

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE**

**Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou  
Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques**

**Département des Sciences Géologiques**

---



**MEMOIRE**

**Présenté pour l'obtention du diplôme de MASTER**

**En : Sciences de la Terre**

**Spécialité : Ressources Minéraux  
Géo-matériaux et Environnement**

Etudié Par :

**KICHE MAHDI  
HADRI AHMED**

**Mme. Izri Dahbia**

*Thème*

***ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE ET L'ASPECT  
PETROPHYSIQUE  
DES RESERVOIRS F6 (SAG) DU CHAMP TOUAL  
GASSI TOUIL***

**Soutenu publiquement le :12/07/2022, devant le jury composé de :**

Mr. Makhlof Ali..... Maitre-Conférence A /UMMTO.....Président

Mr. Sami Lounis.....Professeur/UMMTO.....Examineur

Mme Izri Dahbia.....Maitre-Assistante A/ UMMTO..... Promotrice

Mr. Boudraa Djamel-Eddin.....Ingénieur /SONATRACH.....Co-Promoteur

***Promotion 2021 / 2022***



# Remerciements

Tout d'abord nous remercions le Dieu tout puissant maître des cieux et de la terre, de nous avoir aidés et donnés le courage et la volonté pour pouvoir mener ce modeste travail à terme. Il nous est particulièrement agréable d'exprimer notre gratitude à notre promotrice **Mme Izri Dahbia** pour ces conseils précieux, son expérience et sa rigueur dans le travail. Ses travaux nous ont inspirés lors de nos recherches. On le remercie aussi pour l'ouverture de son bureau et d'avoir mis tous les moyens à notre disposition.

Nos profonds remerciements à **Mr. Makhlouf Ali** d'avoir accepté de présider la commission du jury, on le remercie également pour bien vouloir examiner notre travail et leur enseignement qui a éclairé notre formation en Géologie Minière.

On tient à remercier également **Mr. Sami Lounis** de nous avoir fait l'honneur d'accepter de juger et examiner ce travail.

Nous adressent nos plus sincère remerciements à **EL Khale Mr. Kiche Abdellah**, pour son dévouement et son aide précieuse.

On remercie également toute l'équipe pédagogique du Département des Sciences Géologiques et tous les enseignants qui ont contribué à notre formation.

Dans l'immensité de l'Atlas Saharien, un remerciement spécial au gens de Gassi Touil. Merci à tous ceux qu'on n'a pas cité et qui par l'apport d'un petit rien ont contribué énormément à ce travail.



# *Dédicace*

Je dédie ce travail à **mes très chers parents** pour leur amour, leur courage, leur prières, leur soutien moral et surtout pour leurs sacrifices pour me permettre d'atteindre cette étape de ma vie Que Dieu vous protège et vous procure santé et bonheur.

A **mes Frères et ma chère Sœur** surtout **Khouya azizen (Yacine)**, qui m'ont toujours épaulé et encouragé et à qui je souhaite prospérité et vivre en gaité ;

A mes oncles, mes cousins, mes cousines

A mon binôme **Ahmed** qui ma soutenus pendant cette durée de travail sans oublié toute sa famille.

A mes chers amis, **Hamza, Aghiles, Bring, Moussa, Omar nagh, chihab, Ali, Zaki, Ouardia, Ilham, Ahlem, feriel, La Zin, La Tin, Ines**

Enfin, à tous ceux que j'ai estimés durant mon cursus universitaire

*Mahdi*

# *Dédicace*

Je dédie ce travail à **mes très chers parents** pour leur amour, leur courage, leur prières, leur soutien moral et surtout pour leurs sacrifices pour me permettre d'atteindre cette étape de ma vie Que Dieu vous protège et vous procure santé et bonheur.

A **mes Frères et ma chère Sœur** qui m'ont toujours épaulé et encouragé et à qui je souhaite prospérité et vivre en gaité ;

A mes deux chères grands-mères et a mon grand père, ma tante, mes oncles et ma chère petite cousine.

A mon binôme **Mahdi** qui ma soutenus pendant cette durée de travail sans oublié toute sa famille.

A mes chers amis, **Krimo, Brahim B, Aghiles, Bring, Moussa, Omar nagh, Zaki, Ouardia, Bahla, Lyna, Ilham,** sans oublié **Lamia**

Enfin, à tous ceux que j'ai estimés durant mon cursus universitaire

*Ahmed*

**Résumé**

La région de Gassi Touil, située à l'Ouest de Berkine à environ 150 km au Sud-Est de Hassi Messaoud, est une vaste zone où plusieurs champs sont productifs dans le Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS), dans le Cambro-Ordovicien (RI) et dans le Silurien argilo-gréseux (F6). Le F6 est une épaisse série de plusieurs centaines de mètres, composée d'une alternance d'unités argileuses, jouant le rôle de couverture, et d'unités gréseuses d'épaisseur moyenne de 5 à 10 m pouvant constituer des bons réservoirs.

L'étude sédimentologique du réservoir F6, nous a permis de le subdiviser en cinq séquences de dépôts d'ordre trois montrant des faciès évoluant du milieu marin ouvert (l'offshore) à la plaine côtière, en passant par l'avant plage (shoreface) sous l'influence alternée de vagues et de tempêtes. Les grès siluriens sont affectés juste après leur dépôt par plusieurs phases de cimentation : siliceuse, argileuse et carbonatée, suivies d'une dissolution qui a engendré une forte porosité secondaire. Une dissolution bien mise en évidence dans les unités M2, A1, A2 définies par les pétroliers comme étant de bons réservoirs productifs connus au niveau du Silurien argilo-gréseux de la région d'étude.

**Mots clés** : réservoir F6, séquence de dépôt, offshore, shoreface, discordance hercynienne, diagenèse



# Sommaire

**Liste des figures**

**Liste d'annexes**

**Liste des tableaux**

**Résumé**

**Introduction générale**

## Chapitre I : PRESENTATION DE LA REGION GASSI TOUIL

<b>I.1 SONATRACH Division Production (DP)</b> .....	1
I.1.1 Présentation de site Gassi Touil.....	1
<b>I.2 Organigramme de site</b> .....	2
<b>I.3 Les champs</b> .....	4
<b>I.4. Inventaire succinct des unités d'exploitation</b> .....	5
I.4.1 Le centre de production CP .....	5
I.4.2 Unités de traitement de gaz naturel CPF .....	7

## Chapitre II : DESCRIPTION DU CHAMP TOUAL

<b>II.1 Introduction</b> .....	8
<b>II.2 Localisation du champ Toual</b> .....	8
<b>II.3. Tectonique régional et local</b> .....	9
II.3.1 Tectonique régional.....	9
II.3.1 Tectonique local .....	10
<b>II.4 Historique de recherche</b> .....	11

<b>II.5. Aspect structural</b> .....	11
<b>II.6. Stratigraphie du champ</b> .....	12
II.6.1. Mio-pliocène .....	12
II.6.2. Le Crétacé.....	12
II.6.3. Le Jurassique .....	13
II.6.4. Le Trias.....	13
II.6.5. Le Silurien .....	14
<b>II.7 Les cartes structurales</b> .....	16
II.7.1 Carte structural au toit du TAGS.....	16
II.7.2 Carte structural au toit du TAGI.....	17
II.7.3 Carte structural au toit du SILURIEN-M2 .....	18
II.7.4 Carte structural au toit du l'Ordovicien.....	19
<b>II.8 Système Pétrolière de la région Toual</b> .....	20
II.8.1 Roche mère, piégeage et migration .....	20
II.8.2 Roches couvertures.....	21
II.8.3 Roches réservoirs .....	22

## Chapitre III : ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE ET PETROGRAPHIQUE

<b>III.1 Introduction</b> .....	27
<b>III.2 Description des structures sédimentaires rencontrées dans les sondages</b> .....	27
III.2.1 Définition des structures sédimentaires .....	27
III.2.2 Les structures liées à l'activité des courants .....	27
III.2.3 Les structures liées à l'activité des organismes.....	32
III.2.4 Description de quelques ichnogenres rencontrés dans les sondages étudiés .....	33
<b>III.3 Description des faciès et associations de faciès dans les sondages étudiés</b> .....	36
III.3.1 Association des faciès de la plaine côtière.....	36
III.3.2 Association de faciès du domaine de plage (Foreshore).....	37
III.3.3 Association de faciès d'avant-plage (Shoreface) .....	37
III.3.4 Association de faciès du domaine marin ouvert (offshore) .....	37
<b>III.4 Description des carottes du SAG</b> .....	37
III.4.1 Etude sédimentologique des carottes .....	39
III.4.1.1 Le puits ETB-2.....	39
III.4.1.2 Le puits TOUC-1 .....	41
III.4.1.3 Le puits TOUW-1 .....	42
III.4.1.4 Le puits TOUW-2... ..	42

III.4.2 Associations des facies .....	45
III.4.3 Corrélation des principaux dépôts du SAG... ..	48
<b>III.5 Pétrographie et Diagenèse .....</b>	<b>50</b>
III.5.1. Pétrographie classique.....	50
III.5.2. Analyse de la fraction argileuse .....	51
<b>III.6 Relations faciès sédimentaire avec porosité et diagenèse .....</b>	<b>52</b>

## Chapitre IV : ASPECT PETROPHYSIQUES

<b>IV.1 Introduction .....</b>	<b>54</b>
<b>IV.2 Données disponibles .....</b>	<b>54</b>
IV.2.1 Carottes .....	55
IV.2.2 Information générales .....	55
<b>IV.3 Examen des diagraphies et édition.....</b>	<b>55</b>
<b>IV.4 Evaluation pétrophysique .....</b>	<b>57</b>
VI.4.1 Méthodologie .....	57
VI.4.2 Calibration .....	58
IV.4.2.1 Volume d'argile .....	58
IV.4.2.2 Porosité .....	58
IV.4.2.3 Saturation en eau.....	61
VI.4.3 Résultats.....	61
VI.4.4 Définitions des Cut-offs et calcul des moyennes.....	63
<b>IV.5 Evaluation en présence de chlorite .....</b>	<b>63</b>
IV.5.1 Intégration des analyses pétrographiques .....	64
IV.5.2 Analyse des réponses diagraphiques.....	65
IV.5.2 Intégration des données de test .....	68

## CONCLUSION GENERAL ET RECOMMANDATION

<b>Conclusion générale et recommandation.....</b>	<b>70</b>
---	-----------

## BIBLIOGRAPHIE

<b>Bibliographie .....</b>	<b>72</b>
----------------------------	-----------



## *Liste des figures*

Figure.1 : Situation géographique de la région Gassi Touil.....	2
Figure.2 : L'organigramme de la région Gassi Touil .....	2
Figure.3 : L'organigramme de la division Engineering et Production (EP) .....	3
Figure.4 : Implantation des champs de la région Gassi Touil .....	4
Figure.5 : Localisation du champ de Toual .....	8
Figure.6 : Bloc montrant la faille de Ramade et son rejet.....	9
Figure.7 : La colonne stratigraphique type du champ Toual .....	15
Figure.8 : Carte en isobathes au toit du TAGS .....	16
Figure.9 : Carte en isobathes au toit du TAGI.....	17
Figure.10 : Carte en isobathes au toit du SAG-M2 .....	18
Figure.11 : Carte en isobathes au toit du l'Ordovicien .....	19
Figure.12 : Carte de la maturation de la roche mère Silurien.....	21
Figure.13 : Le litage oblique (Cross bedding) ETB-2, C4,3625.25 m.....	30
Figure.14 : Le litage horizontal faiblement incliné TOUW-1, C9,3518.75 m.....	30
Figure.15 : Les drapages argileux (Mud draps ou mud layers) TOUW-2, C1,3542.25 m.....	30
Figure.16 : Les litages en flasers (Flaser bedding) TOUW-2, C5,3653 m.....	30
Figure.17 : Les litages lenticulaires (Lenticular bedding) ETB-2, C4,3621.25 .....	31
Figure.18 : Les litages en mamelons (Hummocky cross stratification) TOUC-1, C4,2432m .....	31
Figure.19 : Les convolutes (Slumps) ETB-2, C2, 3438-3439 m.....	31
Figure.20 : Grés gris fin poreux à galets d'argile sédiritique TOUC-1, C4,3436.7 m.....	31
Figure.21 : Ichnofaciès Skolithos (Benton & Harper, 1997).....	32
Figure.22 : Ichnofaciès Cruziana (Benton & Harper, 1997).....	33

Figure.23 : Asterosoma dans un grès fin à stratification plane légèrement oblique et à galets et drapages d'argile TOUC-1, C3, 2412.10 m .....	34
Figure.24 : Facies hétérolithique assez bioturbé de type platonitesn TOUC-1 C3, 2408m.....	34
Figure.25 : Les ichnogenrs rencontrés dans les sondages étudiés.....	35
Figure.26 : Plan de localisation des puits carottés étudiés .....	39
Figure.27 : Carottes du puits ETB-2, Document SH-EXPLO.....	40
Figure.28 : Carottes du puits TOUC-1, Document SH-EXPLO .....	41
Figure.29 : Carottes du puits TOUW-1, Document SH-EXPLO .....	43
Figure.30 : Carottes du puits TOUW-2, Document SH-EXPLO .....	44
Figure.31 : Profil interprétée en facies et coupe sismique associée.....	49
Figure.32 : Exemples de ciments chloritique dans le SAG.....	52
Figure.33 : Synthèse diagenétique par puits et intervalles stratigraphique.....	53
Figure.34 : Cross Plot NPHI/RHOB des puits étudiés .....	57
Figure.35 : Volume d'argile calculée suivant les indicateurs utilise du puits ETB-02.....	59
Figure.36 : Porosité calculée suivant la combinaison TNPH/RHOZ du puit ETB-02 .....	60
Figure.37 : Saturation d'eau calculer d'après le Pickett Plot.....	61
Figure.38 : Corrélacion diagraphique de la région Toual-section TOUSW-1 à ETB-2 .....	62
Figure.39 : Porosité versus perméabilité des puits ETB-1 et TOUW-1.....	64
Figure.40 : Cross plot pourcentage de chlorite versus environnement de dépôt.....	65
Figure.41 : Cross plot pourcentage de chlorite versus porosité moyenne .....	66
Figure.42 : Log diagraphique composite du puits TOUC-1 unité SAG_M2.....	67
Figure.43 : Crossplot CNC-ZDEN dans l'unité M2 du puits TOUC-1.....	68
Figure.44 : Log composite des diagraphies en présence de chlorite, unité_M2, puits TOUC-1 et ETBS-1 .....	69



## *Liste des tableaux*

<b>Tableau .1 :</b> Puits avec études sédimentologiques des carottes .....	-38-
<b>Tableau.2 :</b> Résumé des principaux facies .....	-47-
<b>Tableau.3 :</b> Résumé des principaux milieu dépôt par puits et intervalle stratigraphique .....	-47-
<b>Tableau.4 :</b> Echantillons prélevés pour l'étude diagenétique .....	-50-
<b>Tableau .5 :</b> Diagraphies disponibles dans le Silurien Argilo-Gréseux .....	-54-
<b>Tableau .6 :</b> Puits carottés et carottes disponibles .....	-55-



# *Liste des annexes*

---

**Annexe\_1 : Description sédimentologique du carotte n° 4 de SAG-M2-  
du puits ETB-2**

**Annexe\_2 : Description sédimentologique du carotte n° 5 de SAG-A1-  
du puits TOUC-1**

**Annexe\_3 : Description sédimentologique du carotte n° 11 de SAG-M2-  
Du puits TOUW-1**

**Annexe\_4 : Description sédimentologique du carotte n° 5 de SAG-M2-  
du puits TOUW-2**

**Annexe\_5 : Etude pétrographique semi quantitatives des échantillons du SAG**

**Annexe\_6 : Etude pétrophysique du Silurien argilo-gréseux du champ Toul  
Hauteurs utiles et paramétré moyen par formation et par puits**

Le bassin de Berkine constitue l'une des plus importantes provinces pétrolières du Sud Algérien. Son exploration a connu un important succès au cours de ces dernières années.

La région ouest de ce bassin, qui regroupe les champs de : Hamra, Brides Toul, Gassi Touil, Nezla et Hassi Echergi, est actuellement le siège d'un important projet d'exploration connu sous le nom de : "projet intégré gaz de Gassi Touil" qui vise, outre les réservoirs du Trias argilo gréseux (TAGS) et du Cambrien-Ordovicien (RI), ceux du Silurien argilo gréseux, communément appelés le F6.

Le F6 est une épaisse série de plusieurs centaines de mètres. Elle est composée d'une alternance d'unités argileuses, ayant le rôle de couverture, et d'unités gréseuses d'épaisseur moyenne de 5 à 15 m, pouvant constituer de bons réservoirs.

Nous nous sommes proposé d'étudier le réservoir F6, dans le but :

- D'identifier des faciès-types permettant de reconstituer un environnement de dépôt en intégrant les concepts nouveaux de la stratigraphie séquentielle.
- De déterminer l'extension des niveaux gréseux et en tenant compte des variations des faciès et des caractéristiques pétrophysiques.
- De mettre en évidence les phénomènes diagenétiques et leurs impacts sur la qualité des réservoirs.

Cette étude est scindée en quatre chapitres :

- Dans le premier chapitre de notre étude nous allons décrire la division de production de la région de Gassi Touil.
- Le deuxième chapitre portera sur l'étude et la présentation du champ Toul.
- Le troisième chapitre comprend deux volets : le premier est consacré à l'étude sédimentologique. Il commence par une description des différentes structures et des différents faciès observés sur carottes, lesquels seront regroupés, par la suite, en séquences de dépôt. Deuxième volet présente l'étude diagenétique et pétrographique des différents constituants (éléments figurés et ciments), la relation liant les différents ciments entre eux.
- Le quatrième et dernier chapitre traite de l'aspect pétrophysique des réservoirs étudiés.

# *Chapitre*

---

# *I*

## Présentation de la région Gassi Touil

## **I.1 SONATRACH Division Production (DP)**

**SONATRACH** est la compagnie national Algérienne pour la recherche, la production, le transport par canalisation, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures dérivés. Elle intervient également dans d'autres secteurs tel que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de la mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde où des opportunités se présentent.

**SONATRACH** est la première entreprise du continent africain et occupe une place de premier plan au niveau mondial. Sa production globale (tous produits confondus) est de 191 millions de TEP en 2015. Ses activistes constituent environ 31% du PNB DE l'Algérie. Elle emploie 120.000 personnes dans l'ensemble du groupe.

**SONATRACH** est divisée en quatre Activités : Exploration Production, Aval, Transport par canalisation et Commercialisation. La Division Production (DP) fait partie intégrante de l'activité Exploration Production.

### **I.1.1 Présentation de site Gassi Touil**

La Direction Régionale de **Gassi Touil** est l'une des dix Directions Régionales qui constituent la Division Production du pôle Exploitation Production / Activité Exploration Production du groupe Sonatrach.

Elle s'étend sur 170 km de long et 105 km de large Située à 1000 km au Sud Est d'Alger et à 150 km de Hassi Messaoud

#### Coordonnées Géographiques

**X : 06° 28' 7" E**

**Y : 30° 31' 0" N**

#### Coordonnées UTM

**X = 257 100**

**Y = 3 378 550**

Ses installations de surface collectent, traitent, stockent et exportent du brut, condensât, GPL et du gaz sec extraits des gisements des périmètres de : Brides, Nezla (Nord et Sud), Gassi El Adem, Gassi Touil, Toual, Hassi Touareg (Nord et Sud), Hassi chergui (Nord et Sud), Rhourde El Khelf.

Elle dispose de différentes installations de base, dont principalement :

- ✓ Deux unités de production (L'une traitement de brut et l'autre traitement de gaz)
- ✓ Des champs pétroliers et gaziers ;
- ✓ D'un périmètre agricole (lancé dans le cadre de la politique de développement de l'agriculture saharienne).



Figure.1 : Situation géographique de la région Gassi Touil

I.2 Organigramme de site

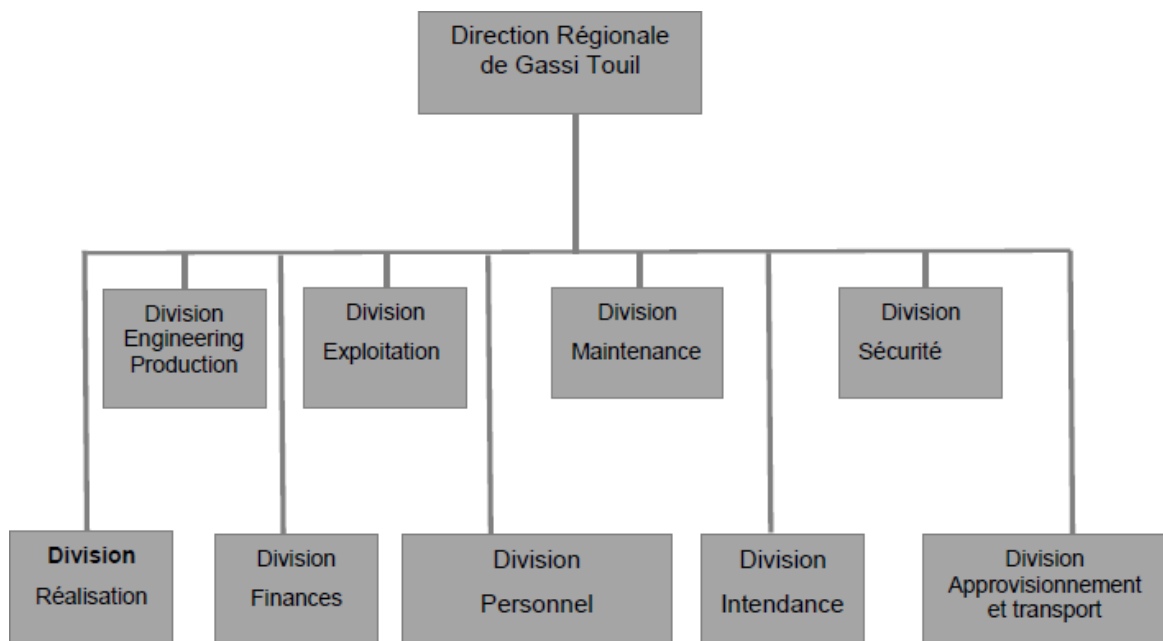


Figure.2 : L'organigramme de champ Gassi Touil

L'organigramme repris ci-dessus illustre l'organisation hiérarchique au niveau de la direction régionale du site de Sonatrach division production de Gassi Touil. Le directeur régional est situé au sommet de l'organigramme et dirige les divisions de GT. L'organigramme ici présente détaillée également l'organisation de la division Engineering et Production et d'un de ses services en détail.

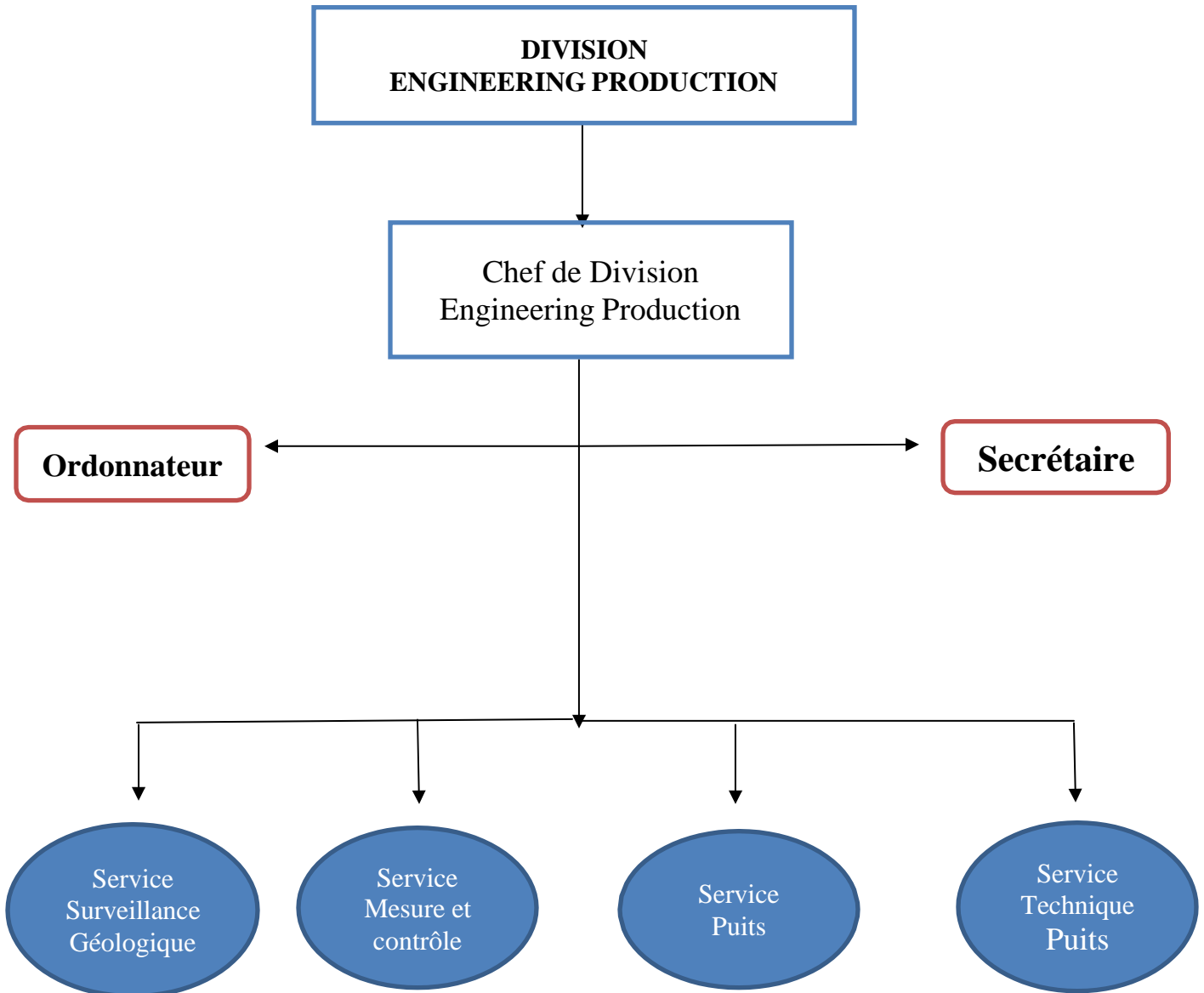


Figure.3 : L'organigramme de la division Engineering et Production (EP)

### I.3 Les champs

La région de Gassi Touil est composée de plusieurs champs dont les principaux sont :

- Gassi Touil découvert en 1961, 80 puits forés de gaz
- Nezla Nord découvert en 1958, 10 puits forés de l'huile et de gaz
- Nezla Sud découvert en 1958, 30 puits forés de gaz
- Hassi Touraeg découvert en 1958, 13 puits forés de gaz
- Hassi Chergui découvert en 1962, 10 puits forés d'huile.
- Gassi El Adem découvert en 1967, 9 puits forés de gaz

Les champs en développement sont :

- Brides découvertes en 1958, 12 puits forés de gaz
- Toual découvert en 1958, 32 puits forés de gaz et condensat.

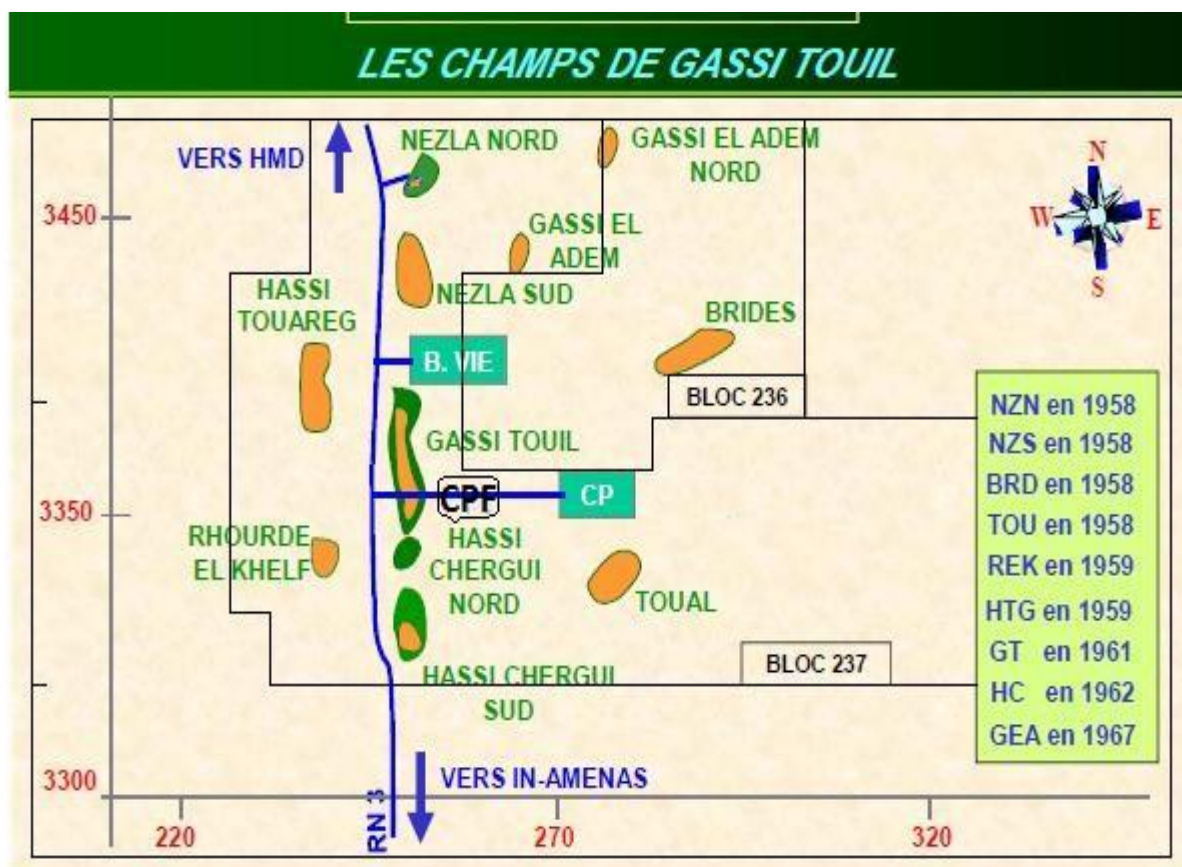


Figure.4 : Implantation des champs de la région Gassi Touil

(DP/ SONATRACH)

## I.4. Inventaire succinct des unités d'exploitation

La totalité de la production de gaz et de brut de la région de Gassi Touil est acheminée vers un centre de production CP et autre récent un centre de traitement de gaz naturel CPF.

