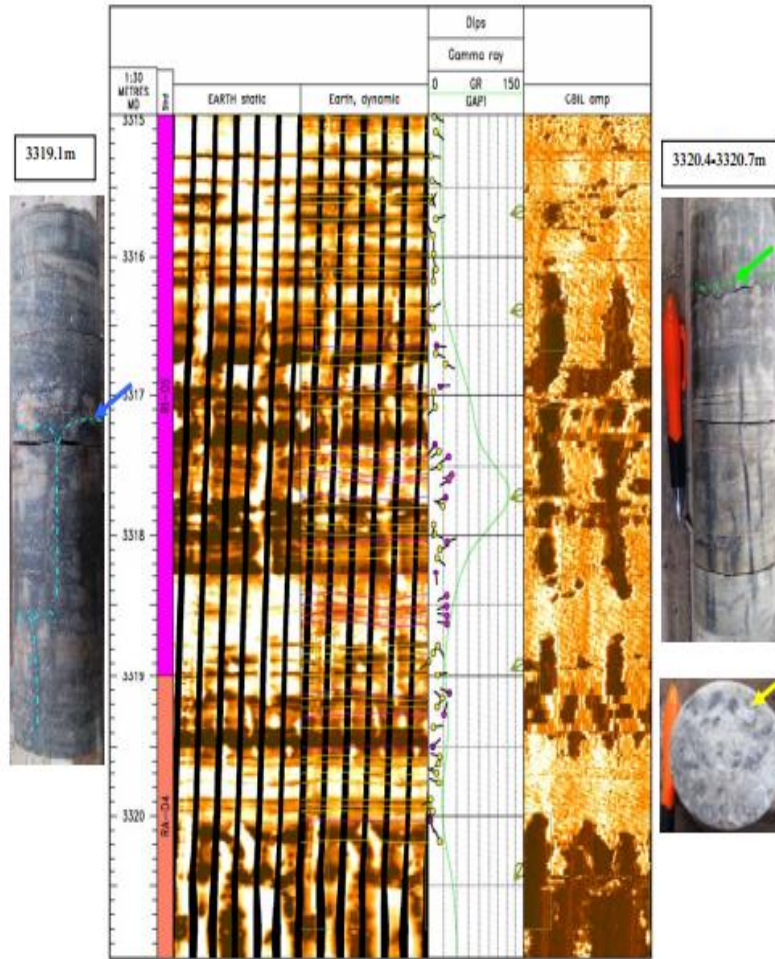


Figure 3.37 : Exemple d'image montrant le passage de conditions dominantes fluviales à marines bioturbées. La bioturbation annonce un dépôt à faible énergie, qui est clairement visible sur la photo de la carotte à droite. Notez l'apparence typique des galeries en coupe transversale (flèche jaune), les stylolites clairement visibles (flèche verte). À gauche, la photo de la carotte correspond à du grès fortement bioturbé dans l'unité D5.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

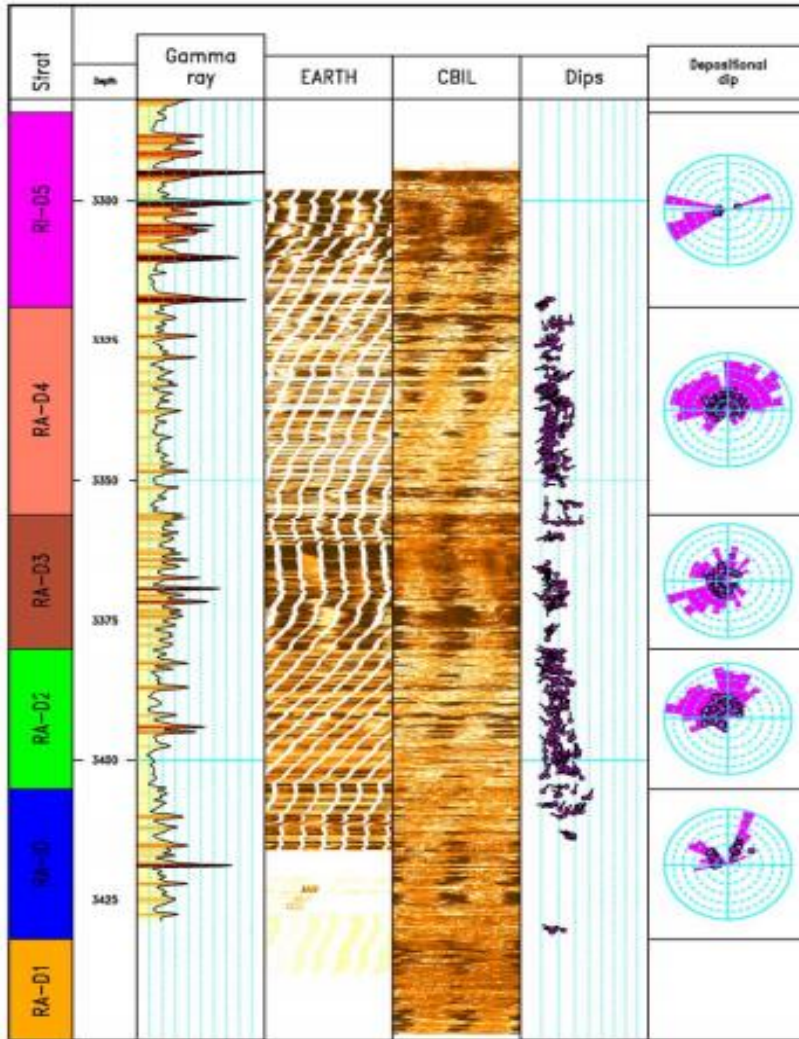


Figure 3.38 : Aperçu de tous les pendages de positionnels (LITS CROISÉS) observés dans les unités Ra et Ri. Notez la prédominance dans les unités D2 et D4, montrant une paléo transport uniforme dominante dirigée vers le NW.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

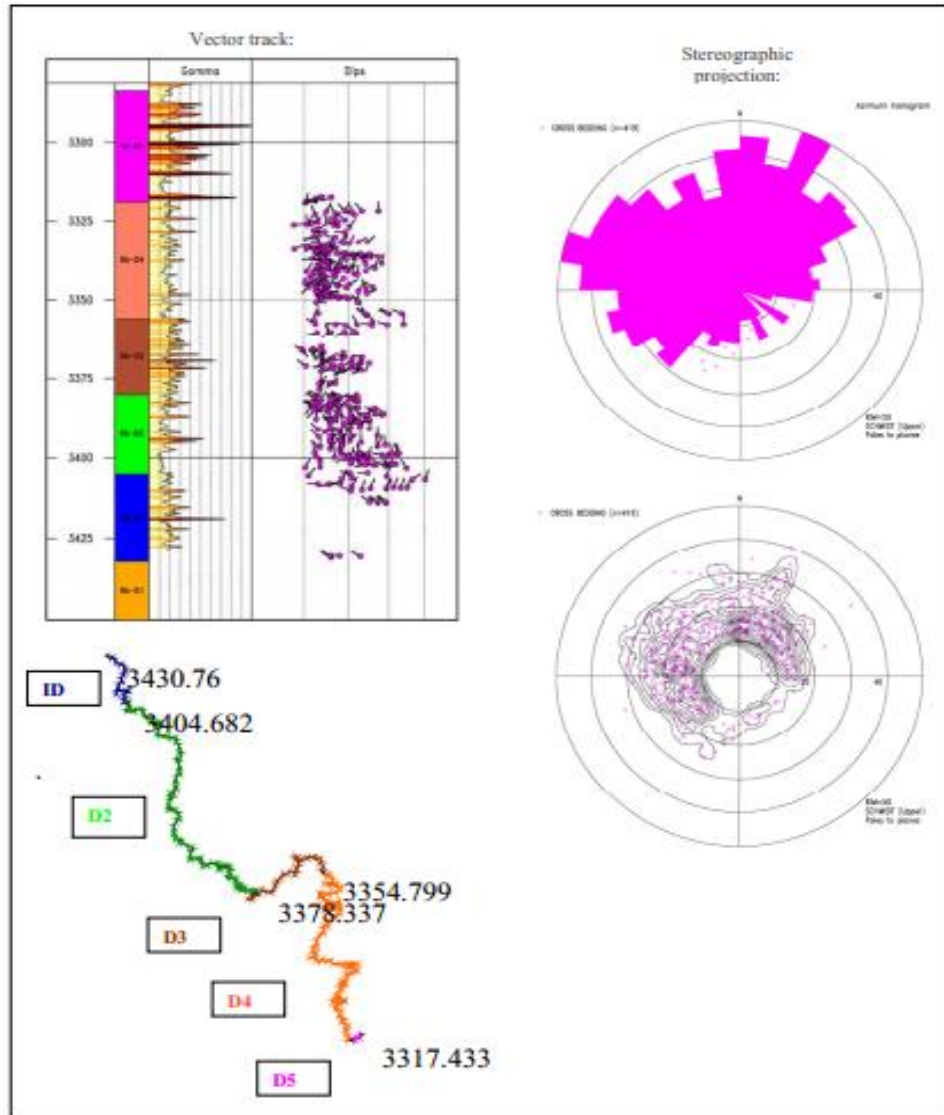


Figure 3.39 : Figure récapitulative illustrant la distribution spatiale des pendages utilisés pour l'analyse du pendage dé positionnel. Le diagramme en rose et la marche vectorielle stéréo net montrent tous les pendages classifiés comme LITS CROISÉS. Les données suggèrent un paléo transport uniforme dominé par le NW.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.5.2.4. Analyse des failles et des fractures :

➤ **Fracture:**

La combinaison des journaux CBIL (amplitude et temps de trajet) et EARTH Imager permet l'identification des fractures ainsi que leur caractérisation (fermées/ouvertes et nature du matériau de remplissage). Le (Tableau 3.5) répertorie les combinaisons possibles et leur signification interprétée. Le principal type de fractures observé à la fois dans le journal d'image et dans les carottes est du type CFRAC. On pense qu'il s'agit de fractures fermées, partiellement remplies de minéraux conducteurs/résistifs, par exemple observées à 3340.5 à 3341m. Les fractures partiellement ouvertes sont rares dans le puits ; elles ont été observées sur le journal CBIL, par exemple à 3389m. Les figures 4.1, 4.2, 4.3 et 4.4 montrent quelques exemples de fractures fermées, observées à la fois sur le journal d'image et sur les carottes.

	EARTH conductive	EARTH resistive
CBIL low amp (low TT)	Open but lined with conductive mineral (e. g. clay) (LOW AMP FRAC)	Open (LOW AMP FRAC)
CBIL no amp contrast (no TT contrast)	Filled with conductive mineral (e.g. clay) (CFRAC)	Filled with resistive mineral (e.g. quartz) (RFRAC)
CBIL high amp (no TT contrast)	Filled with conductive/hard mineral (e.g. pyrite) (CFRAC)	Filled with resistive/hard mineral (e. g. quartz) (RFRAC)

Tableau 3.4 : Liste des réponses du journal d'image et interprétation des types de fractures pour la combinaison CBIL-EARTH Imager. La réponse CBIL travel time (TT) ne peut être utilisée que dans de rares cas de très bons puits de forage, où l'image du temps de parcours

n'est pas dominée par les effets de trou de forage. Le "diptyque" attribué à chaque type de fracture est répertorié entre parenthèses (voir également Tableau 3.1)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

➤ **Faïlle:**

Aucune faille majeure n'a été identifiée à la fois dans le journal et dans les carottes disponibles.

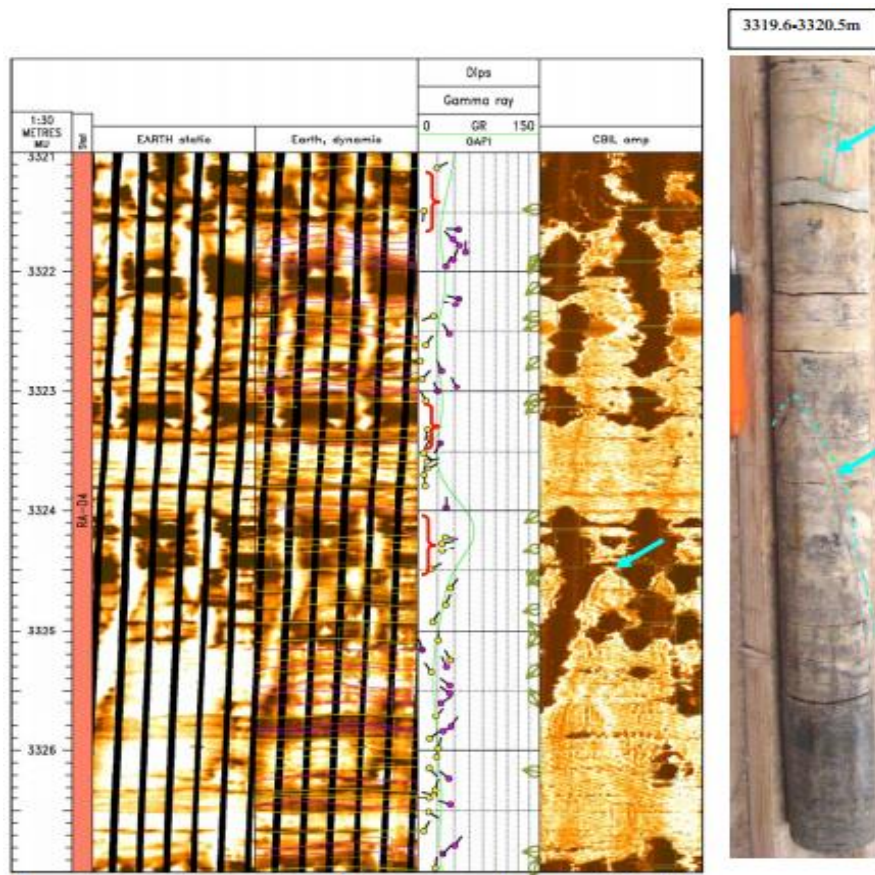


Figure 3.40 : Exemple d'image, montrant des fractures fermées sur la carotte (flèches cyan).

