

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche SCIENTIFIQUE

جامعة محمد الصديق بن يحيى - جيجل

Université Mohammed Seddik Benyahia - Jijel

Faculté des Sciences de la Nature et de la Vie
Département : des Sciences de la Terre et de
l'Univers



كلية علوم الطبيعة و الحياة
قسم : علوم الأرض و الكون

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme : **Master Académique en Géologie**

Option : Ressources Minérales et Géomatériaux

Thème

Contexte géologique et Estimation des réserves du gisement
TAGI champ de Toual - Gassi Touil (H. Messaoud, wilaya de
Ouargla).

Membres de Jury

Président : Mebrouk Fateh

Examineur Tekkouk Mustapha

Encadrant : Ouaâr Belkacem

Présenté par :

Bouchair Abdelhakim

Zaimen Kamel

Année Universitaire 2017-2018

Numéro d'ordre (bibliothèque) :

Dédicaces

Je dédie ce mémoire à :

Mes parents :

Ma mère Naima, qui a œuvré pour ma réussite, de par son amour, son soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie, reçois à travers ce travail aussi modeste soit-il, l'expression de mes sentiments et de mon éternelle gratitude.

Mon père Mustapha, qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie. Puisse Dieu faire en sorte que ce travail porte son fruit ; Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de toi.

*Mon frère Lokman et mes sœurs, Wafa, Lina et Houda
Qui m'a soutenue pendant ma carrière scolaire*

*...À tous mes amis..., Merci d'être avec moi durant ce
parcours*

Abdelhakim

REMERCIEMENTS

Avant tout louange à ALLAH de nous avoir donné le courage, la force, la volonté et la patience durant notre cursus universitaire et pour réaliser ce modeste travail. Nous remercions nos parents pour leur soutien et leurs précieux conseils et qui ont mis à notre disposition tous les moyens possibles pour terminer nos études dans de très bonnes conditions.

Ce travail s'est effectué au département de géologie option Ressources Minérale et Géomatériaux de l'université de Jijel et a été financé par Sonatrach dans le cadre d'une convention entre l'université de Jijel et Sonatrach qui a fourni les documents utilisés et mis à notre disposition son parc informatique. Nous remercions vivement tous ces organismes sans l'aide desquels ce travail n'aurait pu être réalisé. Au terme de ce travail, n'oublions pas de remercier notre promoteur Mr OUAAR Belkacem pour son suivi pas à pas de notre travail, ainsi que pour ses apports de critiques et remarques qui nous ont servis de bons guides pour la réalisation de ce mémoire.

Nous tenons à remercier tout particulièrement monsieur LIMAM Hicham (ingénieur Sonatrach) d'avoir dirigé notre mémoire de fin d'études et qui nous a chaleureusement accueillis dans son bureau, nous exprimons également toute nos gratitude à monsieur ; HADJAZ Abdelmalek (chef de service de géologie), Qu'il nous a proposé ce thème. Nous adressons tous nos remerciements à Mr MIRA Lounes et à toute l'équipe de la division de production service de géologie au SH/DP Gassi Touil pour leurs efforts pour nous aider.

Nos sincères remerciements s'adressent à Tout le corps enseignant du département géologie à qui nous devons le grand respect pour leur modestie et leur richesse en connaissance et qui nous ont fait profiter de leur expérience. Nous remercions également les membres de jury pour avoir accepté d'examiner ce travail, et bien sûr tous nos collègues et nos amis pour leurs encouragements et le soutien moral dans toute situation.

ملخص:

يقع حقل طوال في الجزء الشمالي من محافظة الترياسي، وقيل إنه اثبت قدرا كبيرا من الغاز المكثف والنفط في الخزان الترياسي (الترياسي للحجر الطيني العلوي، الترياسي للحجر الطيني السفلي والحجر الرملي كلاي-السيلوري)، في إطار هذا العمل المتعلق بدراسة الخزان الترياسي للحجر الرملي الطيني السفلي. وانطلاقا منها نستطيع ان نستنتج أن الحجر الرملي الترياسي الطيني لديه كل خصائص السلسلة النهرية , الارتباطات المصنوعة و وصف العينات تسمح بتسليط الضوء على تمديد خزان الترياسي للحجر الرملي الطيني و الخرائط تعكس مختلف الاعدادات البيتروكيميائية و التي تظهر أن هذه القيم تتزايد في الجزء الجنوبي الغربي , و أن المسامية تصل الى القيمة 28 بالمئة , وتتمثل في النوع الأساسي و الثانوي. وفي احد المستويات من الخزان الترياسي للحجر الرملي الطيني السفلي وصلت النفاذية الى القيمة 500 مد , مع تشبع جيد للغاز, الطريقة الحجمية المستخدمة لتقييم احتياطات الغاز تعطي قيمة 2.07كم³.

كلمات مفتاحية: خزان، دياغرافي، مسامية، طوال، حقل غازي، الترياسي، السيلوري.

Résumé

Le champ de Toual est situé dans la partie Nord de la province triasique de la région de Gassi Touil. Il a prouvé une importante quantité de gaz à condensât et d'huile dans les réservoirs du Trias (TAGS, TAGI) et du Silurien Argilo-gréseux (F6).

Dans le cadre de ce travail nous avons constaté que le Trias Argilo-Gréseux présente toutes les caractéristiques d'une série fluviatile. Les corrélations diagraphiques et les descriptions des carottes réalisées ont permis de mettre en évidence l'extension du réservoir TAGI. Les cartes iso-valeurs montrent que les valeurs de ces paramètres augmentent dans la partie Sud-Ouest, la porosité atteint des valeurs de 15,6%, et elle est de type primaire et secondaire. A un certain niveau du réservoir TAGI, la perméabilité atteint des valeurs de 500 md, avec une bonne saturation en gaz.

La méthode volumétrique utilisée pour l'évaluation des réserves de gaz a donné une valeur de 2.07 Km³.

Mots Clés : Réservoir, Diagraphie, Perméabilité, Toual, champ gazier, Trias, Silurien.

Abstract

The field Toual is located in the north of the province triasique, he proved an important amount of gas condensate and oil in tanks of the Triassic (TAGS, TAGI) and Silurian clay sandstone(F6).

As part of this work on the study of the reservoir TAGI was able to deduct the Triassic clay sandstone present all the characteristics of a series fluvial, correlations logging and carrots description made allowed to highlight the extension of tank TAGI, cards reflect changes in different parameters petrophysical showing that the values of these increase in the south –west , porosity reached values 15,6 %, and is type primary and secondary ,A a certain level of the reservoir TAGI permeability reached values 500md , with a good saturated gas.

the volumetric method used for the evaluation of the gas reserves gives a value of 2.07 Km³.

Keywords: tank, logging, permeability, Toual, gas field, Triassic, logging, Silurian.

Table des matières

Chapitre I

Généralité

I.1-Méthodologie et objectif du travail	1
I.2-Situation géographique	2
I.3. Historique des travaux du Champ de Toul.....	4
I.3.1. Historique d’exploration du Champ de Toul.....	4
I.3.2. Historique du développement du Champ de Toul.....	4

Chapitre II

Cadre géologique régional

II.1. Introduction	6
II.2. Lithostratigraphie.....	6
II.2.1. La série Paléozoïque	6
II.2.1. A- Le Cambrien.....	6
II.2.1. B- l’Ordovicien	9
II.2.1. C- Le Silurien	9
II.2.1. D- Le Dévonien	10
II.2.1. E- Le Carbonifère.....	10
II.2.2. La série Mésozoïque	11
II.2.2. A- Le Trias	11
II.2.2. B- Le Jurassique.....	11
II.2.2. C. Le Crétacé	11
II.2.3. Le Cénozoïque	12
II.2.4. Le Quaternaire.....	12
II.3. Tectonique	13
II.3.1. Tectonique globale.....	13
II.3.2. Géodynamique du bassin de Berkine.....	16
II.4. Aspect structural du bassin de Berkine.....	18
II.5. Système pétrolier	20
II.5.1. Les roches mères.....	19
II.5.2. Les roches réservoirs	19
II.5.3. Roches couvertures	22
II.5.4. Pièges	22

Chapitre III

Cadre géologique local

III.1. Introduction	23
III.2. Stratigraphie du Champ du Toual	23
III.2.1. Le socle	23
III.2.2. Le Paléozoïque	23
III.2.3. Le Mésozoïque.....	27
III.2.4. Le Cénozoïque :.....	30
III.3. Aspect structural du Champ de Toual	30
III.4. Principales phases tectoniques	31
III.4.1. Les mouvements compressifs de La phase panafricaine	31
III.4.2. L'événement majeur Panafricain.....	31
III.4.3. Le mouvement compressif de La phase taconique d'orientation Est- Ouest.....	32
III.4.4. Le mouvement compressif de la phase Calédonienne	32
III.4.5. Les mouvements distensifs Dévonien inférieur.....	32
III.4.6. Les mouvements compressifs hercynien	32
III.4.7. Les mouvements distensifs Trias/Lias	32
III.4.8. Les mouvements compressifs à transpressifs autrichiens.....	32
III.4.9. Les mouvements transpressifs tertiaires (atlasiques).....	32
II.5. Système pétrolier	33
III.5.1. Roches mères, piégeage et migration	33
III.5.2. Roches couvertures	35
III.5.3. Roches réservoirs.....	35
III.5.3.1. Les niveaux réservoirs du Trias	35
III.5.3.2. Les niveaux gréseux du Silurien - F6	36
III.5.3.3. Réservoir de Quartzite Hamra	36

Chapitre IV

Approche sédimentologique

IV.1. Introduction	37
IV.2. Méthodologie	37
IV.3. Sédimentologie du Trias	37

III .4. Etude lithologique des carottes	40
IV .4.1. Description des carottes du réservoir TAGI de la structure de Toual	40
IV .5. Corrélation diagraphique.....	46
IV.6. Conclusions	48

Chapitre V

Évaluations des paramètres pétrophysiques

V.1. Introduction	49
V.2. Méthodologie.....	49
V.2.1. Importation des données	49
V.2.2. Les données de diagraphies	50
V.2.2.1. Le Gamma Ray : (GR : g API)	50
V.2.2.2. La diagraphie sonique : (DT)	50
V.2.2.3. Le Log Densité :.....	50
V.2.2.4. Le Log Neutron (NHPI ; m3/m3)	50
V.2.2.5. Le Caliper : (CAL ;(inch))	50
V.2.2.6. La résistivité :.....	50
V.2.3. Les paramètres calculés :	51
V.2.3.1. Le Volume d'argile	51
V.2.3.2. La porosité	52
V.2.3.3. La perméabilité	52
V.2.3.4. Saturation en eau	53
V.3. Résultats des diagraphie réservoir (TAGI)	54
V.4. Etude statistique des paramètres géologiques du réservoir TAGI.....	55
V.4.1- Histogrammes de la porosité et de la perméabilité du réservoir TAGI	55
V.5. Interprétation des <i>cartes</i> en iso-valeurs du réservoir TAGI	58
V.5.1. La carte en isopaque du réservoir TAGI	58
V.5.2. La carte en iso-épaisseur utile du réservoir TAGI.....	59
V.5.3. La carte en iso-porosité du réservoir TAGI	60
V.5.4. La carte en iso-perméabilité du réservoir TAGI.....	61
V.5.5. La carte en iso-saturation du réservoir TAGI	62
V.6. Interprétation des résultats diagraphiques du réservoir TAGI	64
V.7. Conclusion.....	67

Chapitre VI

Estimation des réserves

VI. 1. Introduction	68
VI.2. Les différentes Classifications de quantités en place	68
VI.2.1. L'huile ou gaz en place prouvée	69
VI.2.2. L'huile ou gaz en place probable	69
VI.2.3. L'huile ou gaz en place possible	69
VI.3. Classification du réservoir « TAGI » de Toual.....	69
VI.4. Méthode d'évaluation des réserves :	70
VI.4.1. Détermination des différents paramètres.....	72
VI.4.1.1. Délimitation du gisement.....	72
VI.4.1.2. Calcul de la surface de la zone à gaz	73
VI.4.1.3. Evaluation de la porosité moyenne utile	73
VI.4.1.4. Evaluation de la saturation en eau du gisement	74
VI.4.1.5. Evaluation de l'épaisseur utile	74
VI.4.1.6. Facteur volumétrique	75
VI.4.2. Calcul des réserves de gaz en place	75
VI.5. Conclusion	77
Conclusion générale	78
Recommandation.....	79

Liste des figures :

Chapitre I :

Fig. (I .1) : localisation du champ de Toual..... 2

Fig. (I .2) : Déférent champs de Gassi Touil 3

Chapitre II :

Fig. (II.1) : Carte géologique de l'Algérie (Askri *et al.*, 1995) 7

Fig. (II.2) : Colonne stratigraphique du bassin de Berkine (Azoug *et al.*, 2007) 8

Fig. (II.3) : Les phases de l'évolutions structurales majeurs du bassin de Berkine (McKenna et Hedley, 2002). 14

Fig. (II.4) : Éléments structuraux du bassin de Berkine (Wec, 2007) 17

Fig. (II.5) : Coupe géologique régionale (Wec, 2007) 18

Fig. (II.6) : Bassin de Berkine. Limites d'extension des réservoirs et des roches mères 20

Chapitre III :

Fig. (III.1) : Colone stratigraphique Gassi Touil..... 26

Fig. (III .2) : Coupe géologique, passant par les forages HCP-1, HC-101, TOUSW-1,TOUW-1,TOUP-2, TOU QZH-1 et TOU-3 30

Fig. (III .3) : Coupe géologique, passant par les forages FDA QH-1, FDA-1, TOUQZH-1, TOUP-2, TOUP-1, TOUC-1 et ETB-2..... 31

Fig. (III .4) : Carte de maturation de la roche mère silurienne (ZAIT F et al 2010). 34

Chapitre IV :

Fig. (IV.1) : Contexte stratigraphique du Trias 38

Fig. (IV.2) : Notion du niveau de base 39

Fig. (IV.3) : Modèle de séquence composé de fusion 40

Fig. (IV.4). Description de puit Toual 05 43

Fig. (IV.5) : Description de puit Toual 10..... 44

Fig. (IV.6) : positionnement des déférent puits traversé par le profil dela corrélation E-W 46

Fig. (IV.7) : La corrélation NE – SW entre les puits (TOU-6, TOU-13, TOU 7,TOU 12,TOU9 ,TOU-15 ,TOU-10 ST)..... 47

Chapitre V :

Fig. (V.1) : méthode de chargement de données dans le programme « TECH LOG » 49

Fig. (V.2) : Histogrammes de la porosité du puits Tou-6..... 55

Fig. (V.3) : Histogrammes de la perméabilité du puits Tou-6..... 56

Fig. (V.4) : Histogrammes de la porosité du puits Tou-7 56

Fig. (V.5) : Histogrammes de la perméabilité du puits Tou-7 57

Fig. (V.6) : Histogrammes de la porosité du puits Tou-9 57

Fig. (V.7) : Histogrammes de la perméabilité du puits Tou-9..... 58

Fig. (V.8) : Carte isopaque du réservoir TAGI.....	59
Fig. (V.9) : Carte iso-épaisseur utile du réservoir TAGI.....	60
Fig. (V.10) : Carte iso-porosité du réservoir TAGI.....	61
Fig. (V.11) : Carte iso-perméabilité du réservoir TAGI.....	62
Fig. (V.12) : Carte iso-saturation du réservoir TAGI.....	63
Fig. (V.13) : Diagraphies interprétées au niveau du puits TOU-12 dans le réservoir TAGI...	64
Fig. (V.14) : Diagraphies interprétées au niveau du puits TOU-14 dans le réservoir TAGI...	65
Fig. (V.15) : Diagraphies interprétées au niveau du puits TOU-15 dans le réservoir TAGI...	66
Chapitre VI :	
Fig. (VI.1) : Fonctionnement de la simulation de Monte Carlo	71
Fig. (VI.2) : Carte en isobathes au toit du réservoir TAGI du champ de Toual.....	72
Fig. (VI.3) : Graphe représentant les lois de distribution de porosités.....	73
Fig. (VI.4) : Graphe représentant les lois de distribution de la saturation en eau	74
Fig. (VI.5) : Graphe représentant les lois de distribution des réserves	76