### I.4.1 Le centre de production CP

Le centre de production de Gassi Touil (CP) a été mis en service en 1965. Il est composé principalement de :

- ❖ Unité de traitement de brut
- ❖ Unité de récupération des gaz associés (URGA)
- ❖ Un parc de stockage pétrole et condensat
- ❖ Unité de traitement des rejets liquides industriels
- ❖ Unité de traitement de gaz (attente réforme)
- ❖ Unité de compression et réinjection gaz (attente réforme)
  
- ❖ Unité de récupération des gaz associés

Mise en service : mars 2003

Capacité : 4.9 millions Sm<sup>3</sup>/jour à 150 bars

#### SECTION TBP (C04) :

Un moto-compresseur (soufflante), comprime **14 000** Sm<sup>3</sup>/j des gaz très basse pression de 1 à 2 bars.

#### SECTION BP (C01) :

Un moto-compresseur de deux étages, comprime **2 700 000** Sm<sup>3</sup>/j des gaz basse pression 1<sup>er</sup> étage de 2 à 8 bars et 2<sup>eme</sup> étage de 8 à 19 bars.

#### SECTION HP (C02 et C03) :

Une turbine entraine deux compresseurs centrifuge C02 et C03 en série, pour comprimer **4 900 000** Sm<sup>3</sup>/j des gaz, de 19 à 150 bars.



### ❖ Unité de traitement de gaz

04 Chaines de traitement

- Date de mise en service : 1976
- Capacité initiale installée : 20 millions Sm<sup>3</sup>/j (Pr: 145 bars)
- Date de revamping : 1993
- Capacité après revamping : 12.5 millions Sm<sup>3</sup>/j (Pr: 60 bars)
- Date d'arrêt définitif : 01 / 01 /2012



### ❖ Unité de compression et réinjection gaz

06 MOTO-COMPRESSEURS ALTERNATIFS.

- Date de mise en service : 1972.

- Capacité installée : **4.2 Millions** Stdm3/j.

- La première phase en 1972 comprend la construction d'une station de 03 moto-compresseurs ( MC 201, MC 202 et MC 203).

- La seconde phase en 1976 comprend la construction d'une station de 03 moto-compresseurs ( MC 204, MC 205 et MC 206).



### ❖ Unité de traitement de brut

BATTERIES DE SEPARATION : Capacité installée : **21 850 m<sup>3</sup>/j**

- 05 batteries principales

- 02 batteries faible GOR

- 02 batteries de test

- POMPERIE D'EXPEDITION : **1 250 m<sup>3</sup>/h** et pression max 16 bar
- 03 Electropompes principales de **1 250 m<sup>3</sup>/h** pression, max 16 bars.
  - 02 Electropompes de transfert de **250 m<sup>3</sup>/h**, pression max 4 bars.



- PARC DE STOCKAGE : Capacité installée : 75 400 m<sup>3</sup>
- 03 bacs de brut : **20 000 m<sup>3</sup>** chacun.
  - 02 bacs de test : **310 m<sup>3</sup>** chacun.
  - 02 bacs de C5+ : **3 390 m<sup>3</sup>** chacun.
  - 01 bac de C5+ : **8000 m<sup>3</sup>**.

#### I.4.2 Unités de traitement de gaz naturel CPF

Le centre de traitement de gaz naturel de Gassi Touil (CPF) a été mis en service en Avril 2014. Il est composé principalement de :

- ❖ **Train de traitement de gaz d'une capacité nominale de 12 millions de Sm<sup>3</sup>/j.**
- ❖ **Deux unités de boosting pour comprimer les gaz à basse Pression (30/70 Bars)**
- ❖ **Deux Turbo Compresseurs de gaz de vente.**
- ❖ **Deux (02) bacs de stockage de condensât on-spec.de 5000 m3 chacun**
- ❖ **Un (01) bac de stockage condensat off-spec, de 3000 m3**
- ❖ **Trois (03) sphères de stockage GPL de 500 m3 chacune, dont Une (01) off-spec.**
- ❖ **Deux (02) bacs de stockage d'eau anti incendie de 12 000 m3 chacun**
- ❖ **Utilités (air Instrument /Azote /eau /Fuel gaz /Unités de traitement des eaux)**

Capacité de production :

- ❖ **GAZ Brut : 12.00 MMSm<sup>3</sup>/j**
- ❖ **GAZ de vente : 11.00 MMSm<sup>3</sup>/j**
- ❖ **Condensats : 1800 Tonnes/j / (2334 m<sup>3</sup>/j)**
- ❖ **GPL : 1200 Tonnes/j / (1950 m<sup>3</sup>/j)**

# *Chapitre II*

---

## Description du champ Toual

### II.1 Introduction

Le champ de Toulal reconnue durant l'année 1962 les premiers forages d'explorations (TOU-1, TOU-2), fait partie de La région de Gassi Touil située à 150 km, au sud-est de Hassi Messaoud (Wilaya d'Ouargla) et elle s'étend sur une longueur de 170 km et une largeur de 105 km.

Cette région est à vocation gazière, elle contient dans son sous-sol plus de 160 Bm<sup>3</sup> de gaz reparti sur plusieurs champs et sur plusieurs réservoirs (les réservoirs du Trias, du Silurien et de l'Ordovicien).

La structure de Toulal est un faille anticlinale de direction Nord-Est/Sud-Ouest, où d'importantes réserves de gaz ont été identifiées dans la partie située à l'est de la faille Toulal à commencer à produire dès l'année 2000 de ses réservoirs du Trias. Actuellement 32 puits ont été complétés dans ses différents réservoirs dont 3 puits seulement (TOU5, 6, 7) au niveau Du TAGI.

### II.2 Localisation du champ Toulal

Le champ de Toulal est situé à environ 50 km sud-sud-est de la base de vie de Gassi Touil, à 200 km de Hassi Messaoud et à 1100 km d'Alger, sur le même axe. La surface topographique de la région est caractérisée par un vaste reg, couvert dans certains endroits par des dunes longitudinales assez dispersées, où l'accès est relativement facile. (Voir figure ci-dessous) (Fig.5)

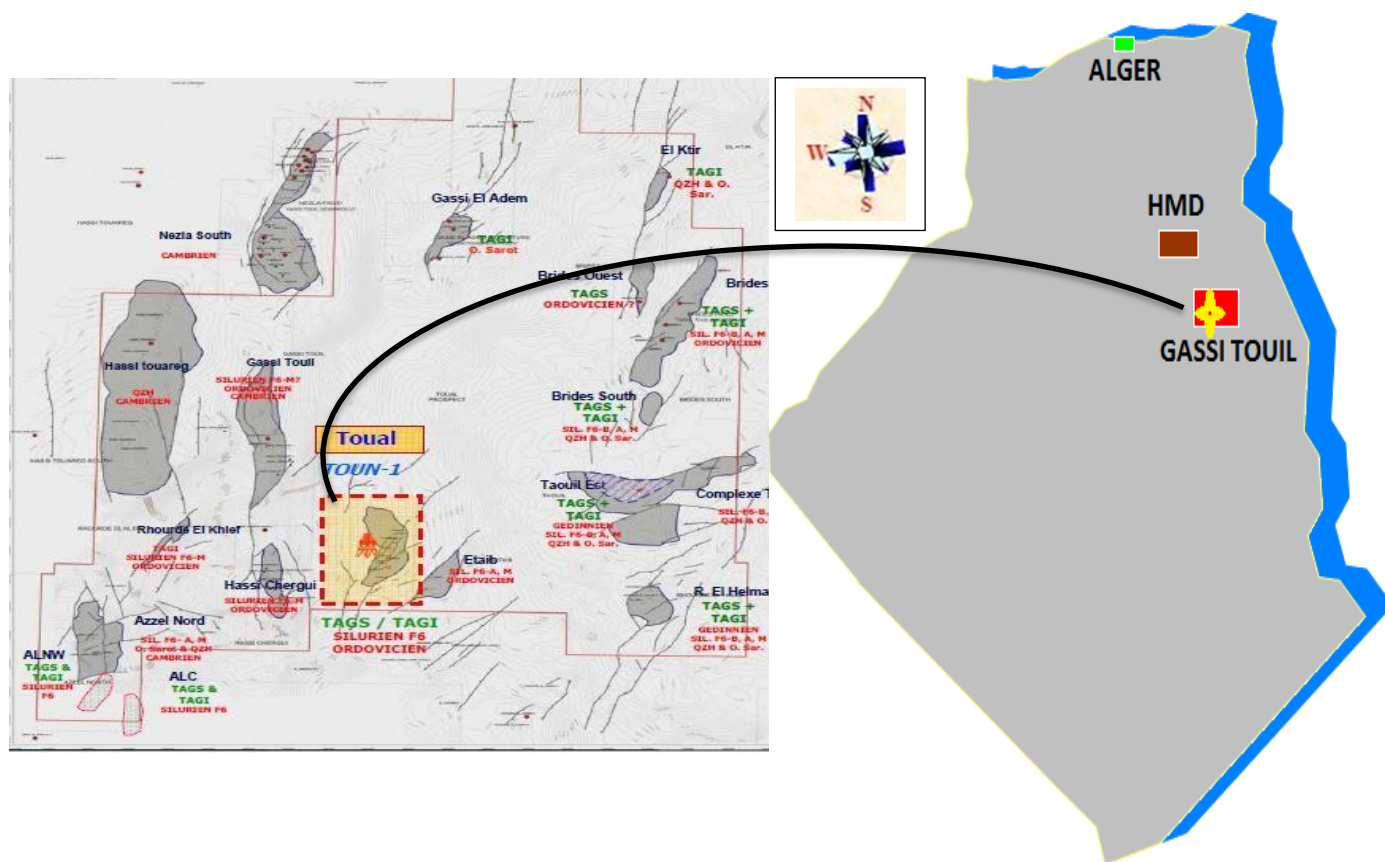


Figure.5 : Localisation du champ de Toulal (DP/ SONATRACH)



Le champ Toulal est situé entre latitude 30° Nord et 6° Est, sa superficie avoisine les 80 km<sup>2</sup>, il a pour coordonnées :

Coordonnées UTM (m) (**Fuseau 32**)

X : de **276 150** à **278 300**

Y : de **3 345 500** à **3 338 950**

Coordonnées Géographiques

M : **6°40'00''** a **6°44'00''** E

L : **30°15'00''** a **30°09'00''** N

Le champ de Toulal est limité géologiquement par :

- ✓ Au Sud-Est par les structures d'Etaib.
- ✓ Au Sud-Ouest par la structure de Hassi Chergui.
- ✓ Au Nord-Ouest par la structure de Gassi Touil.
- ✓ Au Nord-Est par le complexe de Taouil.

### II.3. Tectonique régional et local

#### II.3.1 Tectonique régional (Fig.6)

Dans un contexte structural régional la région de Toulal se situe sur la bordure N-E du môle d'Amguid El Biod, et sur la limite S-E de la dépression triasique. Le môle d'Amguid El Biod qui est un important élément de la dorsale complexe Amguid El Biod-Hassi Messaoud, s'allonge sur plus de 550km. Les limites Est et Ouest du môle sont très bien marquées par des failles majeures subméditerranéennes, dont le rejet est variable, pouvant atteindre 1200m à Ramade.

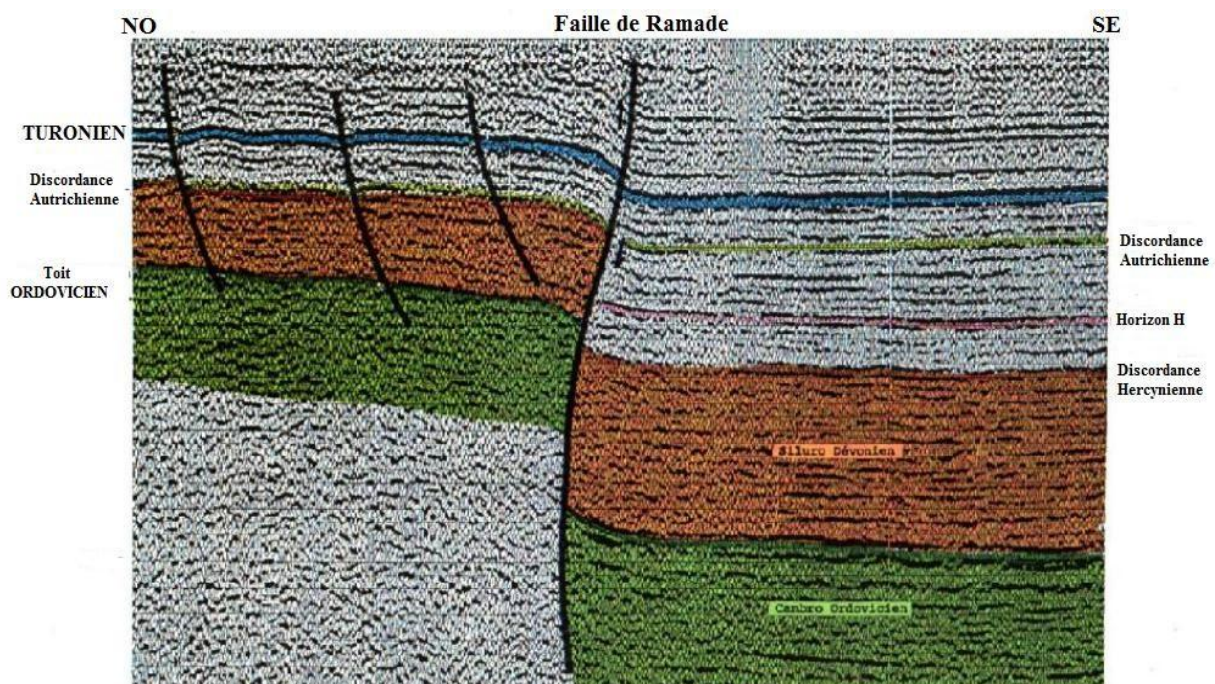


Figure.6 : Bloc montrant la faille de Ramade et son rejet (ENAGEO/SONATRACH)

Entre ces deux trends, existent des failles secondaires méridionales ou SW-NE et une structuration intense de même direction. A partir de Gassi Touil (à l'Est d'ElAgreb-El Gassi (à l'Ouest)). Ces limites s'orientent vers le N-E en donnant naissance à une multitude d'accidents très profonds d'orientation N-S et NE-SW. Le flanc Est du môle est intensément structuré, il est marqué par un certain nombre de structures, contrôlées ou non par des failles méridiennes ou subméridiennes, ces dernières sont situées sur le prolongement vers le Nord du trend de l'Essaoui-Mellene. Les nombreuses structures mises en évidence sur le môle ou sur ses flancs s'appuient sur des failles normales ou inverses, ce sont des structures aux dimensions fortement appréciables et possèdent des fermetures pouvant atteindre quelques centaines de mètres.

Le champ de Nezla est contrôlé par le trend Est, le plus élevé de la région, à l'occurrence le trend Hassi Chergui et Rhourd El Baguel.

Dans les limites de ce dernier, un certain nombre de structures sont mises en évidence, du Sud au Nord on distingue : Gassi Touil, Hassi Touareg, Nezla, Fedjet El Moulay, Damrane, Fedjet Essefsaf, Messdar, Rhourd El Baguel. Plus à l'Est du bourrelet, les structures de Gassi El Adem, de Brides, de Toulal, sont mises en évidence, elles sont considérablement affaissées par rapport aux structures du trend Est. Immédiatement à l'Est des structures susmentionnées se dessine une flexure conduisant à une augmentation rapide des séries paléozoïques vers la dépression de Berkine.

### **II.3.1 Tectonique local**

La région de Toulal est située dans la partie Nord de la province Sud Est Triasique. Elle est le siège de mouvements tectoniques importants ayant générés des trends structuraux aussi importants à l'image de Rhourde Nouss, Rhourde Adra d'orientation Sud-Ouest Nord-Est et Hamra, Ramade et Gassi Touil - Hassi Chergui d'orientation à Nord-Sud.

Son image structurale actuelle est la conséquence de la succession de plusieurs mouvements tectoniques dont les plus importants sont :

- ✚ Les mouvements compressifs hercyniens précoces N140° (Viséen) et la phase tardive N120° (Post Namurien),
- ✚ Les mouvements distensifs Trias/Lias,
- ✚ Les mouvements compressifs ont transpressifs autrichiens ainsi que
- ✚ Les mouvements transpressifs tertiaire (atlasique).

Les deux (2) premiers sont responsables de l'érosion des séries paléozoïques, celle-ci a atteint le Dévonien Inférieur au centre de la province (Tartrat – El Marfag) et l'Ordovicien Moyen à Inférieur au Nord, vers Nezla.

La distension Trias/Lias, en rapport avec l'ouverture de l'atlantique Nord, est responsable de la création des axes de failles NE-SW, du basculement des blocs ainsi que des variations importantes d'épaisseur des formations triasiques/liasiques et la formation du Sillon d'Abbou Dorbane d'orientation SW-NE.

Les mouvements autrichiens, sont les mouvements clés dans cette région et sont à l'origine des pièges sur les principaux gisements mais aussi des dis-migration et destruction de pièges sur les régions ouest (Allenda -Ramade).

Ces mouvements et contraintes sont de direction E-W, de type compressif sur les axes Nord-Sud (Hamra, Gassi Touil – Hassi Chergui) et transpressifs sur les axes Sud-Ouest / Nord-Est (Rhourde Nouss, Meksem et Brides). Enfin les mouvements Tertiaires (Alpins /Atlasiques), d'orientation Nord- Ouest / Sud- Est, de type transpressif, qui ont essentiellement contribué au remodelage des structures existantes.

## **II.5. Aspect structural**

La génération du piège du prospect de Toulal Nord, formé par la culmination anticlinale contre faille de direction Nord-Est/Sud-Ouest de Toulal Nord, située au Nord de la découverte de gaz et d'huile de TOUW-1 sur le compartiment affaissé, été initié durant le cycle tectonique Hercynien, début Carbonifère - Permien, puis individualisé à l'Aptien au cours du cycle tectonique Autrichien. Il s'agit d'une structure anticlinale dissymétrique située au Sud du Gassi Touil, limitée au Nord et au Sud par des failles de direction NE – SW, d'âge de structuration Hercynien. La faille majeure délimitant à l'Ouest le gisement de gaz, TAGI-TAGS, de Toulal présente globalement une direction Nord-Sud et un rejet maximum d'environ 150m. La surface totale de tout le complexe de Toulal dépasse 80 km<sup>2</sup>, dont 35 km<sup>2</sup> sont imprégnés de gaz au Trias.

L'amplitude de la structure anticlinale contre faille du gisement de Toual est supérieure à 250m, dont environ 150m sont imprégnés dans les niveaux réservoirs du Trias.

## II.6. Stratigraphie du champ

La coupe stratigraphique Type de la région de Gassi Touil déterminée par les forages de Toual - El Taib, se compose des formations lithologiques suivantes : (Fig.7)

### II.6.1. Mio-pliocène

Allant de la surface à une profondeur de 305m, le Mio-pliocène est constitué de sable blanc jaunâtre à translucide moyen à grossier localement micro-conglomératique, ciment argileux avec passées d'argiles blanches et de calcaire blanc à beige gréseux.

### II.6.2. Le Crétacé

- *Sénonien carbonaté (épais. 259m)* : Formé par une alternance de calcaire dolomitique ou de dolomie, de calcaire blanc grisâtre à beige micro-vacuolaire gypsifère, fossilifère parfois cryptocristallin dur, de marne grise silteuse et de fines passées de grès gris blancs, fins silico-carbonatés.
- *Sénonien Anhydritique Lagunaire (épais. 207m)* Présente des calcaires gris souvent argileux avec passées d'anhydrite blanche et translucide cristalline, de dolomie beige dure, de marne grise souvent dolomitique et d'argile grise pâteuse.
- *Sénonien Salifère (épais. 137m)* Constitué par des sels blancs à translucides avec passées de dolomie grise à beige, microcristalline, parfois brune, argileuse et tendre.
- *Turonien (épais. 87 m)* Composé de calcaires beiges à blancs, crayeux, localement dolomitiques, légèrement argileux avec passées de marne massive gris-vert tendre.
- *Cénomaniens (épais. 156m)* Représenté par des argiles grises et brun-rouges, souvent dolomitiques surmontées par des sels massifs blancs translucides et d'argiles grises pâteuses salifères et dolomitiques.
- *Albien (épais. 143m)* Formé par une alternance de grès gris blancs très fins argilo-dolomitiques friables et d'argiles brun-rouges parfois gris-vert.
- *Aptien (épais. 21m)* Formé par des calcaires blancs crayeux légèrement argileux, dolomitiques.
- *Barrémien (épais. 251m)* Constitué par des argiles grises à gris vert parfois brun rouge, tendres sableuses, légèrement carbonatées avec de très fines passées de sable blanc, fin à moyen et de grès gris blancs fins.
- *Néocomien (épais. 260m)* Composé par des argiles gris vert à brun rouge, tendres, silteuses, silto-sableuses, avec passées de grès gris-blancs fins, argilo-dolomitiques.

### II.6.3. Le Jurassique

- **Malm (épais. 182m)** Représenté par des argiles grises silteuses, tendres avec présence de calcaire argileux, gris blanc, tendre, d'anhydrite blanche et de passées de grès très fins.
- **Dogger argileux (épais. 171m)** Formé par des argiles brun-rouges, tendres, parfois indurées silteuses et dolomitiques avec présence de grès fins blancs et verts.
- **Dogger lagunaire (épais. 237m)** Constitué d'une alternance d'anhydrite blanche tendre et d'argiles bariolées avec passées de dolomie beige, tendre argileuse.
- **Lias Dolomitique-salifère (épais. 60m)** Composé par une alternance de sels massifs translucides et d'argiles gris clair et brunes tendres.
- **Lias "Horizon B" (épais. 25m)** Représenté par des argiles brun-rouges à passées de calcaire beige dolomitique et d'anhydrite blanchâtre.
- **Lias S1+S2 (épais. 251m)** Formé par des sels massifs blancs à rosâtres, translucides à transparents intercalés d'argiles brun-rouges tendres et d'anhydrite blanche beige pulvérulente.
- **Lias S3 (épais. 121m)** Constitué par des sels massifs translucides, rosâtres à jaunâtres, avec des intercalations d'argiles grises et brunes rouges, localement salifères et rarement silteuses.
- **Lias Argileux (épais. 33m)** Composé par des argiles brunes-rouges, tendres à indurées, silteuses, devenant salifères au sommet.

### II.6.4. Le Trias

- **T.A.G.S (épais.107m)** Représenté par une alternance de grès quartzitiques gris blancs, moyens à grossiers et d'argiles silteuses avec présence locale d'anhydrite blanche.
- **Trias carbonaté (épais. 201m)** Formé par des argiles brun-rouges, tendres à indurées, silteuses légèrement dolomitiques avec rares passées de grès gris noir, fins à très fins à sa base et des passées de calcaire beige, tendre dolomitique et d'anhydrite blanche à son sommet.
- **T.A.G.I. (épais. 82m)** Constitué par des conglomérats à sa base qui sont surmontés par des intercalations d'argiles grises silteuses, de siltstone dur et de grès fins moyens quartzitiques.

### II.6.5. Le Silurien

- **Silurien-F6-B (épais. 219m)** Composé par une alternance d'argiles silteuses et de grès à ciment silico-argileux.
- **Silurien-F6-A (épais. 180m)** Ce sont des argiles gris foncé, silto-sableuses, tendres légèrement carbonatées, parfois feuilletées et indurées avec intercalations de grès gris moyennement durs à ciment argilo-carbonaté à silico-argileux.
- **Silurien-F6-M (épais. 252m)** Formé par des intercalations d'argiles gris foncé à noires, silteuses avec traces de pyrite et de grès gris fins à moyens, quartzitiques argileux légèrement friables.
- **Silurien –Argileux (épais. 485m)** Constitué d'argiles noires à graptolites indurées, parfois micacées pyriteuses avec des intercalations de grès quartzitiques gris blancs.

### II.6.6. L'Ordovicien :

- **Dalle de M'kratta (épais. 4m)** Composée de grès gris clair à gris-blanc fins à moyens, silico-quartzitiques à quartzitiques passant à des quartzites blancs compacts passées d'argiles noires indurées silteuses.
  - **Argiles Microconglomératiques (épais. 57m)** Ce sont des argiles de couleur gris foncé à noir indurées silteuses micacées présentant un aspect massif. On a la présence de nombreux galets de quartz caractéristiques des dépôts glacio-marins.
  - **Grès d'Oued Saret (épais. 93m)** Représentés par une alternance de grès gris-blancs, moyens à grossiers, quartzitiques et d'argiles noires à gris-verts, indurées et silteuses, surmontées au sommet par un banc métrique de calcaire beige argileux.
  - **Argiles d'Azzel (épais. 50m)** Ce sont des argiles gris-noires, tendres à indurées, silteuses avec rares passées de grès brun-blancs, fins à très fins.
  - **Grès d'Ouargla (épais. 105m)** Composés de grès fins quartzitiques argileux parfois glauconieux avec des joints à nodules d'argiles gris noires silteuses.
  - **Quartzites de Hamra (épais. 245m)** Formés par des grès blancs à gris blancs fins à moyens, quartzitiques à quartzitiques, compacts avec passées d'argiles, gris-noires indurées, silteuses et feuilletées.
- Grès d'El Atchane (> épais : 10m)** Ce sont des grès siliceux à quartzitiques, glauconieux, micacés avec des passées d'argiles silteuses.

ERE	SYSTEME	ETAGE	LITHOLOGIE	EPaisseur MOYENNE (M)	Description lithologique	Remarques
CENOZOIQUE	MIO-PLIOCENE	MIO-PLIOCENE		322	sable blanc moyen à grossier	
						discordance Alpino
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	SENONIEN CARBONATE	236	alternance de calcaire et de grès	
			SENONIEN ANYDRITIQUE	221	calcaire argileux avec passés d'anhydrites	
			SENONIEN SALIFERE	151	sel blanc avec passés de dolomie	
		TURONIEN	72	calcaire avec passés de marne		
		CENOMANIEN	144	argile surmontée de sel massif		
		ALBIEN	147	intercalation de grès et d'argile		
		APTIEN	29	calcaire légèrement argileux	discordance Autrichienne	
		BARREMIEN	228	argile à grès, sableuse		
		NEOCOMIEN	254	argile avec passés de grès		
		MALM	229	argile silteuse avec présence de calcaire		
	JURASSIQUE	DOGGER	DOGGER ARGILEUX	115	argile avec présence de grès	
			DOGGER LAGUNAIRE	258	alternance d'anhydrite et d'argile avec passés de dolomie	
		LIAS	LIAS ANYDRITIQUE	174	alternance de sel massif et d'argile	
			LIAS HORIZONALE	25	argile avec passés de calcaire	
			LIAS S1+S2	262	sel massif intercalé d'argile et d'anhydrite	
			LIAS S3	102	sel massif avec intercalation d'argile	
			LIAS ARGILEUX	38	argile silteuse, silifère au sommet	
			TAGS	86	alternance de grès et d'argile	
	TRIAS	TRIAS CARBONATE	187	argile avec passés de grès, de calcaire et d'anhydrite		
		TAGI	69	intercalation d'argile et de grès	Reservoir discordance Hercynienne	
PALEOZOIQUE	SILURIEN	SILURIEN-F6-B1	15	alternance d'argile et de grès		
		SILURIEN-F6-A	117	argile intercalée de grès		
		SILURIEN-F6-M	252	intercalation d'argile et de grès fin à moyen		
		SILURIEN ARGILEUX	465	argile avec inclusion de grès quartzitique avec présence de Craptolithes	roche mère principale	
	ORDOVICIEN	GRÈS DE OUED SARET	31	argile avec passés de grès		
		ARGILES D'AZZEL	89	argile avec passés de grès		
		GRÈS D'OUERGLA	112	grès avec joints d'argile		
		QUARTZITES DE HAMRA	252	grès compact avec passés d'argile		
		GRÈS DE OUED SARET	31	alternance de grès et d'argile		
		ARGILES D'AZZEL	89	argile avec passés de grès		

Figure.7 : La colonne stratigraphique type du champ Toulal

## II.7 Les cartes structuraux

### II.7.1 Carte structural au toit du TAGS

Cette carte en isobathes au toit du TAGS montre que :

A l'Ouest un bloc tectonique affaisse, localisé en contre bas de la faille Nord-Sud de Toulal, ou le puits TOUW-1 a permis en évidence une importante découverte d'huile et de gaz à condensat dans les réservoirs du TAGS et du Silurien F6-M2 et F6-A1.