Notez les zones de faible résistivité (crochets rouges dans la piste de pendage). Cela peut être causé par la saturation en eau de la formation et est prédominant dans les intervalles d'évasement/soufflement.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

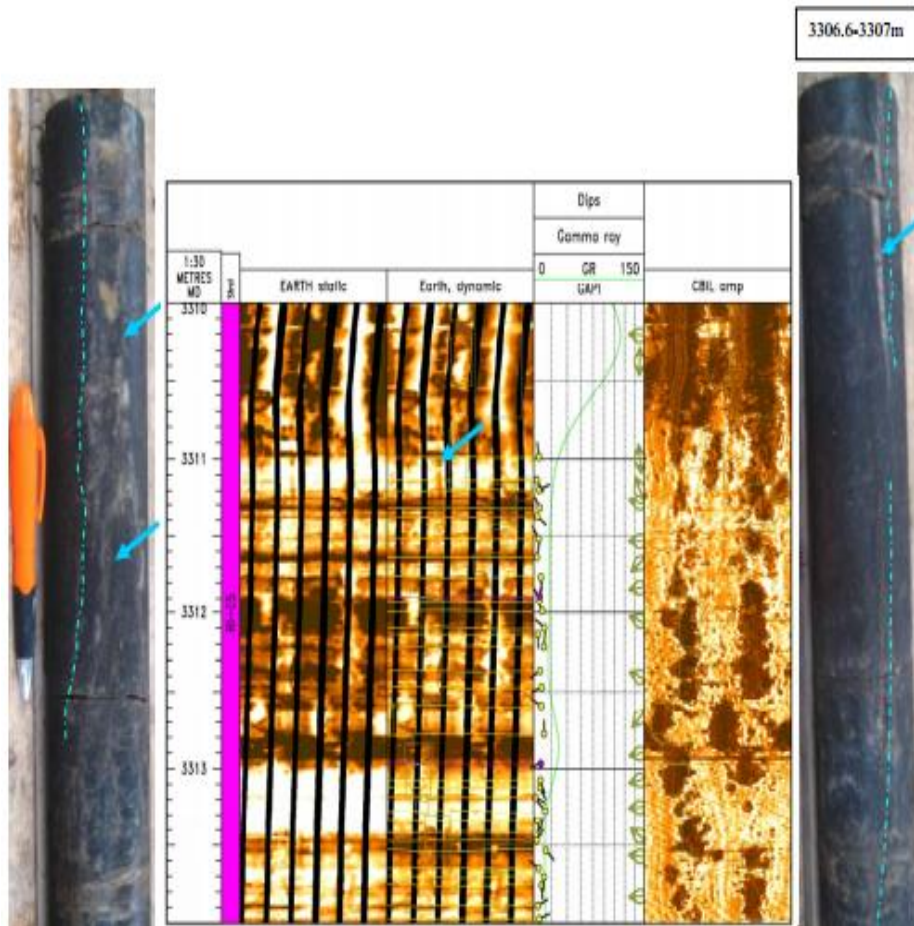


Figure 3.41 : Exemple d'image, montrant des fractures fermées dans le grès. Les fractures sont visibles comme conductrices (foncées) sur l'EARTH Imager, indiquant un remplissage conducteur (flèches bleues) qui est clairement visible sur la photo de la carotte.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

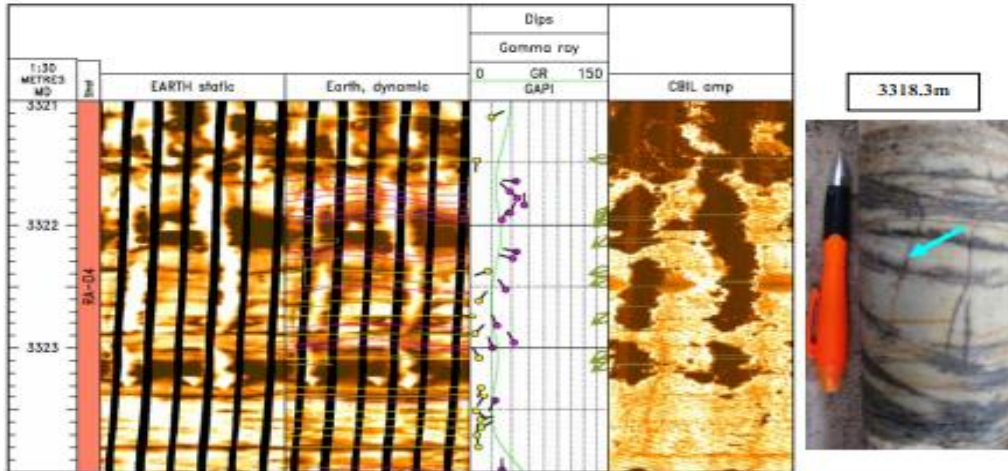


Figure 3.42 : Exemple d'image montrant une zone de fracture fermée, clairement visible sur la carotte mais non résolue par l'outil d'imagerie (échelle très petite).

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

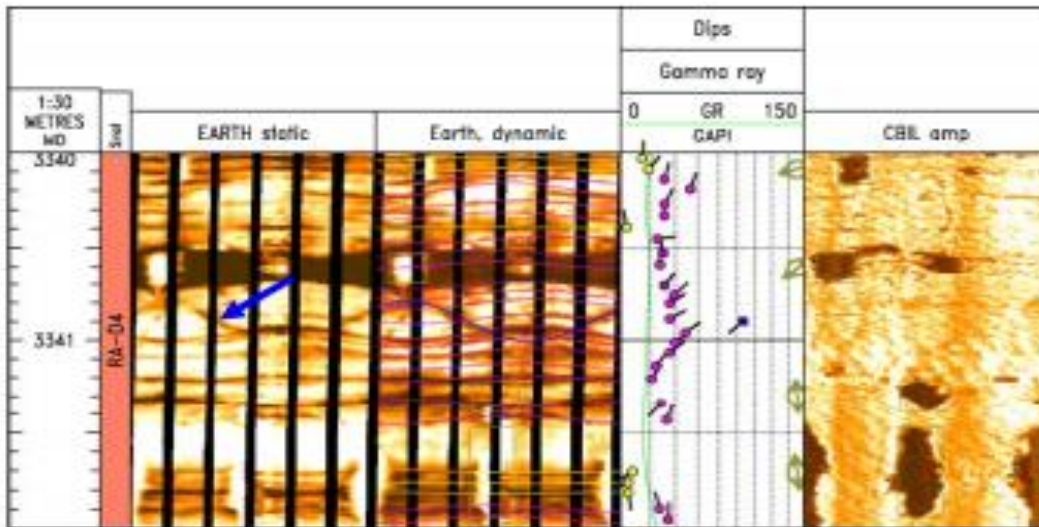


Figure 3.43 : Exemple d'image montrant une fracture fermée dans le grès. Remarquez que la fracture est visible comme conductrice (foncée) uniquement sur l'EARTH Imager et qu'il n'y a pas de contraste sur le journal CBIL, ce qui indique un remplissage conducteur et un type CFRAC.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.5.2.5. CONTRAINTE IN SITU:

➤ **Fracturation:**

Les ruptures induites par le forage, telles que les évasements de forage ou les fractures de traction induites, sont des indicateurs de l'orientation du champ de contraintes in situ. Dans un puits vertical, l'emplacement des évasements sur la paroi du trou de forage marque l'emplacement de la contrainte horizontale minimale et l'emplacement des fractures de traction induites par le forage marque l'orientation de la contrainte horizontale maximale (Figure 3.44).

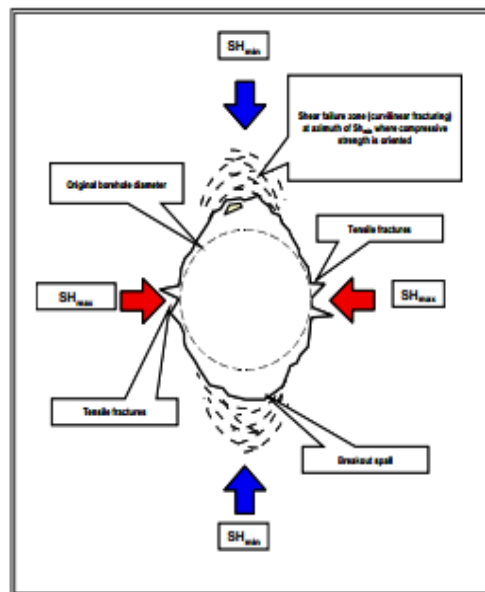


Figure 3.44 : Figure simplifiée d'une coupe transversale à travers un puits de forage, illustrant les différents échecs induits par le forage qui peuvent se produire. Dans un puits vertical, l'orientation des évasements et des fractures de traction indique l'orientation du champ de contrainte in situ. L'orientation des évasements marque la direction de la

contrainte horizontale minimale, tandis que l'emplacement des fractures de traction induites par le forage marque la direction de la contrainte horizontale maximale.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

Dans le puits actuel, des évasements de forage se produisent tout au long de l'intervalle étudié. Les unités D1, ID, D2 et D3 montrent une orientation approximativement N-S avec une valeur moyenne de 170°. À travers l'intervalle D4 et D5, l'orientation est constante NNE-SSO, ce qui indique que la contrainte horizontale maximale est orientée ONO-ESE. Une valeur moyenne de 214° est obtenue pour cet intervalle (Figure 3.45).

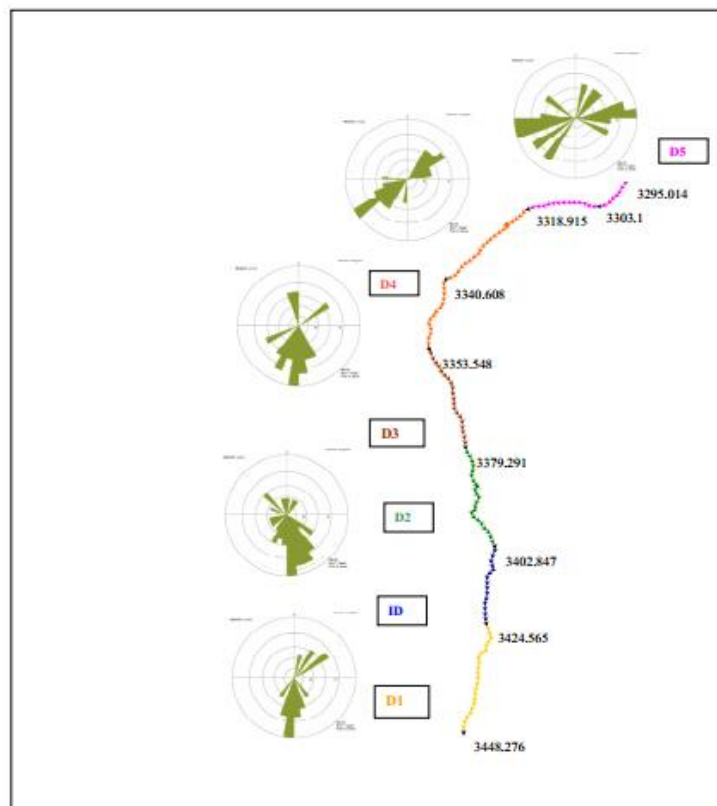


Figure 3.45 : Figure récapitulative illustrant la marche vectorielle montrant tous les pendages classifiés comme ÉVASÉ. Les données suggées

CHAPITRE III : Description lithologie des carottes (image des carottes et facies) de la zone 03

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

Des intervalles de faible résistivité ont été observés dans le journal d'image et montrent un contraste sombre sur le journal EARTH Imager, par exemple observé à 3316,5 à 3318,3 m, 3320 à 3321,5 m, 3386,3 à 3387,3 m et 3391,6 à 3392,5 m. Nous croyons qu'il s'agit de zones de percée d'eau, où l'entrée d'eau pourrait être favorisée par l'action capillaire des grès poreux qui reflètent une perméabilité élevée et basse, avec une connectivité dans le grès. Les intervalles d'évasement/soufflement sont fréquemment associés et l'on croit que la faiblesse de la formation est favorisée par la présence d'eau dans la formation.

L'observation des carottes indique du grès à gros grains que nous croyons représenter certains intervalles de faible résistivité observés sur le journal d'image.

Ces données fournissent des informations vitales pour comprendre le réservoir et peuvent orienter les futures activités d'exploitation pétrolière. Elles permettent également d'évaluer et de gérer efficacement les réservoirs dans la zone géologique concernée.