Liste des tableaux :

Tableau. (V.1) : résultats finals des diagraphies du réservoir TAGI	54
Tableau. (VI.1) : Evaluation de l'épaisseur utile.....	75
Tableau. (VI.2) : Résultats de Calcul des réserves de gaz en place.....	76

LISTE DES ABREVIATIONS UTILISEES

Symboles	Significations
GR :	Gamma ray
TAGI :	Trias Argilo-Gréseux inferieur.
TAGS :	Trias Argilo-Gréseux supérieur.
TAC :	Trias Argilo-Carbonaté.
GTL :	Gassi Touil.
QH :	Quartzites de Hamra.
SAG :	Silurien Argilo-gréseux.
DH	Discordance Hercynienne.
EPF :	Early Production Facilities.
PSI :	Pound per square inch (livre par pouce carré).
BSFC :	Billion standard cubic feet.
Md :	Millidarcy.
HC :	Hydrocarbure.
R :	Cambrien.
Ri :	Cambrien isométrique.
Ra :	Cambrien anisométrique.
PVT:	Pression volume température.
DST:	Drill Stem Test.
GDT/ODT :	Contact eau – hydrocarbures.
CNL :	Log de neutron (Schlumberger).
NHPI :	Le neutron de porosité.
CAL :	Calliper.
RHOB :	Densité.
DT :	La diagraphie sonique : (DT).
COT :	Carbone Organique Total

(Nomenclature suivant Sonatrach)

Chapitre I

Généralités

I.1-Méthodologie et objectif du travail :

Notre thème de recherche rentre dans le cadre d'une convention entre la Faculté des Sciences de la Terre et de l'Univers - Université de Mohammed Esseddik Ben Yahia et SONATRACH, nous avons effectués un stage de trois semaines à la Division de Production (Gassi Touil), dont le thème à été proposé par la même division : « Estimation des réserves du réservoir TAGI champ de Toul - Gassi Touil ».

Notre travail à consisté dans un premier temps à récolter le maximum de données géologiques concernant la lithologie du réservoir TAGI du champ Toul, les données de bases sont :

- Les logs diagraphiques.
- Les rapports de fin de sondages.
- Les logs fondamentaux (log lithologiques « MASTER LOG »).

L'absence des données pétro-physiques, concernant les mesures de la porosité et de la perméabilité sur carottes, nous a conduits à étudier et caractériser ce réservoir (TAGI) par les données de diagraphie.

Afin d'atteindre cet objectif, nous avons adopté la méthodologie suivante :

- Un découpage lithologique à partir des enregistrements diagraphiques.
- Corrélation lithologique entre les puits choisis.
- Evaluation des paramètres pétro-physiques.
- Estimation des réserves du réservoir TAGI (Trias Argileux Gréseux Inferieur).

À l'aide du logiciel *Techlog*, nous avons fait une interprétation du réservoir, en se basant sur les diagraphies effectuées (GR, Sonic, Caliper, Densité, neutron, et résistivité), pour déterminer les intervalles qui présentent les meilleures caractéristiques pétrophysiques.

À l'aide du logiciel *Surfer*, nous avons établi des cartes d'isovaleurs. La visualisation des résultats de krigeage et de cartographie automatique nous a permet d'interpréter la distribution des paramètres pétrophysiques de chaque niveau productif du réservoir TAGI du champ Toul.

À l'aide du logiciel *Crystal Ball*, nous avons déterminé le volume total de gaz piégé dans le réservoir TAGI.

Enfin, l'ensemble de ce travail s'achève par une conclusion générale et certaines recommandations sur d'éventuels travaux à réaliser afin de dévoiler toutes les réserves gazières de TAGI.

I.2-Situation géographique :

La région de Toul se situe au Sud Est du champ gazier de Gassi Touil se situant à 150 km de Hassi Messaoud. 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).

Le champ gazier de Gassi Touil est positionné par les coordonnées suivantes :

UTM	GEOGRAPHIQUE
X = de 276 150 à 278 300.	X = de 6°40'00" à 6°44'00"Est.
Y = de 3 338 950 à 3 345 500.	Y = de 30°09'00" à 30°15'00" Nord

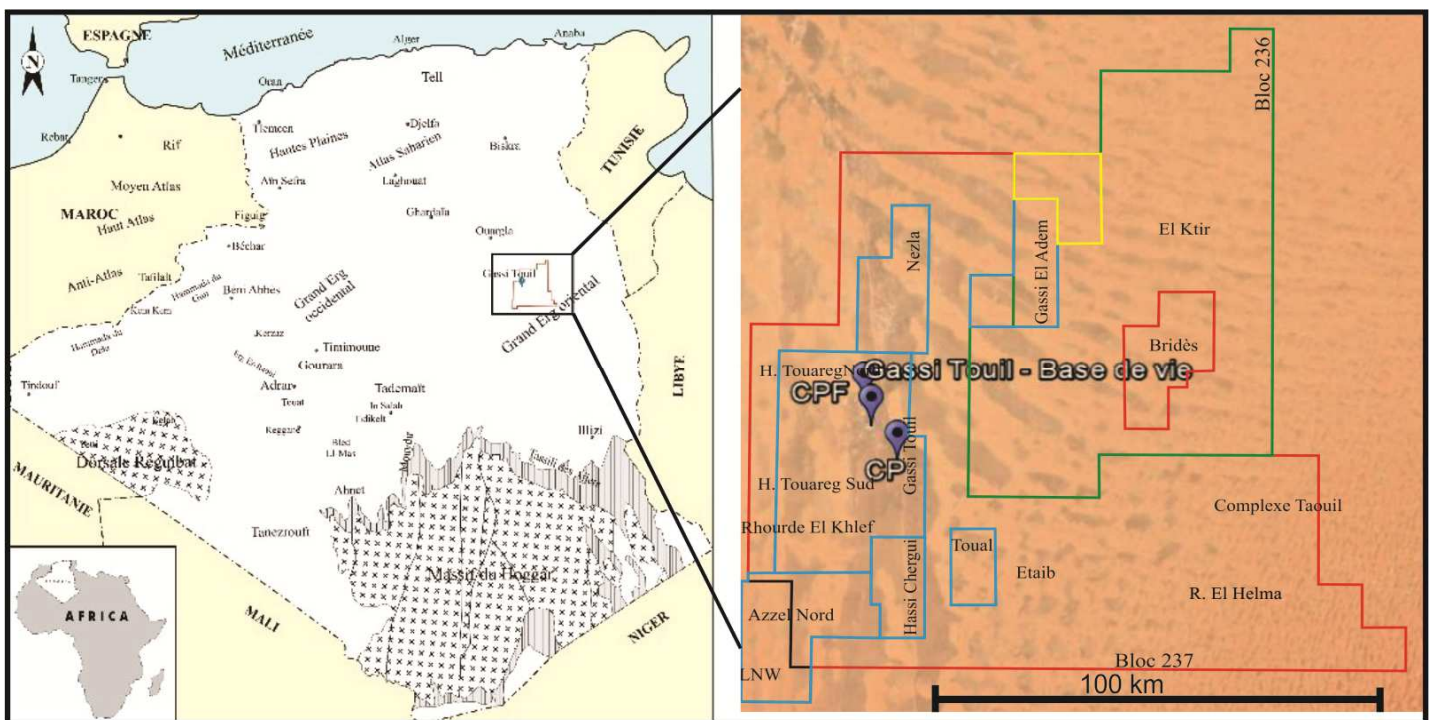


Fig (I.1) : Localisation du champ de Toul. (LIMAM.H, 2017)

Le champ de Toul couvre une surface de 80 km² avec une pression égale à 371,2 bars. Il est situé dans la partie Nord de la province triasique, fait partie du bassin de Berkine et contient une importante quantité de gaz à condensat et d'huile et produit essentiellement des réservoirs du Trias argileux gréseux supérieur et inférieur (TAGS, TAGI) et du Silurien Argilo-gréseux (F6).

Un totale de (27) puits sont forés dans ce champ, dix ont traversés le trias argileux gréseux inférieur (TAGI) qui est l'objet de notre étude (TOU-4, TOU-5, TOU-6, TOU7, TOU-9, TOU-10, TOU-12, TOU-13, TOU-14, TOU-15), ces puits produisent essentiellement du gaz à condensat.

Certains puits sont fermés pour des raisons de colmatage des perforations issues par les dépôts de sel, et le lever du niveau de contact eau-huile, pour cela il est impératif de relancer la production dans le réservoir TAGI.

La région de Gassi Touil est l'une des dix régions qui constituent actuellement la division de production de la branche Amont.

Elle est constituée de dix champs (Figure I.2) : Gassi Touil (GTL), Gassi Touil Supérieur (GTS), Hassi Chergui (HCH), Nezla Sud (Nzs), Nezla Nord (NzN), Toual (TOU), Hassi Touareg (HTG), Brides (BRD), Gassi El Adem (GEA) et Rhourd El Khalf (REK).



Fig (I .2) : Différents champs de Gassi Touil
(Rapport interne SONATRACH, 2016).

I.3-Historique des travaux du Champ de Toulal :

I.3.1- Historique d'exploration du Champ de Toulal :

Le champ Toulal a été découvert par la sismique réflexion en 1958. Les premiers forages d'exploration (TOU-1, TOU-2) ont été effectués respectivement en 1962 et 1964 comme objectif les réservoirs du Trias productifs à Gassi Touil et Rhourd Nouss. Il a prouvé une importante quantité de gaz à condensât et d'huile dans les réservoirs du Trias (TAGS, TAGI) et du Silurien Argilo-gréseux (F6).

- Travaux des puits :

Le nombre des puits forés à Toulal est de 16 puits. Depuis l'année 1962 les forages d'exploration atteignent le TAGI (TOU-1, TOU-2, TOU-3) jusqu'en 1984, un autre puits a été foré avec comme objectif les réservoirs Supérieur et Inférieur du Trias (Toulal 4).

À partir de 2007, et après la réalisation de la sismique 3D faite en 2006, le réservoir F6 Silurien Argilo-gréseux (SAG) est devenu un objectif pétrolier dans le champ Toulal.

En 2007, le forage d'exploration TOUQH 1 a été réalisé pour confirmer le prospect après une période des études approfondis sur ce champ. Après confirmation de la présence d'hydrocarbures, la phase d'exploration a continué avec des nouveaux puits TOUP 1 et TOUW 2 en 2010, qu'ont atteints les mêmes objectifs.

Suite de l'exploration, en 2011 les puits TOUC 1, TOUN 1, TOUW 1, TOUSW 1, TOUS 1 ont été forés d'après les résultats obtenus dans les forages précédents.

En raison de l'importance du F6 SAG du champ Toulal, et dans le même contexte d'exploration, les puits TOUP 2 et TOUS 1-bis forés respectivement en 2012 et 2013 ont atteints les mêmes objectifs.

Pour le même but (F6 SAG), le puit TOUE 1 a été foré en 2015, dernièrement en 2016 deux puits TOUP 4 et TOUE 2 forés, qu'ont atteints les mêmes objectifs.

I.3.2- Historique du développement du Champ de Toulal :

Le Champ Toulal a été mis en production (déplétion naturelle) à la fin du mois de Février 2000 avec 2 puits du TAGI et 01 puits du TAGS. Un quatrième puits (TOU-7) complété dans le TAGI a été ouvert en décembre 2000.

- Travaux des puits :

Le nombre total des puits forés à Toulal est de 18 puits, dont les deux puits TOU-19 et TOU-20 ne sont pas encore forés.

La phase du développement du champ Toulal a commencé par les deux puits TOU-5 et TOU-6 qui ont été foré respectivement en 1991 et 1996 et ont atteint les mêmes objectifs que les puits précédents (TAGI). L'ensemble de ces puits a mis en évidence du gaz à condensât dans les réservoirs du TAGS, jusqu'à 2760 m et du TAGI, à 3100 m.

Un autre puits (TOU-7) complété dans le TAGI a été ouvert au mois de décembre 2000. Par la suite en 2002 deux puits TOU- 8 et TOU-9 ont été forés pour l'objectif TAGI.

De 2007 à 2008, trois puits ont été forés : TOU-10, TOU-11 et TOU-12.

Jusqu'au 2008, les forages du développement commencent à atteindre le réservoir F6 SAG après les résultats obtenus à partir de la sismique 3D faite en 2006 et 2009, et du forage d'exploration (TOUQH 1 en 2007).

De 2011 à 2016, ce sont les puits de TOU-14 à TOU-18 qui ont été forés.

Actuellement le projet EPF (Early Production Facilities) est en cours de réalisation avec un raccordement de 27 puits répartis sur 06 champs, en deux phases :

- ✓ Phase A : Raccordement de 10 Puits.
- ✓ Phase B : Raccordement de 17 Puits.

Chapitre II

Géologie régionale

II.1. Introduction :

Le bassin de Berkine, intracratonique, se situe dans la partie Nord-Est de la plate-forme saharienne. D'une superficie globale de 102 395 km², il est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures (Wec, 2007). Le bassin est limité au Nord par la bordure Sud du Môle de Dahar, au Sud par le Môle de D'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi, à l'Est par la frontières tunisienne et libyenne et enfin à l'Ouest par le prolongement structural vers le Nord du Môle d'Amguide-El Biode-Hassi Messaoud (fig. II.1).

Ce bassin a conservé un remplissage sédimentaire de plus de 6000 m allant du Paléozoïque à l'actuel. Les dépôts mésozoïques se caractérisent par une série Salifère localisée dans le Nord et Nord-Est du bassin.

II.2. Lithostratigraphie :

Les dépôts du bassin de Berkine appartiennent à trois ères différentes : l'ère primaire, l'ère secondaire et l'ère tertiaire. Les dépôts des deux premières sont séparés par une surface érodée. Cette dernière est due au cycle orogénique Hercynien. (McKenna et Hedley, 2002).

Les deux premières ères sont représentés par :

- La série Paléozoïque de l'ère primaire qui comprend les roches mères.
- La série Mésozoïque de l'ère secondaire qui renferme les principaux réservoirs du bassin de Berkine et par conséquent celui de Toual.

Sur ce plan stratigraphique en se basant sur le travail réalisé par BOUDJEMA (1987), nous avons pu résumer la série stratigraphique du bassin de Berkine comme suit : (voir fig. II.2)

II.2.1. La série Paléozoïque :

Les dépôts paléozoïques, sont bien développés. Ils comblent la grande partie de la couverture sédimentaire. Ils sont essentiellement représentés par des roches détritiques et parfois carbonatées et évaporitiques, allant du Cambrien au Carbonifère.

II.2.1. A- Le Cambrien :

Les dépôts du système Cambrien sont les dépôts les plus anciens et les mieux connus. Dans la province triasique, on distingue les lithozones suivantes de bas en haut :

- **La lithozone R3** est constituée par des grès grossiers à stratification oblique avec conglomérats et microconglomérats à la base.