A l'est la structure de Toulal, qui constitue l'un des plus importants gisements de gaz du TAGI-TAGS dans la région de Gassi Touil.

La structure gisement de Toulal présente un allongement NNE-SSW d'environ 15 Km et une largeur de 5Km et elle est constituée de deux culminations.

Sur la culmination Sud, sont situés sur le top de la structure, les forages TOU-1 et TOU-9, avec des cotes respectives à -2665 et -2655m.

Sur la culmination Nord, sont situés à l'environ du top de la culmination les puits TOU-QZH-1 et TOU-6. Leurs cotes respectives sont à -2740m et -2691m et le Contact Gaz-Eau (GDE) est défini, d'après diagraphies, sur TOU-QZH-1 à -2796m. (Fig.8)

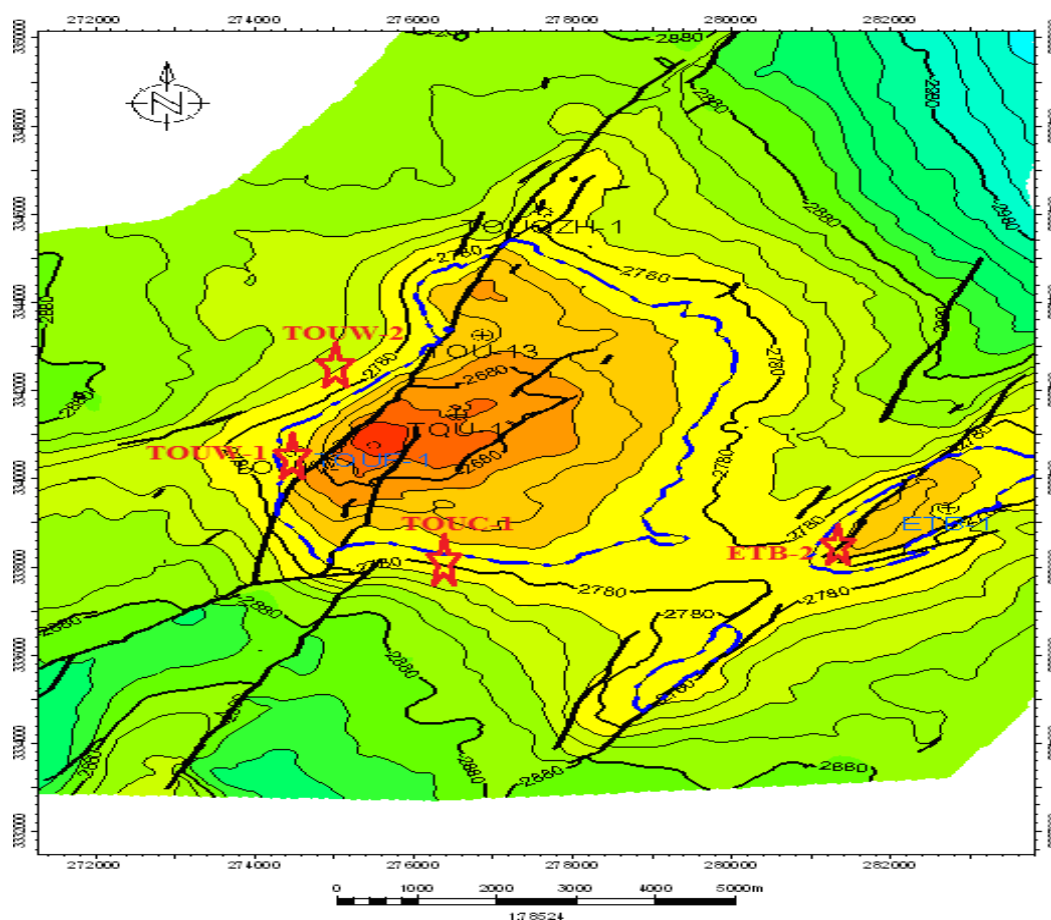


Figure.8 : Carte en isobathes au toit du TAGS (ENGE/SO/NATRACH)

II.7.2 Carte structural au toit du TAGI

La carte en isobathes, réalisée au toit du TAGI, présente globalement la même configuration que celle obtenue sur la carte en isobathes établie au toit du TAGS.

Le gisement de gaz du TAGI est déterminé par une colonne de gaz d'environ de 145m, calculée à partir du contact gaz /eau identifié au puits TOU-9 à la profondeur de -2945m (TVDSS), situé sur la carte en isobathes du TAGI au top de la structure de Toul.

Sur la culmination Nord, sont situés à l'environ du top de la culmination les puits TOU-QZH-1 et TOU-6. Leurs côtes respectives sont localisées à -3023m et -3005m et le contact Gaz-Eau (GWC) considéré est celui identifié sur la culmination Sud à savoir -3090m (TVDSS). (Fig.9)

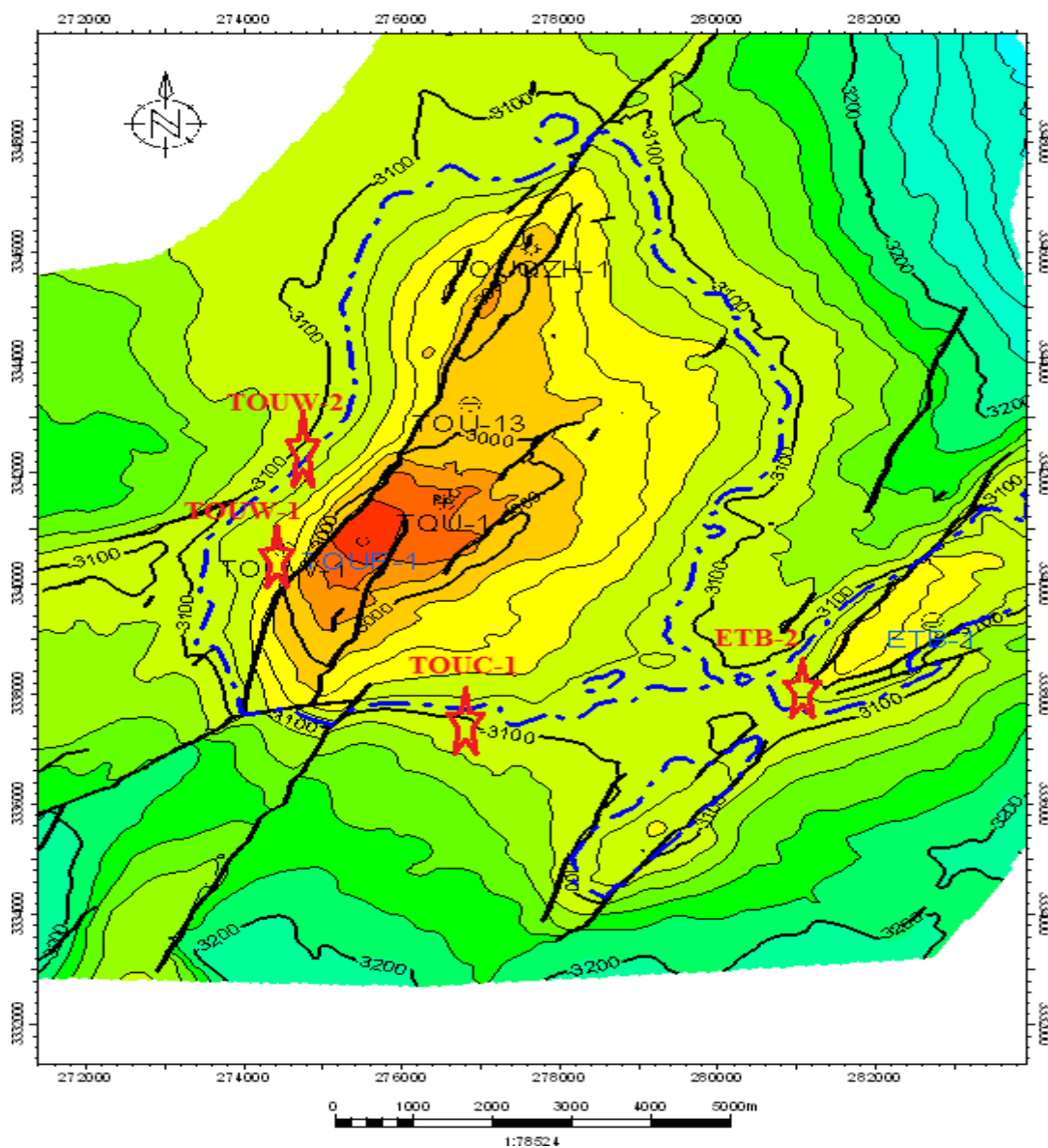


Figure.9 : Carte en isobathes au toit du TAGI

II.7.3 Carte structural au toit du SILURIEN-M2

La carte en isobathes, réalisée au toit de l'unité réservoir du Silurien F6-M2, montre globalement les mêmes traits structuraux avec quelques différences d'orientation et d'amplitudes, que celle déjà décrite sur la carte en isobathes du toit du TAGI.

La surface imprégnée en hydrocarbure de l'unité réservoir F6-M2 sur la région de Toul, calculée à partir du contact GDT, situé à -3478m au puits TOUC-1, est de l'ordre de 73 Km<sup>2</sup> avec une amplitude de 80m.

Le toit de l'unité réservoir du Silurien F6-M2 est prévu à -3463m de profondeur soit à 3225m en TVDSS, donc situé à deux mètre (2m) plus haut qu'au puits TOUP-1, foré sur la structure haute du gisement de gaz (TAGI et TAGS) de Toul. (Fig.10)

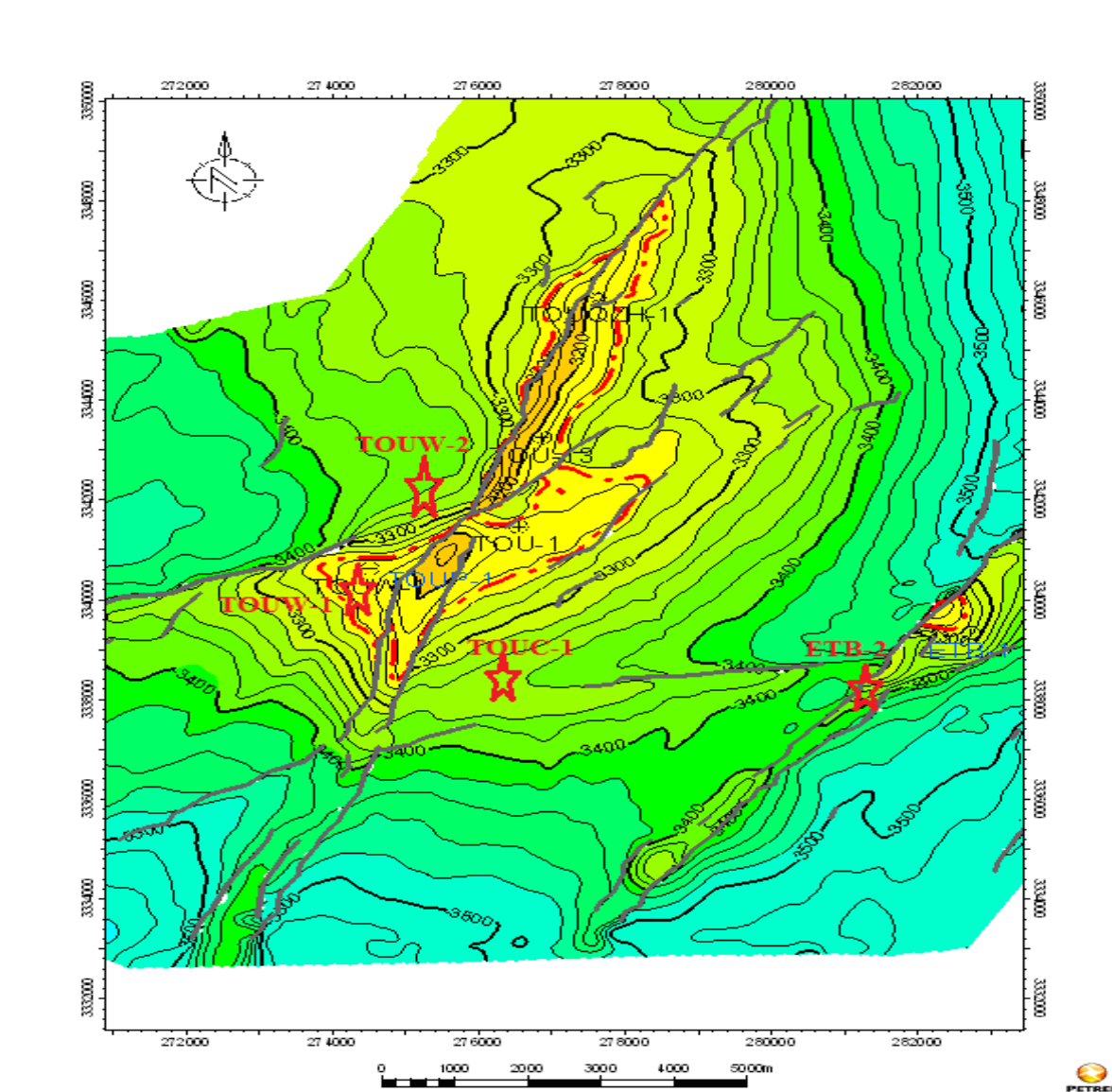


Figure.10 : Carte en isobathes au toit du SAG-M2

II.7.4 Carte structural au toit du l’Ordovicien

La carte en isobathes du Toit de l’ordovicien montre à la fermeture structurale -4150m (TVDSS) une amplitude verticale de plus 200m.

La productivité à partir du réservoir des Quartzites Hamra est directement liée à l’intensité et à la connectivité du réseau des fractures naturelles, associé au réseau des failles qui affecté la région de Toul durant son histoire géologique. (Fig.11)

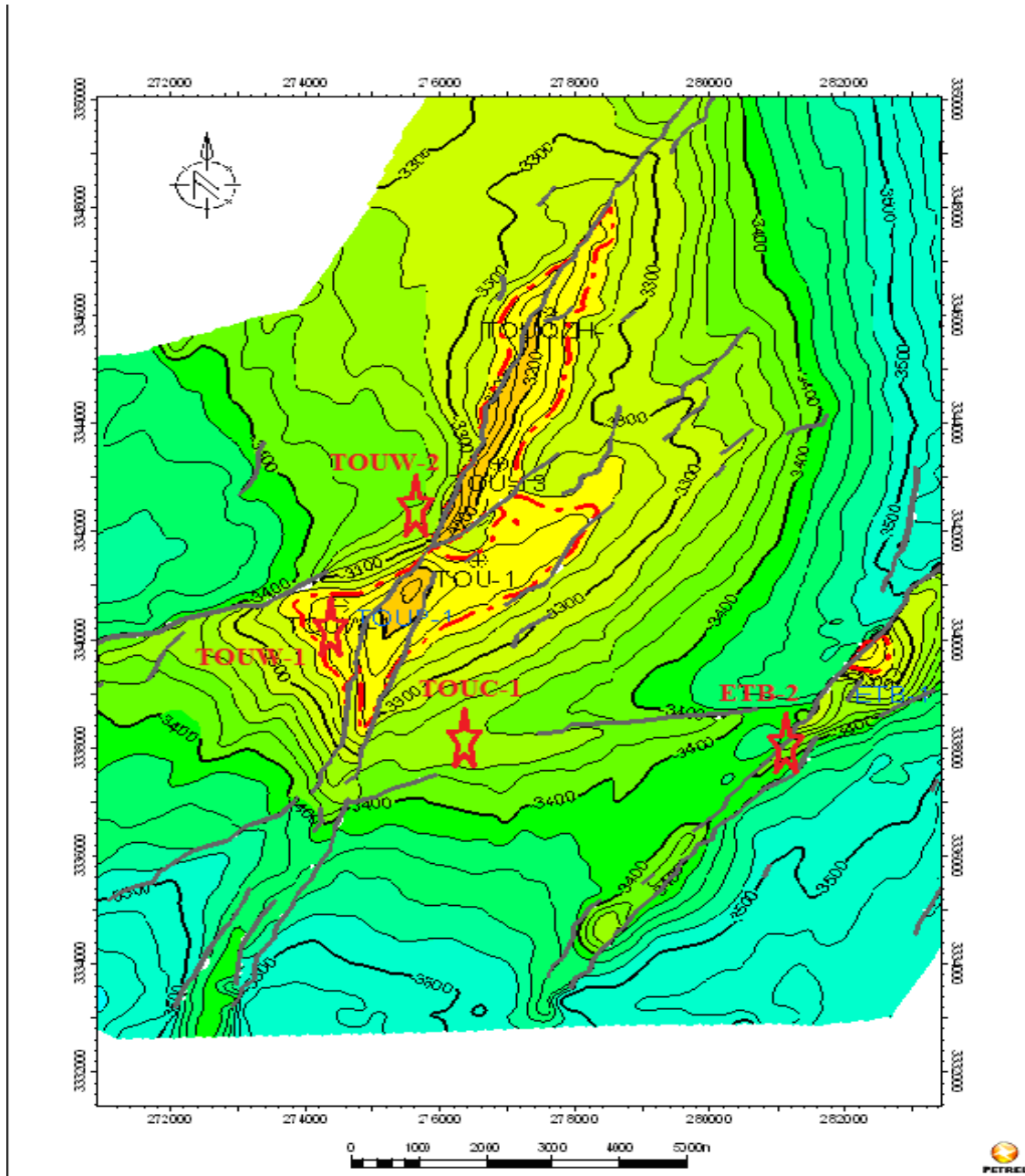


Figure.11 : Carte en isobathes au toit du l’Ordovicien

## II.8 Système Pétrolière de la région Toual

### II.8.1 Roche mère, piégeage et migration

Le Silurien argileux est considéré comme étant la principale roche mère du champ Gassi Touil qui est de type marine avec des influences continentales, le kérogène est de type II-III. Le COT présente des moyennes de l'ordre de 4 à 5. Actuellement, cette roche-mère est en phase à gaz sec dans les zones les plus enfouies et gaz à condensat dans les zones intermédiaires. Le tracé de l'évolution du système pétrolier de la région montre que vers la fin du Carbonifère, se fait le maximum d'enfouissement des formations avec des températures de l'ordre de 90-100°C à 120 à 130°C. Cette phase était responsable de la génération de 50 à 70% des hydrocarbures mais avec une expulsion mineure de 20% à 30% sous forme d'huile. Vers la fin de la phase Hercynienne, les structures de Toual et Brides existaient déjà et elles sont prêtes à piéger les HC expulsés et les empêcher de migrer ailleurs. Au cours du Barrémien se fait l'essentiel de la migration des hydrocarbures de la roche mère vers le réservoir des Quartzites de Hamra, mais également elle se fait vers les réservoirs du Trias à travers les failles.

Durant la phase Autrichienne les structures d'Azzel Nord et Gassi Touil se sont formées. Le soulèvement de la partie Ouest a causé une migration latérale au sein de l'Ordovicien de Brides et Toual vers Hassi Chergui (la migration latérale est contrôlée par la pente globale NE-SW héritée de la phase Hercynienne). Les Quartzites de Hamra ont été remplis au Barrémien et débordés localement vers l'Ouest et le Sud-Ouest. La structure de Toual se trouve le long du chemin de migration des Hydrocarbures.

Vers la fin de la phase Autrichienne, toutes les structures se sont formées et l'érosion est maximale à Hassi Touareg et Gassi Touil (2500m). En général, le piégeage des hydrocarbures sur la structure de Toual est de type structural (anticlinaux faillés) pour les réservoirs Trias et Cambro-ordovicien. Le piégeage serait structural avec une composante stratigraphique, vers le Nord, dans les niveaux Silurien-F6. Ce piégeage, avec composante stratigraphique, concernerait une surface beaucoup plus grande qui va englober Toual et la structure d'Etaib. (Fig.12)

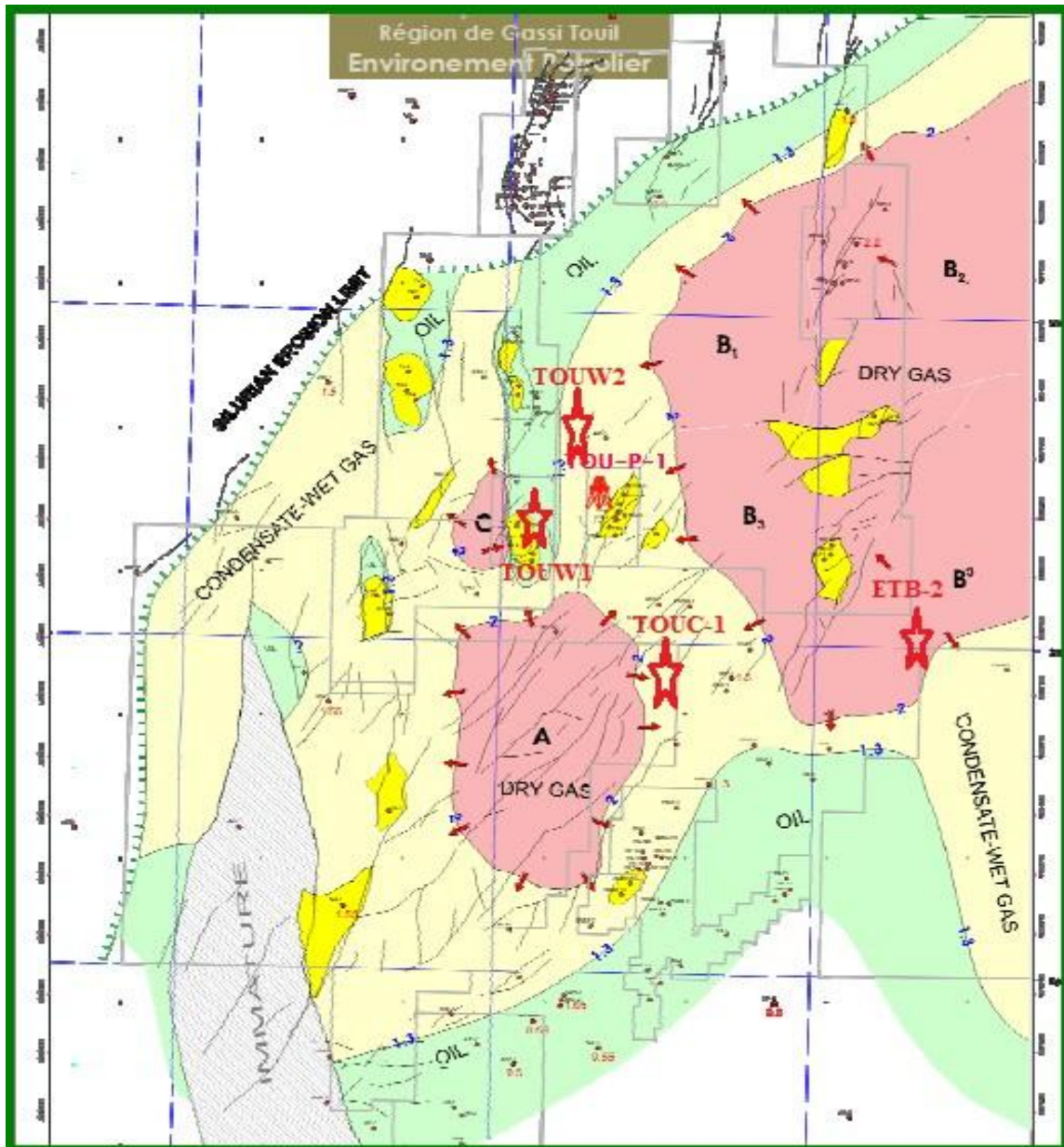


Figure.12 : Carte de la maturation de la roche mère Silurien

### II.8.2 Roches couvertures

Les couvertures des réservoirs, sont assurées par :

- Les argiles du Lias Argileux et par le grand paquet salifère du Lias pour le TAGS (excellente couverture régionale corrélable à l'échelle du bassin). Cette assise qui va du Lias au Dogger Lagunaire présente une épaisseur supérieure à 875 m environ dans la région de Toul.

- Les argiles du Trias Carbonaté présentent des caractéristiques de très bonne roche couverture avec un paquet de 230m d'épaisseur totale et un ratio Argile / Grés de moins de 5%. Les rares niveaux gréseux dispersés dépassent très rarement les 3m d'épaisseur chacun.
- Les argiles intermédiaires du Silurien-F6 constituent des couvertures efficaces à l'échelle régionale pour les niveaux gréseux de cette formation. Les réservoirs présentent des épaisseurs de 5 à 25m et les niveaux argileux qui vont jouer le rôle de couverture sont de l'ordre de 30 à 120m.

### II.8.3 Roches réservoirs

#### ✚ Trias argileux gréseux supérieur (TAGS)

Cette formation présente d'excellente épaisseur dépassant 120m dans la région, cependant seuls les 60 à 80m de base présente un réservoir de qualité. Le TAGS se dégrade en général du point de vue épaisseur de grés du Sud vers le Nord. Toute la partie supérieure du TAGS ne présente que des niveaux métriques de grés. Leur extension latérale est estimée à l'échelle hectométrique. Les tests exécutés dans cette section supérieure à TOUW-1 et à ETB-1 et ELJ-1, situés plus au Sud, se sont révélés sec ou aquifère.

#### ✚ Trias carbonaté

Les deux niveaux réservoirs du Trias intermédiaire, équivalent au Trias Carbonaté, traversés par la plupart des forages de Toul et de Hassi Chergui, d'épaisseur moyenne de net pay allant de 5 à 7 m ayant des porosités variant de 10 à 14%, interprétés sur diagraphies à hydrocarbures aux puits de Toul, ont produit au puits TOUW-2 des débits de 4.3 m<sup>3</sup>/h d'huile (d=0.85), 1198 m<sup>3</sup>/h de gaz (d= 0.793) et 1.87 m<sup>3</sup>/h, Cl=180 g/l d'eau avec une pression en tête de 380 Psi sur duse 32/64. La production d'eau salée atteste la présence d'un contact GWC, identifié sur diagraphie au puits TOUW-2 à -3070m de profondeur (TVDSS). Dans la région de Toul, le résultat des interprétations diagraphiques des autres puits a montré pour la plupart des saturations en hydrocarbures dans les niveaux réservoirs grés-carbonaté du Trias carbonaté. Dans la région de Rhourd Enouss, les niveaux réservoirs du Trias carbonaté, équivalent du Trias intermédiaire, constituent l'un des principaux gisements d'huile et de gaz du Trias.

#### ✚ Trias argileux gréseux inférieur (TAGI)

Dans le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI), trois niveaux gréseux ont été traversés par les forages de Toul et de Toul Ouest, ayant une épaisseur moyenne de net pay allant de 10 à 16 m et une porosité moyenne de 14%.

Les tests effectués dans le TAGI au puits TOUW-1, situé sur le compartiment de Toulal Ouest, localisé en contre bas du gisement de gaz à condensât TAGI de Toulal, ont prouvé que le gisement est productif d'huile et du gaz à condensat avec un contact jusqu'à la profondeur de -3108 m.

Sur le gisement de Toulal, le contact Gaz-Eau a été identifié dans le réservoir du TAGI par le forage de production Toulal-6 à -3090 m de profondeur, donc plus haut que le niveau du contact ODT, déterminé dans les réservoirs du TAGI par le puits de TOUW-1.

La présence de l'aquifère dans le TAGI sur le gisement de Toulal et son absence sur le flanc affaissé de Toulal Ouest, confirme que ces deux compartiments sont bel et bien séparés par la faille principale étanche Nord Est-Sud-Ouest.

Sur les structures de Toulal et de Hassi Chergui, le réservoir du TAGI constitue un important gisement de gaz à condensât, en cours d'exploitation par la **SONATRACH** depuis le début des années soixante-dix.

#### **Niveaux gréseux du Silurien - F6**

Dans la région de Toulal, six unités argilo-gréseuses (F6-M0, F6-M1, F6-M2, F6-A1, F6-A2 et F6-B1) ont été identifiées sur l'intervalle du Silurien-F6, caractérisées chacune sur diagraphies par une épaisseur moyenne de grès net de 5 à 10m et des porosités moyennes variant de 8 à 14%.