Figure 3.46 : Exemple d'image montrant du grès à grains grossiers dans l'unité Ra. Les flèches bleues indiquent certains des intervalles de faible résistivité observés sur le journal d'image.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

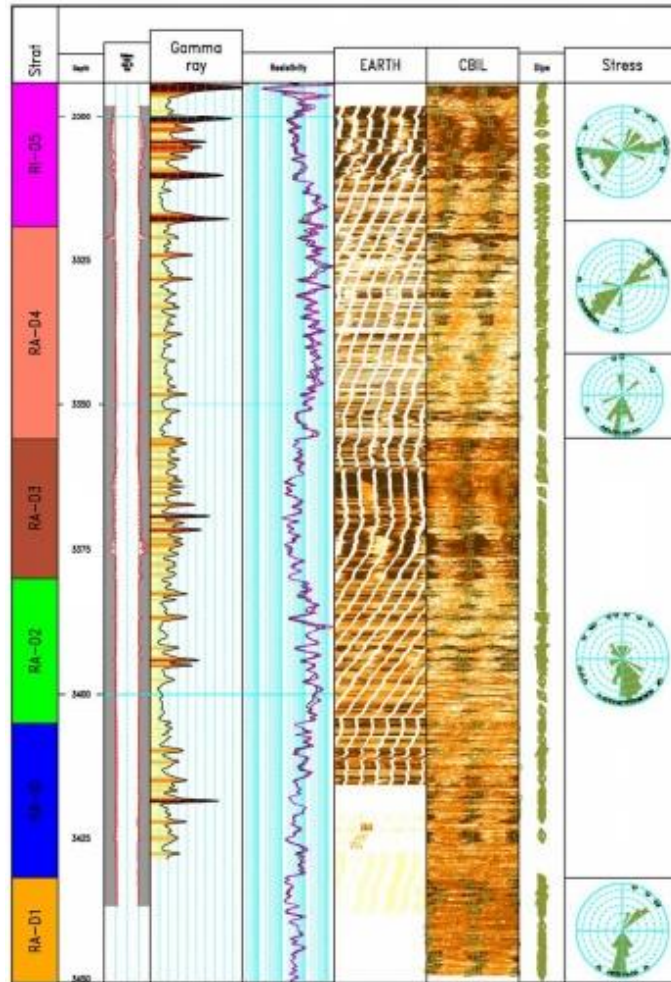


Figure 3.47 : Figure récapitulative, montrant la distribution des évaselements de forage dans l'intervalle enregistré.

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

CHAPITRE IV

Evaluation des paramètres petrophysiques la zone 03

Introduction

L'exploration des réservoirs Ri et Ra dans la zone 03 à Hassi-Messaoud requiert une connaissance approfondie des paramètres pétrophysiques. Cette étude utilise des données de carottage pour analyser et caractériser les cartes en iso-porosité des six drains constituant les réservoirs RI (D5) et Ra (D4, D3, D2, ID, D1).

Les trois réservoirs de grès du gisement de Hassi Messaoud, datant du Cambrien-Ordovicien, sont désignés R3, R2 et R1 (Ra, Ri) du plus bas au plus haut. Les puits de la zone 03 exploitent le réservoir cambrien R1, bénéficiant de propriétés pétrophysiques favorables à la production. La perméabilité revêt une importance cruciale dans les modèles de caractérisation des réservoirs, l'estimation des réserves et la prédiction de la production.

IV.1 Définition des paramètres pétrophysiques :

IV 1.1 La porosité :

Une roche sédimentaire est constituée de particules solides agglomérées ou cimentées entre lesquelles existent des espaces, appelés "pores" ou parfois "vides", constituant des canaux microscopiques (diamètre de l'ordre de quelques dixièmes de micron par exemple).

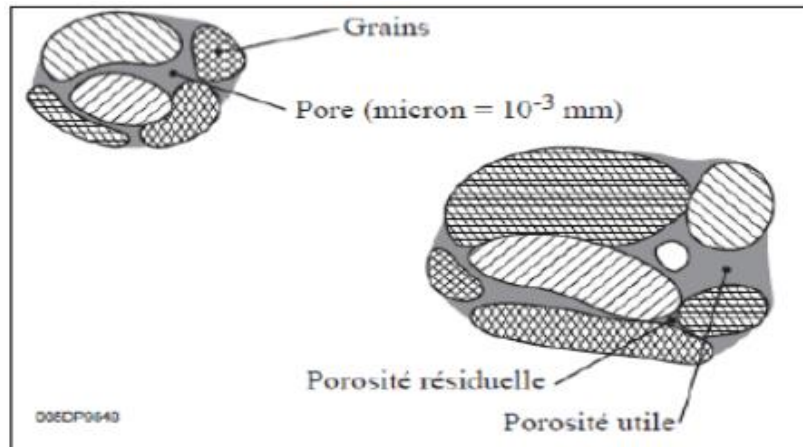


Figure 4.1 : Milieu poreux

On s'intéresse particulièrement à la porosité utile (Figure 4.1), c'est-à-dire celle qui ne tient compte que des pores qui communiquent entre eux et avec l'extérieur. On distingue trois principaux types de porosité :

IV.1.1.1. Porosité intergranulaire :

Appelée aussi « porosité primaire », elle est syngénétique et dépend de la taille des éléments solides et leur agencement.

IV.1.1.2. Porosité de dissolution :

C'est une porosité secondaire formée par dissolution.

IV.1.1.3. Porosité fissurale :

C'est une porosité secondaire aussi, formée par fissuration et fracturation mécanique du milieu rocheux. Ces trois types se succèdent dans l'histoire de la roche sédimentaire, d'abord se forme la

porosité primaire suivie de la porosité secondaire si les conditions sont favorables. Donc la porosité totale est égale à la somme de ces deux porosités.

IV.1.2. La perméabilité :

La perméabilité caractérise l'aptitude d'une roche à laisser s'écouler des fluides à travers ses pores. La perméabilité (K) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (S) et de longueur (L), à la chute de pression (ΔP) nécessaire à son passage (loi de DARCY, (Figure 4.2), et on distingue :

The diagram shows the Darcy equation
$$\frac{Q}{S} = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{L}$$
 enclosed in a rectangular box. Arrows point from the variables to their respective labels: Q to 'Débit au travers de l'échantillon, cm³/s', S to 'Aire de la section, cm²', k to 'Perméabilité, darcy', μ to 'Viscosité de l'eau, centipoises', ΔP to 'Différence de pression, atm', and L to 'Longueur de l'échantillon, cm'.

Figure 4.2 : La loi de darcy

IV.1.2.1. la perméabilité absolue :

Représente la perméabilité qui s'explique à une seule formation donnée et un seul fluide homogène.

IV.1.2.2. La perméabilité effective :

Elle exprime la propriété d'un réservoir d'être traversé par un fluide en présence d'autres fluides. Deux systèmes de perméabilité peuvent également être définis, la perméabilité de matrice et la

perméabilité de fracture. Cette dernière est principalement fonction des caractéristiques des fractures (degrés de fracturation, ouverture, remplissage, et la connectivité du réseau de fractures)

IV.1.3. Relation entre la perméabilité et la porosité :

On remarque généralement qu'il n'y a pas de relation quantitative directe entre la perméabilité et la porosité, donc on peut avoir une porosité élevée sans pour autant avoir de perméabilité, le facteur qui joue n'est pas la quantité de pores, mais leur taille et le diamètre des canalicules.

Pour cela il existe plusieurs corrélations déduites à partir de l'analyse des carottes. Les résultats de l'analyse prouvent que le logarithme de la perméabilité est proportionnel à la porosité. La pente, et le degré de dispersion de ces log k varient d'une formation à une autre, et ces variations sont attribuées aux différences dans la taille, la forme et l'arrangement des grains, histoire diagnostic, et la compaction.

IV.1.3.1. Rappel sur le coefficient de corrélation :

Le coefficient de corrélation permet d'évaluer la qualité d'une liaison quelconque entre deux variables, il est compris entre (0) et (1) et il est défini par la relation :

$$R^2 = \frac{S_{XY}}{S_X \cdot S_Y} = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sqrt{\sum (X_I - X_{\text{moy}})^2 \cdot \sum (Y_I - Y_{\text{moy}})^2}}$$
$$\text{cov} = \frac{1}{n} \sum (X_I - X_{\text{moy}}) (Y_I - Y_{\text{moy}})$$

La covariance $\text{cov}(x, y)$ est la variation réunie de deux variables autour d'une moyenne commune.

- Si R^2 est proche de (+1), la relation entre les deux variables est directe et parfaite.

- Si R_2 est proche de (0), les variables évoluent indépendamment l'une de l'autre.

➤ **Les corrélations :**

Porosité – perméabilité Parmi les corrélations qui existent entre la porosité et la perméabilité on peut citer :

- **Corrélations empiriques (Schlumberger) :**

$$\sqrt{K} = \frac{250 \cdot \Phi^3}{S_{WI}} \quad \text{D'où :}$$

k : Perméabilité, mD ;

Φ : Porosité, fraction ;

S_{wi} : Saturation en eau irréductible, fraction.

- **Corrélations expérimentales :**

L'étude de la distribution de couple (Φ , K) au niveau d'un puits type qu'il existe une relation linéaire entre le logarithme décimale de la perméabilité et la porosité, et elle est de la forme :

$$\mathbf{\log K = A + \Phi B}$$

D'où : K : perméabilité, mD ;

Φ : porosité, fraction ;

A, B : constantes.

On pose : $\log(k) = y = \Phi x$, et on trace les courbes : $\log(k) = f(\Phi)$.

IV.2. Cartes en Iso-Porosité :

IV.2.1. La porosité :

Elle est définie et exprimée comme le pourcentage du volume des vides par rapport au volume total de la roche. On distingue :

IV.2.1.1. La porosité primaire :

C'est le volume total des vides dans la roche obtenu juste après sédimentation.

IV.2.1.2. La porosité secondaire :

C'est le volume obtenu dans la roche après fissuration, fracturation, dissolution ou altération.

IV.2.1.3. La porosité effective ou utile :

C'est le volume des vides connectés entre eux.

Dans les gisements exploités, la porosité des roches réservoirs est :

- Faible si elle est inférieure à **5 %**.
- Médiocre si elle est comprise entre **5 % et 10 %**.
- Moyenne si elle est comprise entre **10% et 20 %**.
- Bonne si elle est comprise entre **20 % et 30 %**.
- Excellente si elle est supérieure à **30 %**.

IV.2.2. Analyse des Cartes :

IV.2.2.1. Carte iso-porosité du drain D5 supérieur :

La cartographie de la iso-porosité du drain D5-sup révèle généralement une faible densité de pores, oscillant généralement entre 2% et 5%, en particulier aux abords des puits OMN24 et OMN22.

Dans la région très nord-ouest, près des puits OMNZ271 et OMNZ252 du drain, les variations de porosité sont également médiocre, atteignant de 6% à 8% (figure 4.3).

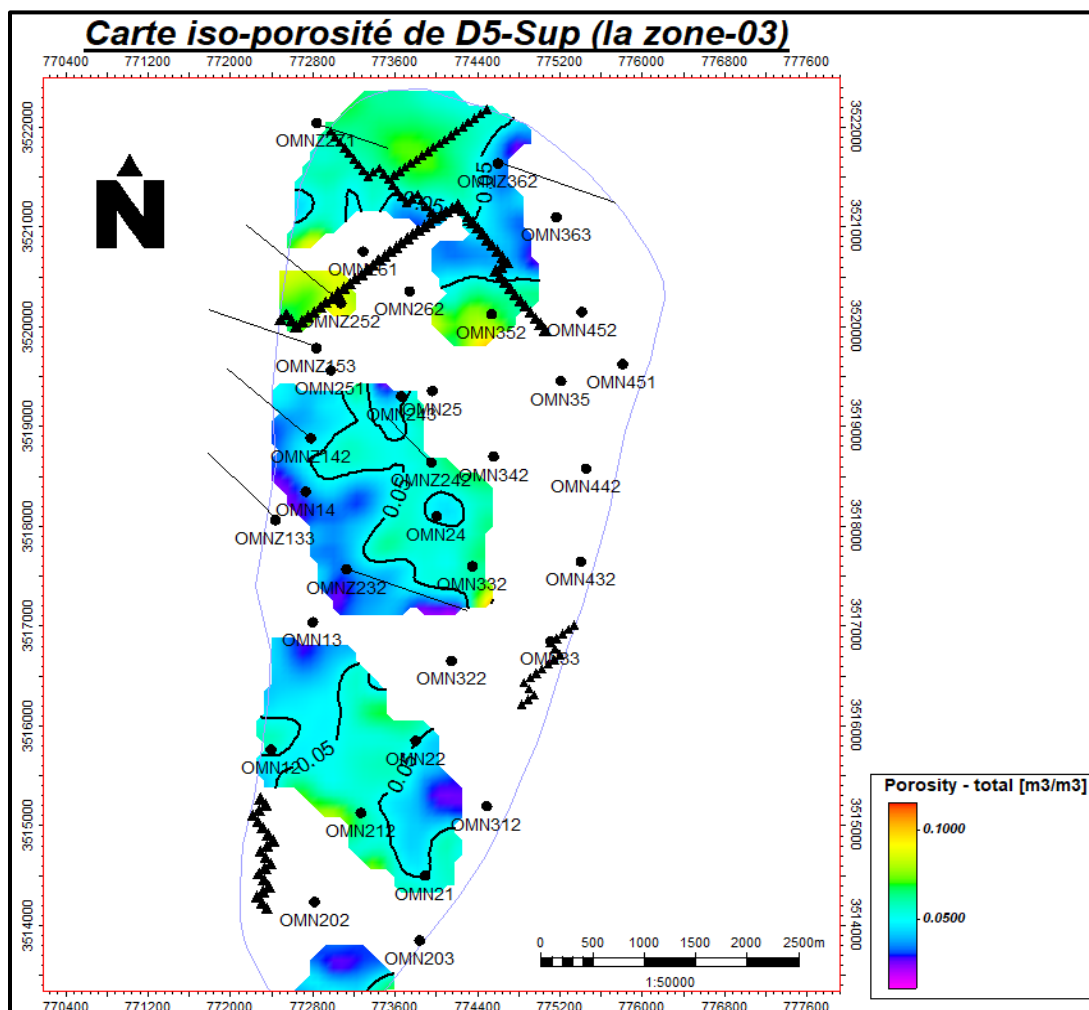


Figure 4.3 : Carte iso-porosité du drain D5-supérieur (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

➤ Carte iso-porosité du drain D5 inférieur :

La cartographie de la iso-porosité du drain D5-inf. révèle principalement une faible densité de pores, oscillant généralement entre 4% et 6%, en particulier près des puits OMN212 et OMN14.