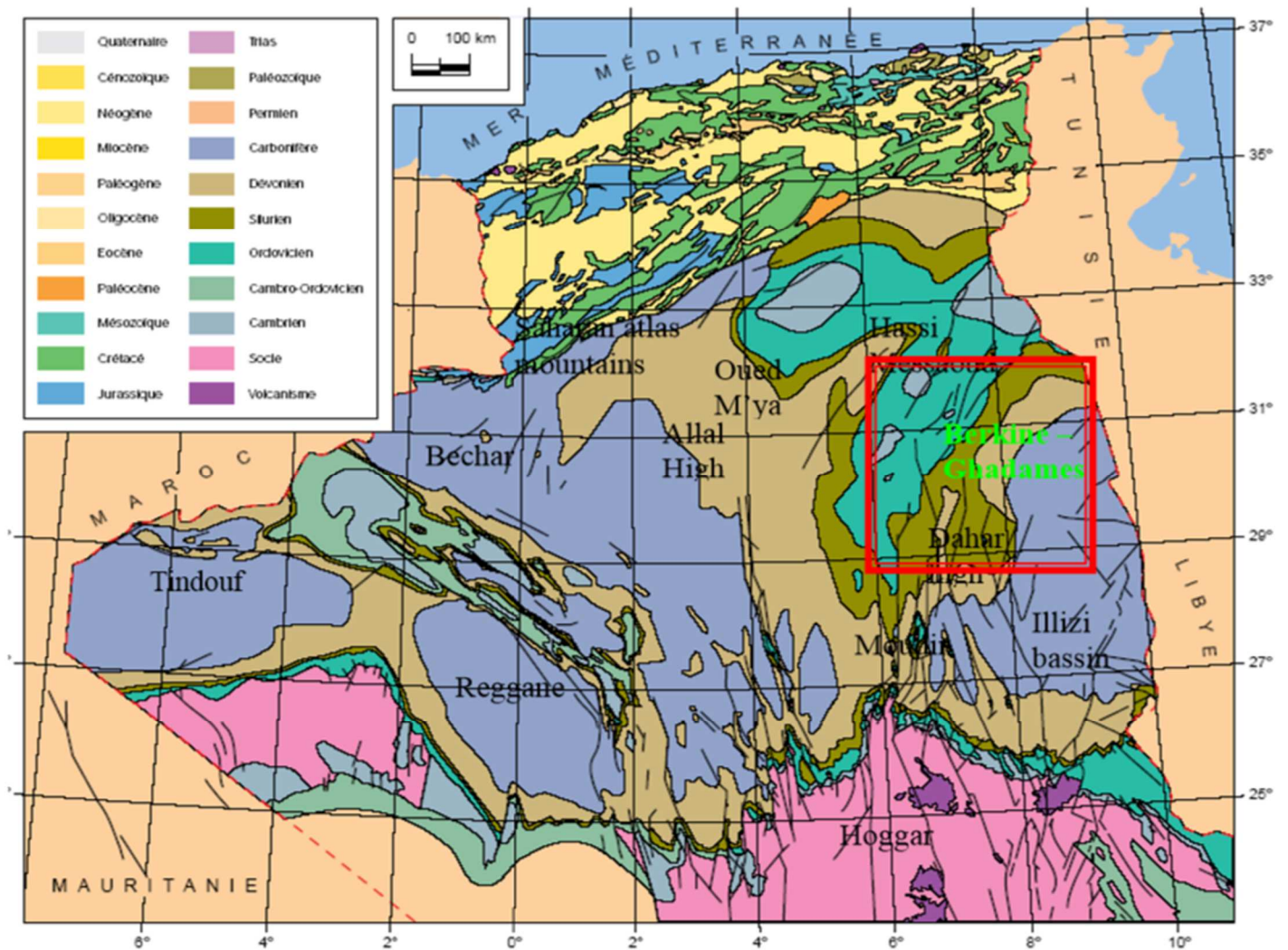


Fig (II.1) : Carte géologique de l'Algérie (Askri *et al.*, 1995)

- La lithozone R2 est représentée par des grès moyens à grossier, très argileux à passées d'argile.
- La lithozone - Ra - est composée par des grès hétérogènes fins à grossiers à intercalations d'argilites.
- La lithozone - RI - est formée de quartzites et de grès fins à moyens avec passées d'argiles et de siltstones contenant des grains de glauconites et des tigilites.
- La zone des alternances : Cette zone est constituée par des alternances d'argiles, de siltstone et de grès fins à glauconies abondantes, de débris de phosphates et de tigillites.

Âge		Lithologie	Formation	Evénement tectonique	Milieus de dépôts	R S	R R	Sel	Champs
Tertiaire	Q Mei-7		Grès, Dolomie	Alpine Pyrenen					
Crétacé	Sup		Carbonate, Anhydrite Dolomie, Sel, Limestone, Argile, lignite		Alternance entre ouvert et fermeture de la mer lagunaire				
	Inf		Grès, Sel, Argile, lignite, Dolomie	Austrien	Continentale Fluvio- lacustre				
Jurassique	Sup		Argile, Grès, Anhydrite, Dolomie		Lagunaire +marine				
	Moy		Shale, Lagunaire Anhydrite Sel						
	Inf		Horizon B S1-S2 S3 Argile		Lagunaire Continental				Ourhoud Berkine BirBerkineW RH elKhrouf El Merk El Bourma Menzel Lejmat
				S4 TAGS Carbonate TAGI					
Trias	Sup								
	Moy								
	Inf								
Permien	Sup								
	Inf			Hercynien	Marin peu profond Continental Fluvio- lacustre				
Carbonifère	Sup		Sable, Argile						RH elKhrouf Berkine Bir Rebaa N Menzel Lejmat
	Inf		Argile, Sable						
Dévonien	Sup		Argile, Grès	Frasnien					BirBerkine El Merk E
	Moy		Grès, Argile		Marin peu profond Continental				
	Inf		Grès massif						
Silurien	Sup		Sable, Argile	Caledonien					
	Moy		Argile		Marin peu profond				Semhari Ain Romana Brides
	Inf								
Ordovicien	Sup		Grès de Ramade Argiles microconglomératique	Taconien					
	Moy		Grès d'Oued Saret Argiles D'Azzel Grès d'ouargla Quartzites d'Hamra Grès d' Atchane		Fluvio- Glaciere				
	Inf		Argiles d'El Gassi Zone d'Alternance						
Cambrien			Ri Ra R2 R3	Pana - African					H.Messaoud Rh ElBaguef
Précambrie									

Fig. (II.2) : Colonne stratigraphique du bassin de Berkine (Azoug *et al.*, 2007).

II.2.1. B- l'Ordovicien :

Les dépôts du système Ordovicien sont représentés par un ensemble de sédiments détritiques d'une épaisseur moyenne de 250 m. De bas en haut, on y distingue les unités litho stratigraphiques suivantes :

- **Les argiles d'EL Gassi :** sont constituées par des sédiments marins typiques formés d'argiles noires bitumineuses. Elles sont largement développées dans la dépression d'Oued M'ya.
- **Les grés d'El Atchane :** sont représentés essentiellement par des feldspaths des glauconies parfois par des conglomérats et des passées de siltstone et d'argile noire.
- **Les quartzites de Hamra :** ce sont des dépôts formés essentiellement par des quartzites compacts massifs à tigillites et de rares intercalations d'argiles.
- **Les grés d'Ouargla :** Il s'agit de grés fins à moyens quartziques. Les argiles d'Azzel sont représentées par des argiles noires, silteuses et micacées à minces passées de siltstones argileux et de grés oolithiques.
- **Les grés d'Oued Saret :** sont composés de grés fins à moyens argileux et quartzitiques, dolomitiques et micacés à intercalations d'argiles silteuses faiblement carbonatées à oolithes.
- **Les argiles micro-conglomératiques :** ce sont des argiles noires siliceuses à nombreux galets de quartz qui sont caractérisées par des dépôts glacio-marines.
- **Les grés de Ramade :** dont la base est constituée de grés quartzitiques et fines passées d'argiles surmontées par des grés quartzitiques de la dalle M'Kratta.

II.2.1. C- Le Silurien : Il est constitué de :

- **Silurien argileux** ou à argile à graptolithes qui est constitué d'argiles grises à noires riches en graptolithes avec des grains de quartz fins avec quelques passées de grés blancs à gris sombres fins avec présence de pyrite.
- **Silurien argilo-gréseux :** Il s'agit d'une alternance d'argiles grises silteuses à siltosableuses tendres, rarement carbonatées et de grés gris à clairs, fins à moyens subarrondis généralement bien classes en silico-argileux et moyennement durs.

II.2.1. D- Le Dévonien :

Le dévonien est subdivisé en Dévoniens inférieur, moyen et supérieur.

A- Le Dévonien inférieur : le régime tectonique instable de la région a donné lieu à une accumulation des dépôts argilo-gréseux à faciès très variables.

B- Le Dévonien moyen : les dépôts du Dévonien moyen sont moins développés par rapport à ceux du dévonien inférieur.

C- Le Dévonien supérieur : Il est principalement représenté par des dépôts argileux, est considéré comme un ensemble unique.

II.2.1. E- Le Carbonifère :

Les dépôts du carbonifère correspondent au cycle final de sédimentation paléozoïque.

II.2.2. La série Mésozoïque :

Le Mésozoïque est subdivisé en trois âges : Trias, Jurassique et Crétacé (Figure II. 1).

II.2.2. A- Le Trias :

Seul le Trias supérieur est rencontré (Figure II. 2) ce dernier est subdivisé en quatre couches qui sont désignées de bas en haut : TAGI, TAC, TAGS et S4 (Azoug *et al.*, 2007).

- **Le Trias Argilo-Gréseux Inferieur (TAGI) :** cette formation repose à la base du complexe triasique en discordance sur la surface d'érosion hercynienne, la base de la série est formée, en générale de conglomérats rouge à brun et de grés et d'argile, dans cette formation le caractère continental est dominant.

- **Le Trias Argilo-Carbonate (TAC) :** cette couche, bien que son nom fait allusion au carbonaté, sa composition est essentiellement argileuse – imperméable : TAC est constitué d'argile brune-rouge, rarement grise-verts à élément fin à moyen devenant grossier vers la base avec intercalations d'argile grise à gris-verte et brunâtre indurée, siliceuse et feuilletée.

- **Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur TAGS :** les dépôts de la série sont rencontrés sur l'ensemble de la province triasique, il est formé essentiellement d'argile rouge à gris-vert tendre à indurée siliceuse à tendre feuilletée passant sauvant à des siliceuses gris-verts, moyennement durs.

- **Le Trias S4 :** il s'agit d'une alternance des sels blancs translucides, parfois jaunes, rosâtres massifs et d'argiles grises à gris verts, parfois brunes, siliceuses, tendres a indurées.

II.2.2. B- Le Jurassique :

Le Jurassique est subdivisé en trois étages, Jurassique supérieur, Jurassique moyen et Jurassique inférieur représenté par :

A- Jurassique inférieur : le Jurassique inférieur est subdivisé en cinq niveaux qui sont :

- **Le Lias argileux :** constitué par des argiles bruns-rouges, à gris verdâtres tendres avec des niveaux d'anhydrites blanches.
- **Le Lias S3 :** formé de sel blanc massif avec passées d'argiles brunes et grises verdâtres tendres a indurées avec des niveaux d'anhydrites.
- **Le Lias S1+S2 :** constitué de sels avec des intercalations d'anhydrite blanches à beiges massives et d'argiles bruns-rouges salifères tendres.
- **L'horizon B :** constitué de calcaires blancs à gris blancs, parfois argileux tendres avec passées de dolomies.
- **Le Lias anhydritique :** constitué d'une alternance blanche et de sels ainsi que des argiles brun-rouges salifères et tendres.

B- Jurassique moyen : le Jurassique moyen est subdivisé en deux niveaux qui sont :

- **Le Dogger lagunaire :** formé d'argile brun-rouge, siliceuse carbonatée, avec des intercalations de grés gris blancs très fins argileux localement dolomitiques et de calcaires dolomitiques beiges argileux et de traces de lignite et d'anhydrite.
- **Le Dogger argileux :** formé d'argile brune à brun-rouge siliceuse tendre avec des intercalations de siltstones bruns argileux et de grés très fins, argileux avec passées des calcaires beiges argileux tendres rarement dolomitiques.

C- Jurassique supérieur : le Jurassique supérieur est représenté par le Malm

- **Le Malm :** constitué d'une alternance d'argile versicolore dolomitique de calcaires gris à gris blanc argileux et de grés gris blancs, fins à moyens, présence des traces de lignite et de pyrite avec des passes d'anhydrites blanches.

II.2.2. C- Le Crétacé :

Est subdivisé en deux étages supérieurs et inférieurs :

A- Le Crétacé inférieur dans les quels on distingue :

- **Le Néocomien** : composé à la base de grés blancs, fins carbonates avec des intercalations d'argile carbonatée, des passées de calcaires gris argileux, devenant des argiles intercalations des grés fins carbonates au sommet, l'importance des grés augmente rapidement vers le Sud.

- **Le Barrémien** : formé de grés blancs à gris clairs, fins à grossiers, subarrondis subanguleux non consolidé et des intercalations d'argile brun rouge à gris-verte, sableuse carbonatée. Notons parfois la présence de lignite.

- **L'Aptien** : constitué de calcaires blancs micro cristallins, argileux avec des passées de dolomies et d'argiles gris-vertes carbonatées.

- **L'Albien** : formé de grés gris-blanc fins à moyen parfois grossiers argileux peu consolidés, avec des intercalations d'argiles rouges, silto-sableuses ainsi que la présence de lignite par endroits.

B- Le Crétacé supérieur dans lequel on distingue :

- **Le Cénomaniens** : constitué d'une alternance d'argile gris-vert, brun-rouge, de sels blancs et de calcaires blancs.

- **Le Turonien** : formé de calcaires blancs, gris, argileux avec des intercalations de marnes gris-verdâtre.

- **Le Sénonien Salifère** : constitué de sels blancs, massifs, avec des intercalations d'argiles bruns-rouges salifère et de dolomies gris, et d'anhydrites blanches

- **Le Sénonien anhydritique** : Il s'agit d'alternances de calcaires parfois dolomitiques, blancs à beiges, de dolomies gris-claires à beiges, d'anhydrites blanches.

- **Le Sénonien carbonate** : constitué de calcaires gris-beiges, de marnes grises, de dolomies beiges et d'anhydrites blanches.

II.2.3. Le Cénozoïque

- **Le Mio-Pliocène** : Il est constitué de sables roux et blancs, moyens à grossiers, arrondis, bien classés avec des passées de grés beige et blancs, fin arrondis, carbonates, et d'argiles rouges-briques sableuses.

II.2.4. Le Quaternaire : cette ère est représentée pour l'essentiel par des sables.

II.3. Tectonique :

II.3.1. Tectonique globale :

Le bassin de Berkine-Ghadamès est un grand bassin intra-cratonique qui occupe la région orientale de l'Algérie, la région méridionale de la Tunisie et la région occidentale de la Libye.

Quatre principaux linéaments structuraux confinent le bassin de Berkine. Il s'agit de 5 régions :

- El Biod
- Hassi Messaoud d'Amguid ;
- Qarqaf ; Talemzane Djaffara;
- Mole Dahar.