Sur ces six unités, seules les unités F6-M0, F6-M2 et F6-A1, interprétées à hydrocarbures sur diagraphies et caractérisées par des gradients de pression à hydrocarbure, ont mis en évidence d'importantes découvertes d'huile, de gaz et de condensat.

Sur Toulal, l'unité réservoir F6-M2 est interprétée à hydrocarbure sur tous les puits profonds de Toulal par les évaluations diagraphiques et les diagrammes des pressions enregistrées (MDT). Le diagramme des pressions enregistrées par les puits de Toulal, montre que l'unité réservoir F6-M2 constitue un seul gisement de gaz à condensat à l'échelle de tout le complexe structural Toulal - El Taib.

Au puits TOUW-1, foré sur le flanc affaissé Ouest de la structure de Toulal, les résultats des DST, opérés séparément dans les unités réservoirs du F6-M2 et F6-A1, ont produit respectivement des débits moyens 14215 m<sup>3</sup>/h et 7478 m<sup>3</sup>/h de gaz à condensat avec des pressions en tête de 3750 Psi et de 1700 Psi.

Sur le gisement de gaz (TAGS-TAGI) de Toulal, au puits TOU-13, le résultat du DST effectué sur l'intervalle des unités argilo-gréseuses F6-A2 et F6-B1, a produit un débit moyen de 7000 m<sup>3</sup>/h de gaz à condensat.

Sur la structure d'El Taib, dans l'unité réservoir F6-M0, le DST effectué au puits ETB-2 sur les intervalles perforés 3826.50-3830.60 m et 3821-3823.60m, qui a produit 0.80 m<sup>3</sup>/h de condensat et 12847m<sup>3</sup>/m de gaz avec une pression en tête de puits sur duse 32/64 de 2200psi, a révélé une importante découverte de gaz à condensat avec un contact GDT, localisé sur diagraphies à -3600m de profondeur (TVDSS).

Dans la région de Toual, au puits TOUC-1, implanté sur la culmination anticlinale de Toual Centrale, située au Sud du gisement de gaz (TAGI et TAGS) de Toual, le DST, réalisé sur les intervalles perforés 3868.5-3872m et 3880-3884m dans l'unité F6-M0, qui a produit par circulation inverse de la boue, le tampon d'eau, de l'eau salée gazée (d=1.17 à 1.20) et du gaz par bouchon, affirme la présence d'un contact GWC, localisé sur diagraphies à -3648m de profondeur (TVDSS).

#### **Réservoir de Quartzite Hamra**

Dans la région de Gassi Touil, cette formation présente de grandes épaisseurs dépassant dans certains endroits les 200m d'épaisseur auxquelles il y'a lieu d'ajouter les 60m des grès de Ouargla et les 60m des grès d'El Atchane. Cependant, cet ensemble d'environ de 320m d'épaisseur, formé des formations des grès d'Ouargla - Quartzites Hamra - Grès d'El Atchane, souvent interprété sur diagraphies compact, constitue un ensemble réservoir non conventionnel, dits réservoirs compacts, dont le potentiel de production est souvent lié à la présence de réseaux de fracturation naturelle, à leurs densités et à leurs connectivités. Des stimulations hydrauliques sont souvent nécessaires pour permettre des meilleures connectivités de ces fractures au puits dans le but d'améliorer l'index de productivité, ainsi que de remédier à l'endommagement du réservoir au cours du forage par les pertes de boue et par les fractures induites.

Dans la région de Toual, le potentiel de production de l'ensemble réservoir des Grès de Ouargla - Quartzites Hamra - Grès d'El Atchane est prouvé suites aux résultats des DST opérés au puits TOUP-1, implanté au sommet de la structure du gisement de gaz (TAGI et TAGS), de Toual, à trou ouvert et ont produit respectivement des débits moyens de 26601 m<sup>3</sup>/h et de 27765 m<sup>3</sup>/h de gaz avec des pressions en tête de 4200 et 4750 Psi sur duse 32/64.

Dans la région d'El Taib, située à l'Est de Toual, le DST, opéré à trou ouvert et sur l'ensemble de la section des Grès de Ouargla -Quartzite Hamra au puits ETB-2, a produit jusqu'à la profondeur absolue de -4750m seul du gaz en surface avec une pression en tête de 60 Psi sur duse 16/64.

Les contacts GDT identifiés aux puits TOUP-1 et ETB-2, ont été localisés respectivement à -4490m et à -4750 m de profondeur.

# *Chapitre III*

## Etude sédimentologique et pétrographique

### III.1 Introduction

Cette phase sédimentologique et analyse séquentielle s'appuie sur l'analyse des descriptions de carottes et l'intégration des données de diagraphies afin d'évaluer et prédire l'épaisseur, la continuité, la connectivité et l'extension des réservoirs.

Le cadre chronostratigraphique a été reporté aux associations de faciès, et les unités génétiques seront définies par les variations relatives du niveau marin. Cette approche inclut donc l'identification des séquences majeures et des séquences de dépôt, corrélables à l'échelle du champ, et contrôlant l'architecture et la distribution horizontale et verticale des faciès (ainsi que les propriétés de réservoir).

Le but a donc été de mettre en place une stratigraphie haute résolution des réservoirs Siluriens ciblés, afin de mieux contraindre les corrélations entre les objets sédimentaires. Pour ce faire, les descriptions de carottes ont permis d'identifier les surfaces stratigraphiques majeures, et les logs électriques ont permis la propagation de telles surfaces grâce aux corrélations.

Ces cycles ont été reliés avec la nomenclature réservoir usuelle du Silurien dans le Bassin de Berkine (M, A et B).

Il faut donner un aperçu général sur le faciès et les structures rencontrées dans les carottes des sondages qui ont fait l'objet de cette étude, à savoir : les puits **TOUW-1, TOUW-2, TOUC-1, ETB-2.**

### III.2 Description des structures sédimentaires rencontrées dans les sondages

#### III.2.1 Définition des structures sédimentaires

Une structure sédimentaire se définit comme étant une disposition géométrique particulière d'un sédiment. Les agents de transport, mettant en place les sédiments, laissent souvent leur empreinte sous forme de structures sédimentaires (Bekkouche, 1992). La reconnaissance de ces dernières permet de définir l'agent de transport, l'énergie de mise en place des sédiments ainsi que les milieux de dépôt.

#### III.2.2 Les structures liées à l'activité des courants

##### ➤ Les rides (ripples)

Ce sont des corps sédimentaires de petites dimensions dont le grand axe est orienté perpendiculairement au sens d'écoulement du fluide transporteur. Elles résultent du mouvement des fluides à l'interface eau – sédiment. Leur forme et leur dimension varient en fonction de la taille des particules et de la vitesse d'écoulement du fluide. On distingue :

**Les rides de courant (Current Ripples) :** Asymétriques, elles sont fréquemment associées à des niveaux bioturbés. Elles caractérisent les dépôts de la zone intertidale, les chenaux de marée et les plages lacustres.

**Les rides de vagues (Bedding Ripples) :** Elles sont symétriques, avec des crêtes parallèles, parfois bifurquées et légèrement sinueuses. Elles sont induites par un courant oscillatoire d'intensité constante et sont fréquentes dans les dépôts de plages lacustres et les zones intertidales. La différenciation des deux types de rides sur carottes est difficile car elles se présentent souvent sous forme d'une suite de lamines centimétriques à décimétriques de grès à litage de rides. Drapées de lamines millimétriques et centimétriques d'argiles, elles sont souvent associées à des niveaux bioturbés.

➤ **Le litage horizontal (Horizontal bedding)**

Ce sont des structures parallèles et planes qui caractérisent les sédiments fins argileux et les sédiments plus grossiers (silts grès) :

Dans un sédiment fin (argile), ce litage horizontal est produit par simple décantation. C'est l'exemple des argiles noires des unités M1, A1 qui indiquent un milieu de dépôt calme anoxique. Dans les silts et grès, il est dû à des courants tractifs témoignant d'un milieu de moyenne à haute énergie. Il est parfois peu visible masqué par l'altération

➤ **Le litage oblique (Cross bedding) (Fig.13)**

Les lits composant la couche sédimentaire détritique sont disposés obliquement par rapport aux limites de la couche. Très souvent, l'obliquité est minimale ou même nulle à la base de la couche et augmente en s'élevant dans celle-ci. Cette disposition est liée à l'agitation du milieu par des courants fluviaux marins ou de la houle.

➤ **Le litage horizontal faiblement incliné (Swash cross-stratification) (Fig.14)**

Il est intermédiaire entre l'oblique et l'horizontal et est engendré par l'action des vagues. L'inclinaison des lamines est de 2 à 10° avec un sens préférentiel en direction de la mer. Le contact de base est souvent érosif, il est attribué à des dépôts de plages (Backshore).

➤ **Les drapages argileux (Mud draps ou mud layers) (Fig.15)**

C'est une suite de lamines ondulées de grès fin et d'argile. Ils se forment comme suit :

Pendant la période d'étalement de haute mer, l'intensité du courant décroît rapidement jusqu'à devenir nulle permettant aux sédiments fins de se déposer par décantation.

Par contre, quand le courant est fort, durant le flot et le jusant, il transporte les sédiments sableux par traction.

Ce type de dépôt caractérise la zone tidale. Il est lié à l'activité de la marée.

➤ **Les litages en flasers (Flaser bedding) (Fig.16)**

Ce sont des couches d'argile qui se déposent dans les creux des rides sableuses. Elles résultent de l'alternance des périodes d'activité de courants avec des périodes calmes.

➤ **Les litages ondulés (Wavy bedding)**

Ces structures se forment dans des sédiments argileux suite aux variations d'énergie lors des phases de flot et de jusant.

➤ **Les litages lenticulaires (Lenticular bedding) (Fig.17)**

Ils correspondent à des lentilles de sable connectées ou isolées qui se déposent dans un sédiment à dominance argileuse.

On remarque que ces trois dernières structures se différencient par leur rapport sable/argile. Leur formation est conditionnée par la granulométrie du matériel et l'intensité de l'énergie du courant. Elles sont attribuées à l'activité des marées.

➤ **Les litages en mamelons (Hummocky cross stratification) (Fig.18)**

Sur carottes, ils sont distingués par la présence de lamines gréseuses horizontales faiblement inclinées, en intersection avec des surfaces de stratification de forme en courbures (concavo-convexe) associées souvent à des niveaux bioturbés.

Ce type de structure est attribué à l'action des tempêtes. C'est un excellent guide bathymétrique. Il caractérise les milieux à dominance de vagues de plate-forme littorale (Shelf) et plus particulièrement la zone intertidale (upper shorface) où la tranche d'eau est estimée entre 5 et 30 m (Harms *et al*, 1975 in Bekkouche, 1992)

➤ **Les convolutes ( micro Slumps) (Fig.19)**

C'est des glissements en masse de sédiments gorgés d'eau en liaison avec la présence de pentes.

➤ **Les galets mous et les clastes d'argiles**

Ils sont fréquents à la base des bancs gréseux soulignant leur caractère érosif Ils sont souvent associés aux litages en mamelons indiquant les dépôts de tempête. (Fig.20)



Figure.13 : Le litage oblique (Cross bedding)  
ETB-2, C4,3625.25 m



Figure.14 : Le litage horizontal faiblement incliné  
TOUW-1, C9,3518.75 m



Figure.15 : Les drapages argileux  
(Mud draps ou mud layers)  
TOUW-2, C1,3542.25 m



Figure.16 : Les litages en flasers (Flaser bedding)  
TOUW-2, C5,3653 m



Figure.17 : Les litages lenticulaires  
(Lenticular bedding)  
ETB-2, C4,3621.25 m



Figure.18 : Les litages en mamelons  
(Hummocky cross stratification)  
TOUC-1, C4, 2432m



Figure.19 : Les convolutes (Slumps)  
ETB-2, C2, 3438-3439 m



Figure.20 : Grés gris fin poreux à galets  
d'argile sédimentaire  
TOUC-1, C4,3436.7 m

### III.2.3 Les structures liées à l'activité des organismes

La bioturbation ou ichnofaciès est une trace d'activités d'organismes fousseurs qui vivent dans la partie superficielle des sédiments. Elle donne des indications très fiables sur les conditions et les milieux de sédimentation. Vues leur diversité et leur complexité, les auteurs ont classé les ichnofaciès par association. La classification de Seilacher (1967) en distingue trois associations (Bekkouche *et al*, 1997). Il s'agit de :

➤ **L'ichnofaciès Skolithos (Fig.21)**

Désigné aussi par le terme de Tigillite, il représente des traces d'habitation d'organismes suspensivores. Les terriers dominants sont en général verticaux. On les trouve dans les argiles et les grès. Ils caractérisent un milieu marin agité et peu profond où l'action des vagues se fait ressentir, ce qui correspond, plus particulièrement, à la zone intertidale (upper shorface). Cette association est représentée principalement par Skolithos et Diplocratéion.

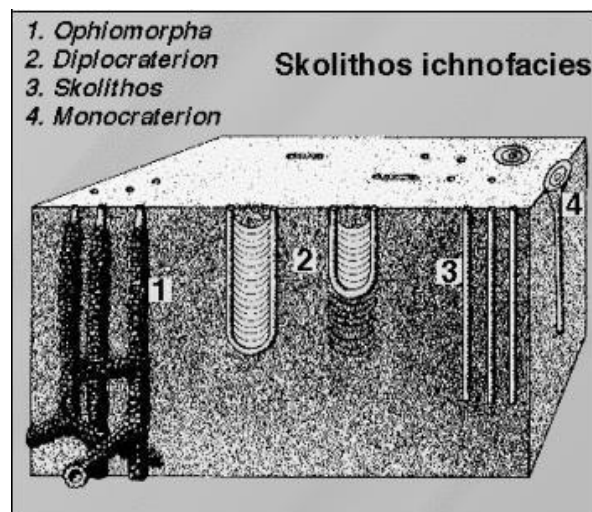


Figure.21 : Ichnofaciès Skolithos (Benton & Harper, 1997)

➤ **L'ichnofaciès Cruziana (Fig.22)**

Il représente les traces horizontales de déplacement qui sont généralement conservées à l'interface grès/argile ou grès/siltstone et sont rencontrées à la surface des bancs où elles s'entrecroisent sans pénétrer profondément dans le sédiment. Ces traces caractérisent en général la zone subtidale (middle à lower shorface) où le niveau d'énergie est moyen à faible.

Cette association est représentée principalement par les Planolites, Thalassinoides, Chondrites, et les Arenicolites.

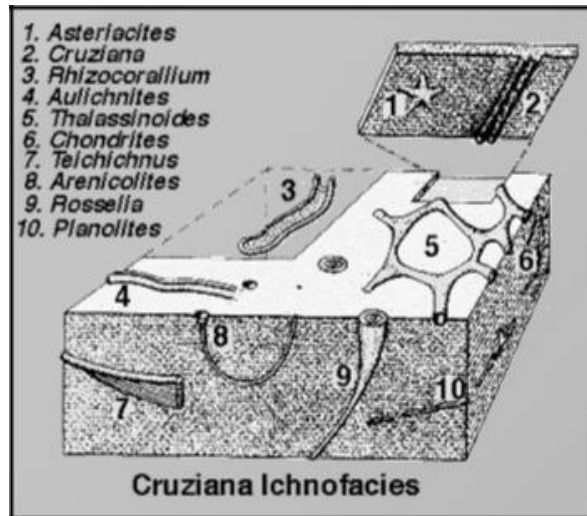


Figure.22 : Ichnofaciès Cruziana (Benton & Harper, 1997)

#### ➤ L'ichnofaciès Zoophycos

Cette association regroupe les traces des terriers de forme hélicoïdale ou laminaire. Elle caractérise les zones à très faible énergie, situées au-dessous de l'action des vagues (Offshore).

### III.2.4 Description de quelques ichnogenres rencontrés dans les sondages étudiés (Fig.25)

#### ➤ Asterosoma (Fig.23)

Terriers de forme bulbeuse, qui se rassemblent dans la partie supérieure autour d'une manche de manière à former une rosace oblique à horizontale. Il est fréquent dans les grès argileux et caractérise le milieu marin ouvert à restreint ainsi que le lower shoreface (avant-plage inférieur)

#### ➤ Chondrites

Se présente sous forme d'un manche vertical qui se ramifie ou se divise en branches de terriers obliques et horizontales. Il est rencontré dans les sables argileux à boueux. Il est essentiellement marin

#### ➤ Nereites

Terrier horizontal sinueux à méandrique rencontré dans les grès argileux et les argiles silteuses de l'offshore (marin ouvert) jusqu'au middle shoreface (avant-plage moyenne).

#### ➤ Palaeophycus

Terrier horizontal à oblique discret dans un sédiment argileux à sablo-argileux. Il caractérise les milieux marins à littoraux, la baie, le lower et le middle shoreface, comme il peut exister dans le domaine de l'offshore

➤ **Planolites (Fig.24)**

Petit terrier sans branches. Il est présent dans les sédiments argileux, et se rencontre du continental jusqu'à l'offshore profond.

➤ **Teichichnus**

Ichnogénère d'une forme distinctive due à l'empilement de minces languettes de forme sinueuse, l'une au-dessus de l'autre sur un substrat argilo-sableux ou argilo-silteux. Il est principalement observé dans le lower et middle shoreface comme on peut le trouver dans le milieu lagunaire et offshore (petits individus). Ce type de terrier est associé, dans le milieu lagunaire, à *Palaeophycus*, *Diplocratérion*, *Planolites* et *Asterosoma* et, dans le shoreface, à *Phycosiphon*, *Asterosoma*, *Chondrites* et *Thalassinoides*.

➤ **Thalassinoides**

C'est un terrier horizontal présentant des branches en forme de Y et T. Il est produit par les Décapodes de Crustacés et se trouve dans les substrats tendres et consolidés. Il caractérise le milieu intertidal à lagunaire et l'upper shoreface à offshore.



**Figure.23 : Asterosoma dans un grès fin à stratification plane légèrement oblique et à galets et drapages d'argile TOUC-1, C3, 2412.10m**



**Figure.24 : Facies hétérolithique assez bioturbé de type planolites TOUC-1 C3, 2408m**

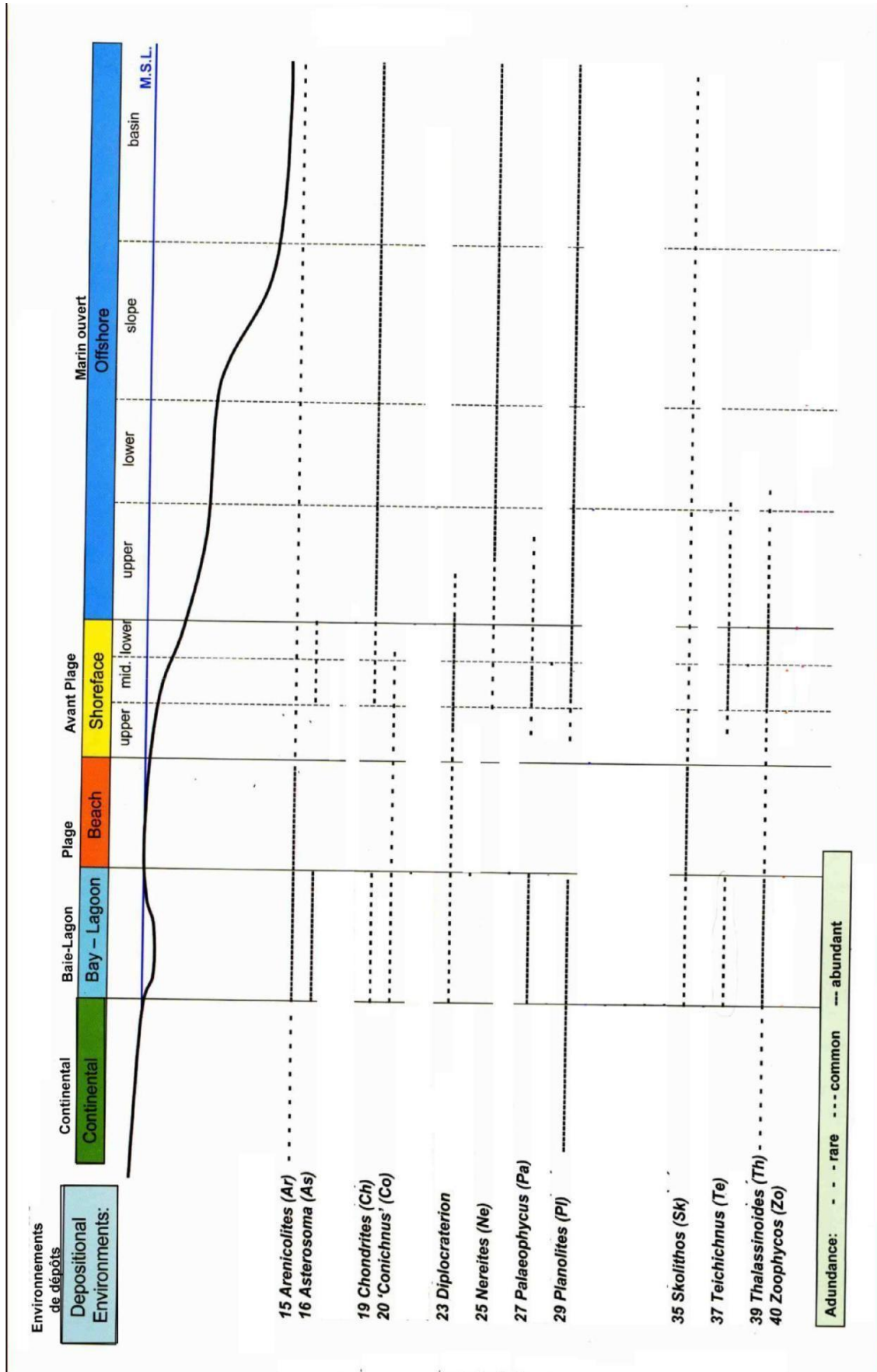


Figure.25 : Les ichnogenrs rencontrés dans les sondages étudiés

### III.3 Description des faciès et associations de faciès dans les sondages étudiés

La description des carottes, basée sur la lithologie, la couleur, la granulométrie, le litage, les structures sédimentaires, les fossiles et les traces fossiles, a permis de dégager plusieurs faciès formés, dans leur ensemble, par des silts, des argiles et des grès fins à très fins, rarement moyens à grossiers.

Ces faciès ont été groupés en quatre principales associations :

- Association de faciès de la plaine côtière.
- Association de faciès du domaine de plage (Foreshore)
- Association de faciès d'avant-plage (Shoreface).
- Association de faciès du domaine marin ouvert (offshore).

#### III.3.1 Association des faciès de la plaine côtière

On regroupe dans cette association tous les faciès qui se développent sur la plaine côtière.

L'impact de l'influence tidale sur les sédiments siluriens de la région d'étude est bien mis en évidence. Cette influence se traduit par :

- L'alternance assez régulière des faciès argileux et gréseux.
- L'abondance des clastes, des lamines d'argiles et des litages en flasers
- La présence de stratifications entrecroisées sigmoïdales.

On distingue, dans cet environnement, les chenaux tidaux et les barres tidales :

#### ✚ Les chenaux tidaux

Ils ont été décrits au niveau de la carotte 4 du sondage **ETB-2** qui montre un empilement de petites séquences positives (en fining-up). Chaque séquence débute par un grès moyen à grossier montrant, à la base, des surfaces érosives à galets d'argile et stratifications entrecroisées sigmoïdales. La granulométrie des grès diminue vers le sommet où s'installent des grès fins gris verdâtres.

La bioturbation est variable, de type horizontal et vertical. Elle est représentée par Skolithos et Teichichnus.

#### ✚ Les barres tidales

Elles sont décrites aussi au niveau la carotte 4 du sondage **TOUC-1** ainsi que la carotte 3 du sondage **TOUW-1** : l'évolution verticale des séquences est négative, traduisant un coarsening-up. Ces séquences débutent par un faciès de grès très fins gris-blancs à drapage d'argile surmonté par un banc de grès fin bien classé poreux et friable à drapages et à clastes d'argile. La bioturbation est horizontale et verticale. Elle est représentée par Skolithos, Arenicolites et Asterosoma.

### III.3.2 Association de faciès du domaine de plage (Foreshore)

Elle correspond à un grès très fin grisâtre compact non bioturbé, montrant un niveau à Orthocères. Les structures associées sont les laminations planes à obliques, les galets et les drapages d'argiles.

### III.3.3 Association de faciès d'avant-plage (Shoreface)

Les dépôts d'avant-plage observés sont contrôlés par les vagues permanentes et les tempêtes (présence des rides de vagues et des HCS).

Le Shoreface est subdivisé en trois sous-environnements :

#### ✚ Lower Shoreface (avant-plage inférieure)

Il comprend un facis hétérolithique formé par une alternance d'argiles noires et de grès fins ou parfois d'une alternance de silts et d'argiles. La bioturbation est souvent intense. Elle est de type horizontal avec des Chondrites, Planolites et Thalassinoides.

Les structures observées sont les drapages et galets d'argiles, les rides de vagues, les litages en mamelons (HCS).

#### ✚ Middle shoreface (avant-plage moyenne)

Les faciès observés sont intermédiaires entre les faciès fins de lower shoreface et les faciès gréseux propres de l'upper shoreface. La bioturbation est intense à modérée. Les structures observées sont des rides de vague et des stratifications entrecroisées à faible angle.

#### ✚ Upper shoreface (avant-plage supérieure)

Le taux de grès dans cet environnement est nettement supérieur à celui des sous-environnements décrits ci-dessus. Nous observons des grès fins gris-verts à stratifications planes à obliques. La bioturbation est faible. Elle est de type vertical avec l'ichnoggenre Skolithos.

### III.3.4 Association de faciès du domaine marin ouvert (offshore)

C'est une zone de faible énergie caractérisée par des sédiments fins formés d'argiles grises-noires micacées riches en pyrite et Lamellibranches pyritisés ainsi que d'argiles silteuses à stratifications planes.

## III.4 Description des carottes du SAG

Un total de 04 puits a pu être étudié (**Tableau 1**), pour un cumul de près de 282 m de carottes décrites. Le plan de localisation des puits étudiés est en (**Fig.26**)

Une sélection ciblée d'échantillons a aussi été entreprise à l'occasion de la description sédimentologique, avec pour but d'élaborer des lames minces pour pétrographie et diagenèse, et d'effectuer des argiles sur la fraction argileuse.

De telles descriptions se réfèrent aussi de manière qualitative aux porosités et imprégnations établies de manière visuelles. Les imprégnations se réfèrent aux couleurs marrons des carottes, et peuvent être dues aussi à des effets de boue de forage. Ce sont cependant des indications précieuses quant à la perméabilité relative du sédiment.

<b>Puits</b>	<b>Top (en m)</b>	<b>Base (en m)</b>	<b>Unité</b>	<b>N ° Carotte</b>	<b>Total</b>
<b>ETB-2</b>	3329	3348	Trias + B1	1	19
	3428	3443.2	B1	2	15.2
	3518	3530	A2	3	12
	3608	3625.84	M2	4	17.84
<b>TOUC-1</b>	3405	3423	B1	3	18
	3463	3499	B1	4	36
	3615	3633	A2	5	18
<b>TOUW-1</b>	3470.5	3475.5	B1	6	5
	3479	3482	B1	7	3
	3508	3511	A2	8	3
	3512	3521	A2	9	9
	3597	3604.2	A1	10	7.2
	3665	3683.5	M2	11	18.5
	3683.5	3692	M2	12	8.5
<b>TOUW-2</b>	3542	3544	A2	1	2
	3571	3580	A2 + A1	3	9
	3580	3589	A1	4	9
	3639	3657	M2	5	18
	3715	3733	M1	6	18
	3733	3751	M1	7	18
	3751	3769	M1	8	18

**Tableau .1 Puits avec études sédimentologiques des carottes**

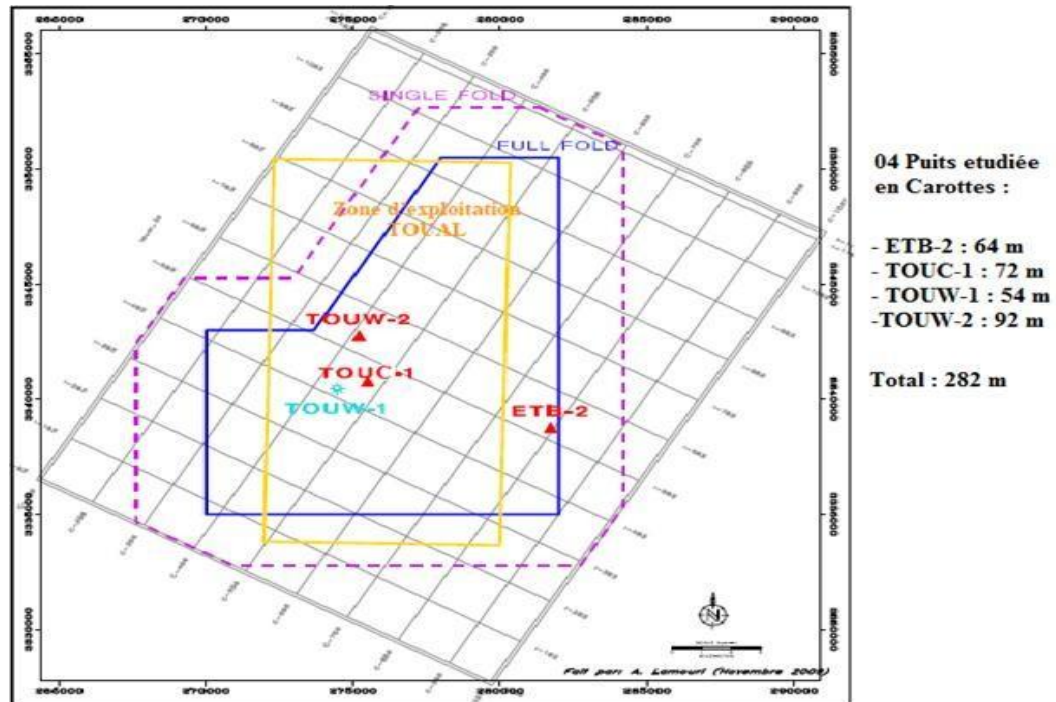


Figure.26 : Plan de localisation des puits carottés étudiés

### III.4.1 Etude sédimentologique des carottes

Les descriptions sédimentologiques ont été réalisées au format 1/50<sup>ème</sup> et ont été présentés au (Annexe 1,2,3,4), Elles ont aussi été confrontées aux interprétations pétrophysiques.