Dans la région très nord-ouest, à proximité des puits OMNZ252 et OMNZ271 du drain, on observe également des variations médiocre de la porosité, allant de 7% à 9% (figure 4.4).

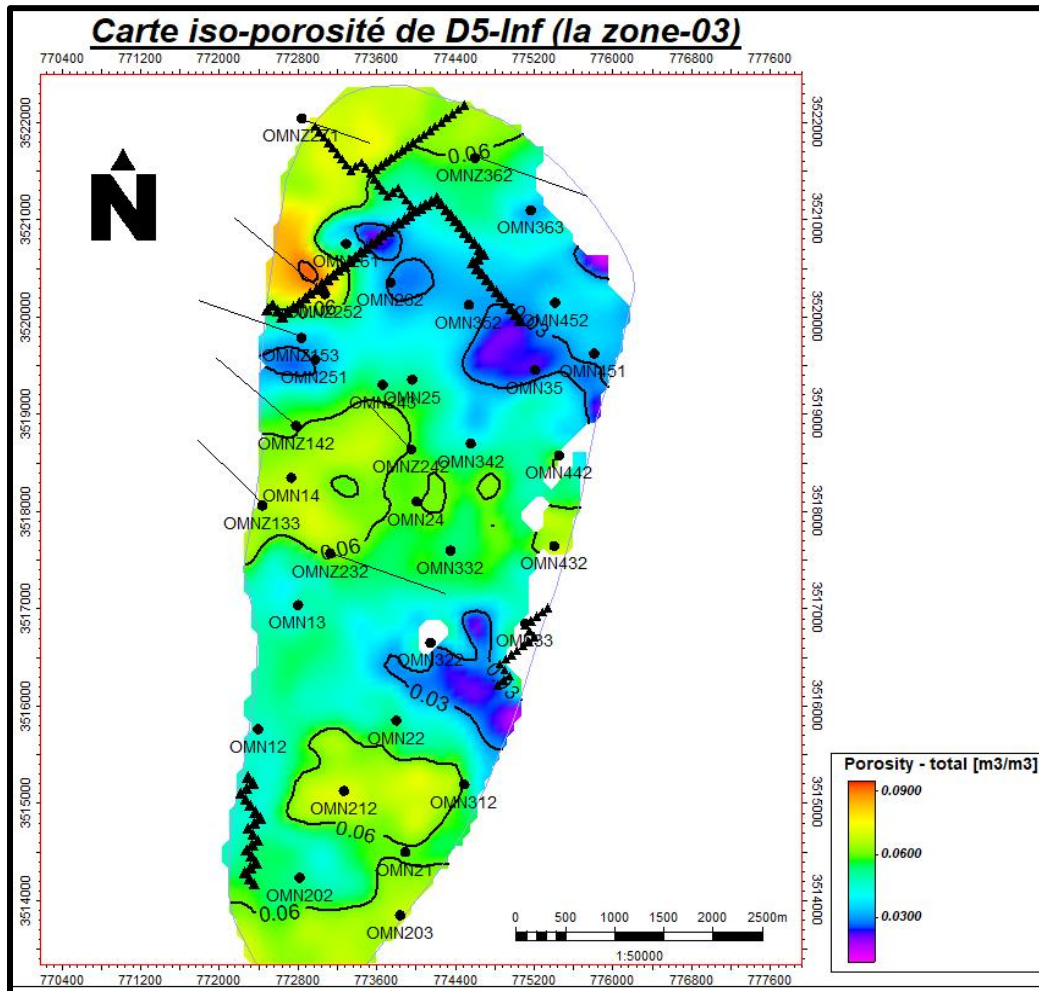


Figure 4.4 : Carte iso-porosité du drain D5-inférieur (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

➤ Carte iso-porosité du drain D4 :

La carte de l'iso-porosité du drain D4 révèle des fluctuations de densité de pores allant de 5% à 10%, avec une uniformité de porosité (de faible à médiocre) dans notre zone, généralement située entre 5% et 10%, aux puits tels qu'OMN312, OMN352, OMNZ252, et OMNZ271.

On note également une légère augmentation de la porosité à un niveau légèrement supérieur à médiocre au puits OMN32 (figure 4.5).

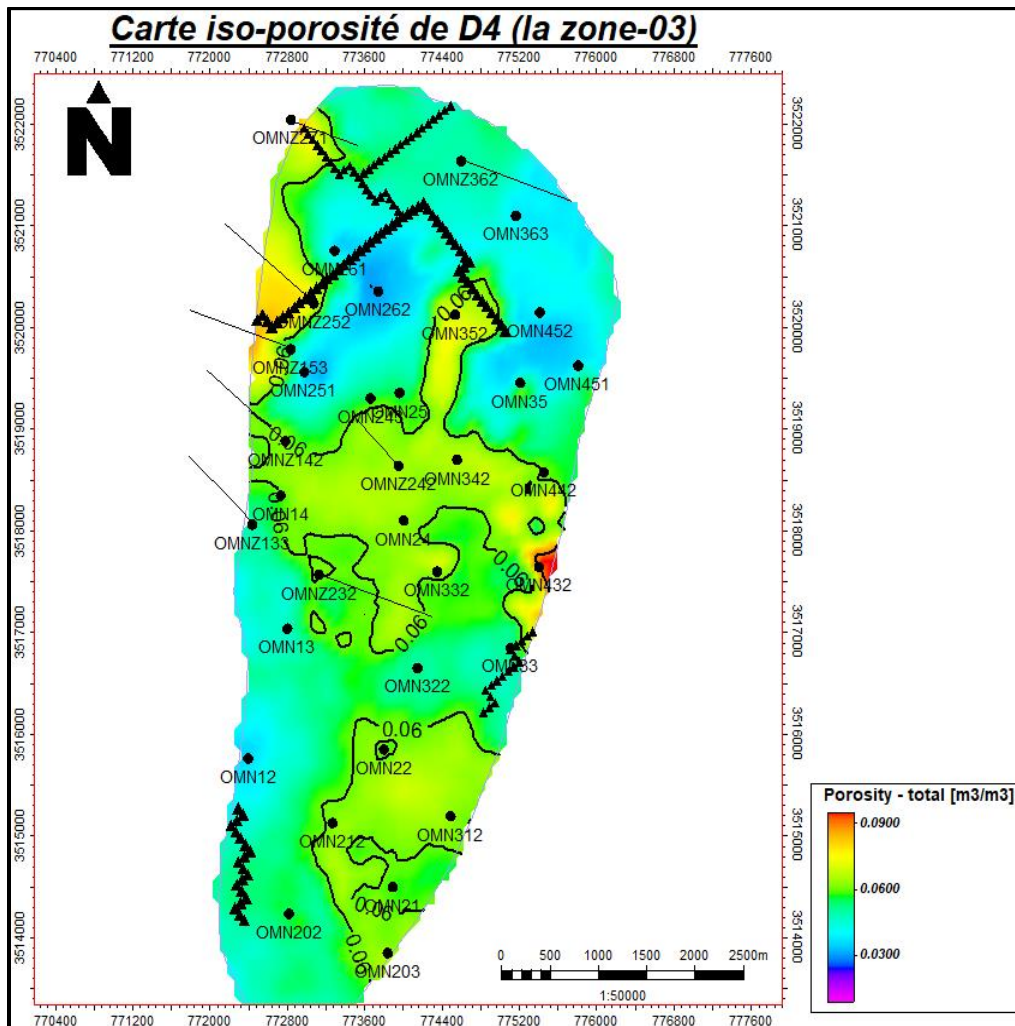


Figure 4.5 : Carte iso-porosité du drain D4 (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

➤ Carte iso-porosité du drain D3 :

La carte d'iso-porosité du drain D3 révèle des variations de la densité de pores allant de 4,5% à 9%, avec une uniformité de porosité (de faible à médiocre) dans notre région, généralement comprise entre 4% et 10%, aux puits tels qu'OMN352, OMN342, OMN14, et OMN12.

On note également une légère augmentation de la porosité à médiocre au puits OMNZ271 (figure 4.6).

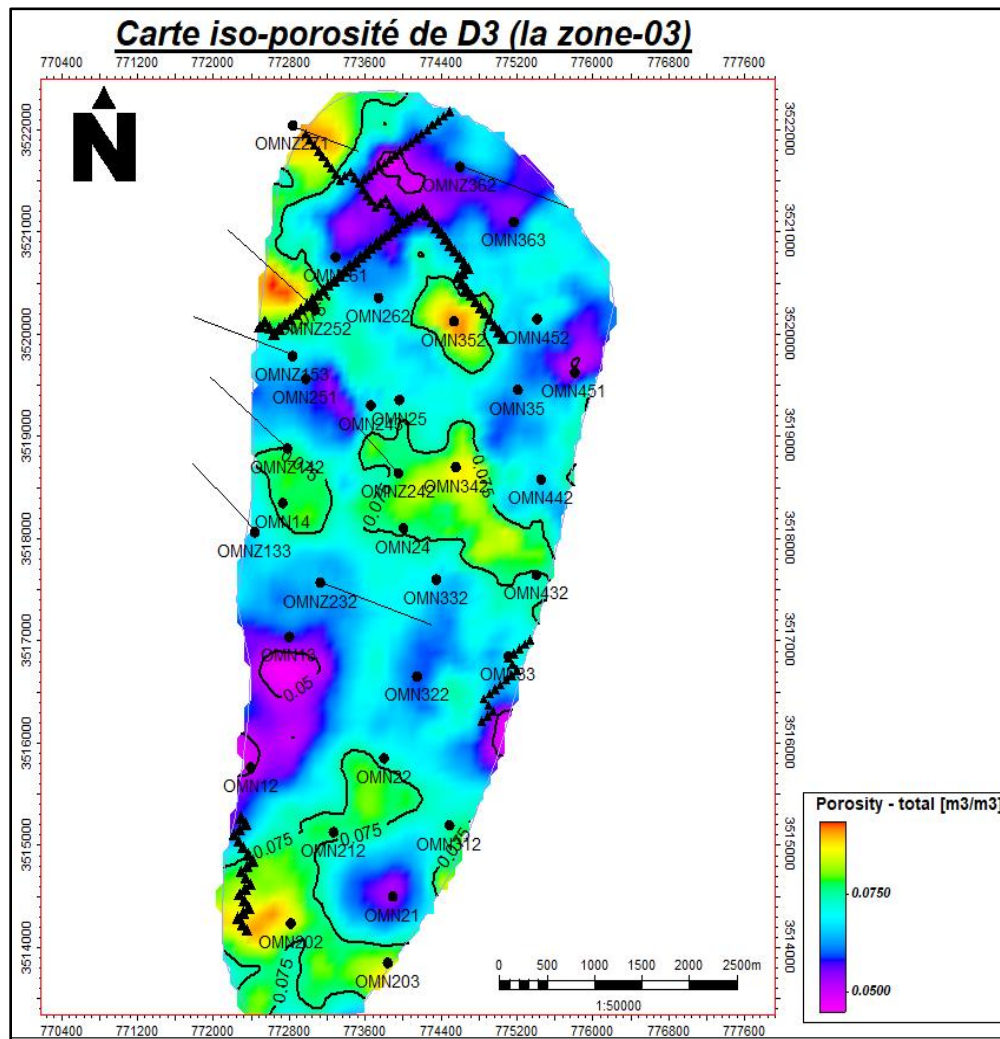


Figure 4.6 : Carte iso-porosité du drain D3 (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

➤ Carte iso-porosité du drain D2 :

La cartographie de l'iso-porosité du drain D2 indique des fluctuations de la densité de pores allant de 2% à 9%, avec une uniformité de porosité (de faible à médiocre) dans notre région, généralement comprise entre 5% et 10%, aux puits tels qu'OMN322 et OMN243.