La partie Nord du bassin de Berkine a subi une déformation intense durant les différences tectoniques, en raison de la proximité de la marge nordique de la plate forme Africain. Les collisions tectoniques sont à l'origine de la formation du bassin de Berkine. Ce dernier est situé dans la partie stable du craton Africain. Les principaux événements structuraux qui ont affecté le bassin sont (Fig. II.3) :

- ✓ L'orogénèse pana-africain ;
- ✓ La phase taconique ;
- ✓ L'orogénèse hercynienne ;
- ✓ Le rifting liasiques et triasiques ;
- ✓ La phase autrichienne ;
- ✓ La phase pyrénéenne ;
- ✓ Et enfin la phase alpine.

Ces différentes phases de la déformation structurale identifiées dans le bassin de Berkine indiquent les contraintes d'évolution qui se sont produites à la marge de la plate forme Africaine.

A- L'orogénèse pana-africaine : durant cette phase, le craton Ouest africain s'est heurté avec le craton Est africain pour former le Gondwana (Fig. II.3.a). La zone de collision est marquée par la structure de la fracture étendue Nord africain jusqu'à l'Amérique du sud passant par le Nigeria. Cette ligne de suture a formé une ligne de faiblesse dans la croûte, qui a fortement influencé à la présence des fractures d'âge 650 MA.

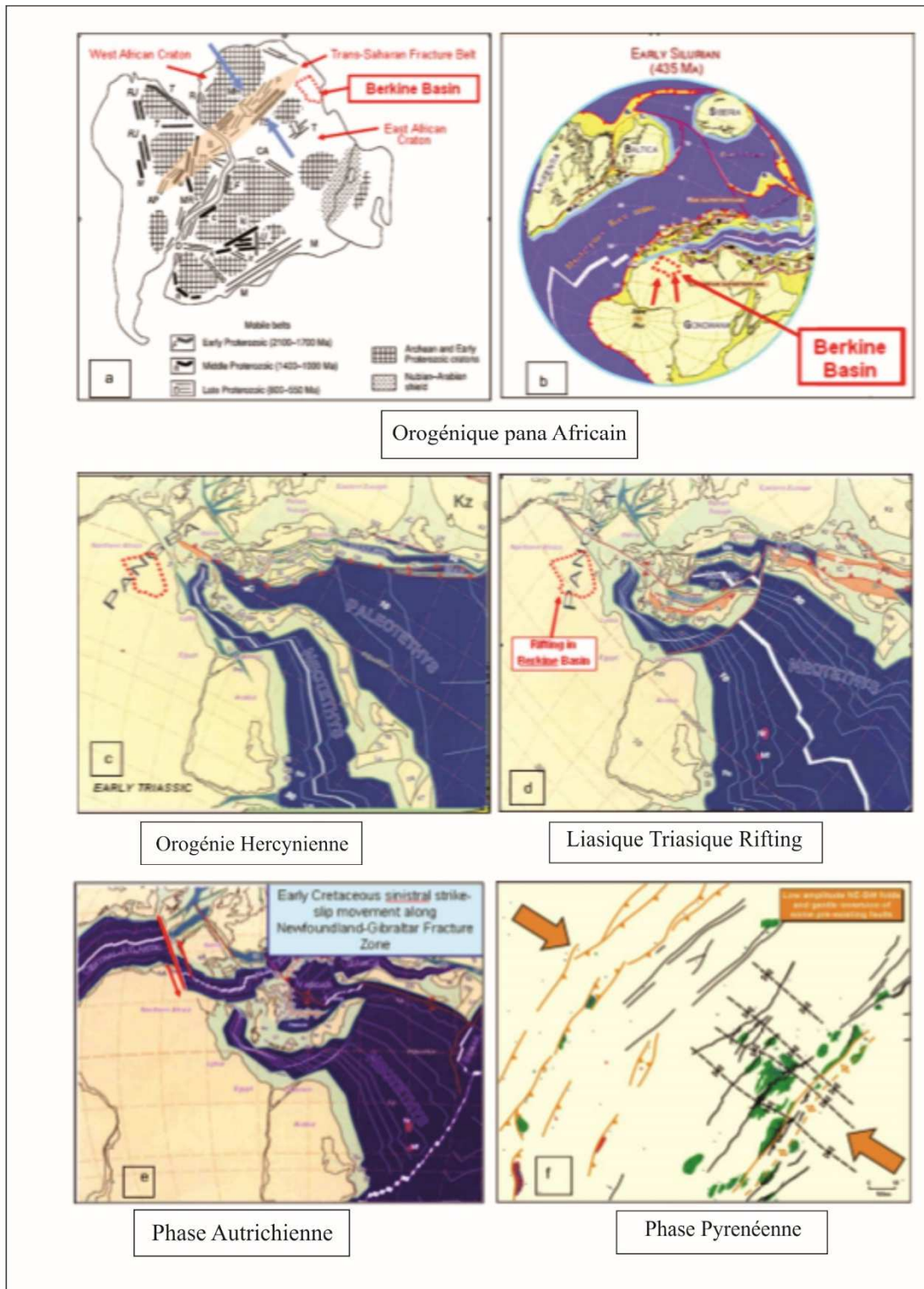


Fig. (II.3) : Les phases de l'évolutions structurales majeurs du bassin de Berkine (McKenna et Hedley, 2002).

A L'Ordovicien, le bassin de Berkine était situé au Nord de la marge passive de Gondwana (Fig. II.3.a). A cette ère, le secteur était situé au pôle Sud. Pendant l'Ordovicien il y'avait un épisode glaciaire important qui a provoqué les sédiments glacières à travers l'Afrique du Nord.

Au Silurien précoce, le Gondwana a dérivé au Nord et la glace a commencé à fusionner. Ce qui a causé la remonté du niveau de la mer. Les roches du bassin de Berkine connues sous le nom d'argiles schisteuses du Frasnien et les sédiments du Paléozoïque sont arrachées du craton africain et transportés vers le Nord de Hassi Berkine.

Pendant le Paléozoïque, le continent de Laurentien (Amérique) se heurte à la Baltique et se dirige vers le Gondwana subductant l'océan de « Rheic ».

B- L'orogénèse hercynienne : est causée par la collision entre Laurentia et Gondwana pour former le Pangea (Fig. II.3.c).

Les étapes initiales de la collision ont eu lieu à la fin du Dévonien quand le secteur au Nord-Ouest du bassin de Berkine était élevé. Ce ci a changé les secteurs de provenance des sédiments qui sont déposés pour la première fois est entré du Nord-Ouest au bassin de Berkine.

La progression de la collision continentale a engendré la formation de la chaîne hercynienne et l'évolution du bassin de Berkine vers le Nord-Est. A la fin du Carbonifère-Permien, l'érosion a pris place dans tout le bassin avec la voûte nordique de Talemzane dont la majeure partie des sédiments paléozoïques a été érodée. C'est sur cette surface érodée que s'est formé le réservoir principal – Il s'agit des dépôts des grès fluviaux qui comportent la formation de TAGI.

C- Phase de rifting Trias - Lias : cette phase tectonique a consisté au rifting à la fin du Jurassique et au début du Trias, du continent de Pangea (Fig. II.3.d). Pendant ces 50 Ma, le bassin de Berkine a fait partie d'Hinterland de Pangea à l'extrémité occidentale des océans de Paleo et des Néo-Téthys. Cette phase de rifting a continué jusqu'à la fin du Lias et jusqu'à l'Océan atlantique central qui a commencé à s'ouvrir pendant le Jurassique moyen.

Une série de failles normales a été formée. Ces failles sont principalement orientées vers le Nord-Est, l'amplitude des déplacements est généralement inférieure à 300 m. La position de ces failles est influencée par la suture précambrienne fondamentale. Ces failles semblent avoir débuté après le dépôt du réservoir de TAGI vers la fin du Trias et implique plusieurs phases de cassures actives de croissance. D'une façon générale, la sédimentation de syn-rift a suivi l'affaissement.

D- La phase Autrichienne : elle s'est produite pendant le début du Crétacé. L'océan atlantique central s'est ouvert approximativement de 800 km de largeur. À travers cette zone faillée, l'Afrique a été déplacé vers l'Est relativement à l'Europe méridionale (Fig. II.3.e). Ceci a donné naissance à un régime de tension dextre ou sénestre qui a transmis vers le bassin de Berkine.

E- La phase Pyrénéenne : qui est débuté par la déformation à la fin du Crétacé avec l'ouverture de l'Atlantique Nord, ce qui a renversé le mouvement relatif entre l'Afrique et l'Europe. Ce dernier a changé le régime de concentration dans la partie latérale, un bon régime latéral a provoqué une compression NW-SE à travers le bassin (Fig. II.3.f). Dans le bassin de Berkine, cette inversion est la cause de l'apparition des failles de direction NE-SW ainsi que les plissements doux le long d'un axe NE.

F- La phase Alpine : La phase finale de l'activité tectonique, a eu lieu pendant le Néogène qui été inversé pour former une poussée et pour plier la ceinture. Le bassin de Berkine a échappé aux effets de cette déformation

II.3.2. Géodynamique du bassin de Berkine :

Le bassin est divisé en trois zones pétrolières : la dépression triasique sud-est, la dépression de Dahar et la dépression de Berkine (Fig. II.4).

A- La dépression Triasique Sud-Est

Cette dépression est localisée sur la cuvette saline de Dorbane et de ses prolongements au Sud-Ouest. Elle représente une zone entre Emguid Hassi Messaoud jusqu'à l'Ouest et l'Est du bassin de Berkine. Elle est marquée par le développement des réservoirs paléozoïques et des TAGS et TAGI, dans la majorité des champs découverts (Rhourde Nouss, Gassi Touil, Gassi El Adem, Hassi Chergui, Brides, Rhourde Adra, et Rhourde Chouf). Ces champs sont généralement associés aux réservoirs triasiques et aux quartzites de l'Hamra. Le pétrole, le gaz et le condensât sont associés à de grande structure reliée par des systèmes de faille inverse à grands rejets.

B - La dépression de Dahar

Cette dépression mésozoïque est très étendue, c'est un monoclinal plongeant vers le Nord. Elle est continue au Nord jusqu'à la cuvette de Melrhir. Elle représente la limite Nord du bassin de Berkine. De plus, cette zone est marquée par une érosion hercynienne et taconienne. Le développement structural à une tendance Nord Est – Sud Ouest. La séquence est imposée sur les séries anciennes du silurien jusqu'au Combro-Ordovicien.

C- La dépression de Berkine

Cette dépression est marquée des dunes épaisses qui couvrent l'erg Est. Le bassin de Berkine est une dépression très vaste qui est datée du Paléozoïque et dans lequel le socle est situé à plus de 6000 m de profondeur. Sa partie centrale fut affectée à peine par l'érosion Hercynienne. Les séries terminales du Carbonifère sont préservées. (Wec, 2007)

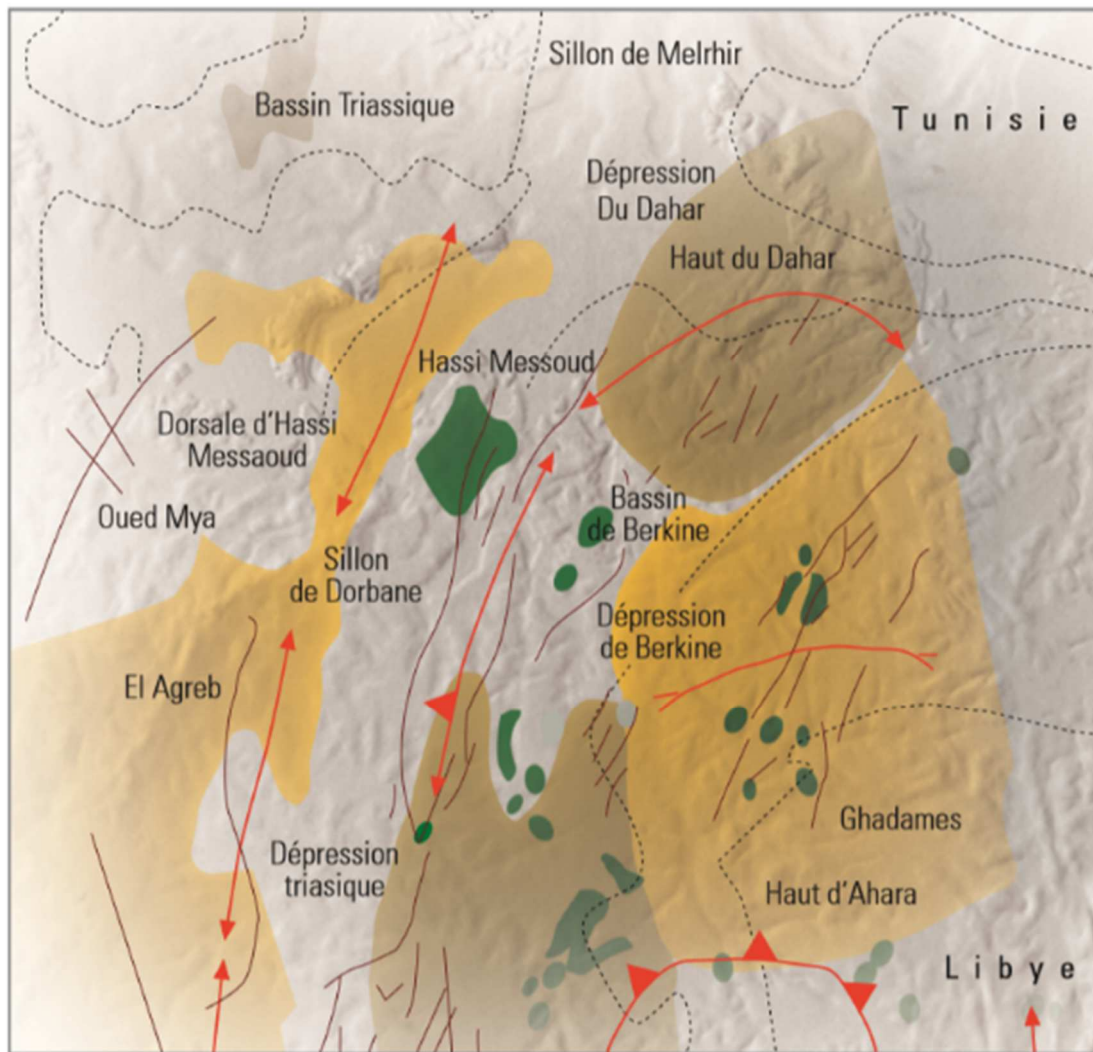


Figure (II.4) : Éléments structuraux du bassin de Berkine (Wec, 2007)

II.4. Aspect structural du bassin de Berkine :

Sur le plan structural le bassin de Berkine est caractérisé par l'opposition très nette entre deux domaines dont le style structural est celui d'une tectonique de socle (figure II. 5) qui sont :

- ❖ Le domaine Ouest est fortement structuré, où les accidents présentent des rejets très importants (500 m ou plus), et les fermetures verticales des structures peuvent être très gigantesques (900 m à Rhourd En Nous).
- ❖ Centre du bassin où la structuration est beaucoup plus faible, avec une remontée monoclinale prononcée vers le Sud. (Wec, 2007).