Les puits étudiés sont résumés ci-dessous.

#### III.4.1.1 Le puits ETB-2 (Fig.27)

Les intervalles représentés en carottes 1 et 2 illustrent le sommet de l'Unité B1 et son contact avec le Trias. Un tel contact a été observé en carotte 1 à 3 337,30 m, avec les séries sus-jacentes à cette profondeur dominées par des argiles et des grès grossiers fortement imprégnés (série du TAGI), et les séries sous-jacentes à 3 337,30 m présentant dans les 5 mètres supérieurs des couleurs d'altération (shales bariolées vert et rouge), puis des séries de shale non altérées. En carotte 2, des grès fins à très fins à stratifications onduleuses prédominent, et sont localement déformés avec des figures de liquéfaction. Les alternances de shale et de grès à stratifications onduleuses de type HCS (« Hummocky Cross-Stratification ») sont interprétés comme des dépôts de shoreface inférieur à offshore supérieur. La carotte 3 illustre la partie inférieure de l'intervalle A2, et est caractérisée par des alternances de shales de couleur sombre, faiblement micacées, avec des lentilles silteuses et grès argileux très bioturbés. Cet intervalle est interprété comme une barre d'offshore bioturbée.

La carotte 4 illustre la partie supérieure, mais non sommitale, de l'intervalle M2, et est dominée par des grès fins, d'apparence imprégnés, avec des stratifications d'angle faible très diffuses (aspect massif). De tels grès sont affectés par des sets de fractures tectoniques semi-ouvertes ainsi que des fissures colmatées. L'environnement de dépôt suggéré est le shoreface supérieur à moyen.

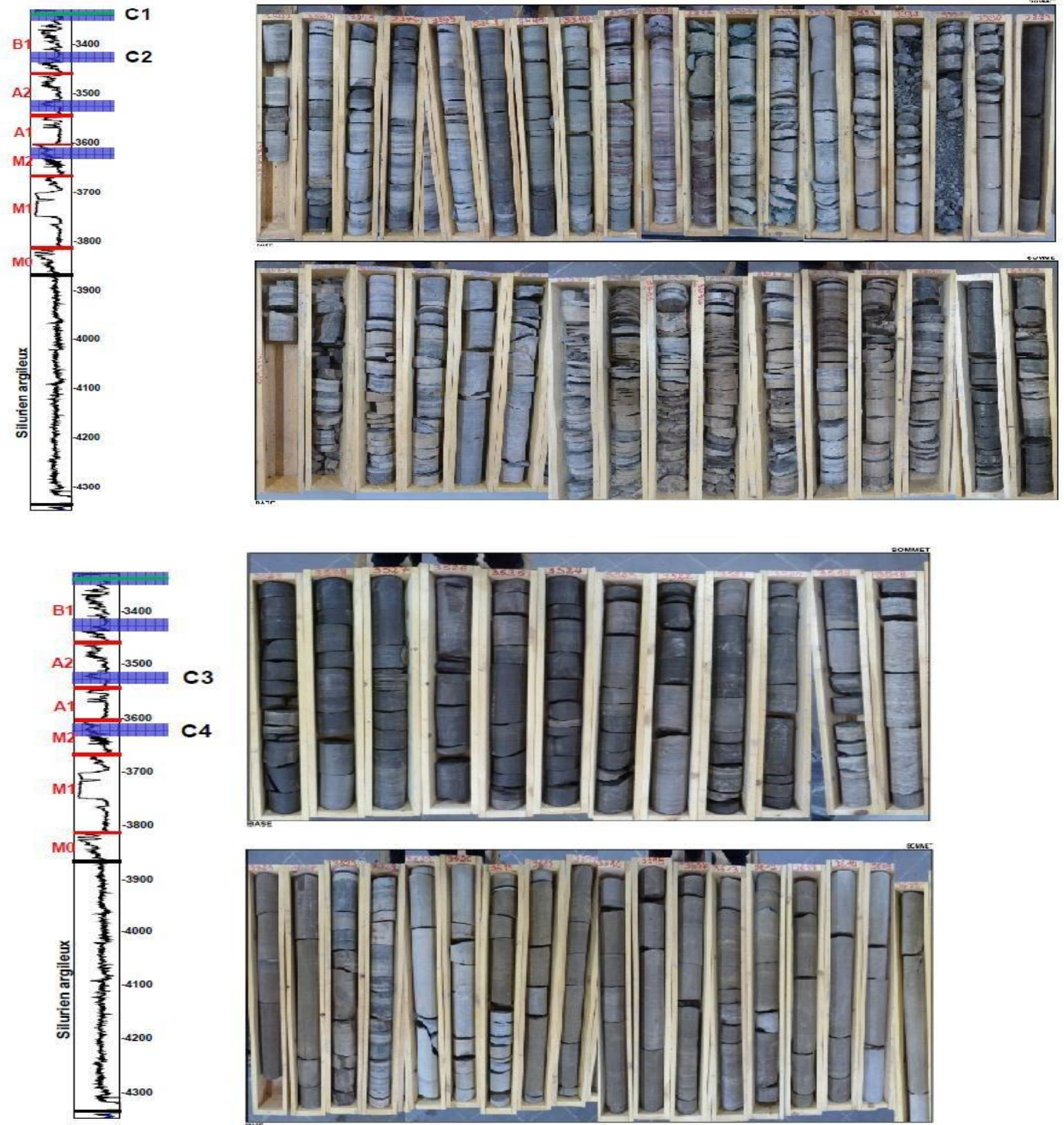


Figure.27 : Carottes du puits ETB-2, Document SH-EXPLO

III.4.1.2 Le puits TOUC-1 (Fig28)

Les carottes 3 et 4 appartiennent à l'Unité B1. Elles sont dominées par des séries de shale et hétérolithiques gris sombre, peu bioturbées à passées gréseuses localement déformées. Il s'agit de dépôts de type offshore supérieur. Des niveaux gréseux sont localement présents, sous la forme de grès moyens à grossiers avec débris coquillers (carotte 4) et fins nappages argileux. Les shales représentent un environnement d'offshore, et les grès et systèmes hétérolithiques des barres d'offshore (ou shoreface supérieur). L'intervalle de la carotte 5 (Unité A1) est presque exclusivement de type shale surmontées de grès argileux extrêmement bioturbés, interprétés comme environnements de lagon profond à superficiel.

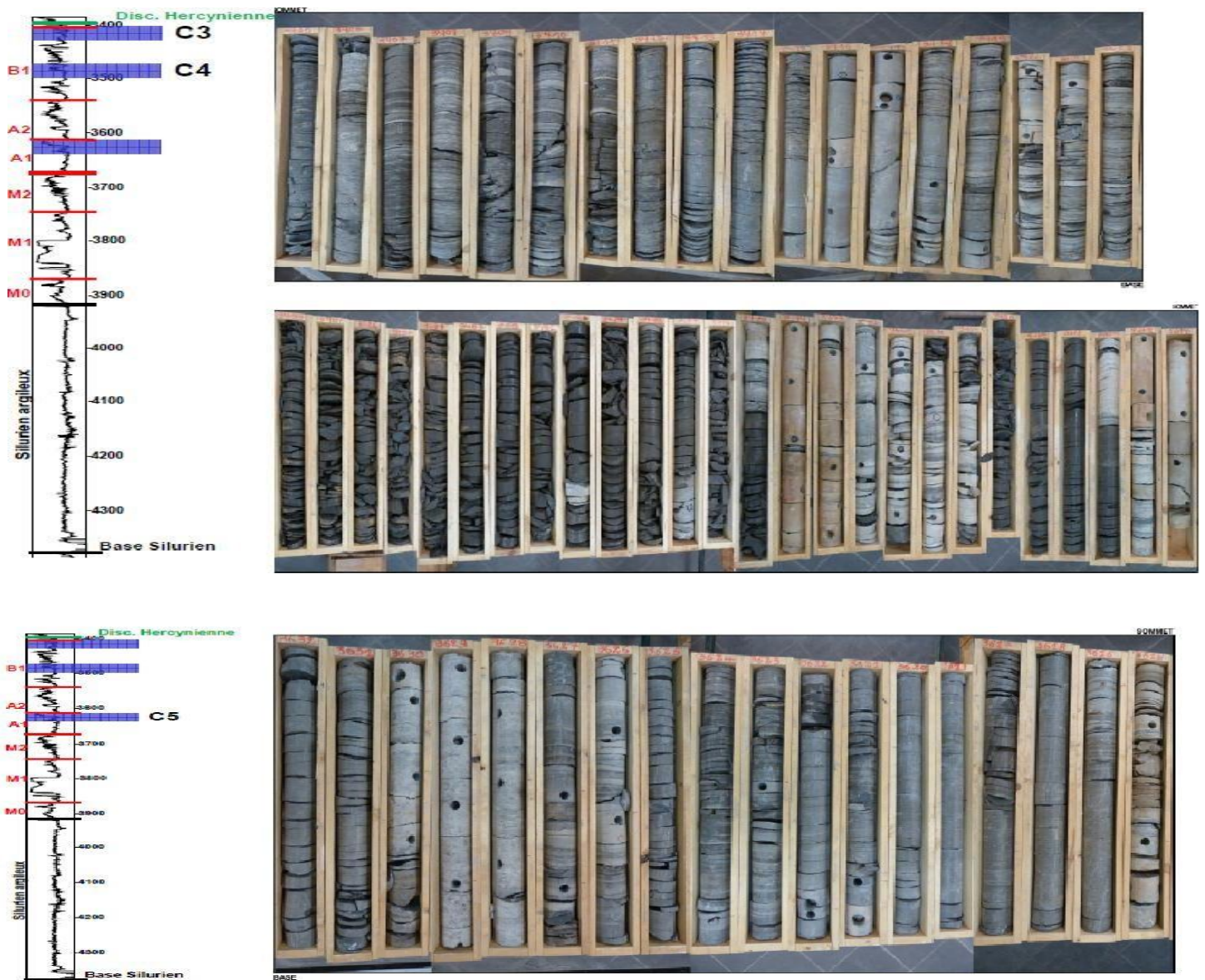


Figure.28 : Carottes du puits TOUC-1, Document SH-EXPLO

**III.4.1.3 Le puits TOUW-1 (Fig.29)**

Les carottes 6 et 7 (Unité B1) sont dominées par des shales massives et des séries hétérolithiques bioturbées, représentant respectivement des dépôts d'offshore et shoreface inférieur.

Les carottes 8 et 9 (Unité A2) sont dominées par des grès hétérolithiques très fins, de couleur beige, à petites rides de courant et intercalations d'argile. Les terriers sont dominés par *Bergueria* et *Planolites*.

La carotte 10 (Unité A1) a recoupé une série de shale noires massives, non bioturbées, interprétées comme dépôts d'offshore.

Les carottes 11 et 12 (Unité M2) comportent des dépôts hétérolithiques à la base, puis des grès très fins, bien triés, propres, à stratification plane et d'angle faible, non bioturbés, avec une légère imprégnation et une porosité moyenne.

De tels grès peu bioturbés sont interprétés comme dépôts de shoreface supérieur. La partie inférieure de la carotte 11 et la carotte 12 sont plus représentatifs de dépôts de shoreface inférieur (hétérolithiques).

**III.4.1.4 Le puits TOUW-2 (Fig.30)**

La carotte 1 (Unité A2) est peu représentée, et consiste en une série hétérolithique à petites rides de vagues et rares terriers (shoreface inférieur).

Les carottes 3 et 4 recourent la partie basale de l'Unité A2 et le contact avec le sommet de l'Unité A1 (établi à 3578,3m cote carotte).

La base de l'Unité A2 contient exclusivement des shales noirs non bioturbées, représentant des environnements d'offshore.

Le sommet de l'Unité A1 est marqué par une séquence progradante avec des silts argileux non bioturbés à la base, passant à des grès argileux fortement bioturbés et un sommet de grès fins bien triés, à stratifications planes ou d'angle faible, à porosité moyenne et faible imprégnation apparente.

Une telle évolution reflète le passage d'un lagon profond à la base, surmonté de dépôts de lagon superficiel bioturbés, et terminés par un chenal côtier.

La carotte 5 marque le sommet de l'Unité M2, et est constituée de grès très fins, bien triés et propres, à stratifications planes et d'angle faible, non bioturbées, avec le développement local de grès plus poreux, spécialement vers le sommet de cette séquence d'organisation granocroissante.

Ces alternances reflètent des séries de shoreface inférieur et supérieur (barres d'offshore).

Les carottes 6, 7 et 8 sont contenues dans l'Unité M1. Elles sont dominées (carottes 6 et 7) par des shales noirs finement laminées avec débris de matière organique et rares *Orthocères*, suggérant un milieu de type offshore.

La base de la carotte 8 est représentée par un carbonate légèrement métamorphisé, incluant de nombreux débris de bioclasts, fortement fissuré et pyriteux (sommet de l'Unité M0 ou base de l'Unité M1). Ce faciès particulier est interprété comme produit d'altérations diagénétiques liées à la mise en place d'une dolérite (reconnue el logs à moins de 10 mètres sous cette série).

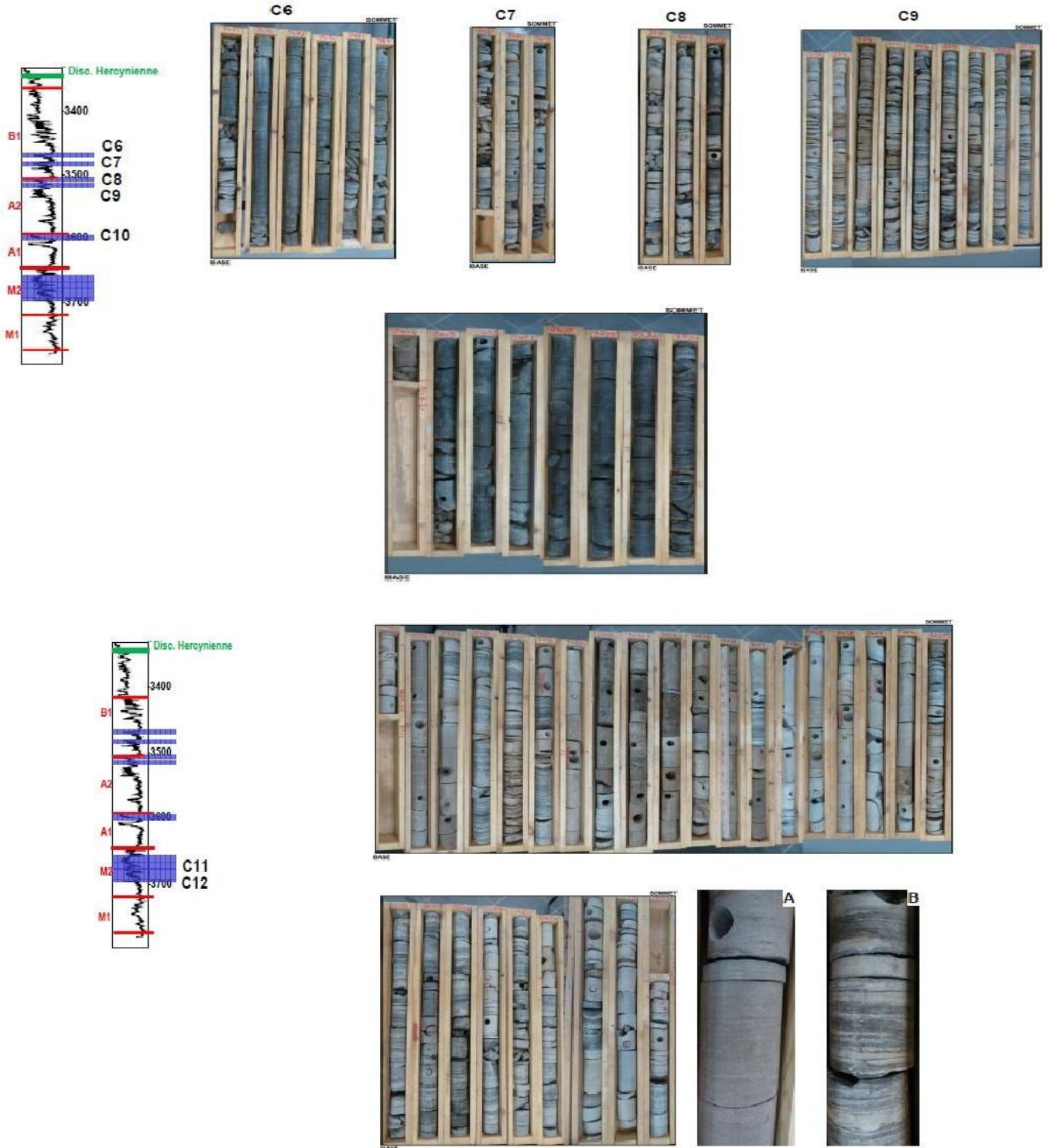


Figure.29 : Carottes du puits TOUW-1, Document SH-EXPLO

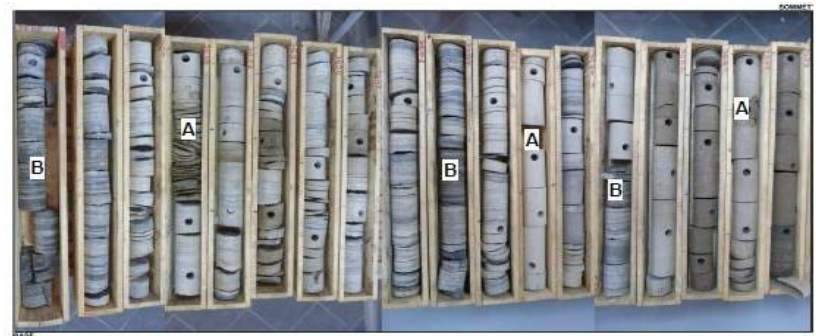
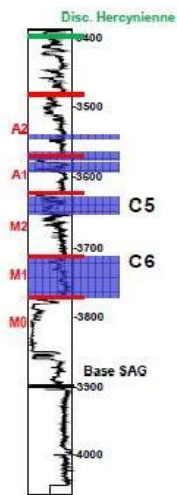
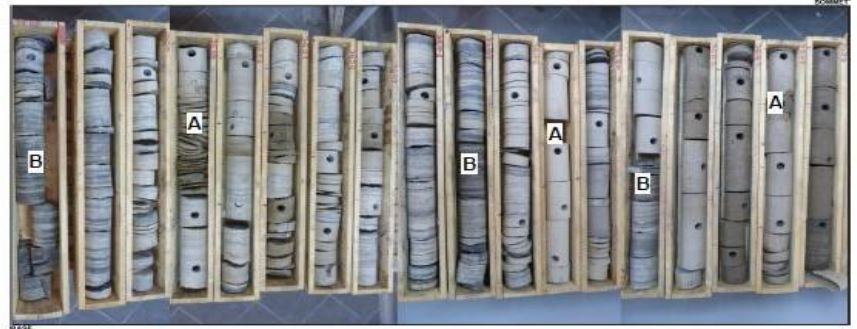
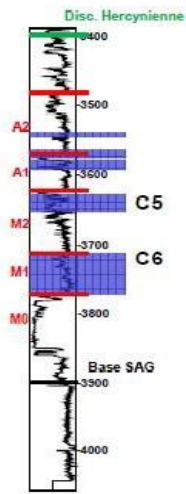


Figure.30 : Carottes du puits TOUW-2, Document SH-EXPLO

Les principaux environnements reconnus dans le SAG (toutes unités confondues) et qui apparaissent dans les descriptions sédimentologiques sont résumés ci-dessous :

- Environnement de baie, avec des milieux fortement bioturbés et organiques, et des alternances avec des shales bioturbés ;
- Environnements de shoreface supérieur, en général avec des grès peu bioturbés et assez massifs ;
- Environnements de shoreface inférieur, dominés par des grès argileux très bioturbés ;
- Environnements de transition shoreface inférieur – offshore supérieur, avec des grès très fins à hummocks ;
- Environnements offshore argileux.

### III.4.2 Associations des faciès

Il a été mis en évidence 05 faciès principaux (associations de faciès) dans l'intervalle Silurien du champ de Toual, sur la base de la granulométrie, des structures sédimentaires et éléments additionnels, des degrés et diversités de bioturbation, ainsi que sur des qualités réservoirs observés macroscopiquement.

Ces associations de faciès, caractérisant un environnement de transition terre-mer, sont répertoriées depuis un pôle proximal (chenaux côtiers) jusqu'à un pôle distal (offshore) dans le

#### Tableau .2

Dans ce tableau, sont détaillés les éléments suivants :

- ✚ **Granulométrie** : Une grande partie des sédiments étudiés est de granulométrie fine inférieure à très fine localement. Les granulométries les plus fortes se rapportent aux sédiments les plus proximaux de type chenaux de marée ;
- ✚ **Structures sédimentaires** : Les stratification obliques d'angle faible sont communes, surtout dans les environnements de shoreface (avant-plage) supérieur ou les sédiments sont vannés par l'action des vagues. Des stratifications en mamelons (HCS) sont aussi fréquents, caractérisant des dépôts de shoreface moyen à inférieur ou l'action des vagues n'est sensible que lors de conditions de tempête ;
- ✚ **Eléments additionnels** : La présence de drapages réguliers d'argile contribue à reconnaître des influences de marée. D'autres éléments tels de clasts pluricentimétriques anguleux (dropstones) ont été observés dans des argiles d'offshore. Des éléments bioclastiques tels que des Orthocères ont aussi été reconnus, dans des niveaux argileux comme dans des niveaux gréseux ou de telles faunes ont été remaniées ;

- ✚ **Intensité de bioturbation et ichnotaxa** : Les bioturbations peuvent être importantes et contribuer à la dégradation des qualités réservoir. Elles sont en général reliées aux taux de sédimentation, et sont abondantes dans les systèmes de lagon (dominés par Skolithos, Asterosoma, Paleophycus et Arenicolites) et les systèmes de shoreface inférieur.
- ✚ **Contacts** : les contacts lithologiques peuvent être base érosifs, surtout dans les domaines de chenaux tidaux, et plus progressifs dans les évolutions de type offshore-shoreface inférieur et supérieur, traduisant des chutes progressives du niveau marin ;
- ✚ **Propriétés réservoir** : Il s'agit des propriétés originales, qui peuvent avoir été modifiées par des phénomènes diagénétiques. Les meilleures propriétés sont reconnues dans les grès de shoreface supérieur (peu de bioturbation, bon tri) et ceux de barre d'embouchure ;
- ✚ **Commentaires** : Les distinctions entre grès de barre d'embouchure et grès de shoreface supérieur (barre d'offshore) ne sont pas évidentes. Les barres d'offshore se déposent en contact abrupt avec l'encaissant et peuvent effectivement se comporter comme des barres sableuses d'embouchure plus ou moins dispersées par la dérive littorale ;
- ✚ **Pourcentage sable/argile** : Il s'agit d'une évaluation qualitative macroscopique, qui a permis de proposer les bases de cette classification de faciès.
- ✚ **Bathymétrie** : Cet input est nécessaire afin d'élaborer les inputs en termes de paléobathymétrie.

Le **Tableau.3** résume les principaux systèmes de dépôt, par intervalle stratigraphique et par puits. En jaune, sont surlignés les principaux réservoirs potentiels à forte porosité intergranulaire d'origine, mais désormais souvent cimentés ou compactés. Ils restent cependant des réservoirs potentiels. Il ressort aussi de cette figure que les principaux réservoirs sont concentrés dans les unités inférieures du SAG, c'est-à-dire dans les niveaux progradants des grès de shoreface et des systèmes chenalisés deltaïques à dominance fluviale du M2, du A1 et du A2. De même, les dépôts interprétés comme barre d'embouchure et barre d'offshore offrent des capacités de réservoirs potentiels, incluant peu de matériaux argileux dans leur matrice. Les propriétés réservoirs sont cependant modifiées par la diagenèse

ENVIRONNEMENT DE D	Proximal						
	SEDIMENTAIRE	LAGON	LAGON	LAGON	LAGON	SHOREFACE	SHOREFACE
PHOTOS							
GRANULOMETRIE ET COULEUR	Sables fins à très fins, bioturbés, gris-blancs	Sables hétérolithiques, bioturbés, grisâtres	Sables très fins argileux, bioturbés, grisâtres	Silts grisâtres à verdâtres	Sables fins à très fins grisâtres à beiges.	Sables fins à très fins hétérolithiques, grisâtres à beiges.	Sables fins à très fins hétérolithiques, grisâtres à beiges.
STRUCTURES SEDIMENTAIRES	Nombreuse rides et drapages d'argile (flaser)	Litage hétérolithique ondulé à lenticulaire		Lamination plane	Stratification plane et d'angle faible	Stratification en mamelons parfois détruite par la bioturbation	Litage hétérolithique ondulé à lenticulaire
ELEMENTS ADDITIONNEL	Possibles traces de racines (végétaux primaires)	Possibles traces de racines (végétaux primaires)	Stratification hétérolithique initiale totalement détruite	Riches en micas	Présence de rares drapages et de bioclastes	Intensité et diversité de la bioturbation étroite au taux de sédimentation	
INTENSITE DE BIOTURBATION	++	++	+++		+	+ / ++	+
CONTACTS	Contacts francs caractérisés par des surfaces bioturbées	Contacts francs caractérisés par des surfaces bioturbées	Contacts francs caractérisés par des surfaces bioturbées	Progressif vers argile sombre ou sables bioturbés	Contacts francs ou érosifs	Contacts francs à bioturbés	Contacts francs à bioturbés
PROPRIETES RESERVOIR							
COMMENTAIRES	Facies souvent associées aux chenaux de platier	Risque de confusion Shoreface inf-Offshore sup	Bioturbation intense de petite taille et horizontale typique d'un milieu calme	Milieu particulier sans trace de bioturbation anoxique	Souvent des barres d'Offshore	Parfois Shoreface bioturbée faible	Parfois Shoreface bioturbée faible
POURCENTAGE SABLE / ARGILE	75/25	20/80	25/75		95/5		50/50
BATHYMETRIE	0-5 m	0-5 m	5-25 m		0-10 m		10-25 m

Tableau.2 : Résumé des principaux faciès

### III.4.3 Corrélation des principaux dépôts du SAG

Les différents lithofaciès assemblés en classes/groupes de faciès interprétés en termes d'environnement de dépôts ont servi de base pour le profil de corrélation proposée. Une fois les groupes de faciès identifiés sur logs (signature diagraphique spécifique), ils ont été extrapolés aux puits ou aux intervalles non carottés sur la base des signatures diagraphiques. Le profil de corrélation représentative a été établis sur la base d'un découpage séquentiel cohérent, et sur le calage des puits avec les horizons sismiques.

#### ➤ Interprétation du profil

Le profil illustre une coupe située à l'ouest du bassin Berkine, orientée grossièrement nord-est à sud, depuis GEA-2 à HCP-1. (Fig.31)

La Discordance Hercynienne a fortement érodé les unités supérieures du SAG dans la région de GT-3, TG-4 et GEA-2. Ces niveaux sont présents dans la région de Toual, ou ils ont pu être corrélés avec ceux des puits situés plus à l'Est, comme TOUW-1, TOUC-1 et HCP-1. Au niveau des unités B1 et B2, la répartition des faciès devient légèrement plus distale dans ces puits.

La présence d'intrusion plutonique au niveau des unités M est aussi détectée en logs (présence de niveau massif à très faible Gamma-Ray) et en sismique (fortes amplitudes). De nouveau, la continuité latérale de telles intrusions est difficile à évaluer. La genèse de telles intrusions pourrait être liée à l'ouverture de systèmes de rift pendant le Lias. A effet de comparaison, les dolérites du bassin de Reggane peuvent atteindre près de 200 km de continuité latérale.