On remarque une porosité médiocre au puits OMN352 (figure 4.7).

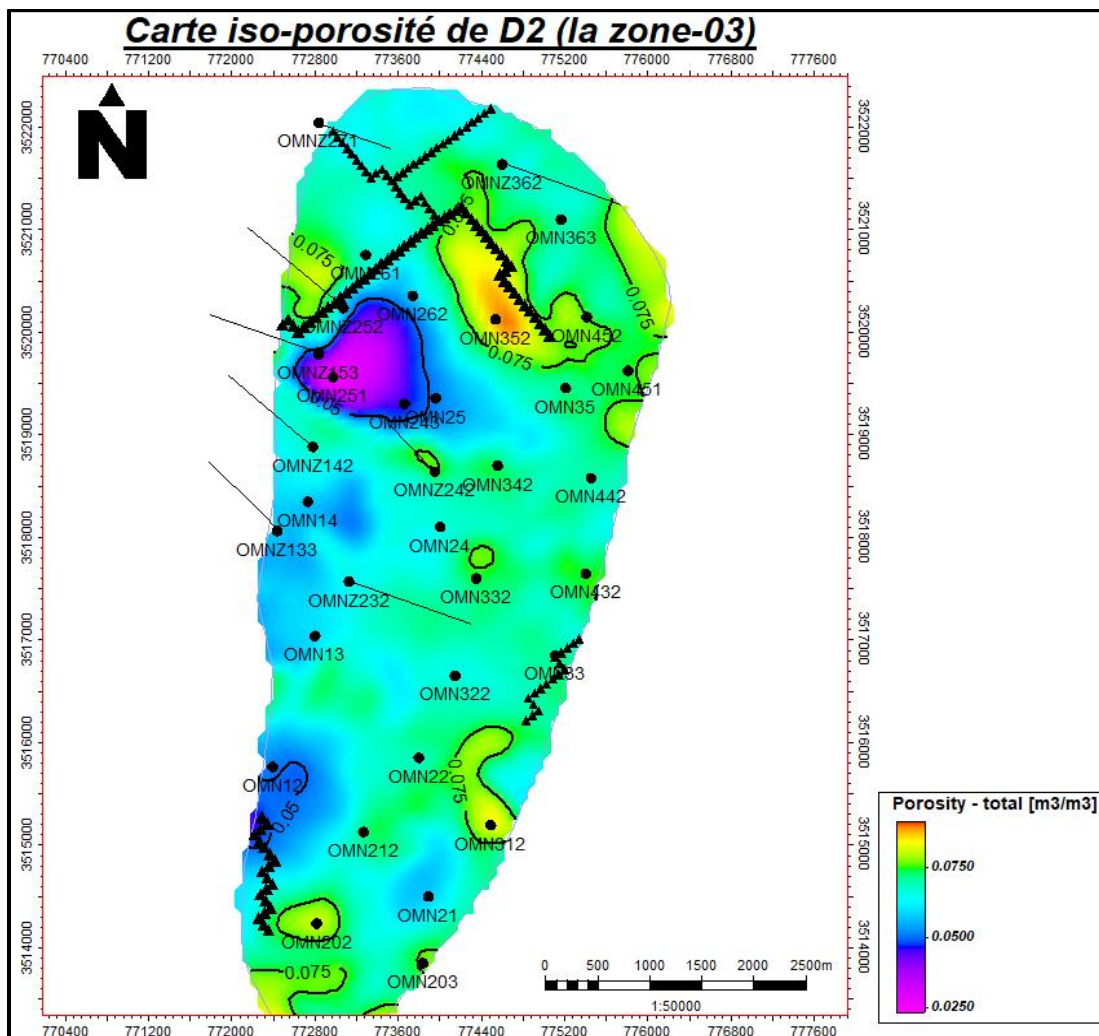


Figure 4.7 : Carte iso-porosité du drain D2 (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

➤ Carte iso-porosité du drain ID :

La cartographie de l'iso-porosité du drain ID révèle des variations de densité de pores allant de 5% à 8%, avec une uniformité de porosité (de faible à médiocre) dans notre zone, généralement entre 5% et 10%, aux puits tels qu'OMN261 et OMN13.

On observe une porosité légèrement supérieure à médiocre aux puits OMN432 et OMN322 (figure 4.8).

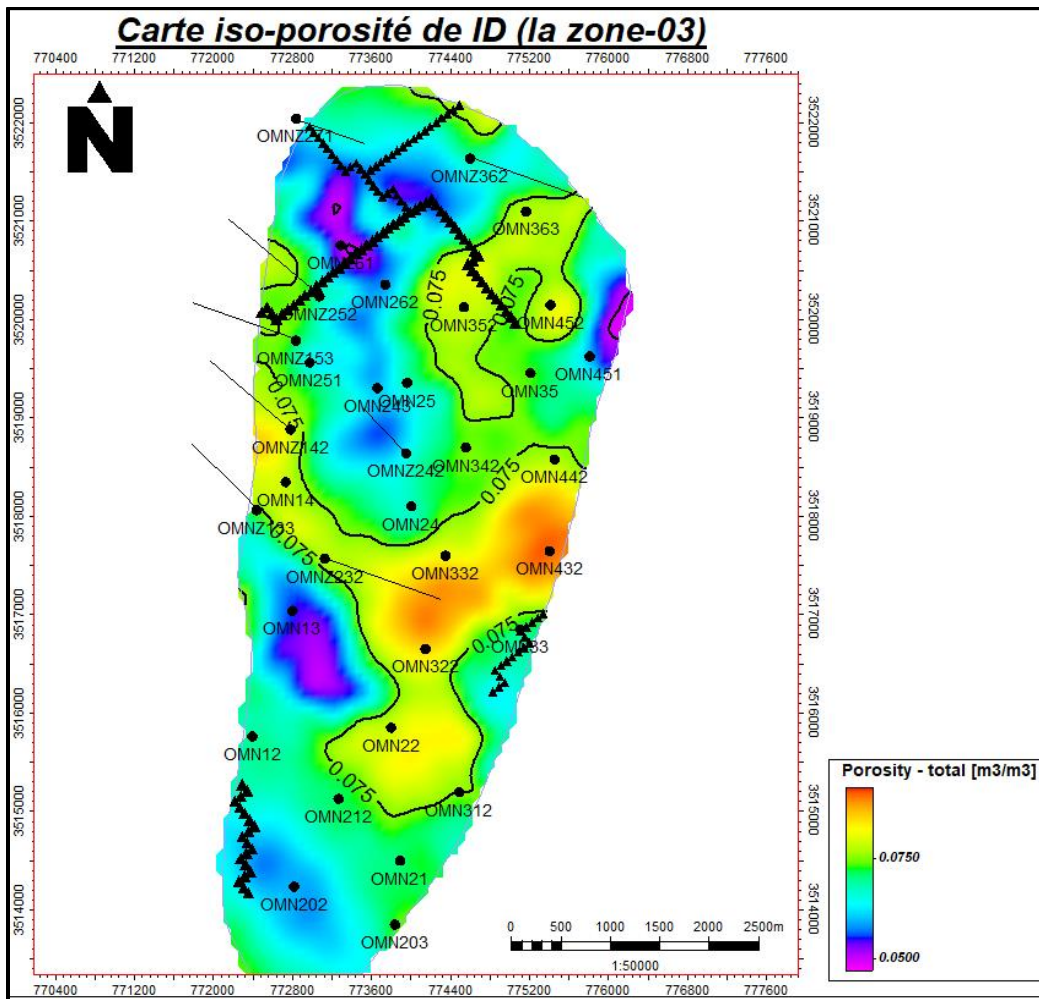


Figure 4.8 : Carte iso-porosité du drain ID (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

➤ Carte iso-porosité du drain D1 :

La carte d'iso-porosité du drain D1 révèle des variations de densité de pores de 5% à 11%, avec une uniformité de porosité généralement entre 5% et 10% dans notre région, aux puits tels que OMN262, OMN25 et OMN251.

On note une légère augmentation de la porosité à un niveau légèrement supérieur à médiocre aux puits OMN432, OMN322 et OMN22 (figure 4.9).

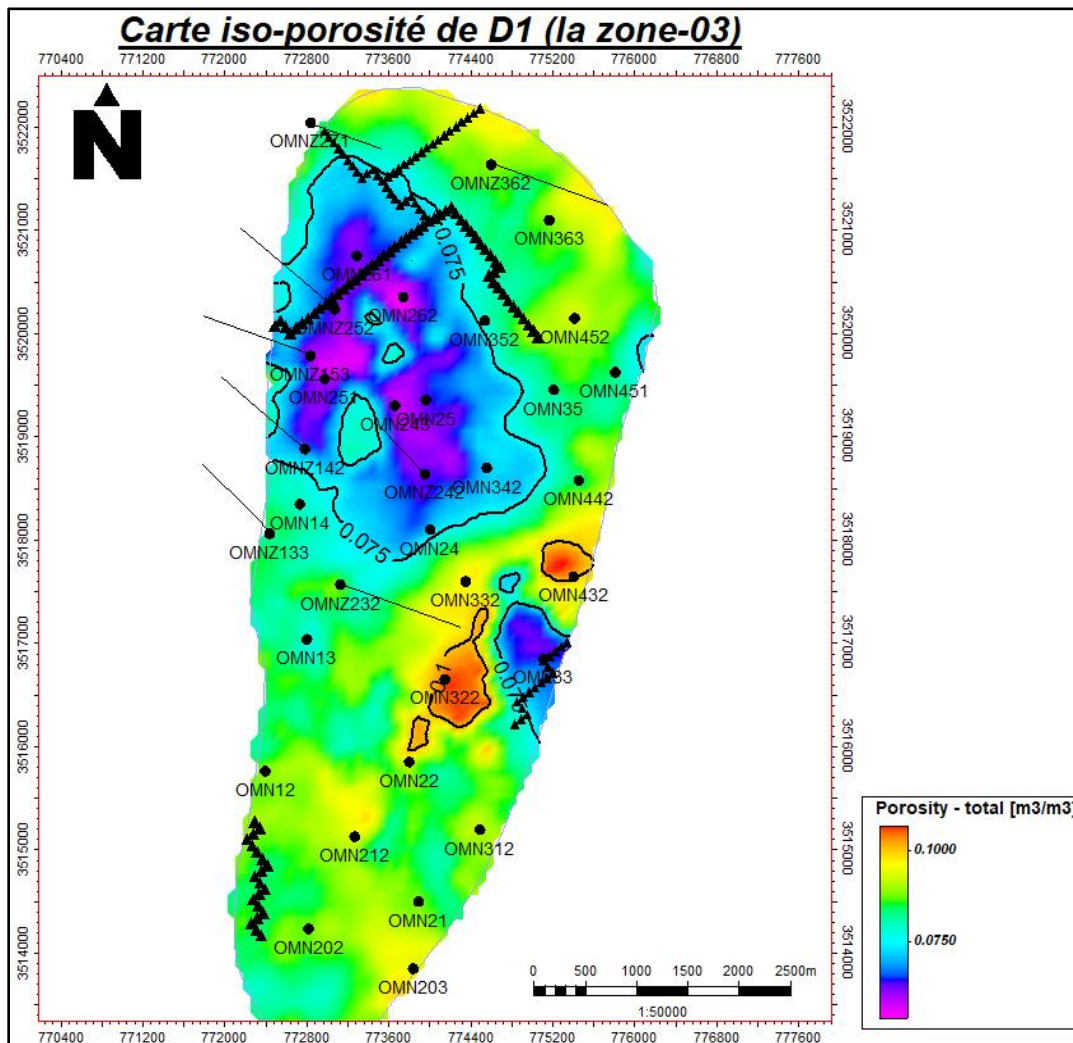


Figure 4.9 : Carte iso-porosité du drain D1 (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

IV.3. Cartes en Iso-Perméabilité :

IV.3.1. la perméabilité :

C'est la facilité avec laquelle une roche permet un fluide donné de la traverser, elle dépend fortement de la taille des grains, de la porosité et de la saturation.

La permeability act :

- Très faible si elle est inférieure à **1 md**.
- Faible si elle est comprise entre **1 md et 10 md**.
- Médiocre si elle est comprise entre **10 md et 50 md**.
- Moyenne si elle est comprise entre **50 md et 200 md**.
- Bonne si elle est comprise entre **200 md et 500 md**.
- Excellente si elle est supérieure à **1 md et 10 md**.

IV 3.2 Analyse des Cartes :

➤ Carte iso-perméabilité du drain D5 supérieur :

L'analyse de la carte d'iso-perméabilité montre que le niveau D5-Sup se distingue d'une perméabilité :

- Très faible par 0.25md à 1md : niveau du puits OMN14 et puits OMN352
- Faible par 1md à 10md : niveau du puits OMNZ271 et puits OMN22
- Médiocre par 10md à 40md : niveau du puits OMNZ12 et puits OMNZ252 (figure 4.10).