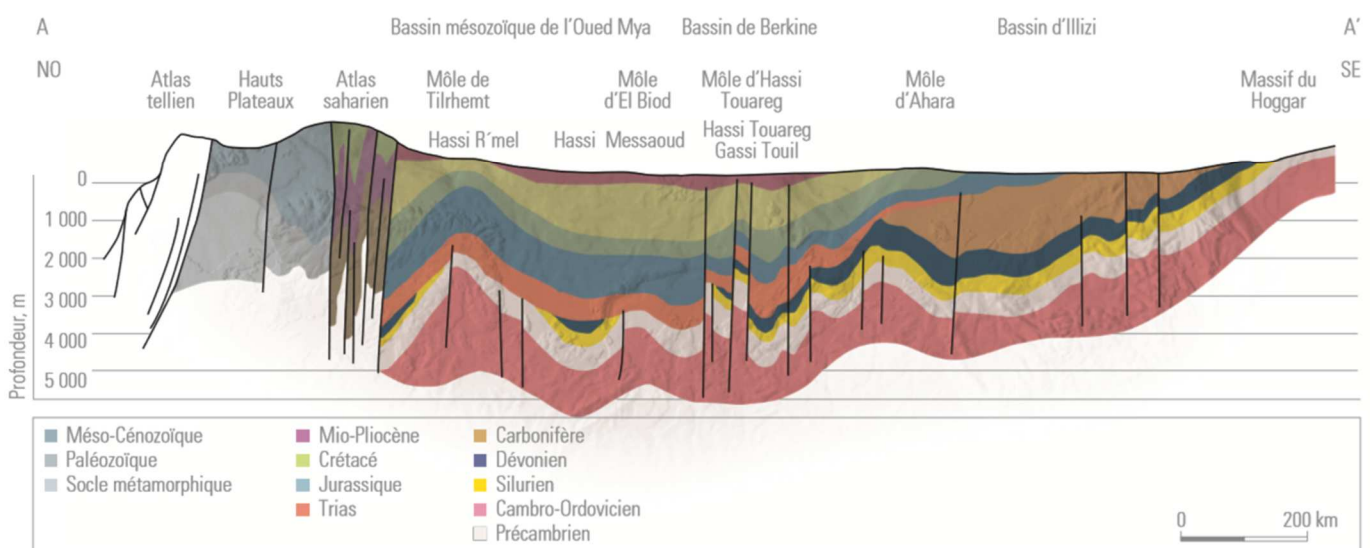


Figure (II.5) : Coupe géologique régionale traversant le bassin de Berkine (Wec, 2007)

II.5. Système pétrolier : (Voir fig. II.6)

II.5.1. Les roches mères :

Les deux roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondent au développement de séries argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine, marquant le début de la période de transgression lors du Silurien et du Frasnien. Leur extension dans le bassin de Berkine dépend du degré d'érosion durant la phase hercynienne. La roche mère silurienne, d'extension régionale, constitue le principal générateur d'hydrocarbures dans la région. La roche mère frasnienne a une extension plus limitée et se localise dans la partie centrale du bassin.

Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien.

II.5.2. Les roches réservoirs :

- **TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur) :** le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au Sud-Ouest du bassin. Il correspond à un épisode gréseux terminal du Trias post-rift. D'une épaisseur moyenne de 100 à 150 m, il est constitué de séquences de chenaux fluviaux et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier dénotant la proximité des sources d'apport. Cette série se termine en biseau vers le Sud-Est sur le haut de Maouar et disparaît à l'Ouest contre la faille de Ramade et le môle d'El Biod. Vers le Nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère (équivalent du S4). Le TAGS, excellent réservoir, constitue le principal objectif pétrolier dans la région de Rhourde En Nouss - Rhourde Chouff - Hassi Chergui Gassi Touil - Rhourde Adra - Brides.

- **Trias carbonaté - Trias intermédiaire :** l'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les jeux en distension des failles majeures. Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

- **TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) :** le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluvial se développant sur l'ensemble du bassin.

- **Carbonifère** d'âge Strunien à Viséen, les réservoirs du Carbonifère se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo-gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond.

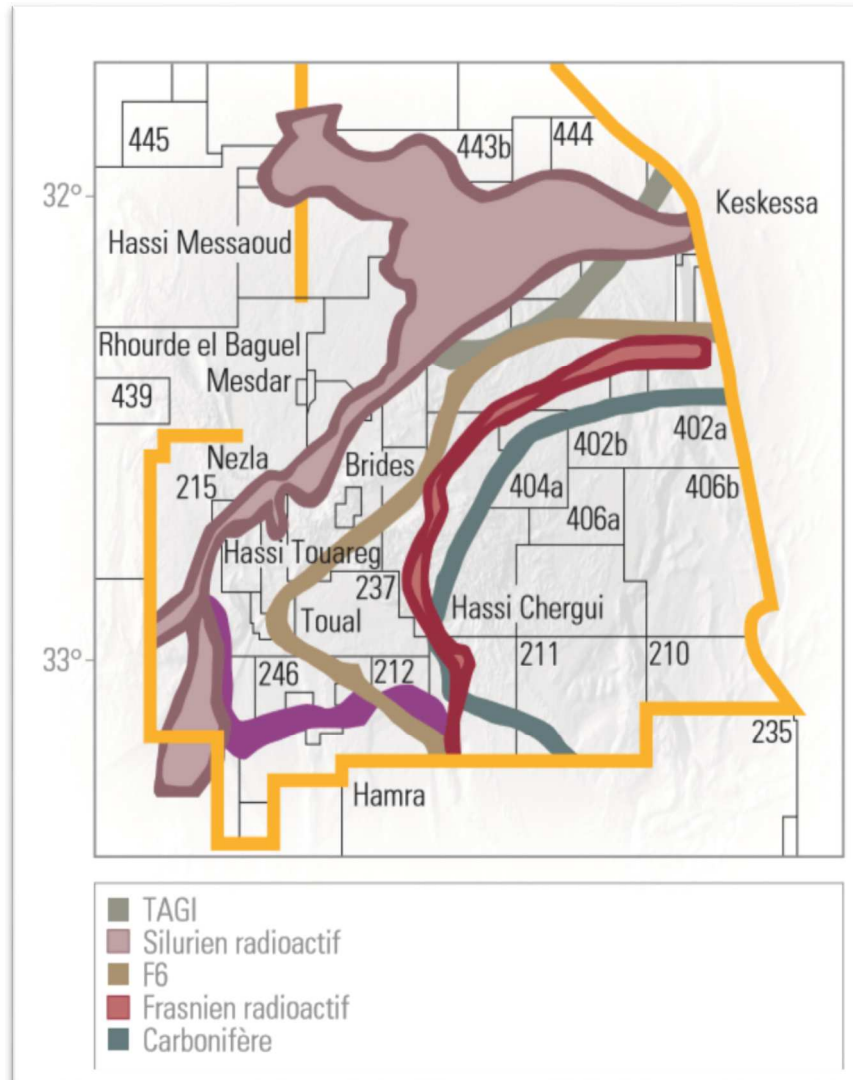


Figure (II.6) : Bassin de Berkine. Extension et limites des réservoirs et des roches mères (Wec, 2007).

Le Carbonifère basal présente une extension restreinte dans la partie centrale et les bordures occidentales du bassin de Berkine. Les allures des faciès gréseux de type proximal dénotent le rôle prépondérant des reliefs anciens d'Amguid Messaoud et du Dahar ayant servi de sources d'apport majeur. Les réservoirs du Strunien et du Carbonifère présentent des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m et ont d'excellentes caractéristiques pétrophysiques. Ces grès sont productifs de gaz à condensat et d'huile à Menzel Lejmat Nord (MLN) et d'huile à Rhourde El Khrouf (RKF).

- **Dévonien inférieur** : les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, où prédomine une série de grès massifs de type fluvatile (post-calédonien) d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et du Siegénien transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque. La répartition des faciès du Dévonien inférieur est aussi marquée par les influences des reliefs majeurs d'Amguid-Messaoud et des provenances détritiques du SE vers le bassin de Berkine. Ces grès à bonnes caractéristiques pétrophysiques sont reconnus à gaz à condensat et huile légère dans la zone de Menzel Lejmat Est (MLE) et Menzel Lejmat Sud-Est (MLSE).

- **Ordovicien** : les quartzites de Hamra et les grès d'Ouargla constituent les deux principaux réservoirs de l'Ordovicien. Ils sont essentiellement reconnus à ce jour comme potentiels dans la zone de la dépression SE triasique (gaz et huile à Hamra et Rhourde Nouss, huile à Nezla) et dans la dépression de Dahar (huile sur le gisement de Semhari) sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel. Ces réservoirs, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la dépression SE triasique en se biseautant en direction du Nord-Est vers la région de Touggourt-Semhari. Les productions dans ce type de réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturation.

- **Cambrien** : les réservoirs du Cambrien sont représentés par trois unités R1 (Ri, Ra), R2, R3. Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques. Les grès du Cambrien sont productifs d'huile à Rhourde El Baguel, Ain Romana et Damrane. Les réservoirs Cambro-Ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures Nord et Ouest du bassin de Berkine.

II.5.3.Roches couvertures :

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté-Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale.

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intraformationnelles. Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté.

La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien.

Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.

II.5.4.Pièges :

Les pièges sont de deux types : structuraux et stratigraphiques (Fig.II.6). Les pièges structuraux sont des pièges liés aux phases compressives hercynienne et autrichienne. Dans les anticlinaux simples, l'exemple le plus marquant est la structure de RKF, structure polyphasée non faillée.

Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et Rhourde Nous. Les pièges stratigraphiques sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère. Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère).

Les pièges sous discordance se trouvent dans la partie Nord-Ouest du bassin où le Dévonien inférieur est biseauté sous les roches éruptives ou sous le Trias. Les lentilles gréseuses du Trias carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures.

Les pièges dans le bassin de Berkine sont au nombre de quatre pièges : Trias, Carbonifère, Siluro-Dévonien et Cambro-Ordovicien.

Chapitre III

Cadre géologique locale

III.1. Introduction :

La région de Toulal, située dans la partie Nord de la province Sud Est Triasique, est le siège des mouvements tectoniques importants au Paléozoïque et au Mésozoïques. Ces mouvements ont générés des trends structuraux d'orientation NE-SW à Rhourde Nouss, Rhourde Adra et Brides. Une autre orientation NS marque les régions de Hamra, Ramade, Gassi Touil et Hassi Chergui. La région de Gassi-Touil appartient à l'ensemble du trend Gassi-Touil, Nezla, Médsar, dont elle occupe la partie nord centrale. Ce trend est limité au Nord et Nord-Ouest par la Province triasique, à l'Est par la dépression triasique du Sud-Est, au Sud par le sillon de Bled Safia Tartrat et à l'Ouest par le sillon de Dorbane.

III.2. Stratigraphie du Champ du Toulal :

La colonne stratigraphique du Champ de Toulal comprend deux séries stratigraphiques : La série Paléozoïque et la série Méso-Cénozoïque.

La série paléozoïque est incomplète du fait que le Trias argilo-gréseux inférieur repose en discordance sur le Silurien Argilo-gréseux.

La série Méso-Cénozoïque est représentée par tous les termes du Mésozoïque et du Miopliocène. Ce dernier affleure en surface, où il repose en discordance sur le Sénonien carbonaté.

III.2.1. Le socle :

D'âge Précambrien. Il n'a jamais été atteint par les forages. Les formations paléozoïques reposent en discordance sur ce socle.

III.2.2. Le Paléozoïque :

-Le Paléozoïque inférieur (Cambrien-Ordovicien-Silurien) :

Le Cambrien :

Le Cambrien a été traversé par le forage du puits TOUP-2 dans sa partie supérieur (Ri et Ra). Il est représenté par des grès quartzitique, blanc à beige parfois transparent, fin, moyen à grossier siliceux à silico-quartzitique. Les grains sont moyennement dur à dur, subarrondi à arrondi, avec des passées d'argile noire, feuilletée et micacée. Ce faciès est entrecoupé par des roches éruptives verdâtre, moucheté en noire et blanc, très dure avec présence des minéraux verdâtres et blanchâtres.

-L'Ordovicien :**-Zone des alternances :** (épaisseur moyenne : 294m)

Elle est représentée par une alternance des grès et des argiles, entrecoupée par des roches éruptives noirâtres avec éléments verdâtres et blanchâtres, pyriteuse, dur à très dur.

Les Grès sont gris-clair blanc à sombre, gris verdâtre translucide parfois moucheté en noir. Les grains sont fin à moyen rarement grossiers, subarrondi, silico-quartzitique à quartzitique. Les Argiles sont gris foncé à noires, rarement grise, silteuse, micacée et tendre.

-Les Argiles d'El Gassi : (épaisseur moyenne : 170m)

Argile grise-foncée à noire, micacée, finement silteuse, indurée avec passées de Grès gris-clair à blanc, translucide, silico-quartzitique à quartzitique, fin à moyen et dur.

-Les Grès d'El Atchane : (épaisseur moyenne : 30m)

Il est représenté par une alternance de grès gris, quartzitique, très fin à moyen, sidéritique et phosphaté, localement glauconieux et d'argile induré, gris noire, silteuse, micacé.

-Les Quartzites de Hamra : (épaisseur moyenne : 251m)

Les quartzites de Hamra sont représentés par des Grès blanc à gris blanc, fins à moyen, localement grossier par endroits moucheté, subarrondis, silico-quartzitique à quartzitique, compacts durs avec passées d'argile grise, indurée, silteuse et feuilletée.

-Les Grès d'Ouargla : (épaisseur moyenne : 112m)

Cet étage est représenté par des grès gris blancs à blancs fins argilo-siliceux à siliceux, parfois glauconieux, dur, avec joints à nodules d'argile grise noire silteuse.

-Les Argiles d'Azzel : (épaisseur moyenne : 89m)

Elles sont représentées par des argiles gris noires, tendres à indurés, silteuse avec rares passées de grès brun-blanc, fin à très fin

-Les Grès d'Oued Saret : (épaisseur moyenne : 31m)

Ils sont représentés par une alternance de grès gris-blanc, moyen à grossier, siliceux et d'argile noire à gris-vert, induré et silteuse, surmontée au sommet par un banc métrique de calcaire beige argileux.

-Les Argiles Micro-conglomératiques : (épaisseur moyenne : 54m)

Elle est représentée par une argile gris-foncé à noire, induré, silteuse, micacé, présentant un aspect massif. Le faciès présente des grains de quartz sub-arrondis, moyens à grossiers, avec des passés de grès très fins à silts, micacés, durs. On remarque la présence de joints d'argile noire à tendance feuilletée et traces de pyrite.

-La Dalle de M'kratta : (épaisseur moyenne : 03m)

La dalle de M'kratta est représentée par des grès gris-clairs à gris-blancs fins à moyen, silico- quartzitiques à quartzitiques passant à des quartzites blancs compacts et durs.

-Le Silurien :

Constitué par deux séries : une épaisse série argileuse à la base, surmontée par une autre qui comprend un ensemble argilo-gréseux.

-Le Silurien argileux : (épaisseur moyenne : 465m)

Il est représenté par l'argile noire, indurée, silteuse, micacé, pyriteuse, avec rares inclusions de grès Quartzitique gris-blanc, présence de graptolites.

-Le Silurien-F6 : Le F6 avait été subdivisé en plusieurs unités lithologiques différentes (CLARACQ P., 1963). Dans le champ Toul, le réservoir F6 est présenté par sa partie inférieure (Silurien Argilo-gréseux) :

a) Le Silurien F6-Unité M1 : (épaisseur moyenne : 130m)

Cette unité est représentée par des argiles siliceuses, indurées à quelques passées carbonatées à la base, recoupées par des roches éruptives composées de fragments des cristaux de quartz blanc, pigmentées de plages noires, très dures, localement friables.

b) Le Silurien F6-Unité M2 : (épaisseur moyenne : 132m)

Elle est matérialisée par des argiles siliceuses, indurées, avec quelques passées de grès de Mederba.

c) Le Silurien F6-Unité A1 : (épaisseur moyenne : 59m)

Elle est représentée par des grès fins à moyens, bien consolidés à ciment siliceux, intercalés par des fines passées d'argiles grises, noires.

d) Le Silurien F6-Unité A2 : (épaisseur moyenne : 109m)

Elle comporte des niveaux de grès fins, siliceux à passées argileuses à la base.