La section sismique illustrée dans cette figure représente la continuité latérale des épandages gréseux, avec très peu de géométries détectées.

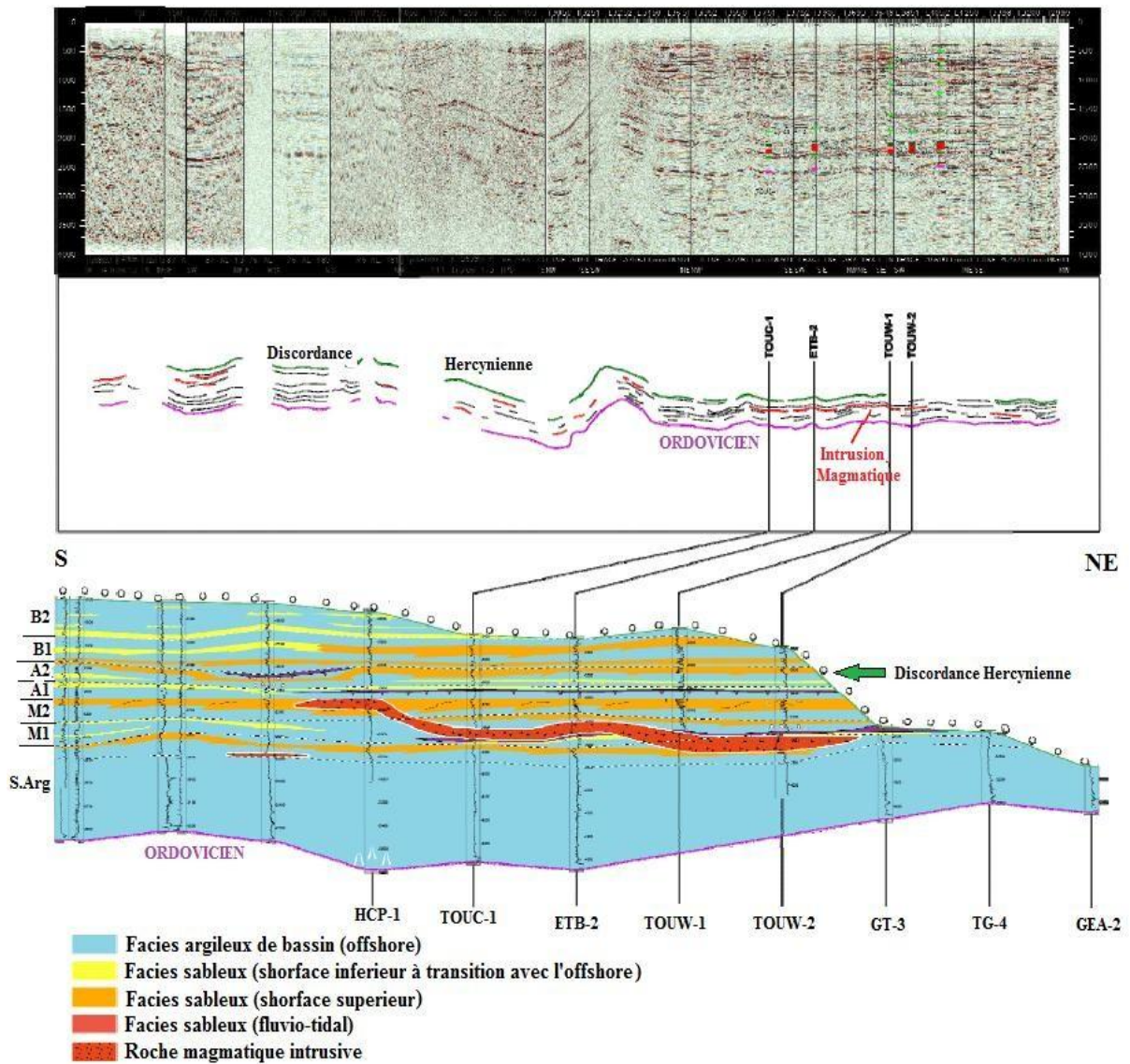


Figure.31 : Profil interprétée en facies et coupe sismique associée

### III.5 Pétrographie et Diagenèse

Une sélection d'échantillons a été prélevée lors de la phase de descriptions de carottes, qui ont donné lieu à deux types d'analyses : des études pétrographiques classiques en microscopie optique, et des analyses de diffraction d'argile (voir **Tableau .4** pour la liste des échantillons et l'appartenance aux unités stratigraphiques). Les échantillons ont été choisis dans les niveaux gréseux afin de corroborer les observations macroscopiques et de détecter les altérations diagenétiques principales responsables de la modification des propriétés réservoirs. De ces échantillons gréseux, a été extraite la fraction argileuse pour des analyses plus fines de diffraction de rayons-X afin d'identifier et de quantifier ces argiles.

#### III.5.1 Pétrographie classique

A partir des échantillons sélectionnés sur les carottes, des lames minces imprégnées en résine bleue ont été effectuées par le Laboratoire de SONATRACH.

Au total, un nombre de 18 échantillons a été décrit en semi-quantitatif, et les résultats sont consignés en **Annexe.1**.

Puits	Echantillon	Carotte	Unité	Lame mince	R <sub>x</sub>	Commentaires
ETB-2	3610	4	M2	X		
	3618	4	M2	X	X	
	3621	4	M2	X		
TOUC-1	3416.5	3	B1	X		
	3463.5	4	B1	X	X	
	3474.5	4	B1	X	X	
	3475	4	B1	X		
TOUW-1	3667.25	11	M2	X		
	3674.3	11	M2	X		
	3681.6	11	M2	X	X	
TOUW-2	3579.25	3	A1	X	X	
	3582.5	3	A1	X	X	
	3639.25	5	M2	X	X	
	3642	5	M2	X	X	
	3645.5	5	M2	X		
	3650	5	M2	X		
	3765.2	8	M1	X		
	3768.25	8	M1	X		

Tableau.4 : Echantillons prélevés pour l'étude diagenétique

### III.5.2 Analyse de la fraction argileuse

Un nombre de 8 échantillons a été analysé par diffractométrie des rayons X en vue d'une caractérisation minéralogique qualitative et semi-quantitative de la roche totale et de la fraction fine (argiles) par diffractométrie des Rayons X (DRX). Cette étude a été réalisée par le laboratoire de sédimentologie de la direction Géologie de SONATRACH à Boumerdès. Les principaux résultats de l'étude pétrographique/ diagénétique sont les suivants :

#### Textures

Les textures correspondent à des échantillons matures. Les grains sont en général subarrondis à subanguleux, mais le tri est bon à très bon, et les granulométries moyennes autour des classes fines (de 125 à 250 microns), même si des granulométries plus fines ont pu être observées localement.

#### Fraction détritique

La fraction détritique correspond aussi à des échantillons matures, dominés par des quartz qui représentent en général plus de 85% à 90% de cette fraction. Les échantillons sont donc en général des quartzarénites. Le reste de la fraction détritique est constitué de micas tels que la muscovite, plus des traces de biotite, des minéraux opaques, des minéraux lourds tels que des zircons, apatite et tourmaline (en maximum 1% du volume total de roches), des fragments de roches et des feldspaths toujours en trace. Des argiles détritiques sont aussi présentes, en forme de liserés marrons qui peuvent représenter près de 10% du volume total de roches. De tels pourcentages sont en général plus fréquents dans les grès hétérolithiques ou barres gréseuses bioturbées. Finalement, une fraction bioclastique a aussi été observée, et consiste en de fréquents Orthocères, plus de rares petits mollusques et Trilobites.

#### Fraction authigénique

Les fractions authigéniques sont dominées par :

La présence d'un ciment carbonaté en faible quantité (de nature calcitique d'après les observations pétrographiques classiques, ou de nature sidéritique d'après les analyses en diffractométrie). Cette fraction est en général en proportion faible (1 à 3%), avec un volume plus important dans les échantillons du puits ETB-2 et celui de TOUW-2 (M0).

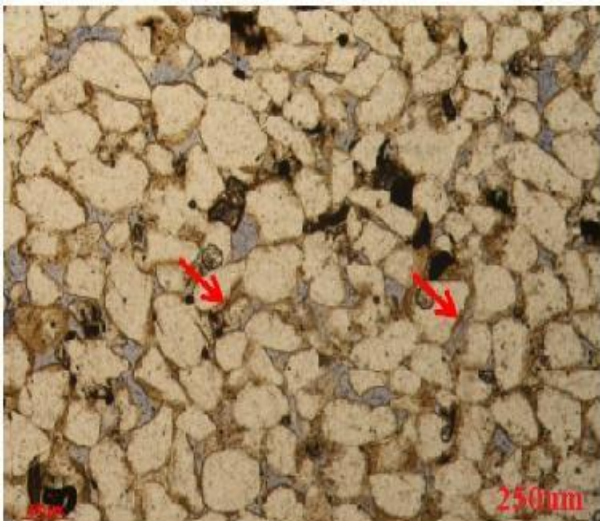
La présence d'un ciment argileux, fréquemment de nature chloritique (**Fig.32**) comme confirmé par les analyses de diffraction d'argiles et les morphologies de certaines de ces argiles (de type concentrique, « pore-lining »). Ces argiles néoformées de nature chloritique sont exclusives dans les puits TOUW-1, TOUC-1, et associées à des argiles de type illite et kaolinite dans les puits

TOUW-2, TOUW-1 et ETB-2. De tels ciments argileux peuvent représenter de 3 à 15% du volume total de roche.

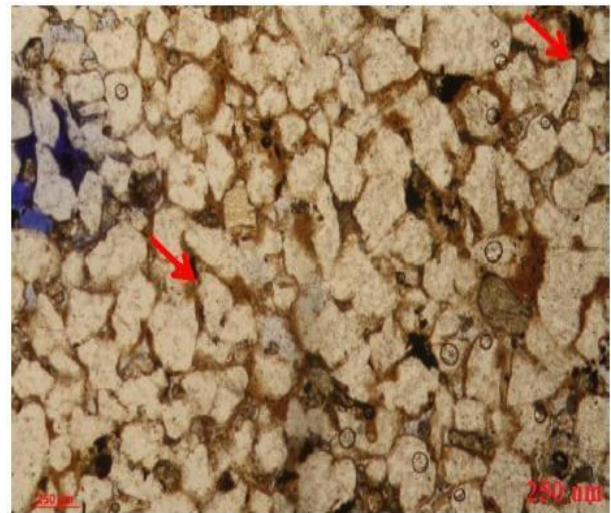
#### ✚ Timing des cimentations

Les cimentations précoces d'argiles paraissent avoir une influence sur les cimentations siliceuses responsables de la dégradation des réservoirs. En effet, lorsque les cimentations chloritiques sont relativement faibles, les ciments siliceux et la compaction mécanique et chimique des grains (contacts stylolitiques, surcroissance de silice) paraissent évidents, et les réservoirs sont dégradés. Lorsque les halochlorites néoformés sont suffisamment développés, la cimentation siliceuse est réduite et les qualités de réservoir peuvent être préservées en partie. Lorsque les argiles sont de trop forte importance volumétrique, elles restreignent les perméabilités.

La présence de ciments carbonatés peut donc être liée localement à des intrusions plutoniques (ciments tardifs), ou des circulations de fluides riches en calcium, le calcium provenant de matériaux bioclastiques observés localement.



TOUW-2 ,3579.5 m, Unité A1









ETB-2 ,3610.8 m, Unité M2

**Figure.32 : Exemples de ciments chloritique dans le SAG**

### III.5. Relations faciès sédimentaire avec porosité et diagenèse

Il est rappelé qu'une telle caractérisation (relation faciès avec porosité et diagenèse) est effectuée à partir de données pétrographiques disparates et très limitées à l'échelle d'un bassin : 54 échantillons sur 11 puits pour 7 unités stratigraphiques qui ne sont pas toutes présentes dans chacun des puits. Les conclusions qui se dégagent d'une telle étude restent donc forcément très générales et seulement à valeur indicative, et demandent à être complétées par des analyses plus

systematiques. La caractérisation des différents niveaux sédimentaires et l'étude des principales altérations par niveau stratigraphique et par puits sont résumées dans la figure.33.

		SAG					Résumé Diagenèse
		B 2	B 1	A2	A1	M 2	
T O U A L	TOUC-1						Ciments chloritique dans B1,avec kaolinite dans A1
	TOUW-1						Ciments argileux (chlorite,illite et kaolinite) dans M2
	TOUW-2						Ciment chloritique dans A1,avec illite et kaol dans M2
	ETB-2						Ciment chloritique dans M2

Qualité réservoir  
Lame Mince  
★ ★ ★ ★

Qualité réservoir  
Carotte  
■ ■ ■ ■

Figure.33 : Synthèse diagenétique par puits et intervalles stratigraphique

Les réservoirs chloritiques paraissent être présents dans la plupart des unités, comme le révèlent les analyses de rayons-X. Elles sont présentes :

- Dans l'Unité **B1** de TOUC-1
- Dans l'Unité **A1** des puits TOUW-2
- Dans l'Unité **M2** du puits ETB-2

Les mélanges d'illite, kaolinite et chlorite ont été détectés plutôt au niveau du M2, et présents dans les puits TOUW-1 et TOUW-2.

De cette caractérisation, il ressort une possible relation (ténue) entre les dépôts à prédominance tidaux, ou des chenalizations se mettent en place (Unité A1 du puits TOUW-2, Unité M2 des puits TOUC-1 et ETB-2, Unité B1 du puits TOUC-1) et la présence d'une chlorite diagénétique.

Les chlorites peuvent être formées par deux processus principaux :

- Elles peuvent être associées aux environnements sédimentaires transitionnels, lorsque les sédiments fluviaux entrent dans le domaine marin. C'est le cas des chlorites riches en fer (Taylor & al., 2010). La présence de ciments chloritiques est un phénomène bien connu dans les milieux de front de delta dominés par les systèmes fluviaux (Morad et al, 2010), ou des argiles néoformées de type odinite ou berthierine se développent de manière précoce avec des morphologies de type « grain-coating » ou ooidales. Ces minéraux verts sont par la suite transformés en profondeur en chlorites.

- Elles peuvent être reliées aux altérations de fragments de roche de type volcanique, qui fournissent les composants nécessaires à la précipitation des chlorites, indépendamment des environnements de dépôt d'origine.

Comme commenté précédemment, ce chlorite, lorsqu'elle est suffisamment développée avant la phase d'enfouissement du sédiment, inhibe les cimentations de quartz et peut ainsi préserver une certaine porosité originale. Les perméabilités sont cependant affectées par ce type d'argile.

Les intervalles et puits riches en chlorite avec une porosité moyenne sont par exemple l'Unité A1 de TOUW-2 et l'Unité M2 de ETB-2 (voir Figure.30). Dans de tels puits, le chlorite ne forme pas 10% du volume total, et a ainsi pu inhiber en partie les précipitations siliceuses tout en conservant une porosité d'origine.

### **III.6 Conclusion sur la diagenèse**

Les porosités observées restent relativement faibles à moyenne, avec de faibles perméabilités apparentes. Ceci est dû en grande partie aux ciments siliceux (croissances de silice secondaire), à la présence d'argiles authigéniques de type chlorite, aux ciments carbonatés (faibles en volume) et à la compaction (nombreux grains en contacts microstylolitiques).

La prédiction des phénomènes diagenétiques responsables de la modification des qualités réservoirs reste limitée, en l'absence d'études quantifiées systématiques à grande échelle sur le matériel géologique disponible (carottes, cuttings). Il apparaît cependant une relation entre l'occurrence de ciments chloritiques et les faciès de type chenaux tidaux à influence fluviales, ce qui pourrait servir de guide aux futures explorations.

La présence de ciments chloritiques en faible abondance (entre **5** à **15%** environ) permet de préserver les grains détritiques des surcroissances siliceuses et ainsi de moins détériorer les qualités réservoirs.

# *Chapitre IV*

## Aspect pétrophysique

## IV. Introduction

L'évaluation pétrophysique s'intègre dans le cadre de la caractérisation des réservoirs du Silurien Argilo Gréseux du Bassin de Berkine. Elle complète la définition des réservoirs en termes de distribution, d'extension et de caractérisation pétrographique. Les principales caractéristiques à définir concernent la hauteur utile et la porosité avec un support de calibration à partir des descriptions et mesures sur carottes. Ces caractéristiques contribuent à la réalisation d'une cartographie régionale des différents réservoirs.

Pour les structures où une estimation volumétrique est effectuée, un examen plus approfondi est réalisé prenant en compte les résultats pétroliers, l'estimation de la saturation et des contacts de fluides.

### IV.2 Données disponibles

Les puits du projet ont été sélectionnés sur la base de la présence de Silurien au sens large et de puits additionnels de contrôles. L'évaluation réservoir ne concerne que la partie potentiellement réservoir du Silurien : le Silurien Argilo Gréseux., une liste plus restreinte a été dressée avec des puits bien informés, comportant au minimum les courbes GR et Sonic, et ayant une préservation du SAG ou une pénétration sur une épaisseur approximativement supérieure à 100m ces puits sont en mise en évidence sur le **Tableau.5**.

PUITS	Principales diagraphies							
	CALI	GR	NGS	RES	NPHI	RHOB	PEF	DT
TOU-13	X	X	X	X	TNPHI	ROHZ	X	X
TOUC-1	X	X	X	X	CNC	ZDEN	X	X
TOUP-1	X	X	X	X	CNC	ZDEN	X	X
TOUSW-1	X	X	-	-	TNPHI	ROHZ	X	-
TOUW-1	X	X	-	-	TNPHI	ROHZ	-	X
TOUW-2	X	X	-	X	-	-	-	X
ETB-1	X	X	-	X	NPHI	ROHB	-	X
ETB-2	X	X	X	X	NPHI	ZDEN	X	X
ETBS-1	X	X	X	X	NPHI	ROHB	X	X

**Tableau .5 : Diagraphies disponibles dans le Silurien Argilo-Gréseux**

A partir de ces informations, de la distribution géographique des puits et de la lithostratigraphie définie lors de la phase de corrélations, la méthodologie suivante pour l'évaluation des paramètres réservoirs a été adoptée :

- Interprétation comprenant détermination du volume d'argile, de la porosité et de la saturation pour les zones à fort potentiel,
- Interprétation avec volume d'argile et porosité pour les puits périphériques

- Estimation du volume d'argile pour quelques puits afin de compléter la cartographie de l'épaisseur de grès.

### IV.2.1 Carottes

Historiquement, le Silurien Argilo Gréseux de la majeure partie de la région de l'étude correspondait à un objectif secondaire. Les intervalles carottés étaient peu nombreux. La réactualisation de cet objectif a conduit au prélèvement de carottes sur des puits récents. L'évaluation pétrophysique bénéficie de données récentes et principalement localisées sur certaines régions. La liste des puits carottés avec indication des carottes prélevées est rappelée sur le tableau suivant.

Puits	Nombre	Métrage (m)
ETB-2	4	64
TOUC-1	3	72
TOUW-1	7	54
TOUW-2	7	92

**Tableau .6 : Puits carottés et carottes disponibles**

Les descriptions de carottes réalisées au cours de l'étude ont servi de support pour la calibration de l'évaluation pétrophysique. Des mesures conventionnelles sont disponibles sur certains de ces puits.

### IV.2.2 Information générales

Pour la plupart des puits récents, les informations de forage/boue sont mentionnées dans les entêtes des fichiers en format LAS ou sur les entêtes de logs lorsqu'elles sont disponibles. En général, ces puits sont forés en 8.5'' dans l'intervalle silurien et en boue à huile de densité proche de 1.2 sg. La température de fond de quelques puits représentatifs de la gamme de profondeur du Silurien dans le Bassin de Berkine. Pour pallier l'absence de données sur les autres puits, on déduit un gradient défini par les points : 255°F à 3 000 m et 330°F à 5 000 m en se basant sur les températures maximales. En l'absence de données de salinité d'eau mesurée des réservoirs siluriens, il est admis que la salinité des réservoirs proches (Triasiques, Dévoniens ou Ordoviciens) est applicable. Cette salinité est de l'ordre de 300g/l soit une résistivité de l'eau de formation 0.042ohmm à 75°F.

### IV.3 Examen des diagraphies et édition

Un examen des diagraphies focalisé sur les outils de porosité a été réalisé. L'objectif étant de contrôler la qualité des enregistrements, de vérifier l'homogénéité des réponses et de préparer l'interprétation pétrophysique. Cette étape est réalisée à partir de Crossplots Neutron-Densité et Neutron-Sonic avec contrôle sur les logs composites portant l'ensemble des diagraphies. Dans une première étape, il s'est avéré nécessaire d'homogénéiser les unités de porosité qui sont en pourcentage et en décimal. Sur un puits, la mnémonique de la courbe de porosité indique une porosité en matrice dolomie qui a nécessité une calibration en condition standard. D'autre part des recalages en profondeurs ont été réalisés.

Les graphes Neutron-Densité et Neutron-Sonic du Silurien Argilo Gréseux sont regroupés en fonction du type d'outil : TNPH/RHOZ, CNC/ZDEN et NPHI/RHOB et appellent les commentaires généraux suivants

- ✚ Mise en évidence de valeurs affectées par les mauvaises conditions de trou. Elles affectent essentiellement le log de densité quel que soit le type d'outil utilisé. La rugosité du trou en est probablement le facteur principal.
- ✚ Le point argile est bien défini en termes de densité et de sonic. Les valeurs sont respectivement comprises entre 2.7 et 2.75g/cc et 70 à 75  $\mu$ s/ft.
- ✚ Le point argile du neutron se situe aux environs de 35% avec des variations de l'ordre de 5 unités de porosité. L'outil CNC donne une porosité supérieure et l'outil NPHI une porosité inférieure.
- ✚ Les niveaux propres sont peu abondants avec des faciès intermédiaires entre grès propres et argiles bien développés.
- ✚ Les niveaux les plus propres ont une porosité groupée en deux classes, l'une entre 5 et 10% et l'autre aux environs de 20%.

Ces observations conduisent aux points suivants concernant l'interprétation pétrophysique :

- Les paramètres argiles sont bien définis avec un ajustement du neutron par puits.
- La combinaison neutron-densité est généralement utilisable pour les intervalles moyennement argileux à argileux et est indicative dans les zones où l'effet de la rugosité sur la densité apparaît comme un effet gaz.

**La Figure.34** présente des graphes similaires pour lesquels une différenciation en fonction de l'argilosité est réalisée. Les mêmes commentaires peuvent être émis en termes de réponse diagraphique. On observe toutefois une réduction des paramètres argile, neutron et sonic. Cette réduction est liée à une profondeur plus importante du Silurien dans la région considérée.

Des niveaux poreux sont individualisés. Ils peuvent atteindre plus de 20% à la fois sur le graphe neutron-densité et neutron-sonic. Les points les plus propres peuvent s'écarter de la ligne matrice des sables en direction de la ligne matrice des calcaires. De l'ensemble de ces considérations, il apparaît que le Silurien Argilo Gréseux présente globalement des réponses diagraphiques relativement homogènes où les niveaux propres sont peu abondants. L'argilosité est variable avec une forte proportion de grès argileux. L'utilisation de la combinaison neutron-sonic voire du sonic seul est recommandée pour pallier la non représentativité de la densité dans les intervalles cavés ou à forte rugosité.

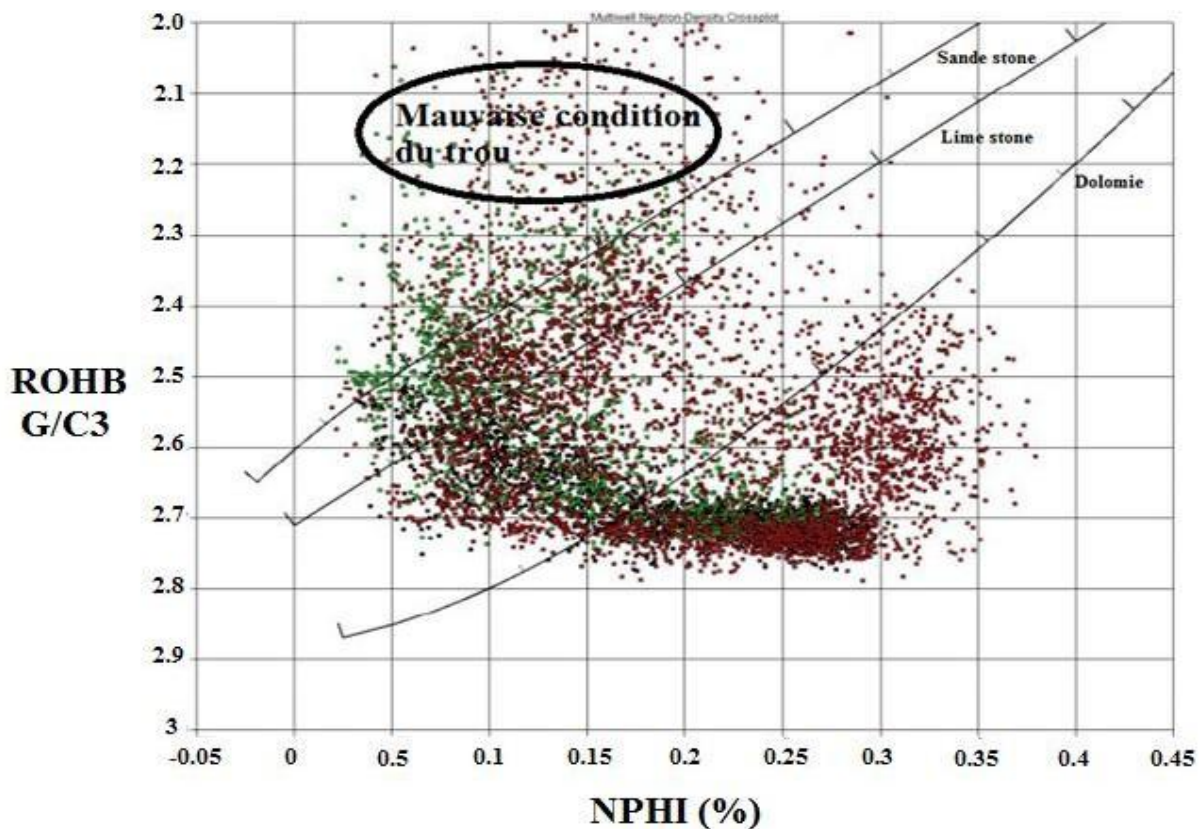


Figure.34 : Cross Plot NPHI/RHOB des puits étudiés

## IV.4 Evaluation pétrophysique

### VI.4.1 Méthodologie

Suivant les résultats de l'examen des réponses diagraphiques, il apparaît qu'une méthode de type déterministe est adaptée à l'évaluation du Silurien Argilo-Gréseux avec l'objectif d'une évaluation régionale.

D'après les plots précédents, le volume d'argile peut être défini par le GR et le neutron- densité à l'exception des intervalles où la densité est affectée par les conditions de trou. La résistivité des argiles étant élevée, l'utilisation du log de résistivité reste délicate. Les descriptions de carottes ont permis une calibration qualitative du volume d'argile. La porosité est estimée par la combinaison neutron-densité avec correction d'argile comme cas de base. La combinaison neutron-sonic pourra se substituer dans les zones aux mauvaises conditions de trou. Les indications portées sur les descriptions de carotte sont intégrées, et les rares mesures pétrophysiques utilisées. L'estimation de la saturation est réalisée pour les zones prioritaires à partir de l'outil profond de résistivité, un  $R_w$  équivalent à une salinité de l'ordre de 300g/l et les paramètres standard de saturation :  $a=1$ ,  $m=2$  et  $n=2$ . Les données de tests sont prises en compte. Un paragraphe spécifique est dédié à la détermination de la saturation pour certains intervalles à faible résistivité.

## VI.4.2 Calibration

### IV.4.2.1 Volume d'argile

Les descriptions de carotte sont utilisées pour la calibration du volume d'argile. L'argile et les intervalles gréseux propres au gamma ray sont bien individualisés par les diagraphies. Le contenu en argile des grès argileux est plus délicat à définir car ils peuvent avoir des volumes différents suivant les indicateurs utilisés. Des exemples sont reportés sur **la Figure.35**.

Pour de bonnes conditions de trou, l'utilisation du neutron- densité affine la réponse du GR en comparaison avec la description lithologique. L'évaluation du volume d'argile a été principalement basée sur ces deux indicateurs. Le résultat correspond au minimum des deux indicateurs ou bien à la sélection de l'un en fonction de la représentativité de l'indicateur en comparaison avec l'ensemble des courbes et en particulier de la résistivité. En l'absence de la combinaison neutron-densité, seul l'indicateur gamma ray est utilisé. Le volume ainsi défini va contrôler l'estimation de la porosité effective.

### IV.4.2.2 Porosité

L'évaluation de la porosité est réalisée sur la base de la combinaison neutron-densité avec les paramètres définis à partir des Crossplots comme présentés dans les paragraphes précédents. La combinaison neutron-sonic pouvant se substituer à la précédente dans les intervalles les résultats du neutron-densité ne sont pas représentatifs comme dans les zones de mauvaises conditions de trou. Pour certains puits où seul le sonic est présent, un DT matrice de 55 $\mu$ s/ft a été utilisé. Il correspond à un paramètre standard calibré avec l'interprétation neutron-densité. Les résultats sont similaires dans les niveaux poreux mais la porosité sonic est plus faible dans

les intervalles peu poreux et argileux. Globalement, la porosité sonic est inférieure à la porosité neutron-densité.