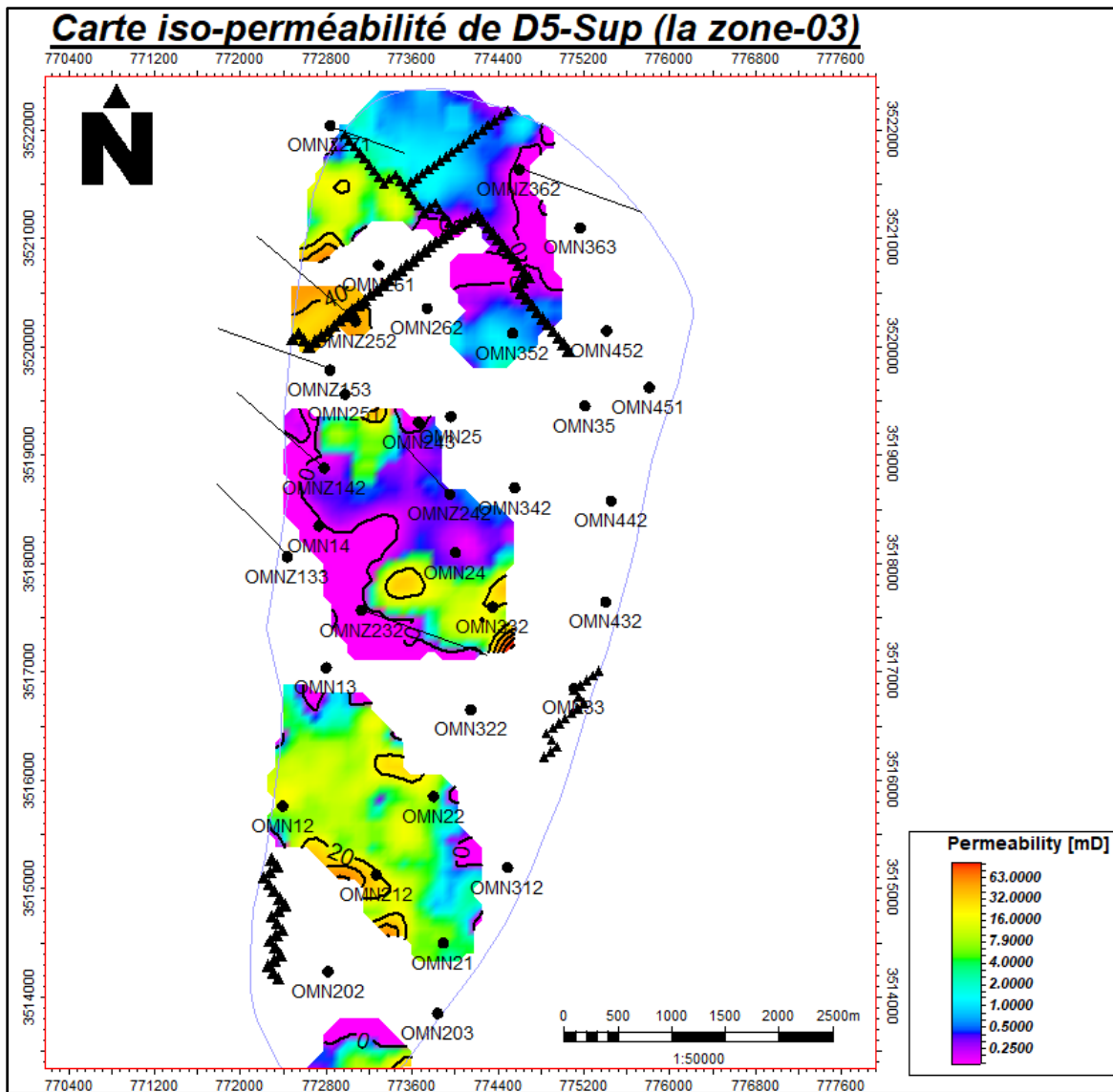


Figure 4.10 : Carte iso-perméabilité du drain D5-supérieur (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

➤ Carte iso-perméabilité du drain D5 inférieur :

L'analyse de la carte iso-perméabilité au niveau du D5-inf. montre que la distribution de la perméabilité est :

- Très faible par 0.25 md à 1 md: niveau du puits OMN452 et puits OMN13

CHAPITRE IV : EVALUATION DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES LA ZONE 03

- Faible par 1md à 10md : niveau du puits OMN312 et puits OMNZ361
- Médiocre par 10md à 50md : niveau du puits OMNZ271 et puits OMNZ232
- Moyenne par 50md à 63md : dans la direction NNW
- La perméabilité de D5 est généralement hétérogène (figure 4.11).

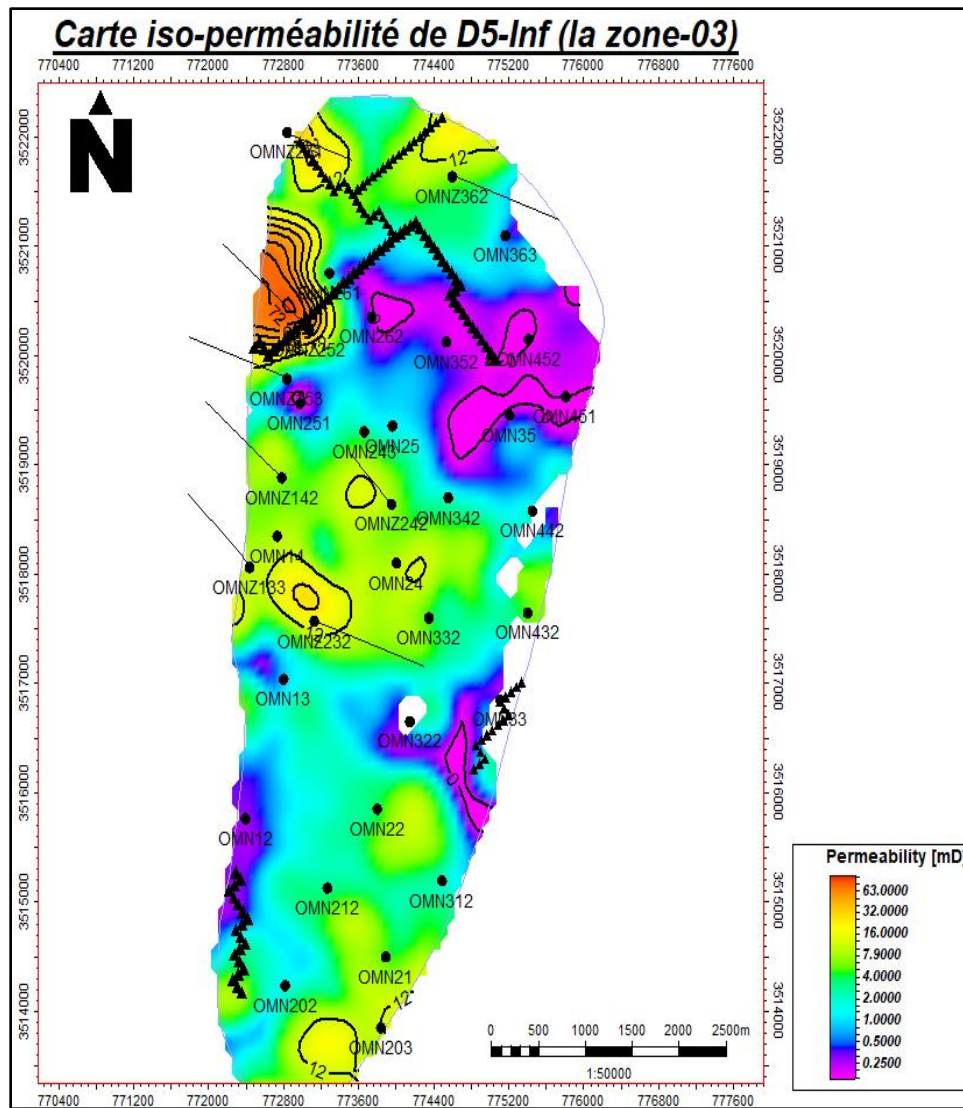


Figure 4.11 : Carte iso-perméabilité du drain D5-inférieur (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

➤ Carte iso-perméabilité du drain D4 :

La perméabilité de D4 est généralement hétérogène OÙ la carte illustre la distribution suivante:

- Très faible 0.25 md à 1md: niveau du puits OMN12 et puits OMN451
- Faible par 1md à 10md : niveau du puits OMN322 et puits OMN363
- Médiocre par 10md à 50md: niveau du puits OMNZ21 et puits OMNZ361
- Moyenne par 50md à 60md: niveau du puits OMNZ242 (figure 4.12).

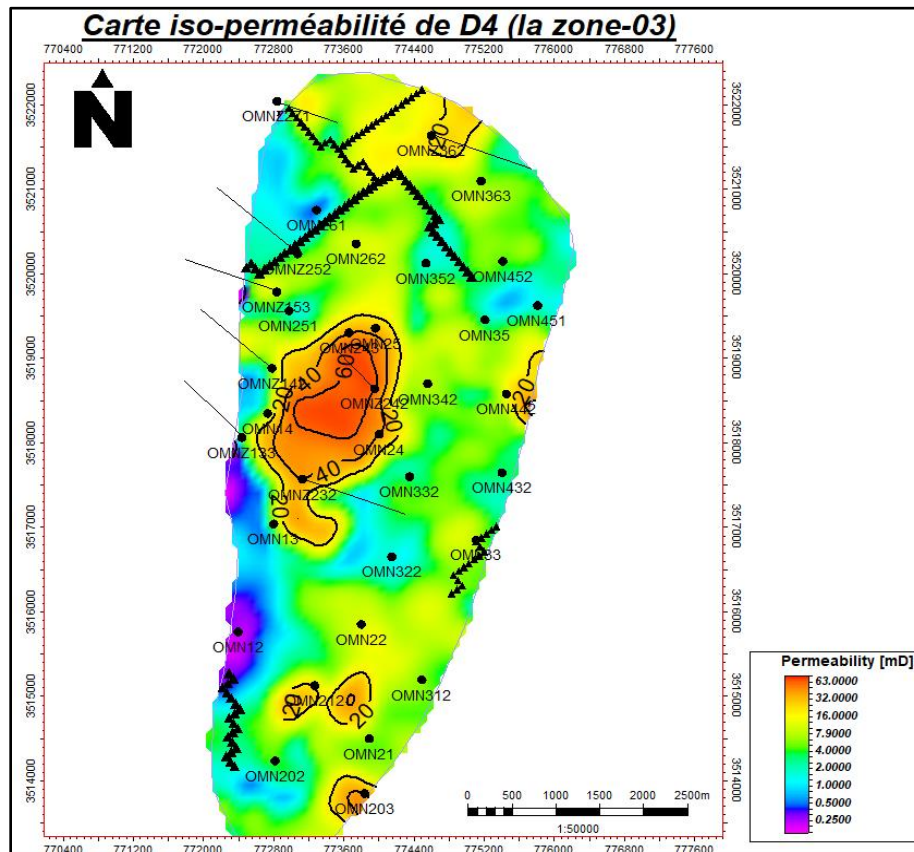


Figure 4.12 : Carte iso-perméabilité du drain D4 (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

➤ Carte iso-perméabilité du drain D3 :

La répartition de la perméabilité du D3 est généralement hétérogène très faible.

Our nous Remarque:

- Très faible par 0.25 md à 1md: niveau du puits OMN13 et puits OMN212
- Faible par 1md à 10md : niveau du puits OMN312 et puits OMNZ151
- Médiocre par 10md à 50md: niveau du puits OMNZ271 et puits OMNZ242 (figure 4.13).

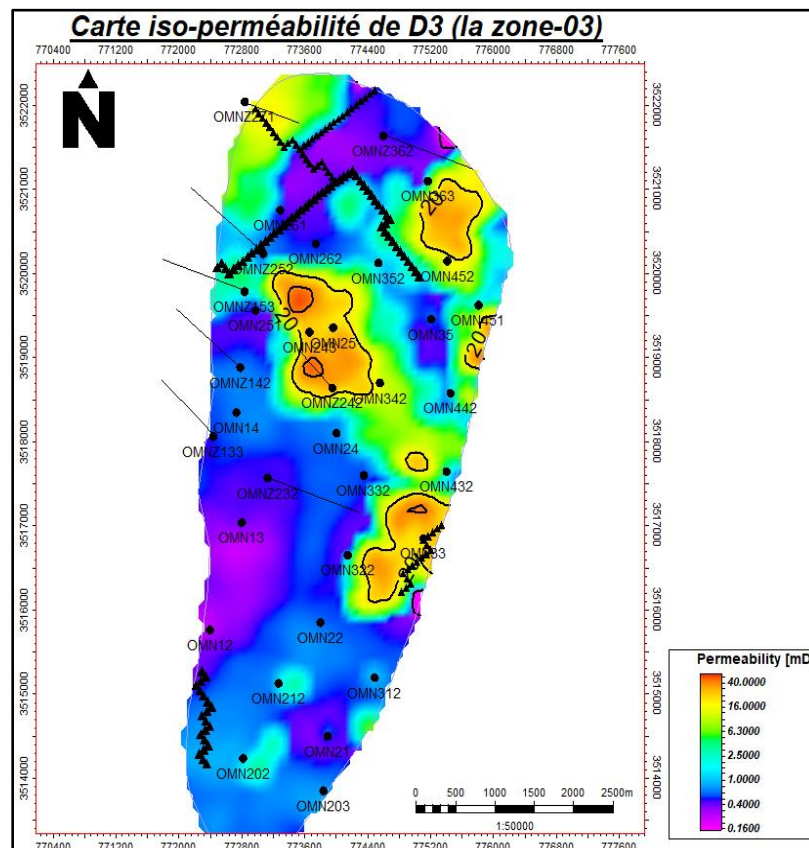


Figure 4.13 : Carte iso-perméabilité du drain D3 (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

➤ Carte iso-perméabilité du drain D2 :

L'analyse de la carte d'iso-perméabilité montre que le niveau D2 se distingue d'une perméabilité

- Très faible de 0.25 md à 1md : au NW et SSW au niveau du puits OMN153 et OMN12
- Faible de 1md à 10 md : au niveau du puits OMN212 et OMNZ363, OMN24
- Médiocre par 10md à 50md : niveau du puits OMN14 et OMPN242 (figure 4.14).