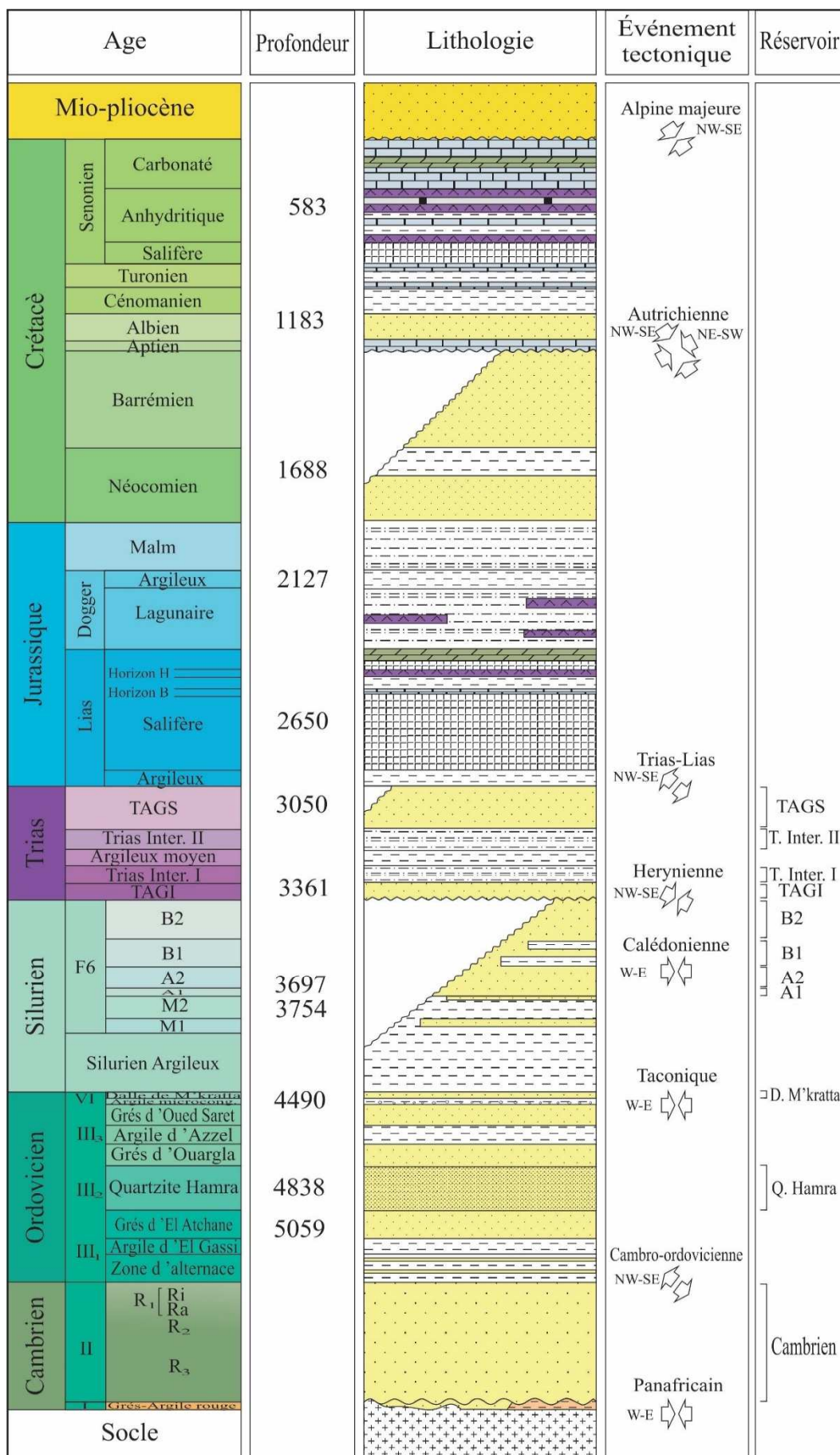


Fig.(III.1) : Colonne stratigraphique de Gassi Touil (rapport Sonatrach, 2017).

e) Le Silurien F6-Unité B1 : (épaisseur moyenne : 115m)

Elle est affectée par l'érosion hercynienne surtout dans le NE de champ Toual. Cette unité est constituée par une succession de grès quartzitique compact et d'argiles grises noires, indurées et micacées.

f) Le Silurien F6-Unité B2 : (épaisseur moyenne : 111m)

Elle est affectée par l'érosion hercynienne dans la quasi-totalité de la région d'étude. Elle présente une alternance de grès quartzitique et des argiles micacées.

-Le Paléozoïque supérieur (Dévonien-Carbonifère-Permien) :

L'absence du Paléozoïque supérieur au Nord, montre l'importance de mouvement Hercynien qui va entraîner un soulèvement des terrains paléozoïques suivi d'une érosion intense touchée l'intégralité des systèmes : Dévonien, Carbonifère, Permien. Donc le Trias va reposer en discordance sur le reste des termes du Paléozoïque (Silurien).

III.2.3. Le Mésozoïque :**-Le Trias**

Le Trias transgressif, discordant sur les formations paléozoïques, est représenté par :

-TAGI : (épaisseur moyenne : 69m)

Le Trias Argileux Gréseux Inferieur est représenté par des conglomérats à sa base, surmontés par des intercalations d'argile grise et brun-rouge, silteuse, de siltite gris verdâtre, dur et de grès blanc à gris vert, fin à moyen, siliceux, dur.

-Le Trias carbonaté : (épaisseur moyenne : 187m)

Il est représenté par une argile brun-rouge, rarement gris-verte, tendre à indurée, silteuse légèrement dolomitique avec rares passées de grès gris-noire, fin à très fin à sa base. Ce faciès continue par des passées de calcaire beige, tendre dolomitique et d'anhydrite blanche au sommet.

-TAGS : (épaisseur moyenne : 86m)

Le Trias Argileux Gréseux Supérieur est représenté par une alternance de grès gris-blanc,

moyen à grossier, siliceux et d'argile brun-rouge à gris-vert, indurée, silteuse avec présence locale d'anhydrite blanche en inclusions.

-Le Jurassique

Le Jurassique, largement développé dans la province triasique, est composé de sédiments marins et lagunaires.

-Le Lias :

Il est représenté par une argile brun-rouge, tendre à indurée, silteuse, devenant salifère au sommet, Il est constitués de **Lias Argileux, Lias S3 , Lias S1+S2, Lias 'Horizon B et Le Lias anhydritique**

-Le Dogger lagunaire : (épaisseur moyenne : 258m)

Il est représenté par une alternance d'anhydrite blanche tendre et d'argile bariolée avec passées de dolomie beige, tendre, argileuse.

-Le Dogger argileux : (épaisseur moyenne : 115m)

Il est représenté par une argile brun-rouge, tendre à pâteuse, parfois indurée, silteuse et dolomitique avec présence de grès blanc et vert, fin à très fin.

-Le Malm : (épaisseur moyenne : 229m)

Il est représenté par une argile grise à gris-verte, silteuse, tendre à plastique avec présence de calcaire argileux, gris blanc, tendre, d'anhydrite blanche et des passés de grès fin à très fin.

-Le Crétacé

Le Crétacé est présent partout sur la Plate-forme Saharienne. Il comporte des faciès grésos-argileux à la base évoluant vers un pôle essentiellement carbonaté au sommet.

-Le Néocomien : (épaisseur moyenne : 254m)

Il est représenté par une argile gris-verte à brun-rouge, tendre, silteuse, parfois plastique, silto- sableuse, avec passés de grès gris-blanc, fin à très fin, argilo-dolomitique.

-Le Barrémien : (épaisseur moyenne : 228m)

Il est représenté par des argiles gris à gris- verts parfois brun rouge, tendre et plastique,

sableux, légèrement carbonatée, avec de très fines passées de sable blanc, fin à moyen, et de grès gris blanc, fin à très fin.

-L'Aptien : (épaisseur moyenne : 20m)

Cet étage est représenté par un calcaire blanc crayeux légèrement argileux, dolomitique.

-L'Albien : (épaisseur moyenne : 147m)

Il est représenté par une intercalation de grès gris blanc très fin argilo-dolomitique friable et d'argile brun-rouge parfois gris verte.

-Le Cénomanién : (épaisseur moyenne : 144m)

Il est représenté par une argile grise et brun rouge, plastique, souvent dolomitique, surmontée de sel massif blanc à translucide et d'argile grise pâteuse, salifère et dolomitique.

-Le Turonien : (épaisseur moyenne : 72m)

Il est représenté par un calcaire beige à blanc, crayeux, localement dolomitique, légèrement argileux avec passées de marne gris-verte, tendre.

-Le Sénonien salifère : (épaisseur moyenne : 151m)

Il est représenté par un sel blanc à translucide avec passées de dolomie grise à beige, microcristalline, parfois brune, argileuse et tendre.

-Le Sénonien anhydritique : (épaisseur moyenne : 221m)

Il est représenté par un Calcaire gris, souvent argileux avec passées d'anhydrite blanche et translucide cristalline, de dolomie beige dure, de marne grise souvent dolomitique et d'argile

-Le Sénonien carbonaté : (épaisseur moyenne : 236m)

Il est représenté par une alternance de calcaire dolomitique ou de dolomie, de calcaire blanc grisâtre à beige micro-vacuolaire, gypsifère, fossilifère parfois cryptocristalline dure, de marne grise silteuse et de fines passées de grès gris-blanc, fin, silico-carbonaté.

III.2.4. Le Cénozoïque :

Le Cénozoïque est représenté par une série de dépôts détritiques d'environnements très différenciés

-Le Mio-pliocène : (épaisseur moyenne : 322m)

Il est représenté par un sable blanc jaunâtre à translucide moyen à grossier localement microconglomératique à ciment argileux avec passées d'argile blanche et de calcaire blanc à beige gréseux

-Le Quaternaire : Formé exclusivement par des dunes de sable.

III.3. Aspect structural du Champ de Toulal :

La structure de Toulal, se présente comme un pli anticlinal contre faille d'axe subméridien (où d'importantes réserves de gaz ont été identifiées dans la partie située à l'est de la faille), recoupé par un accident NE-SW à caractère inverse dont le rejet vertical ne dépasse pas 50 mètres. La structure culmine au voisinage du puits TOU-1, et elle est limitée sur son flanc Est par un petit synclinal qui la sépare du trend NE-SW de ETB-1. Cet axe, qui présente une très faible fermeture centrée autour du forage ETB-1, est un trend régional plus ou moins continu reliant la structure de Marfag au Sud, à la structure de Brides au Nord, il est bordé à l'Est et à l'Ouest par des failles inverses. Au niveau du TAGI, la fermeture structurale est à - 3100 m, et le contact gaz / eau est situé entre -3080 et -3098 m, d'où la structure est pleine. (Fig. 2 et 3).

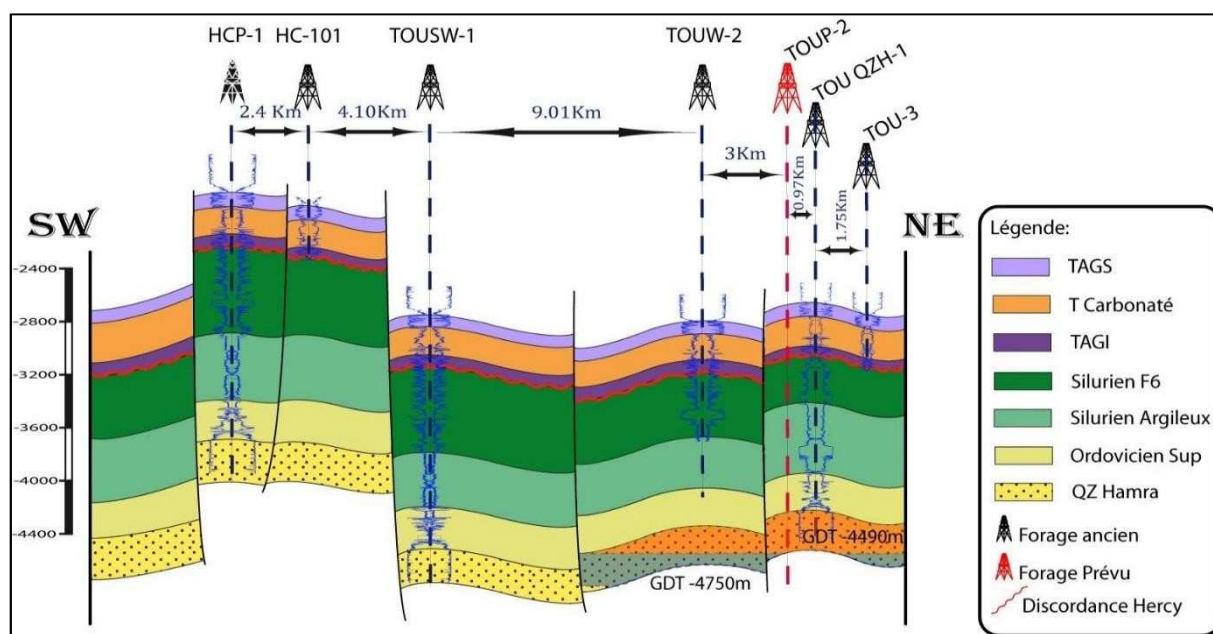


Fig. (III .2) : Coupe géologique, passant par les forages HCP-1, HC-101, TOUSW-1, TOUW-1, TOUP-2, TOU QZH-1 et TOU-3 (Rapport Sonatrach. Inédit 2007).

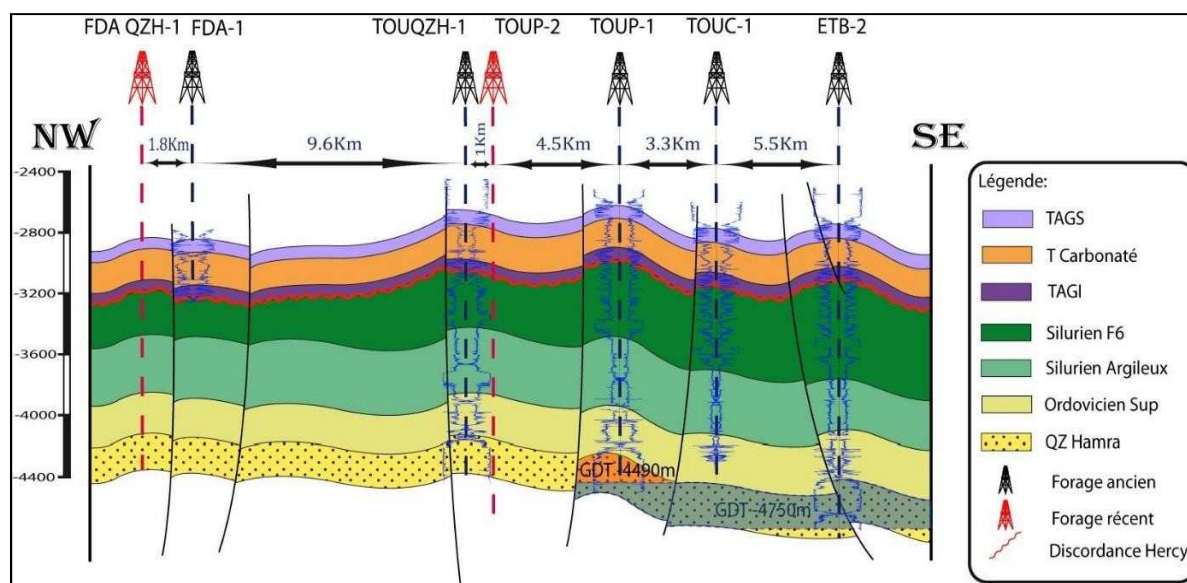


Fig. (III .3) : Coupe géologique, passant par les forages FDA QH-1, FDA-1, TOUQZH-1, TOUP-2, TOUP-1, TOUC-1 et ETB-2 (Rapport Sonatrach. Inédit).