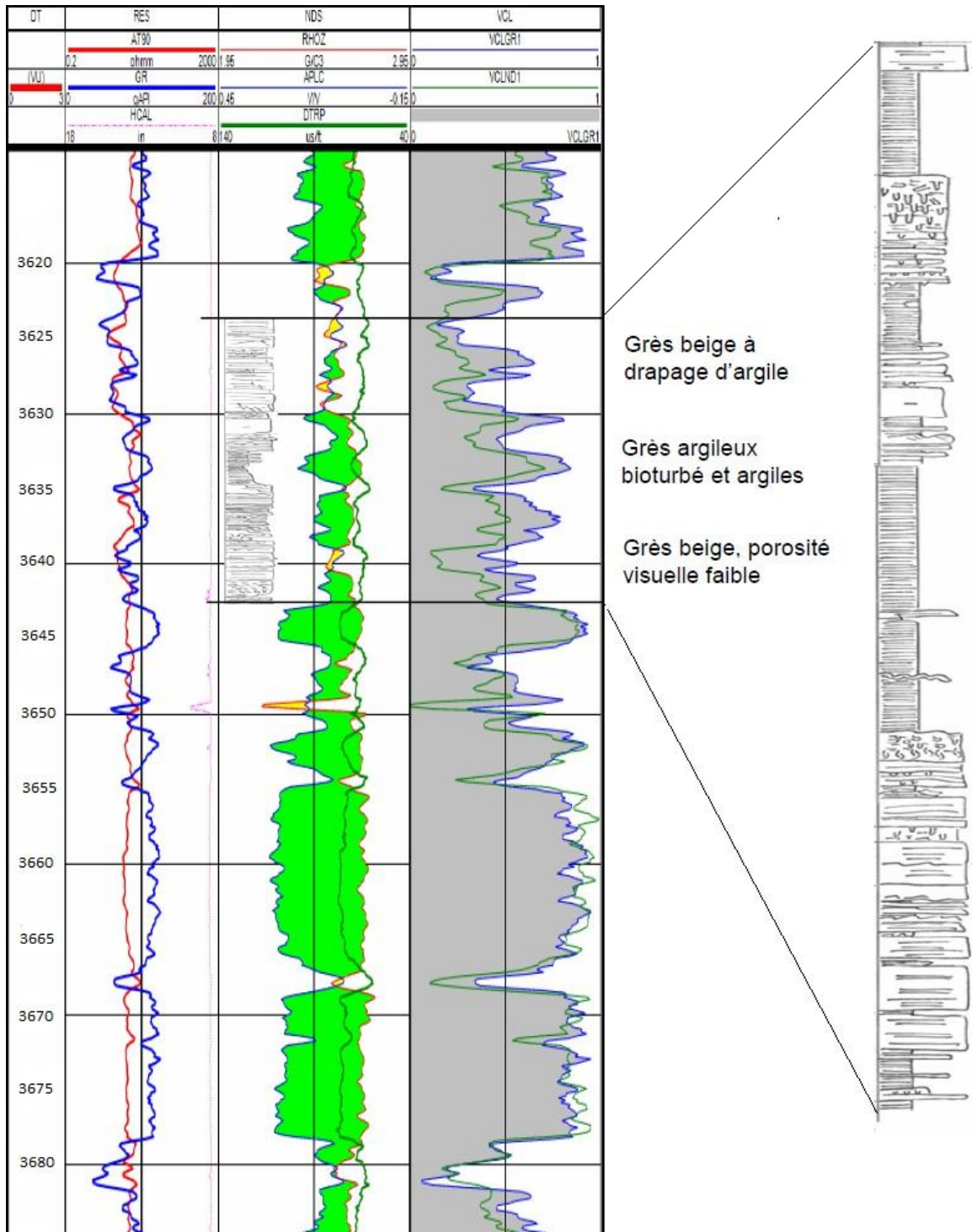


Figure.35 : Volume d'argile calculée suivant les indicateurs utilise du puits ETB-02

Les résultats obtenus sont comparés qualitativement avec les observations de carottes. **La Figure.36** présente le résultat du calcul et la description de carotte pour un puits. Les niveaux qui ont une porosité supérieure à 7-10% sont bien définis sur carotte. Dans cet exemple, la porosité du puits ETB-2 est principalement évaluée à partir de la combinaison Neutron-Densité à l'exception des niveaux situés à 3632m et 3700m où la combinaison Neutron-Sonic a été utilisée en raison de valeurs peu représentatives de la densité. Ce type de réponse plus fréquent pour le puits TOUW-1.

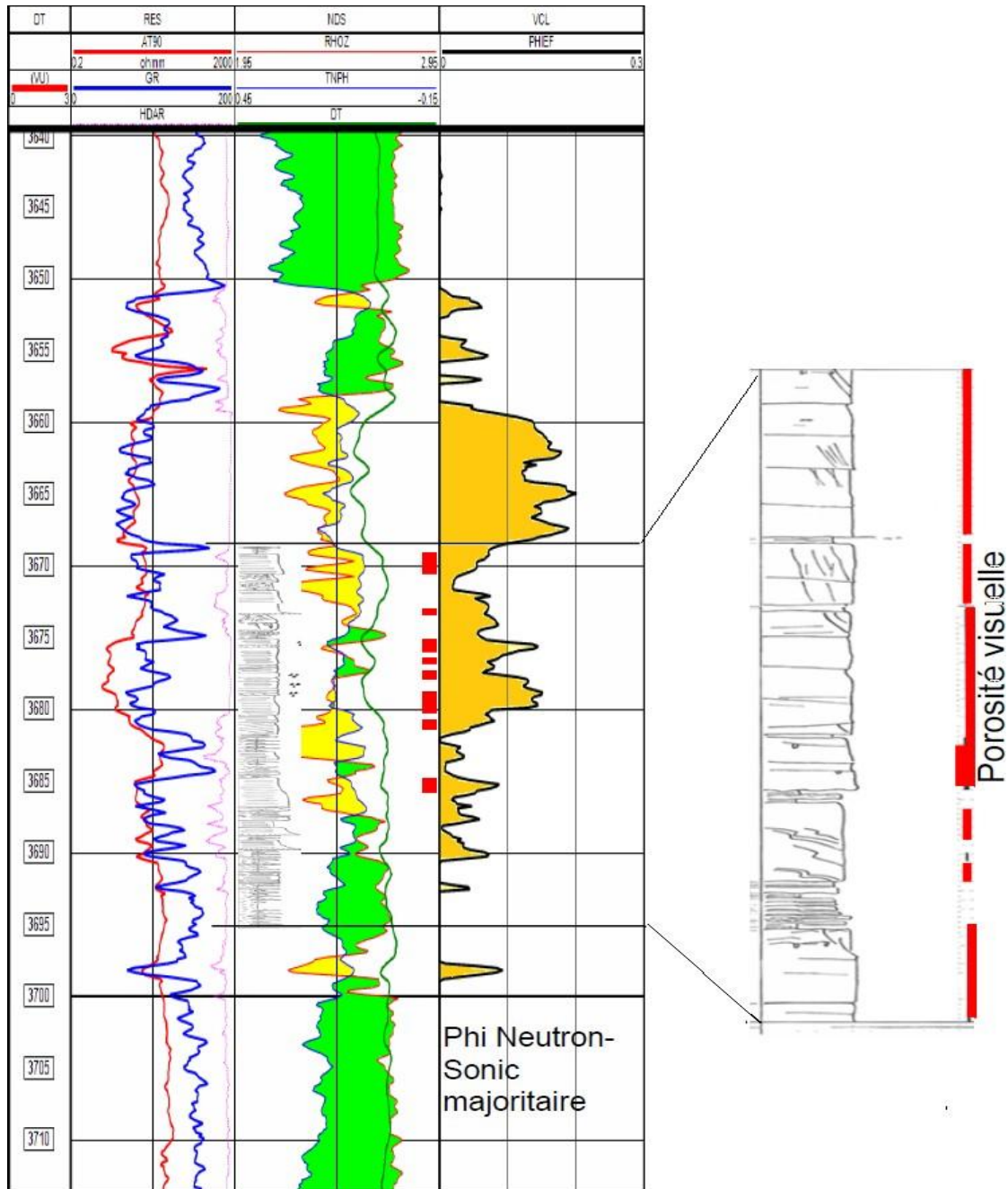


Figure.36 : Porosité calculée suivant la combinaison TNPH/RHOZ du puits ETB-02

### IV.4.2.3 Saturation en eau

La saturation en eau est calculée en utilisant les paramètres standards et régionaux énoncés dans les paragraphes précédents. La **Figure.37** présente le Pickett plot de la région de Toulal et ETB pour l'unité réservoir M2, bien individualisée sur l'ensemble des puits. La zone à eau est définie par le puits ETBS-1 et la saturation en eau dans la zone moyenne pour la zone à hydrocarbure est de l'ordre de 30%. La valeur minimum est de 15-20%.

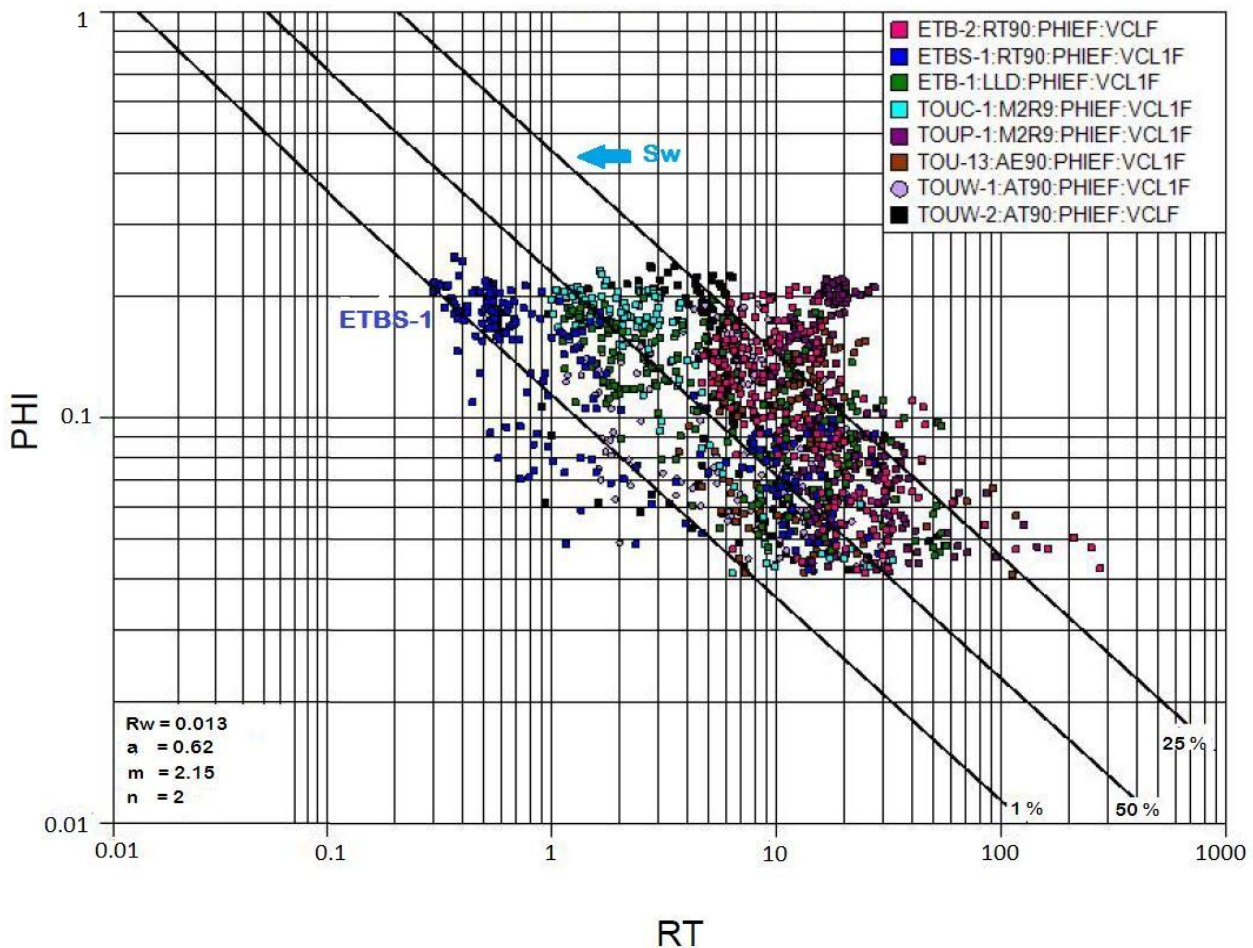


Figure.37 : Saturation d'eau calculer d'après le Pickett Plot

### VI.4.3 Résultats

Les résultats de l'évaluation pétrophysique sont disponibles en fichiers numériques. Les principaux puits sont présentés. Cette coupe illustre la distribution de la porosité dans les divers réservoirs. Sur la majorité des puits, les meilleures caractéristiques sont développées dans le réservoir M2 avec des porosités moyennes pouvant atteindre 17%.

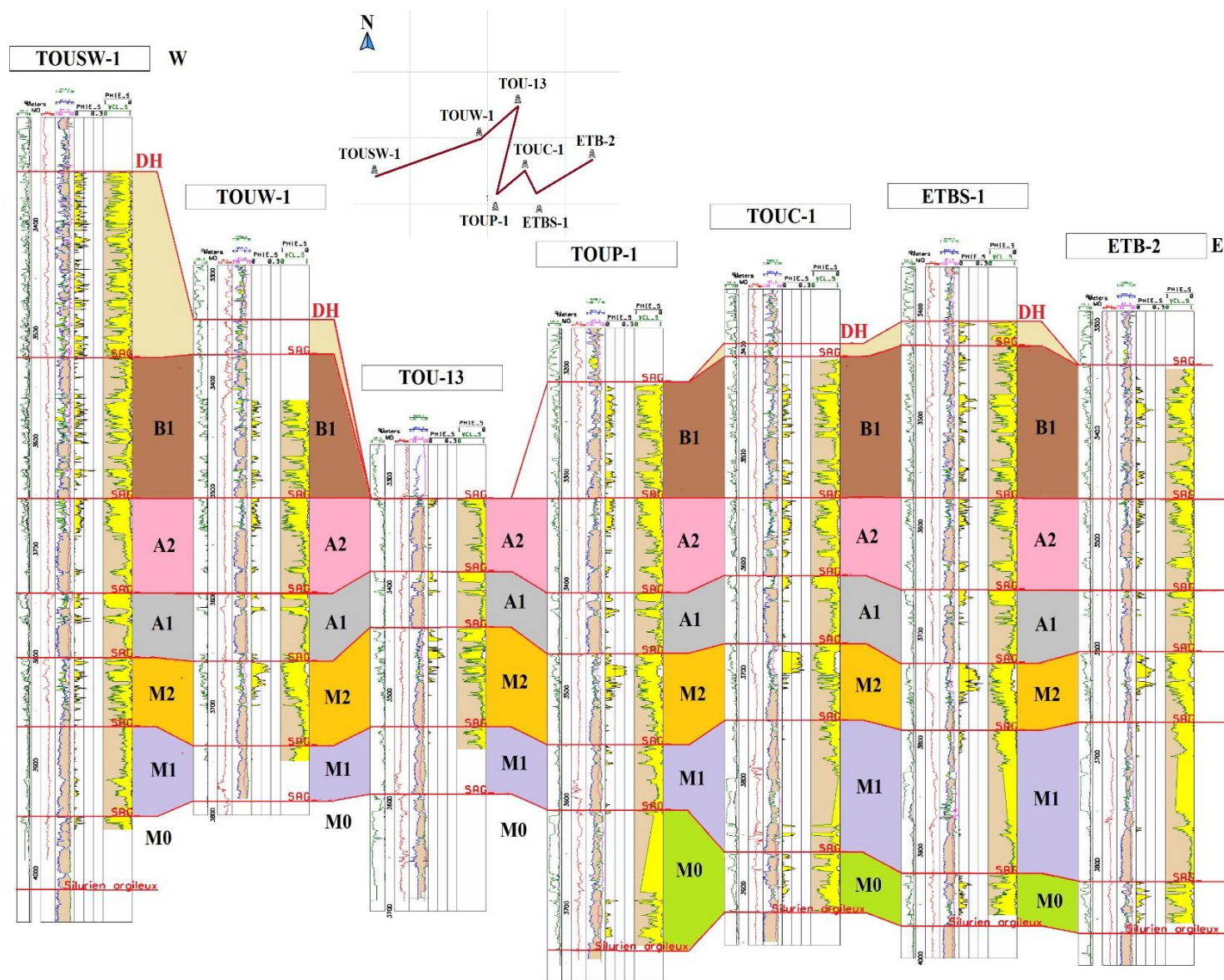


Figure.38 : Corrélation diagraphique de la région Toul-section de TOUSW-1 à ETB-2

Le profil de corrélation représenté en **Figure.38** inclut des puits de la région de Toulal ( TOUSW-1, TOUW-1, TOU-13, TOUP-1, TOUC-1, ETBS-1, ETB-2) montre que :

- L'Unité **M2** présente de bonnes caractéristiques réservoir continues, avec des porosités aux environs de **20%**
- L'Unité **A1** présente des caractéristiques détériorées, avec des porosités aux alentours de **10%**
- L'Unité **A2** paraît moins prospective que l'Unité **A1**

#### VI.4.4 Définitions des Cut-offs et calcul des moyennes

La détermination de la hauteur utile et de la porosité moyenne, nécessaires pour la cartographie et l'estimation volumétrique, est basée sur l'application de cut-offs sur le volume d'argile et la porosité.

Ces cut-offs sont établis à partir de la description de carottes, pour le volume d'argile et l'indication des zones poreuses, et sur les mesures pétrophysiques en termes de perméabilité. Les mesures disponibles restent toutefois peu nombreuses en considérant le nombre de puits atteignant le Silurien.

Dans notre région d'étude, les mesures pétrophysiques reportées sur **la Figure.39**, montrent des distributions très différentes entre les puits de ETB-1 et de TOUW-1. Toutefois, les réservoirs A1/A2 et M2 présentent la même relation par puits. Il sera nécessaire d'intégrer les données des autres puits de Toulal lorsqu'elles seront disponibles afin de sélectionner les puits ayant les valeurs les plus représentatives.

La relation porosité- perméabilité est considérée comme représentative des réservoirs siluriens. Pour des réservoirs à gaz, un cut-off de perméabilité inférieur à **0.1mD** est communément admis.

Dans ce contexte, une limite à 0.05mD a été choisie. Elle correspond à une porosité de l'ordre de 5% qui est considérée comme une limite minimale.

Concernant le volume d'argile, des sensibilités ont été réalisées en utilisant des valeurs de cut-off de 30%, 35%, 40% et 45%. L'observation conjointe des descriptions carotte et des réponses en perméabilité conduit à une valeur comprise entre 35 et 45%. La valeur de 35% a été retenue pour les estimations.

**L'Annexe\_6** résume les paramètres pétrophysiques des différentes unités stratigraphiques.

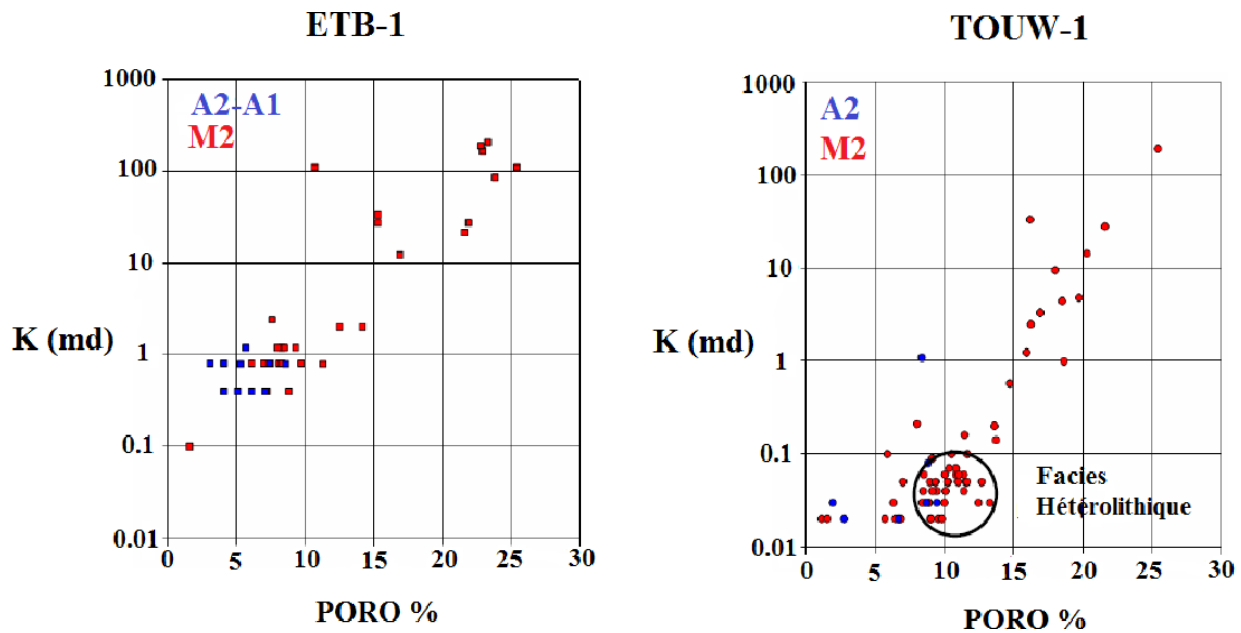


Figure.39 : Porosité versus perméabilité des puits ETB-1 et TOUW-1

#### IV.5 Evaluation en présence de chlorite

Des intervalles réservoirs de faible résistivité liés à la présence de minéraux conducteurs conduisent à une surestimation de la saturation en eau. Cet effet est connu dans les réservoirs Dévonien du Bassin de Berkine et est attribué à la présence de chlorite. Avec moins d'évidences, il semblerait que cet effet soit aussi présent dans les réservoirs Siluriens. La réalisation d'analyses minéralogiques a permis de quantifier la teneur en chlorite et d'estimer l'impact sur l'évaluation pétrophysique.

##### IV.5.1 Intégration des analyses pétrographiques

Afin de mieux appréhender les phénomènes impactant la présence de chlorite, un Crossplots a été réalisés (pourcentage de chlorite versus environnement de dépôt), et la plus représentatif est reporté sur la **Figure.40**. Les principales conclusions par rapport à ces Crossplots sont :

- Le pourcentage de chlorite (XRD) ne semble pas être lié à la profondeur.
- Les plus forts pourcentages de chlorite (XRD) sont localisés dans les facies de shoreface de l'unité A1 (TOUW-1).

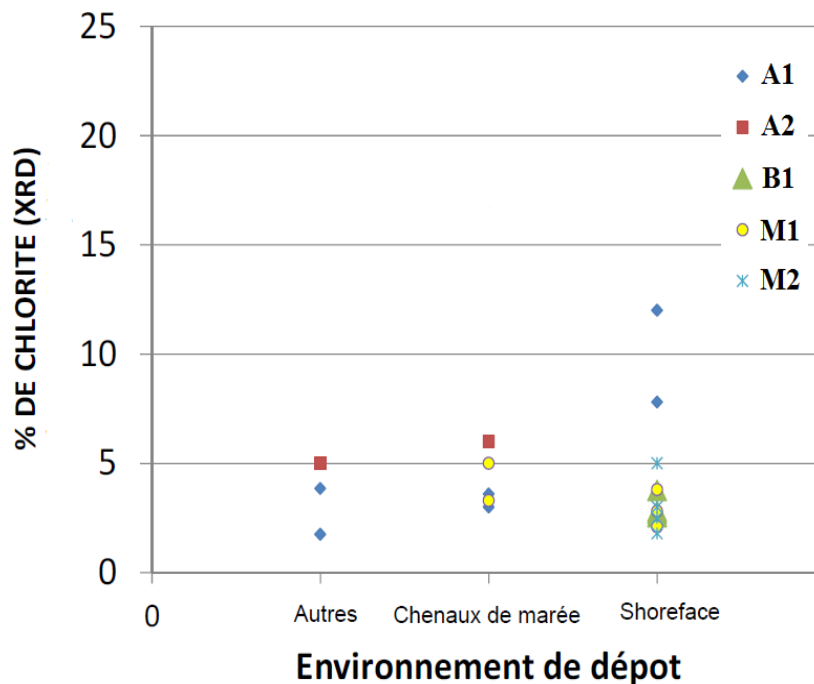


Figure.40 : Cross plot pourcentage de chlorite versus environnement de dépôt

La Figure.41 présente un Cross plot entre la porosité moyenne et le pourcentage de chlorite (un code correspondant au type d'environnement est donné au-dessus des points). On remarquera :

- Les niveaux avec un fort pourcentage de chlorite (>5%) ont de bonnes porosités moyennes (12-14%).
- Les plus fortes porosités moyennes (14%) correspondent à un environnement de Shoreface (unités A1 et M2).

#### IV.5.2 Analyse des réponses diagraphiques

Le chlorite ferrifère a un impact sur les qualités réservoirs (porosité, perméabilité) et sur les diagraphies notamment la résistivité. Les intervalles où ce minéral est abondant sont souvent interprétés comme aquifères alors que les tests de puits (DST) prouvent le contraire.

L'ensemble des données disponibles (diagraphie, pétrographie et test de puits) pour le SAG a été corrélé afin de mieux comprendre l'impact du chlorite sur les diagraphies et l'interprétation pétrophysique.