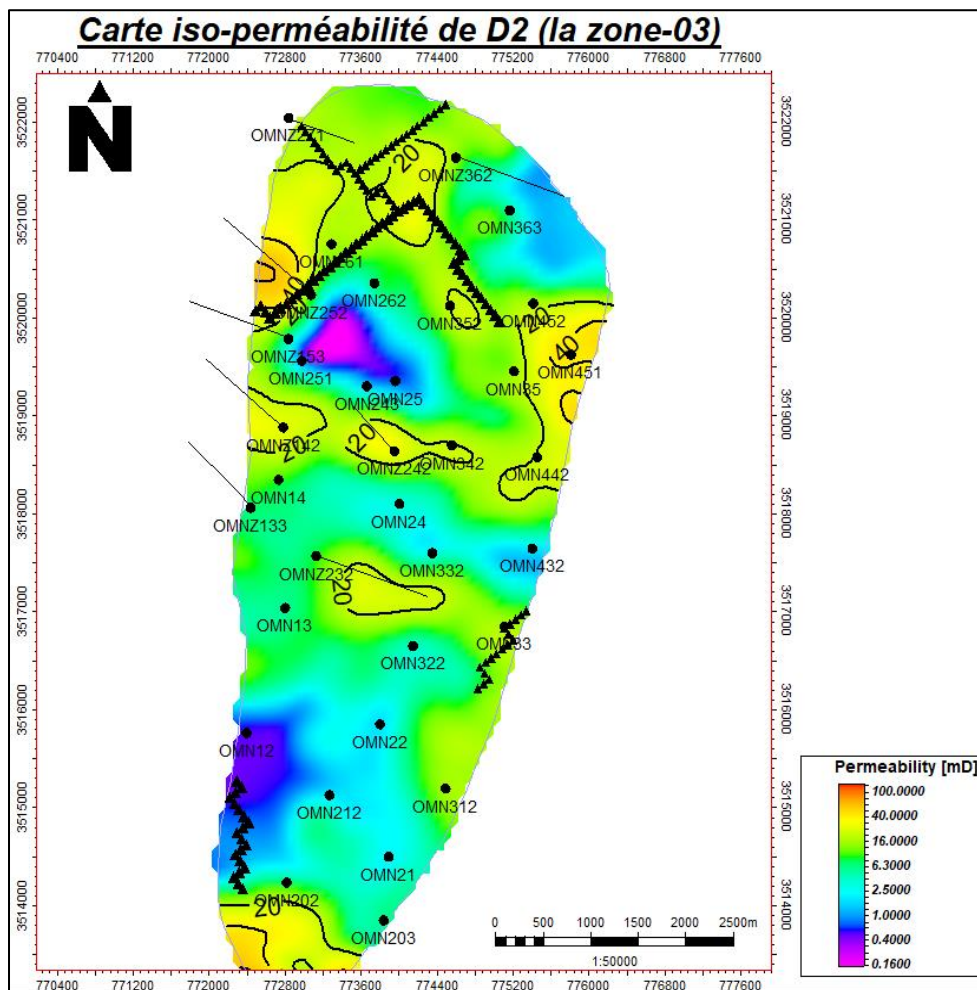


Figure 4.14 : Carte iso-perméabilité du drain D2 (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

➤ Carte iso-perméabilité du drain ID :

Perméabilité montre que le niveau DI se distingue d'une perméabilité

- Très faible par 0.4 md à 1 md: niveau du puits OMNZ271 et OMN332
- Faible par 1md à 9 md : niveau du puits OMN322 et OMNZ142 (figure 4.15).

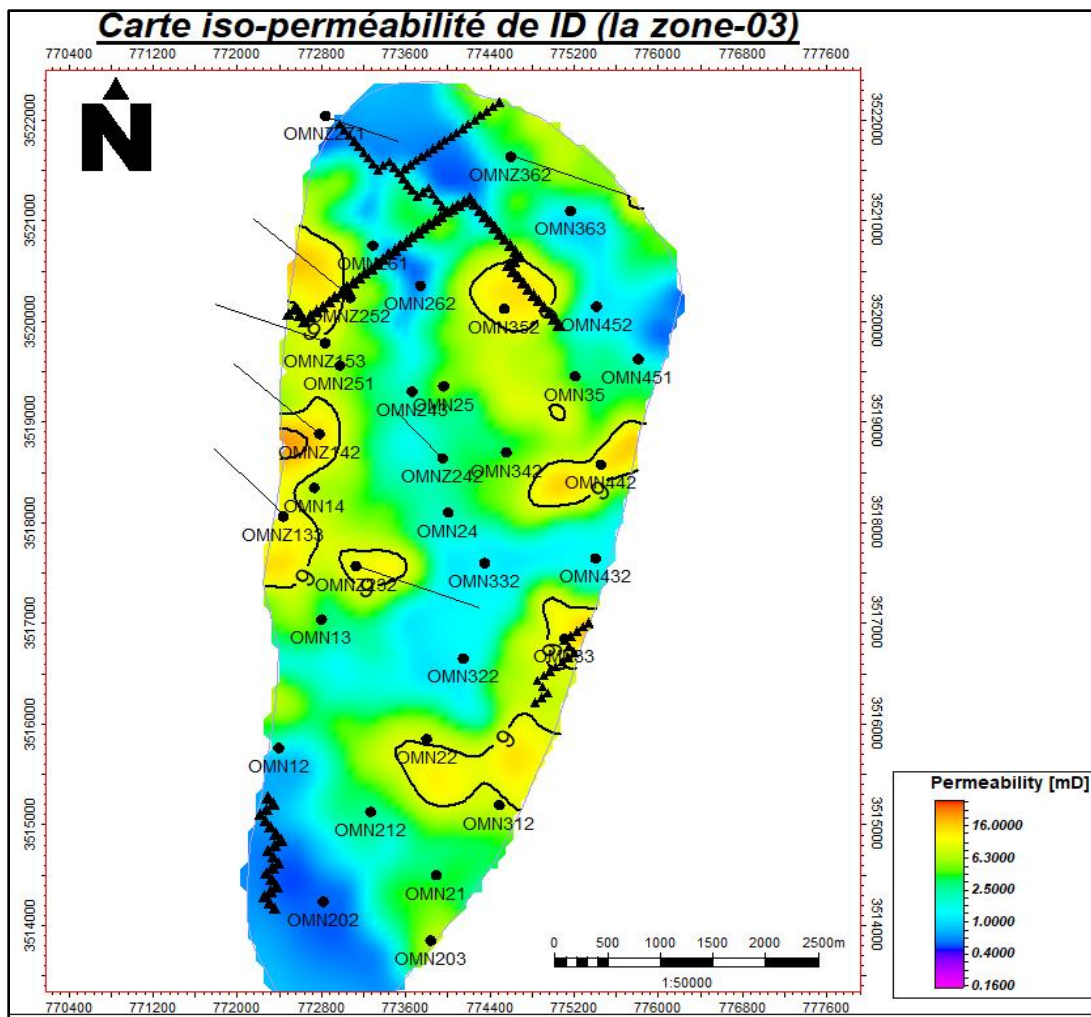


Figure 4.15 : Carte iso-perméabilité du drain ID (la zone 03)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

➤ Carte iso-perméabilité du drain D1 :

La perméabilité montre que le niveau D1 se distingue d'une perméabilité généralement hétérogène faible. Où nous remarquons

- Très faible par 0.16 md à 1md: niveau du puits OMNZ271 et OMN24
- Faible par 1md à 10 md : niveau du puits OMN202 et OMN451
- Médiocre par 10md à 50 md : niveau du puits OMN312 et OMNZ232
- Moyenne par 50 md à 60 md : OMNZ362 (figure 4.16).

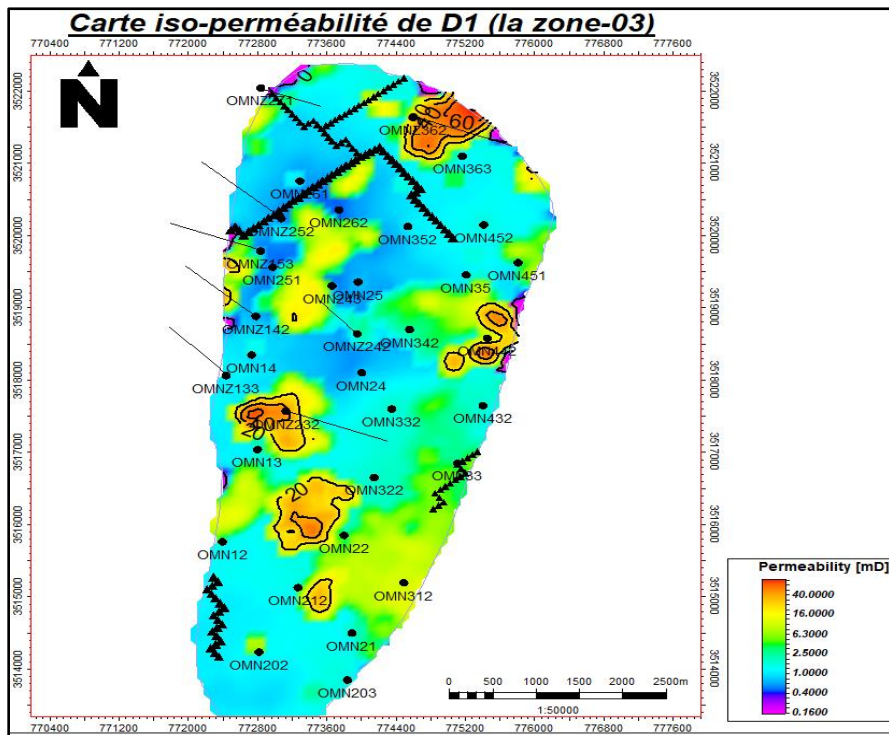


Figure 4.16 : Carte iso-perméabilité du drain D1 (la zone 03)

(Source : SonatrachDP-HMD, département géologique)

IV.4. Cartes en Water-Saturation :

IV.4.1. Analyse des Cartes :

La carte montre une distribution moyennement élevée des volumes d'eau sous la zone étudiée, tandis qu'il y a une élévation relative au niveau de la grande faille, atteignant environ 4 % aux puits OMNZ153 et OMN262 et OMN432. Quant au reste de la zone, la distribution de l'eau est plutôt basse à moyenne, variant entre 3 % et 3,4 % (Figure 4.17).

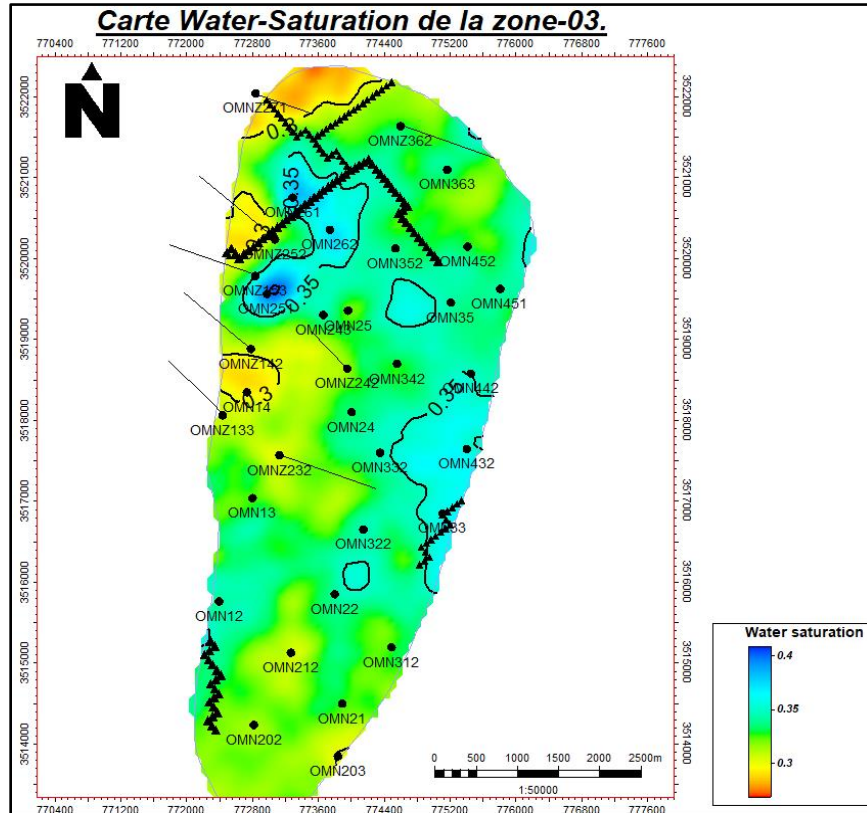


Figure 4.17 : Carte Water-Saturation de la zone 03

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

IV.5. Caractéristique petrophysique de réservoir :

IV.5.1. Corrélation caractéristique petrophysique de réservoir de puits OMN202 :

Au niveau de chaque puits la porosité et la perméabilité de carottes a été mesurée et les valeurs (Tableau 4.5) :

IV.5.1.1. La porosité :

- (3302m à 3312m): Faible valeur de porosité ; 4.5% Où elle est proche de la porosité calculée, qui est égale à. 5.44%
- (3312m à 3346m) et (3346m à3368m), (3368m à3390m), (3390m à3418m), (3418m à3431m): Médiocre valeur de porosité ; 5.43%, 8.93%, 8.07%, 6.55% et 8.00%, Où elle est proche de la porosité calculée, qui est égale de 5.17% à 7.82%.