III.4. Principales phases tectoniques :

L'image actuelle de l'ensemble structural de la région est la conséquence de la surimposition de plusieurs phases de déformation, engendrées par divers événements tectoniques dont les plus importants sont :

III.4.1. Les mouvements compressifs de La phase panafricaine

Ces mouvements entraînent une collision continentale entre le craton Ouest africain rigide et le bloc Est africain plus plastique, a donné naissance à une tectonique durant l'orogénèse panafricaine (KENNEDY, 1964), selon le modèle Himalayen de Molnar- Tapponier, va résulter par la cratonisation du bouclier Targui et l'amalgame de 32 micro-continentes (BLACK R et al., 1994). Cette dernière se manifeste de manière diachronique entre 750 et 550 Ma. Les traits structuraux majeurs de cet événement tectono-métamorphique sont représentés par les grands accidents subméridiens, auxquels sont associés un réseau de failles conjuguées (dextres et NO-SE senestres).

III.4.2. L'événement majeur Panafricain

Cet évènement est suivi d'une distension Cambro-ordovicienne d'orientation NO-SE et une érosion importante aboutissant à une vaste pédiplaine dite infra-tassilienne (BEUF S *et al.*, 1971). La sédimentation des séries Cambro-ordoviciennes se caractérise par des perturbations tectoniques dues à des failles normales de direction NE-SO. Cette se manifeste par :

- D'importantes variations d'épaisseur et de faciès ;

Les rejeux des accidents subméridiens hérités de l'orogénèse panafricaine ;

La présence des roches éruptives intercalées dans les grès Cambro-ordoviciens et dans les argiles d'El Gassi, témoignant des phénomènes distensifs.

III.4.3. Le mouvement compressif de La phase taconique d'orientation Est- Ouest

Il entraîne des mouvements inverses le long des accidents sub-méridiens, et un soulèvement régional des anciens boucliers Réguibat et Touareg suivi par une érosion (BEUF S et al., 1971). Parallèlement un changement climatique important a engendré une calotte glaciaire située dans le Sahara central. Sa fonte a été à l'origine d'une transgression généralisée sur tout le Sahara. Un mouvement de distension succède cette phase compressive au cours du Silurien.

III.4.4. Le mouvement compressif de la phase Calédonienne

Il a eu lieu entre la fin du Silurien et le début du Dévonien. Elle est accompagnée par un soulèvement général avec exondation d'une grande partie du Hoggar et de ses parties méridionales (BOUDJEMAA A., 1987). Elle est marquée aussi par l'absence de sédiments dévoniens et caractérise toute la surface de l'axe structural d'El Biod.

III.4.5. Les mouvements distensifs Dévonien inférieur

Les variations d'épaisseur le long des accidents, ainsi que les coulées volcaniques indiquent une période de distension qui avait eu lieu au cours du Sieginien-Gédinien.

III.4.6. Les mouvements compressifs hercyniens

Ils ont une orientation N40° d'âge Viséen et N120° Post Namurien dont l'effet est marqué par l'érosion des séries paléozoïques supérieures allant parfois jusqu'aux terrains du Dévonien inférieur au centre de la province triasique (Tartrat – El Marfag) et de l'Ordovicien moyen à inférieur au Nord, en direction du gisement de Nezla.

III.4.7. Les mouvements distensifs Trias/Lias :

Ils sont en rapport avec l'ouverture de l'Atlantique central, ils sont responsables de la réactivation des failles NE-SW (N40°), du basculement des blocs, des importantes variations d'épaisseur des formations triasiques et liasiques, et de la formation du sillon d'Abbou Dorbane.

III.4.8. Les mouvements compressifs à transpressifs autrichiens :

Ils sont engendrés sous l'action de contraintes dirigées Est - Ouest, ils sont responsables du piégeage des hydrocarbures dans les principaux gisements et de leur dismigration en place dans certains pièges, localisés notamment à l'Ouest (Allenda -Ramade). Ils sont de type compressif sur les axes nord-sud (Hamra, Gassi Touil – Hassi Chergui) et transpressifs sur les axes sud-ouest / nord-est (Rhourde Nouss et Brides).

III.4.9. Les mouvements transpressifs tertiaires (atlasiques) :

D'orientation Nord-Ouest/ Sud-Est, ils ont essentiellement contribué à la restructuration et à la déformation de certaines structures anticlinales existantes, à l'instar de la structure de Hamra.

III.5. Système pétrolier :

II.5.1. Roches mères, piégeage et migration :

L'intervalle radioactif des argiles à Graptolites du Silurien basal est considéré comme étant la principale roche mère dans la région 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%, il est constitué la source d'alimentation capitale en hydrocarbures pour les réservoirs du Méso-Paléozoïque.

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 Toulal 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 Toulal 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 Toulal 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 Toulal 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 englobé Toulal et la structure d'Etaib.

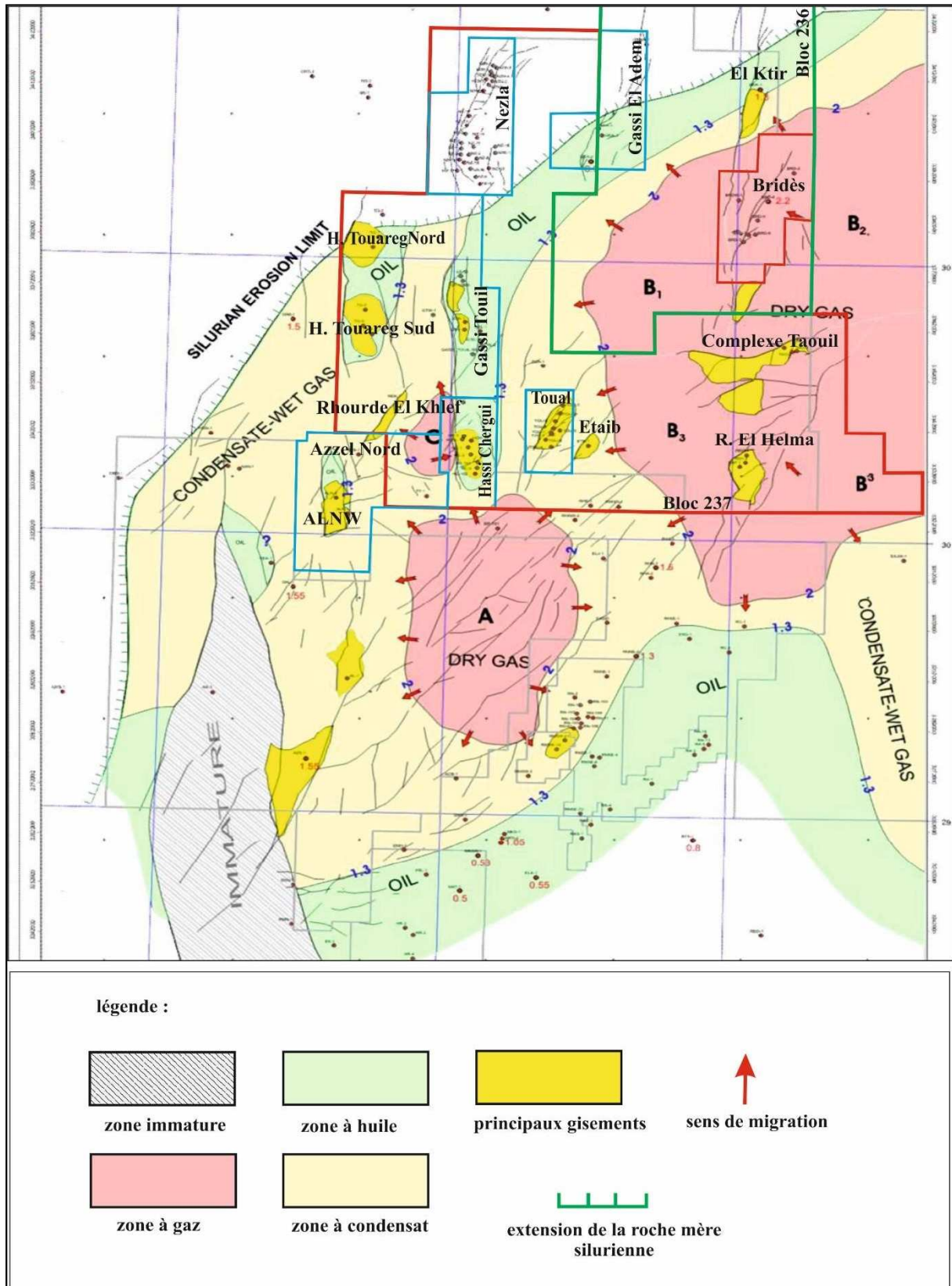


Fig. (III .4) : Carte de maturation de la roche mère silurienne (ZAIT F et al 2010, modifié).

III.5.2. 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 / Grès 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.

III.5.3. Roches réservoirs :

III.5.3. 1. Les niveaux réservoirs du Trias :

• Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur : TAGS

Cette formation présente dans la région de Toul de puissante épaisseur, atteignant les 120m et voir plus dans certains puits. Cependant, il est à noter que seuls les 40 à 50m des grès basal possèdent de bons caractéristiques réservoirs. Par contre, la partie supérieure, constituée des alternances argiles et grès, est toujours interprété compact sur diagraphies. Les résultats des interprétations diagraphiques et des gradients de pression des puits de Toul et Toul Ouest, localisé en contre bas du gisement de gaz (TAGS et TAGI) de Toul, ont mis en évidence un contact gaz-eau à -2760m de profondeur.

• Le 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 7m ayant des porosités variant de 10 à 14%.

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 grésocarbonatés du Trias carbonaté. Dans la région de Rhourd Nous, les niveaux réservoirs du Trias carbonaté, équivalent du Trias intermédiaire, constituent l'un des principaux gisements d'huile

et de gaz du Trias.

•Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur : TAGI :

Dans le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI), trois niveaux gréseux ont été traversés par les forages de Toulal et de Toulal Ouest ayant une épaisseur moyenne de net pay allant de 10 à 16 m et une porosité moyenne de 14%. Les différents contacts, identifiés jusqu'à présent, montrent que le réservoir du TAGI forme séparément sur chaque culmination anticlinale contre faille du complexe structural de Toulal plusieurs gisements d'huile et de gaz distincts.

III.5.3.2. Les niveaux gréseux du Silurien - F6 :

Dans le Champ Toulal, six unités argilo-gréseuses (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-M2, F6-M1 et F6-A2, interprétées à hydrocarbures sur diagraphies et caractérisées par des gradients de pression à hydrocarbure, ont mis en évidence d'importantes découvertes de gaz à condensât.

III.5.3.3. Réservoir de Quartzite Hamra :

Dans la région de Gassi Touil, cette formation présente une épaisseur importante dépassant 200m, à laquelle on rajoute 60m des grès d'Ouargla sus-jacents et 60 m des grès d'El Atchane sous-jacents. Cependant, cet ensemble d'environ 320m d'épaisseur, présente des porosités relativement faibles. Elles sont respectivement de l'ordre de 5,6 à 7%. Le potentiel de production de ce type de réservoirs compacts, est lié à la densité des réseaux de fracturation et à leurs connectivités.

Dans la région de Toulal, 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 Toulal, à trou ouvert et ont produit respectivement des débits moyens de 26601 m³/h et de 27765 m³/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 Toulal, 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 .

Chapitre IV

Approche sédimentologique

IV.1. Introduction :

La sédimentologie est une discipline qui étudie les processus de production des sédiments, les mécanismes de leur transport et de leur dépôt sous forme de couches ou strates sédimentaires ; Le but de la sédimentologie est la reconstitution des milieux et environnements de dépôt c'est à dire la reconstitution des paysages passés et de paléogéographie

L'objectif de l'étude sédimentologique est de définir :

- La lithologie et la répartition des cortèges sédimentaires.
- Les structures des corps sédimentaires.
- L'environnement de dépôts.

IV.2. Méthodologie :

Notre travail a consisté dans un premier temps à récolter le maximum de données géologiques et autres concernant l'aspect sédimentologique et lithologique du champ Toual, les données de bases sont :

- Les fiches de carottes (description lithologique lors du forage des puits).
- Les logs diagraphiques (la radioactivité naturelle GR et la spectrométrie).
- Les rapports de fin de sondages.
- Les logs fondamentaux (log lithologiques « MASTER LOG »).

• L'approche méthodologique comprend :

Une description des carottes réparties sur un sondage, dans lesquels un certain nombre d'informations a été acquis (rapport de fin sondage SONATRACH, 2009 et rapport REPSOL, 2007)

Une analyse des séquences sédimentaires a été menée à la fin d'étude.

IV.3. Sédimentologie du Trias :

Les dépôts du Trias se sont déposés sur une pénélaine ayant résulté de l'érosion hercynienne et ne présentant pratiquement pas de reliefs trop marqués. Le Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI) correspondant à une sédimentation détritique continentale, est surmonté par les dépôts lagune-marins du Trias argilo-carbonaté.

Les dépôts du Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS) se sont déposés sur le Trias argilo carbonaté et ne sont pas trop étendus dans le Sahara septentrional, ils sont localisés au Nord du

môle d'Amguid el Biod, et dans la région de Toulal, ils sont surmontés par du Lias argileux, puis par des dépôts salifères (voir figure. (IV.01)).

➤ **En milieu continental :**

La stratigraphie séquentielle a été définie et utilisée dans le premier temps en domaine de la plate-forme, mais son application en domaine continental (notamment des dépôts fluviatiles) est plus délicate, car le rôle des fluctuations du niveau marin dans l'architecture des dépôts fluviatiles est moins clair. Une notion a été introduite pour modéliser les séquences de dépôts dans un milieu continental c'est la variation de niveau de base.