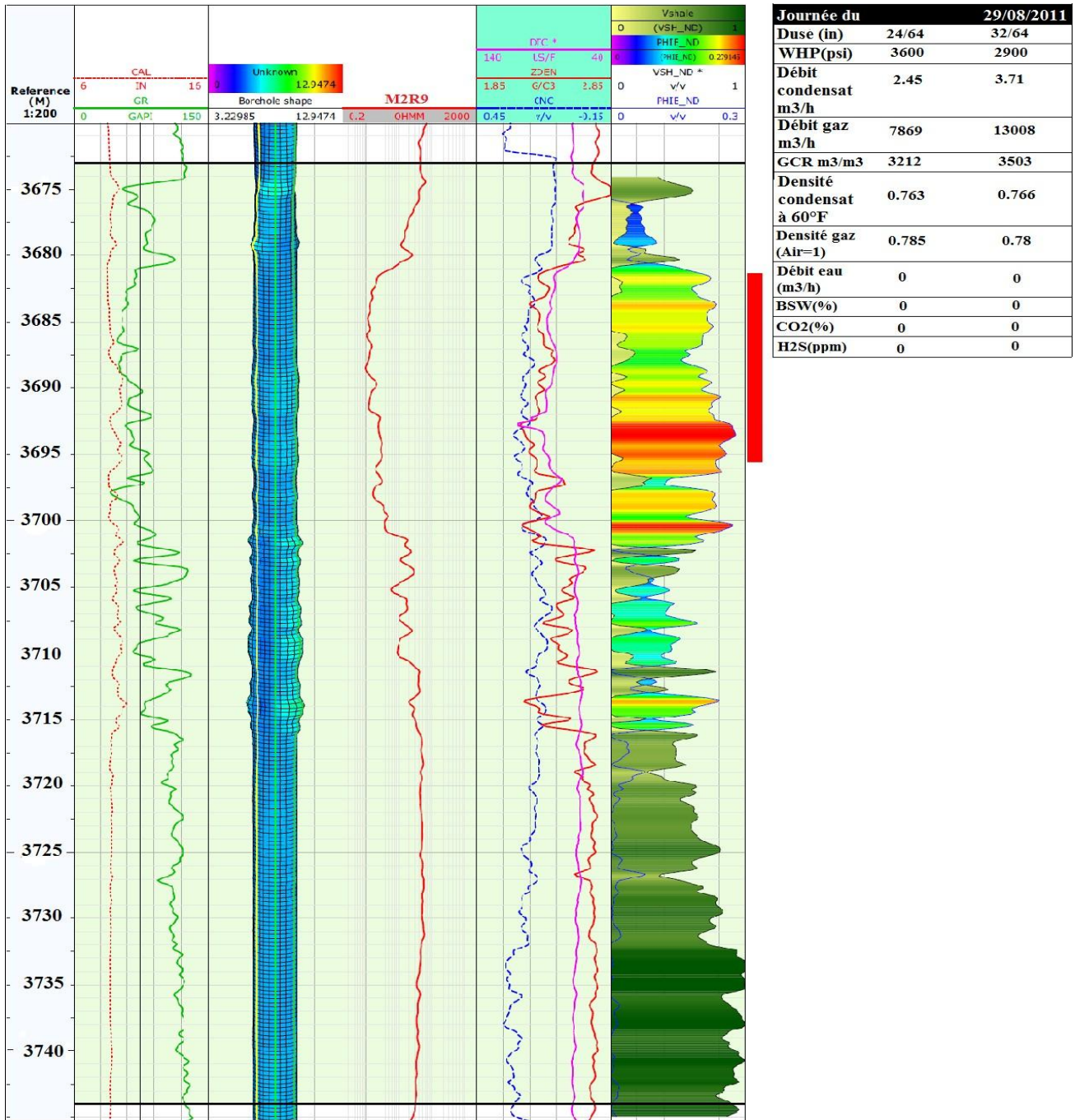


Figure.42 : Log diagraphique composite du puits TOUC-1 unité SAG\_M2

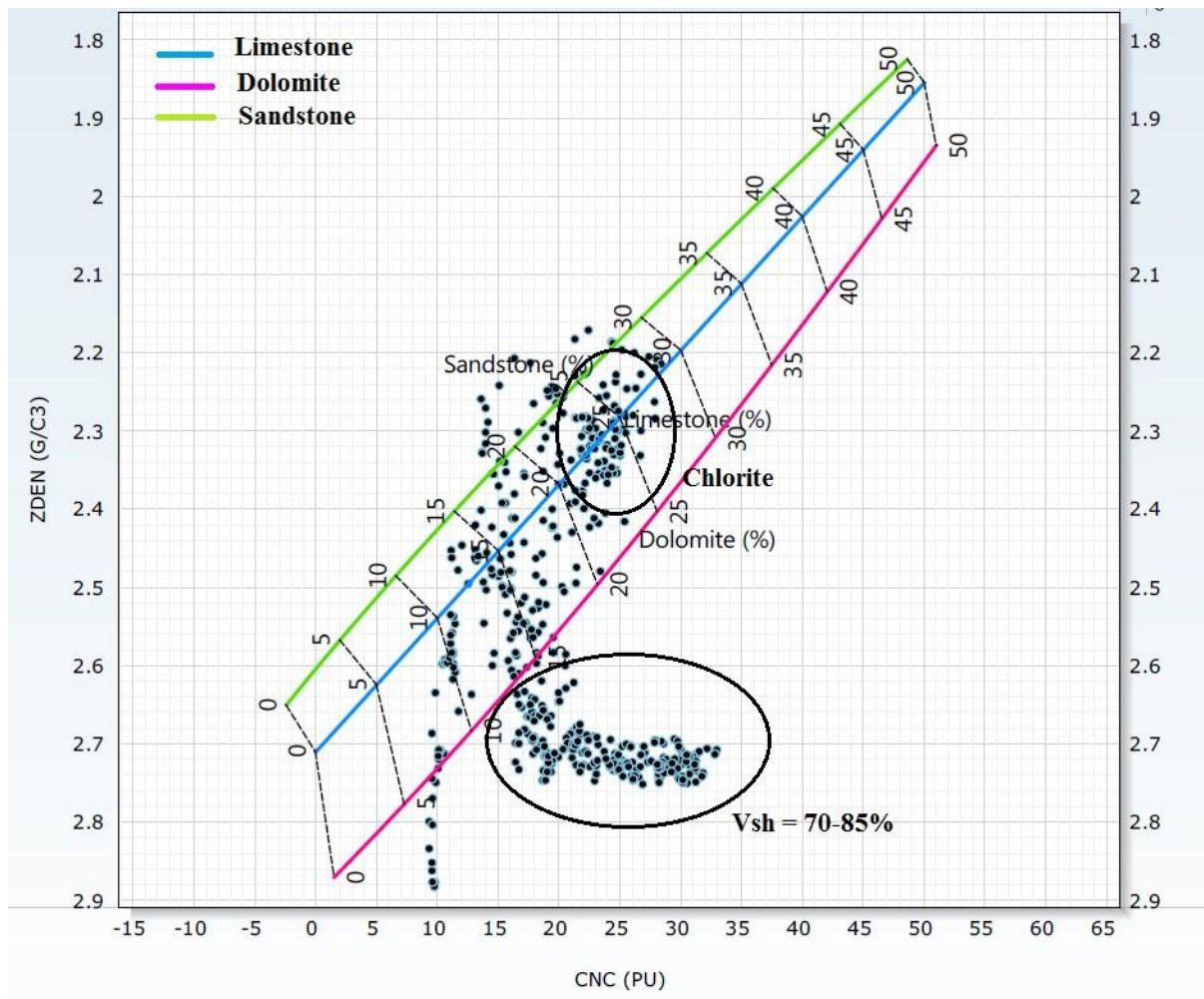


Figure.43 : Crossplot CNC-ZDEN dans l'unité M2 du puits TOUC-1

#### IV.5.2 Intégration des données de test

L'interprétation de la saturation du puits TOUC-1, dans ces niveaux à chlorite, donne une saturation en eau de l'ordre de 50%. Valeur bien supérieure à celle obtenue dans les puits TOU-13 et TOUP-1. Bien que la saturation en eau soit élevée, elle ne conduit pas à une définition de zone à eau avec certitude.

La Figure.44 montre les diagraphies de 2 puits couvrant l'intervalle M2. L'un contenant du gaz (TOUC-1, DST) et l'autre de l'eau (ETBS-1, MDT). Ces 2 puits ont des porosités similaires (~15-20%) et une résistivité variée entre 0.01 et 0.03 ohm.m (pour cette porosité). Il n'est donc pas possible avec une interprétation diagraphique déterministe standard de distinguer ces 2 fluides.

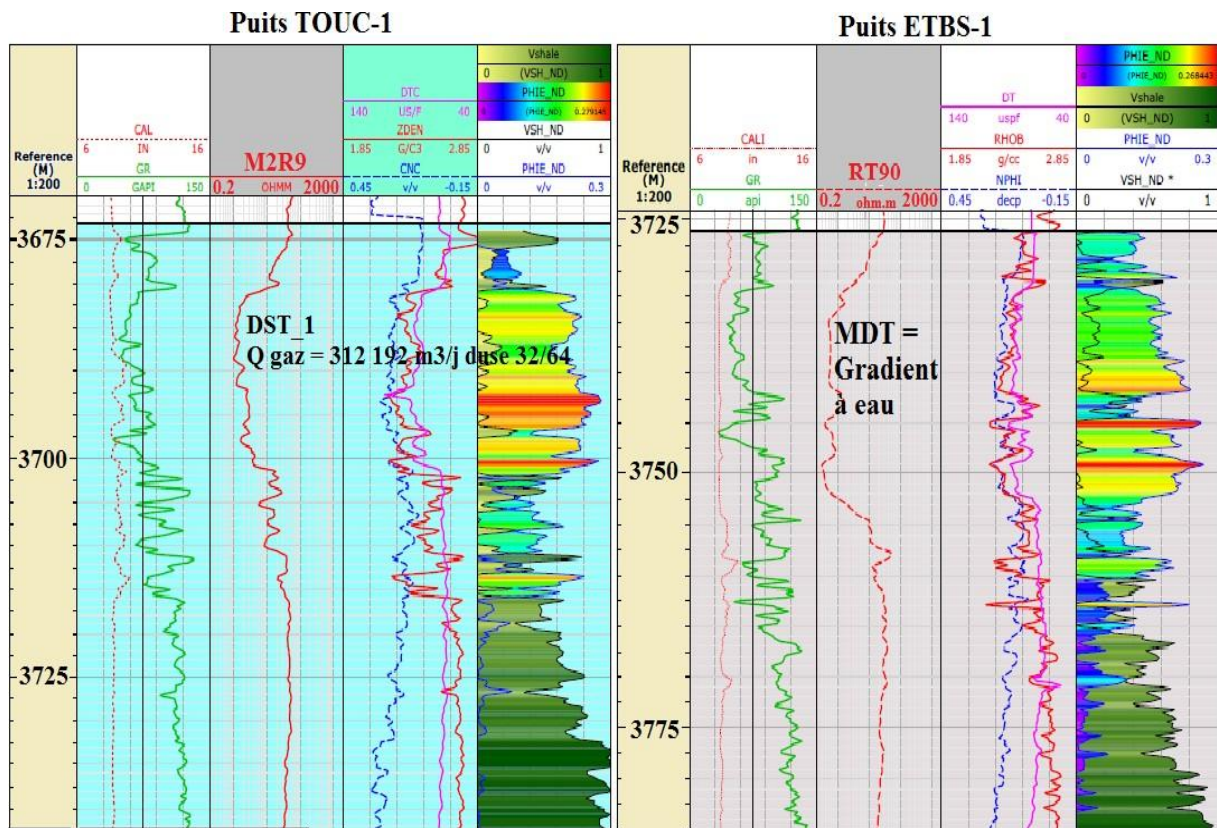


Figure.44 : Log composite des diagraphies en présence de chlorite, unité\_M2, puits TOUC-1 et ETBS-1

- Si l'on prend les paramètres d'Archie standard ( $a=1$ ,  $m=2$  et  $n=2$ ), la saturation interprétée en eau «  $S_w$  » sera proche de 1, satisfaisant ainsi le contenu en fluide du puits ETBS-1. Par contre, l'estimation de la saturation pour le puits TOUC-1 est erronée au regard du fluide produit.
- Il faudrait prendre des paramètres ( $a=1$ ,  $m=1.5$  et  $n=1$ ) pour avoir une saturation de l'ordre de 30% pour être en accord avec la production de gaz du puits TOUC-1. Cette valeur de «  $m$  », nécessiterait une confirmation par des mesures du facteur de formation mais aussi de l'index de résistivité.

Dans tous les cas, la saturation calculée dans l'un des 2 puits sera incorrects. Avant toute interprétation, il sera nécessaire d'apprécier la présence et l'importance de la teneur en chlorite.

*Conclusion et*  

---

---

*recommandation*

L'étude sédimentologique, diagénétique et pétrophysique du Silurien argilo-gréseux du champ Toual de la région de Gassi Touil (Ouest du bassin de Berkine) nous a permis de retenir les conclusions suivantes :

- **Sur le plan sédimentologique et diagénétique**

Les environnements de dépôt des sédiments siluriens évoluent de l'offshore (marin ouvert), à la plaine côtière en passant par le shorface (avant-plage) sous l'influence alternée de vagues et de tempêtes. L'impact de l'action tidale est bien mis en évidence par la présence des clastes d'argiles et la stratification entrecroisée sigmoïdale.

Les dépôts au sommet du Silurien (unité B2) montrent des indices d'altération signalée par la présence d'argiles avec des passées rougeâtres, indice d'émersion post-hercynienne.

Les grès du Silurien sont constitués principalement de quartz (60%) cimentés par un ciment argileux (30%) ; les 10% restants étant liés aux ciments siliceux et carbonatés.

L'étude des lames minces a montré que, dans ces niveaux, les phénomènes de dissolution, de kaolinitisation ainsi que le développement de chlorite frangeante sont très fréquents.

L'histoire diagénétique montre qu'après le dépôt des grès siluriens, plusieurs phases de cimentation siliceuse, argileuse et carbonatée se sont succédées avant de laisser place à une forte dissolution qui a touché les grains et les ciments, engendrant une forte porosité de dissolution secondaire estimée entre 15 à 20 %.

- **Sur le plan pétrophysique**

L'ensemble des puits étudiés montre que seules les niveaux gréseux M2 et A1 constituent les meilleurs niveaux réservoirs.

La quantité de chlorite dans les réservoirs du SAG est variable selon les puits et les unités de 2 % (TOUW-2, M2) à 5 % (ETB-2, A1).

Le pourcentage de chlorite (XRD) ne semble pas être lié à la profondeur. Les plus forts pourcentages de chlorite sont localisés dans les chenaux tidaux de l'Unité B2 et, dans une moindre mesure, dans les facies de shoreface de l'Unité A1.

La chlorite a un impact sur les réponses diagraphiques. On observe notamment une diminution des résistivités. La résistivité en présence de gaz ou en présence d'eau peut être identique. La saturation en eau est alors surestimée dans les réservoirs à hydrocarbures (évaluation diagraphique) en utilisant les paramètres standards de l'équation d'Archie (1,2 et 2).

**Recommandations :**

Nous avons cité auparavant que les échantillons (les lames minces) pris au niveau de certains intervalles (M2 et A1) n'étaient pas suffisants pour bien les caractériser sur les plans pétrographiques et diagénétique.

Signalons aussi que l'observation au microscope polariseur, à elle seule, ne suffit pas pour déceler la chronologie des différents ciments. Ainsi il est recommandé de :

- ✓ Prélever des échantillons à chaque mètre dans des niveaux gréseux susceptibles de constituer de bons réservoirs et cela afin de permettre une bonne étude pétrographique et diagénétique.
- ✓ Tracer la courbe d'enfouissement thermique (température en fonction de la profondeur) pour situer les différents processus diagénétiques par rapport à la silicification sachant que la température de cette dernière et son âge sont faciles à calculer à partir de cette courbe.
- ✓ Enfin, voir l'effet de la discordance hercynienne sur les dépôts paléozoïques de tout le bassin de Berkine en faisant des corrélations latérales et en intégrant des sondages situés à l'Est de Berkine dont les termes inférieurs du Dévonien persistent encore (Gédinnien et Siégenien).

La connaissance régionale permet de définir les zones susceptibles de contenir de la chlorite. Une attention particulière doit être portée dans ces réservoirs pour identifier la signature diagraphique en l'absence de mesures pétrographiques. Ces signatures sont :

- ✓ Faible résistivité conduisant à un calcul de saturation en eau supérieur à 50%.
- ✓ Superposition des logs de densité et neutron visualisés avec une échelle compatible calcaire.
- ✓ Augmentation du rapport Thorium sur Potassium.

En présence du chlorite, il est recommandé de :

- ✓ Intégrer l'ensemble des informations, diagraphies, Mud logs, plan d'eau régional afin d'apprécier le contenu en fluide de l'intervalle à basse résistivité.
- ✓ Réaliser des tests de puits et/ou des mesures de type MDT afin de déterminer la nature du fluide (gaz, huile ou eau).
- ✓ Poursuivre l'acquisition d'un jeu de diagraphie complet (GR spectral, (K, TH, U), Neutron, Densité, Pef...) afin de réaliser une évaluation diagraphique de type multi minérale avec estimation du volume de chlorite (avec calage carotte, analyses pétrographiques) et prise en compte du minéral dans le calcul de la saturation.

# *Bibliographie*

## BIBLIOGRAPHIE



1- Bekkouche. D., (1992), *Le Silurien supérieur-Dévonien inférieur du bassin de Ghadamès (Sahara oriental algérien) : Lithostratigraphie, sédimentologie et diagenèse des réservoirs Gréseux. Thèse de doctorat. Université de Grenoble, 255 p.*



2- Bekkouche. Dj., Bonhomme. M.G., Perriaux. J., (1991), *Relation entre la diagenèse et la qualité des réservoirs gréseux : exemple des grès pétrolifères du Dévonien inférieur du Bassin Ghadamès (Sahara Orientale Communication : II<sup>ème</sup> Séminaire de la Géologie Pétrolière CRD/Sonatrach.*



3- BEICIP / FRANLAB. (2014) – *étude régional du réservoir Silurien argileux gréseux du bassin Berkine.*



4- WEC (Well Evaluation Conférence),, Algeria., (2007)



5- Boudjemâa. A., (1987), *Evolution structurale du bassin pétrolier « Triasique » du Sahara Nord- Oriental (Algérie). Thèse de doctorat, Université de Paris-Sud, 290 p.*



6- Foucault. A., Raoult.J.F., (2001), *Dictionnaire de Géologie. 5<sup>ème</sup> Ed. Masson, Paris.*



7- Documents Centre du Recherche et Développement CRD/Sonatrach -Boumerdes-

# *Liste des annexes*

---

---

**Annexe \_1 : Description sédimentologique du carotte n° 4 de SAG-M2- puits ETB-2**

STRATIGRAPHIE	PROFONDEUR 1 m : 50 m	LITHOLOGIE	DESCRIPTION CAROTTES				Obs	DESCRIPTION							
			Argile / Shale	Silt	VF. S / Grés	V.C / Grés									
V SILURIEN ARGILEUX GRESEUX Unité -M2-	3609						V	GRES, marron moyen, fins, a stratification d'angle faible très diffuses, présentant des fissures colmatées anastomosées vers le sommet. Bonne porosité apparente et imprégnation moyenne							
	3610														
	3611														
	3612														
	3613														
	3614														
	3615														
	3616														
	3617														
	3618														
	3619														
	3620													V	HETEROLITHIQUE, à petites rides.
	3621													V	GRES, gris clair, très fins à fin inférieure fortement déformées avec niveaux slumpes, compact.
	3622													V	HETEROLITHIQUE, à dominance argileuse à petites rides faiblement bioturbées.
3623															
3624															
3625															

Annexe\_2 : Description sédimentologique du carotte n° 5 de SAG-A1- puits TOUC-1

STRATIGRAPHIE	PROFONDEUR 1 m : 50 m	LITHOLOGIE	DESCRIPTION CAROTTES				Obs	DESCRIPTION
			Argile / Shale	Silt	VF. S / Grés	V.C / Grés		
<b>SILURIEN ARGILEUX GRESEUX Unité -A1-</b>	3616						<b>GRES</b> , fins à stratification planes, faible porosité apparente.	
	3617						<b>SHALES</b> , gris sombres, massif, riche en matière organique, présence de pyrite	
	3618							
	3619							
	3620							
	3621							
	3622							
	3623							
	3624							
	3625							
	3626							
	3627						Alternance Silto-argileuse et sables fins à lamination planes.	
3628						<b>GRES</b> argileux, extrêmement bioturbé, riche en Skolithos, Teichichnus, Asterosoma, faible porosité.		
3629								
3630								
3632						<b>SHALES</b> gris sombre, massif, riche en matière organique.		
3633								

Annexe\_3 : Description sédimentologique du carotte n° 11 de SAG-M2- puits TOUW-1

STRATIGRAPHIE	PROFONDEUR 1 m : 50 m	LITHOLOGIE	DESCRIPTION CAROTTES				Obs	DESCRIPTION						
			Argile / Shale	Silt	VF. S / Grés	V.C / Grés								
SILURIEN ARGILEUX GRESEUX Uni té -M2-	3666							<p><b>GRES</b>, très fins, gris, localement beige et imprégnés, à stratification d'angle faible, alternant avec des niveaux à convolutes.</p>						
	3667													
	3668													
	3669													
	3670													<p><b>GRES</b> beige à marron, bien triés, très fins, avec des stratification planes et à angle faible, imprégnation irrégulière, porosité moyenne.</p>
	3671													
	3672													
	3673													
	3674													
	3675													
	3676													
	3677													
	3678													
	3679													
3680														
3681							<p><b>HETEROLITHIQUE</b>, à dominance argileuse, à petites rides de Grés.</p>							
3682														
3683														

Annexe\_4 : Description sédimentologique du carotte n° 5 de SAG-M2- puits TOUW-2

STRATIGRAPHIE	PROFONDEUR 1 m : 50 m	LITHOLOGIE	DESCRIPTION CAROTTES				Obs	DESCRIPTION
			Argile / Shale	Silt	VF. S / Grés	V.C / Grés		
SILURIEN ARGILEUX GRESEUX Uni té -M2-	3640						GRES beige à marron clair, très fins à fins inférieur, présentant des stratification planes ou d'angle faible avec des galets d'argile épars et rares orthocères.	
	3641							
	3642						Contact basal abrupt, faible porosité et imprégnation apparente.	
	3643							
	3644						HETEROLITHIQUE, gris à noir, dominante argileuse, à petits convolutes.	
	3645						SHALE, noires compactes	
	3646						GRES, beige, très fin à stratification oblique, compact	
SILURIEN ARGILEUX GRESEUX	3647						Alternance entre GRES très fins, beige, non bioturbée à stratifications planes et d'angle faible et contact de base abrupts et érosif, avec des sables HEROLITHIQUES à films argileux (Mud drape et couplets), à petites rides, bioturbés (Planolites, Skolithos)	
	3648							
	3649							
	3650							
	3651							
	3652							
	3653							
	3654							
	3655							
	3656							
	3657							

### Annexe\_5 : Etude pétrographique semi quantitatives des échantillons du SAG

Puits	Echantillon	Arrondi	Classement	Grain moyen	Porosité	Constituant détritique												Matrice/Ciment		
						Quartz	Muscovite	Biotite	Chlorite	Mx opaque	Zircon	Epidote	Feldspar	Tourmaline	Apatite	Amphibole	Fragment rocheux	Boue carbonatée	Ciment calcitique	Ciment/ matrice argileuse
ETB-2	3610.8	SA-SR	Très bon	180µm	2%	80%		5%	2%	5%		Trace	Trace		Trace					5%
	3618.4	SA-SR	Bon	150µm	2%	80%	Trace	5%				1%						5%	5%	
	3621	SA	Très bon	150µm	1%	85%	1%	5%				Trace		Trace			1%			1%
TOUC-1	3416.5	SA-SR	Modéré	60µm	1%	60%	2%			Trace								30		
	3463.5	SA-SR	Bon	115µm	5%	90%	1%			2%	1%	Trace						%		
	3474.5	SR	Très bon	115µm	1%	95%	Trace			1%		1%						1%		
	3475	SR	Très bon	125µm	1%	95%				1%	Trace	1%						2%		
TOUW-1	3667.25	SA	Bon	85µm	2%	95%	2%											1%		
	3674.3	SA-SR	Bon	155µm	2%	90%	1%											5%		
	3681.6	SA-SR	Très bon	125µm	5%	90%	1%	1%		1%							1%	2%		
TOUW-2	3579.75	SA-SR	Très bon	155µm	10%	85%				1%	1%	1%								5%
	3582.5	SA-SR	Bon	90µm	1%	95%				1%								20		
	3639.25	SA-SR	Bon	125µm	1%	75%	1%	Trace							Trace	1%	%			
	3642	SA-SR	Très bon	110µm	2%	90%	5%	Trace				Trace				1%				
	3645.5	SA	Très bon	110µm	Trace	80%						Trace				1%	2%	10%		
	3650.5	SA	Très bon	135µm		90%	1%					1%				1%	1%			
	3765.2	SA	Très bon	100µm	Trace	80%	5%	5%		Trace						Trace				
3768.25	?																	100%		

**Annexe\_6 : Etude pétrophysique du Silurien argilo-gréseux du champ Toual**  
**Hauteurs utiles et paramétré moyen par formation et par puits**

								Cutoffs $V_{sh} > 35\%$ $\Phi > 5\%$			
UNITE	PUITS	KB(m)	TOP (m)		BASE (m)		Hauteur totale (HT) m	Hauteur grés réservoir utile m	PHIE frac	$V_{sh}$ frac	
			m MD	m TVD55	m MD	m TVD55					
<b>B1</b>	ETB-1	230.0	3368.1	-3138.1	3513.7	-3283.7	145.6	34.0	0.08	0.17	
	ETB-2	235.3	3341.1	-3105.8	3460.7	-3225.4	119.7	25.0	0.08	0.16	
	ETBS-1	235.3	3432.7	-3197.4	3574.2	-3338.9	141.5	25.8	0.09	0.18	
	TOU-13	233.0	3317.9	-3084.9	3317.9	-3084.9	0.0	0.0	-	-	
	TOUC-1	235.2	3410.1	-3174.7	3539.2	-3304.0	129.1	30.3	0.08	0.20	
	TOUP-1	235.0	3215.0	-2980.0	3320.9	-3085.9	105.8	38.1	0.08	0.19	
	TOUSW-1	228.0	3522.7	-3294.7	3653.3	-3425.3	130.5	30.2	0.09	0.19	
	TOUW-1	235.0	3416.0	-3181.0	3507.0	-3272.0	90.9	20.1	0.08	0.16	
	TOUW-2	230.0	3396.3	-3166.3	3478.1	-3248.1	81.8	7.5	0.06	0.16	
<b>A2</b>	ETB-1	230.0	3513.7	-3283.7	3600.5	-3370.5	86.8	24.4	0.08	0.15	
	ETB-2	235.3	3460.7	-3225.4	3546.4	-3311.1	85.7	9.6	0.07	0.20	
	ETBS-1	235.3	3574.2	-3338.9	3658.5	-3423.2	84.3	20.1	0.07	0.19	
	TOU-13	233.0	3317.9	-3084.9	3358.5	-3152.3	67.4	5.4	0.07	0.23	
	TOUC-1	235.2	3539.2	-3304.0	3610.5	-3375.3	71.3	24.2	0.08	0.21	
	TOUP-1	235.0	3320.9	-3085.9	3408.4	-3173.4	87.6	25.5	0.08	0.20	
	TOUSW-1	228.0	3653.3	-3425.3	3741.0	-3513.0	87.7	23.5	0.07	0.18	
	TOUW-1	235.0	3507.0	-3272.0	3594.2	-3359.2	87.2	14.8	0.07	0.18	
	TOUW-2	230.0	3478.1	-3248.1	3569.2	-3339.2	91.1	12.2	0.07	0.18	
<b>A1</b>	ETB-1	230.0	3600.5	-3370.5	3658.9	-3428.9	58.4	8.1	0.09	0.15	
	ETB-2	235.3	3546.4	-3311.1	3602.8	-3367.5	56.3	2.3	0.08	0.15	
	ETBS-1	235.3	3658.5	-3423.2	3726.4	-3491.1	67.9	12.9	0.07	0.09	
	TOU-13	233.0	3385.3	-3152.3	3437.5	-3204.5	52.3	4.3	0.08	0.11	
	TOUC-1	235.2	3610.5	-3375.3	3673.6	-3438.4	63.1	9.3	0.07	0.10	
	TOUP-1	235.0	3408.4	-3173.4	3464.8	-3229.8	56.3	8.1	0.09	0.13	
	TOUSW-1	228.0	3741.0	-3513.0	3800.2	-3572.2	59.2	11.9	0.08	0.07	
	TOUW-1	235.0	3594.2	-3359.2	3657.6	-3422.6	63.5	7.6	0.09	0.07	

**Annexe\_6 : Etude pétrophysique du Silurien argilo-gréseux du champ Toual**  
**Hauteurs utiles et paramétré moyen par formation et par puits**

	TOUW-2	230.0	3569.2	3339.2	3622.3	-3392.1	53.1	7.2	0.10	0.05
<b>M2</b>	ETB-1	230.0	3658.9	-3428.9	3722.1	-3492.1	63.1	27.7	0.12	0.17
	ETB-2	235.3	3602.8	-3367.5	3668.6	-3433.3	65.8	25.9	0.12	0.14
	ETBS-1	235.3	3726.4	-3491.1	3788.8	-3553.5	62.5	29.4	0.14	0.16
	TOU-13	233.0	3437.5	-3204.5	3529.6	-3296.6	92.1	16.8	0.11	0.17
	TOUC-1	235.2	3673.6	-3438.4	3744.9	-3509.7	71.3	20.6	0.17	0.20
	TOUP-1	235.0	3464.8	-3229.8	3548.9	-3313.9	84.2	28.2	0.12	0.16
	TOUSW-1	228.0	3800.2	-3572.2	3864.6	-3636.6	64.4	13.3	0.08	0.16
	TOUW-1	235.0	3657.6	-3422.6	3735.7	-3500.7	78.0	23.0	0.11	0.14
	TOUW-2	230.0	3622.3	-3392.3	3710.1	-3480.1	87.8	23.8	0.12	0.17
<b>M1</b>	ETB-1	230.0	3722.1	-3492.1	3799.9	-3569.9	77.8	10.5	0.11	0.10
	ETB-2	235.3	3668.6	-3433.3	3815.3	-3580.0	146.6	0.2	0.05	0.27
	ETBS-1	235.3	3788.8	-3553.5	3921.9	-3686.6	133.0	1.7	0.06	0.20
	TOU-13	233.0	3529.6	-3296.6	3549.9	-3316.9	20.2	0.0	----	----
	TOUC-1	235.2	3744.9	-3509.7	3866.8	-3631.6	121.9	4.0	0.11	0.05
	TOUP-1	235.0	3548.9	-3313.9	3609.4	-3374.4	60.4	2.9	0.06	0.19
	TOUSW-1	228.0	3864.6	-3636.6	3947.6	-3719.6	83.1	0.6	0.06	0.15
	TOUW-1	235.0	3735.7	-3500.7	3750.0	-3515.0	14.3	0.0	-----	-----
	TOUW-2	230.0	3710.1	-3480.1	3771.3	-3541.3	61.2	1.5	0.07	0.26
<b>M0</b>	ETB-2	235.3	3815.3	-3580.0	3853.9	-3618.6	38.6	14.8	0.08	0.11
	ETBS-1	235.3	3921.9	-3686.6	3960.0	-3724.7	38.1	10.8	0.08	0.17
	TOUC-1	235.2	3866.8	-3631.6	3921.9	-3686.7	55.1	10.2	0.08	0.18
	TOUP-1	235.0	3609.4	-3374.4	3734.9	-3499.9	125.5	9.9	0.07	0.22
	TOUSW-1	228.0	3947.6	-3719.6	3960.0	-3732.0	12.3	3.4	0.08	0.17
	TOUW-1	235.0	-	-	-	-	-	-	-	-
	TOUW-2	230.0	3771.3	-3541.3	3904.8	-3674.8	133.5	9.6	0.08	0.14