IV.5.1.2. La perméabilité(k) : À une profondeur

- (3302m à 3312m) et (3346m à 3368m): Faible valeur de perméabilité d'une valeur égale 7.2md et 1.74md
- (3312m à3346m) et (3368m à3390m), (3390m à 3418m), (3418m à3431m): Médiocre valeur de perméabilité d'une valeur de 29.86md, 10.21md, 30.15md et 34.60md.

CHAPITRE IV : EVALUATION DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES LA ZONE 03

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR													
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTES					INTERPRETATION PAR ELAN (2)					
DRAIN	TOIT (m)	MUR (m)	EPAIS. (m)	K (md)	ϕ (%)	S _o (%)	S _w	DENS.SILT	INTERVALLE INTERP (m)	EP.INTERP (m)	ϕ (%)	S _w (%)	Vc1 (%)
D5	3302_3312		10	7.2	4.5	20	12	0.017	3305_3312	7	5.44	18.35	3.63
D4	3312_3346		34	29.86	5.43	23.54	10.65	0.016	3312_3346	34	5.17	17.98	5.52
D3	3346_3368		22	1.74	8.93	23.00	15.97	0.035	3346_3368	22	6.82	30.48	5.23
D2	3368_3390		22	10.21	8.07	24.80	8.48	0.022	3368_3390	22	6.05	36.98	6.14
ID	3390_3418		28	30.15	6.55	19.38	14.76	0.021	3490_3418	28	5.76	21.97	4.20
D1	3418_3431		13	34.60	8.00	24.87	20.87	0.021	3318_3326	8	7.82	23.41	5.34

Tableau 4.5 : Caractéristique petrophysique de réservoir de puits OMN202

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique).

IV.5.2. Corrélation caractéristique petrophysique de réservoir de puits OMN261 :

Au niveau de chaque puits la porosité et la perméabilité de carottes a été mesurée et les valeurs (Tableau 4.6) :

➤ **La porosité : À une profondeur**

- (3341m à 3370m): Faible D'une valeur égale 3.9% OÙ la porosité calculée est Médiocre avec une valeur 7%

CHAPITRE IV : EVALUATION DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES LA ZONE 03

- (3370m à 3414m): Médiocre D'une valeur égale 5.19% à 6.65% OÙ elle est proche de la porosité calculée, qui est égale à 5% à 7%
- (3414m à 3435.5m): Faible D'une valeur égale 3.98% OÙ La porosité calculée est Médiocre avec une valeur 6%

➤ La perméabilité(k) : À une profondeur

- (3341m à 3391m) : Très faible D'une valeur égale 0.24md à 0.57md
- (3391m à 3414m) : Faible D'une valeur égale 1.49md
- (3414m à 3435.5m) : Très faible D'une valeur égale 0.22md

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE				RESULTATS - CAROTTES						INTERPRETATION PAR ELAN				
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	K	PHI	So	Sw	EP-CAR	DENS-SILT	INTERVALLE INTERP	EP.INTERP	PHI	Sw	Vc1
	(m)	(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)	(m)		(m)	(m)	(%)	(%)	(%)
D4	3341 à 3370.0		29.0	0.24	3.98	-	-	-	-	3341 à 3370.0	04.91	07.0	19.0	10.0
D3	3370 à 3391.0		21.0	0.57	5.19	-	-	-	-	3370 à 3391.0	01.34	05.0	26.0	09.0
D2	3391 à 3414.0		23.0	1.49	6.65	-	-	-	-	3391 à 3414.0	10.67	07.0	10.0	08.0
ID	3414 à 3435.5		21.5	0.22	3.98	-	-	-	-	3414 à 3435.5	06.11	06.0	16.0	12.0

Tableau 4.6 : Caractéristique petrophysique de réservoir de puits OMN261

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Les données recueillies dans cette étude fournissent des informations cruciales pour la compréhension du réservoir et pour orienter les futures activités d'exploitation pétrolière. Elles mettent en évidence une variation significative de la porosité et de la perméabilité à différentes profondeurs et emplacements des puits examinés. Ces données pétrophysiques sont essentielles pour optimiser les opérations telles que le forage de puits et la gestion de la production.

De plus, les cartes générées indiquent que les zones le long de la faille présentent des niveaux élevés de porosité et de perméabilité, en particulier dans la partie nord-ouest. Ces informations sont cruciales pour l'évaluation et la gestion des réservoirs dans la zone géologique 03 concernée.

En utilisant ces données pour guider les décisions et les stratégies, il est possible d'optimiser les opérations d'exploitation, de maximiser le potentiel de production et d'assurer une gestion efficace des ressources pétrolières dans la région. En fin de compte, cette étude contribue à une meilleure exploitation des ressources pétrolières tout en assurant une gestion responsable et durable de l'environnement géologique.

Recommandation

Assurez-vous systématiquement de contrôler les données entrées dans le logiciel afin de repérer toute valeur aberrante susceptible d'influencer le modèle.

Avant toute chose, il est primordial de vérifier la précision du modèle à travers un contrôle qualité.

L'analyse des cartes et des données issues du modèle doit être réalisée de manière logique en priorité pour garantir la fiabilité du modèle.

REFERENCES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- **DOCUMENTATIONS SONATRACH EP :** (division production) département de géologie.
- **Barhouchi Akram (2021/2022) :** Contribution à l'étude pétrophysique et cartographique dans le champ de Hassi Messaoud Sud-est de l'Algérie.
- **WEC (2007):** Well Evaluation Conference «WEC», SLB document, 534 p.
- **(Cossé): 1986.**
- **MHAMMEDI MOHAMMED LAID (2017/2018) :** Evaluation Des Paramètres Pétrophysiques De La Zone 15 Du Champ De Hassi Messaoud.
- **Ben Saadia AbdErrahmane (2015/2016) :** Application de l'approche géostatistique à l'étude des caractéristiques pétrophysiques du réservoir Cambro ordovicien (région de Hassi Messaoud-zone24).
- **BEICIP FRANLAB. (1979) :** Zone périphérique du champ de Hassi Messaoud, réservoir cambro-ordovicien. Rapport Interne Sonatrach.
- **BEICIP FRANLAB (1995) :** Révision du modèle géologique du champ de Hassi Messaoud. Rapport Interne sonatrach.
- **DOCUMENT SONATRACH. (2001) :** géologie de Hassi Messaoud.
- **GHENIFI Ouissam (2013) :** IAP SONATRACH
- **WELL EVALUATION CONFERENCE FR. (2005) :** Géologie de la Algérie.
- **BENGLIA RAMDANE (2020 / 2021) :** Evaluation pétrophysique du réservoir Quartzites Hamra dans le champ de Hassi Tarfa

REFERENCES

- **Crossley, R. & McDougall, N. (1998):** Lower Palaeozoic reservoirs of North Africa. In: Petroleum geology of North Africa, Geological Society Special Publication no. 132, pp 97-108. (ed by Macgregor, D. S., Moody, R.T. J. & Clark-Lowes).
- **Eschard, R., Abdallah, H., Braik, and F. & Desaubliaux, G. (2005):** The Lower Paleozoic succession in the Tassili outcrops, Algeria: sedimentology and sequence stratigraphy In: first break, 23, pp 27-36.
- **Fekirine, B. & Abdallah, H. (1998):** Palaeozoic lithofacies correlatives and sequence stratigraphy of the Saharan Platform, Algeria. In: Petroleum geology of North Africa, Geological Society Special Publication no.132, pp 97-108. (ed by Macgregor, D. S., Moody, R. T. J. & Clark-Lowes).
- **Ghienne, J.-F., Boumendjel, K. Paris, F., Videt, B., Racheboeuf, P. & Ait Salem, H. (2007):** The Cambrian-Ordovician succession in the Ougarta Range (western Algeria, North Africa) and the interference of the late Ordovician glaciation on the development of the Lower Paleozoic transgression on northern Gondwana: Bulletin of geosciences 82(3), pp 183-214.
- **Echikh, K. (1998):** Geology and hydrocarbon occurrences in the Ghadames Basin, Algeria, Tunisia, And Lybia in: Macgregor, D. S., Moody, R. T. J. & Clark-Lowes, D. D. (eds): Petroleum geology of North Africa, Geological Society Special Publication no. 132, pp 109-129.
- **Fekirine, B. & Abdallah, H. (1998):** Palaeozoic litho facies correlatives and sequence stratigraphy of the Saharan Platform, Algeria. In: Macgregor, D. S., Moody, R. T. J. & Clark-Lowes, D. D. (eds): Petroleum geology of North Africa, Geological Society Special Publication no. 132, pp 97-108.
- **D'après Larousse 2004**

Résumé

L'étude de la zone 3 de Hassi Messaoud met en lumière plusieurs points cruciaux. Tout d'abord, la description détaillée du réservoir cambrien et l'état des puits fournissent des informations essentielles pour comprendre la géologie et la structure de la région. Les carottes des puits OMN202 et OMN261 révèlent des caractéristiques lithologiques similaires, avec des variations dans la taille des grains et la présence de minéraux divers, tandis que les fractures sont fréquentes et colmatées par différents matériaux.

L'analyse des cartes en isobathes révèle une distribution non homogène de la porosité et de la perméabilité, notamment le long des failles, avec des niveaux élevés de ces propriétés, en particulier dans la partie nord-ouest.

En ce qui concerne les images obtenues, les images EARTH et CBIL offrent une qualité modérée à bonne, avec une meilleure résolution des lits sur l'EARTH Imager et une meilleure visibilité des fractures sur le CBIL. Les fractures observées sont principalement du type CFRAC, avec quelques fractures partiellement ouvertes. Aucune faille majeure n'a été identifiée.

Des zones de faible résistivité, probablement des zones de percée d'eau, ont été observées à différentes profondeurs. Ces données pétrophysiques soulignent une variation significative de la porosité et de la perméabilité à différentes profondeurs et emplacements des puits.

Summary

The study of Zone 3 in Hassi Messaoud highlights several crucial points. Firstly, the detailed description of the Cambrian reservoir and the state of the wells provide essential information for understanding the geology and structure of the region. Core samples from wells OMN202 and OMN261 reveal similar lithological characteristics, with variations in grain size and the presence of various minerals, while fractures are frequent and filled with different materials.

Analysis of maps using isobaths reveals a non-uniform distribution of porosity and permeability, especially along faults, with high levels of these properties, particularly in the northwest.

Regarding the obtained images, EARTH and CBIL images offer moderate to good quality, with better resolution of beds on the EARTH Imager and better visibility of fractures on the CBIL. The observed fractures are mainly of the CFRAC type, with some partially open fractures. No major faults have been identified.

Areas of low resistivity, likely water breakthrough zones, have been observed at different depths. These petrophysical data emphasize significant variation in porosity and permeability at different depths and locations of the wells.

ملخص

دراسة منطقة 3 في حاسي مسعود يسلط الضوء على عدة نقاط حيوية. في البداية، توفر الوصف المفصل للحوض الكامبري وحالة الآبار معلومات أساسية لفهم الجيولوجيا والبنية في المنطقة. تكشف عينات الحفر OMN202 و OMN261 عن خصائص ليثولوجية متشابهة، مع اختلافات في حجم الحبيبات ووجود معادن متنوعة، بينما تكثر الشقوق وتتسد بمواد مختلفة. تكشف تحليل الخرائط بالإيزوبات عن توزيع غير متجانس للتسامح و النفاذية، خاصة على طول الخلل، مع مستويات مرتفعة من هذه الخصائص، خاصة في الجزء الشمالي الغربي.

فيما يتعلق بالصور المحصلة، تقدم الصور EARTH و CBIL جودة معتدلة إلى جيدة، مع دقة أفضل للأسرة على EARTH Imager ورؤية أفضل للشقوق على CBIL. الشقوق المرصودة تكون في الغالب من نوع CFRAC، مع بعض الشقوق جزئياً مفتوحة. لم يتم تحديد أي خلل رئيسي.

Résumé

تم ملاحظة مناطق منخفضة المقاومة، على الأرجح مناطق نفوذ مياه، على أعماق مختلفة. تؤكد هذه البيانات البتروفيزيائية على تغير ملحوظ في التسامح و النفاذية في أعماق ومواقع مختلفة للآبار