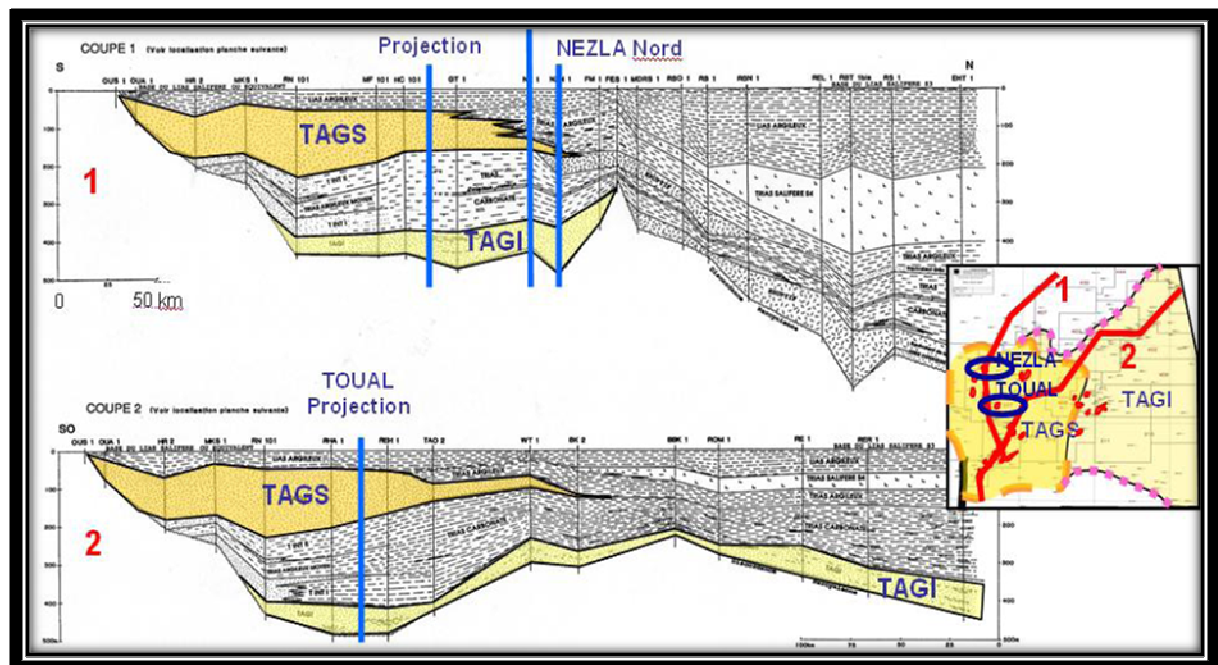


Fig. (IV.1) : Contexte stratigraphique du Trias (d'après REPSOL 2002).

Le niveau de base (Fig IV.01) est une surface abstraite oscillant au-dessus et au-dessous de la surface physique de la terre (Hamon. Y, 2001). Cette surface est associée à un flux sédimentaire détritique allant des zones d'érosion vers les zones de dépôt. Lorsque le niveau de base passe sous la topographie il y a érosion et le matériel érodé est ajouté au flux. Inversement, si le niveau de base passe au-dessus de la topographie il y a dépôts de sédiments retirés du flux global. Les variations du niveau de base forment ainsi des cycles dépôt-érosion appelés cycle de transit du niveau de base. Le seul enregistrement physique du transit de ce niveau de base est la discontinuité sédimentaire (Wheeler, 1964). Le niveau de base contrôle ainsi l'accommodation.

Le volume potentiel pour l'accumulation des sédiments augmente lorsque le niveau de base monte et diminue lorsqu'il chute.

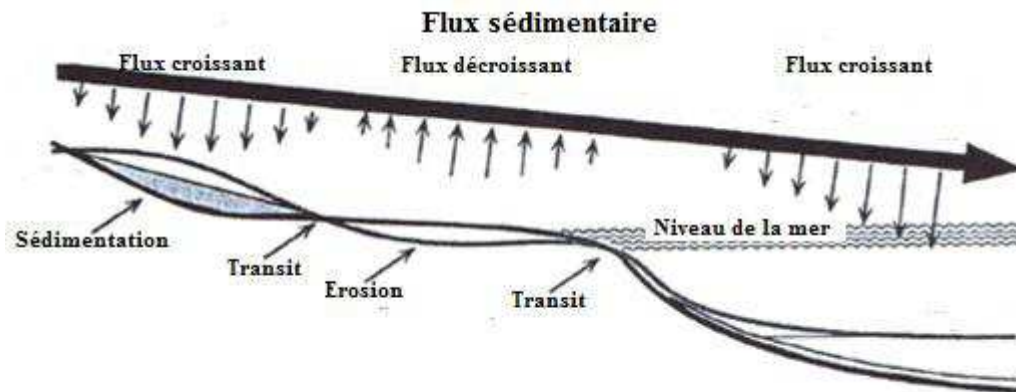


Fig. (IV.2) : Notion de niveau de base (WRIGHT, V.P et MARIOTT, S.B.,1994).

➤ **Si le niveau de base chute :**

Sa surface amorce un mouvement vers le bassin. Toutes les zones migrent de façon synchrone. Les zones d'érosion, de transit, de dépôts et de non dépôts se déplacent vers le bassin. Il y a une progression de l'érosion de l'amont vers l'aval en domaine continental. La chute du niveau de base va se traduire par l'incision des fleuves qui ont tendance à s'encaisser. Sur les inter-fleuves se développent les paléosols oxydés et répartie latéralement.

➤ **Si le niveau de base remonte :**

Sa surface se déplace vers le continent. Les zones migrent dans le sens opposé au précédent. Les dépôts sont piégés préférentiellement en domaine continental.

La remontée du niveau de base se traduit par une succession des styles fluviaux de plus en plus suspensifs. La fin de la remontée est généralement marquée par l'installation d'un niveau de débordement généralisé.

En milieu continental, il est très difficile d'identifier les surfaces séparant les cortèges sédimentaires. Par conséquent, en s'inspirant des modèles établis par Wright et Mariott, 1993 et Shanley et McCabe, 1994 in Miall, A. D, 1996 (Fig. IV.02) qui utilisent la variation dans le temps de l'architecture des chenaux pour définir les différents cortèges sédimentaires reflétant la variation du niveau de base.

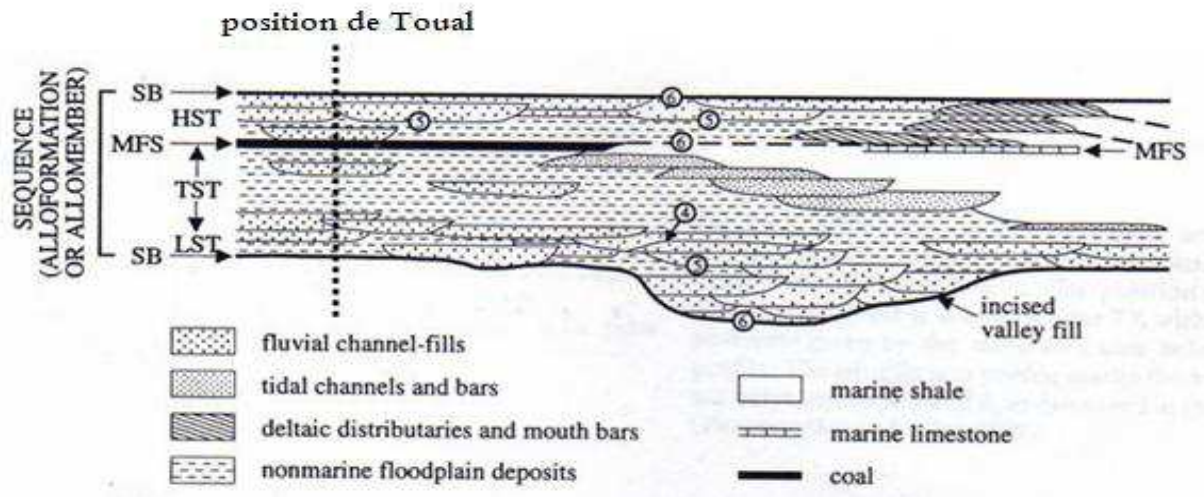


Fig. (IV. 3) : Modèle de séquence composé de fusion de la notion de Wright et Mariott (1993), Shanley et McCabe (1994), Gibbling et Bird (1994).

IV .4. Etude lithologique des carottes :

L'étude sédimentologique et la caractérisation du réservoir TAGI de Toulal s'effectuent par la définition des dépôts concernés du point de vue stratigraphique et lithologique obtenue par l'examen des carottes prélevées dans différents forages. Dans le champ de Toulal plusieurs puits ont été forés avec l'objectif des deux réservoirs :

- Le TAGI comme objectif principale.
- Le TAGS comme objectif secondaire.

IV .4.1. Description des carottes du réservoir TAGI de la structure de Toulal :

Les illustrations qui suivent montrent des sections carottées des différents faciès des deux puits TOU-05 et TOU-10ST et qui sont principalement représentées par trois faciès :

- Des grès fins à moyens, plus ou moins argileux, à stratifications obliques de type feston et rides de courant. La pyrite est commune, en nodules ou en imprégnations. Ce faciès forme des corps gréseux massifs, plurimétriques.
- Des grès très fins à silts argileux, gris verdâtre, localement rougeâtre. Le faciès est caractérisé par des laminations obliques à petite échelle, due à la migration des rides.
- Le dernier faciès correspond à des argiles, laminées, gris verdâtre sombres.

Planche (IV.I): Quelques photos des carottes dans le réservoir Trias Argileux Gréseux Inferieur (TAGI) des puits (TOU-10 ST ; TOU-5).



Photo 01



photo 02

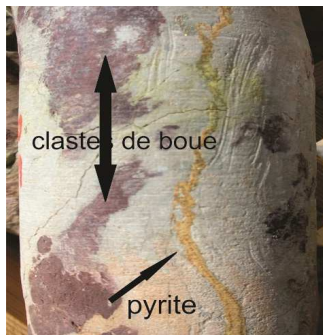


Photo 03

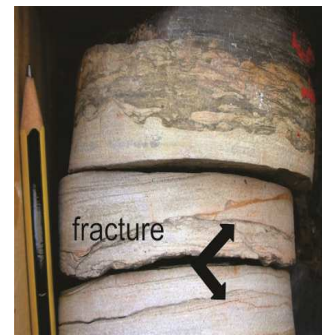


photo 04

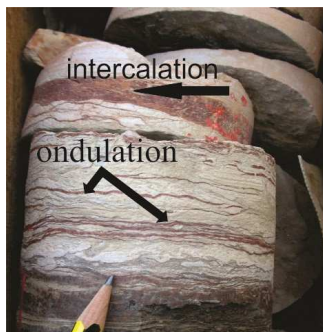


Photo 05



photo 06

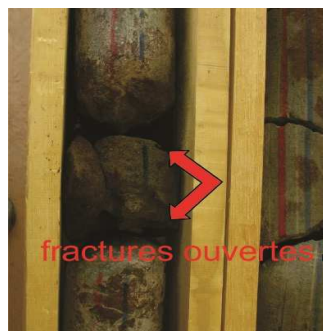


Photo 07

Légende de la Planche (IV.I) : Illustrations macroscopiques de quelques faciès des carottes du réservoir (TAGI) le long des puits TOU-O5 et TOU- 10 (les valeurs sont exprimées en mètre).

Puits TOU-5 :

- **Photo 01 :** Cote (3289/3290) ;

Grès de couleur brun rougeâtre pâle à stratification et fracturation horizontales, cimenté par une matrice silicoclastique. Les fractures sont remplies par la calcite.

- **Photo 02 :** Cote (3310.5/3311) ;

Conglomérats avec des matériaux fins à grossiers présente parfois des clastes de boue de couleur sombre. La matrice de conglomérat est très fine et limoneuse, elle est légèrement carbonatée.

- **Photo 03 :** Cote (3311/3312) ;

Argile fracturée, de couleur verte composé de clastes de boue brunâtre. Ce faciès présente des fractures horizontales remplies de calcite. Quelques minéraux de pyrite ont été signalés autour des fractures.

- **Photo 04 :** Cote (3318/3318.5) ;

Grès massif de couleur gris-jaunâtre, fracturé et présente des structures en fente de tension.

- **Photo 05 :** Cote (3319/3320) ;

Siltite de couleur gris verdâtre à ciment silicoclastique intercalé avec des argiles noirâtres. Des structures d'ondulation sont signalées à la base de ce faciès.

Puits TOU-10 ST :

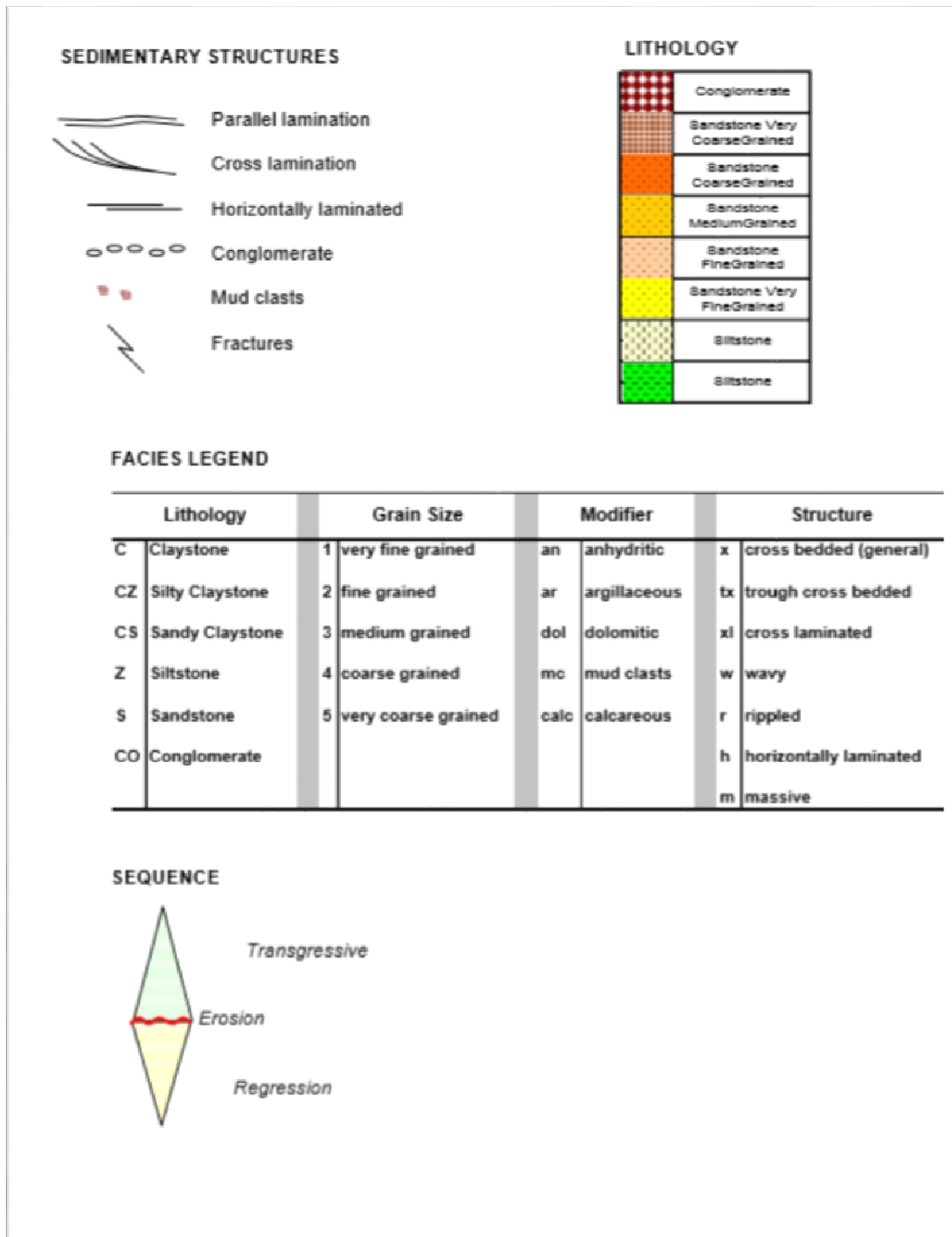
- **Photo 06 :** Cote (3271/3271.5) ;

Argile de couleur noirâtre, composé de clastes de boue brunâtre.

- **Photo 07 :** Cote (3286/3286.5) ;

Siltite gris verdâtre à ciment silicoclastique, composé de clastes de boue brunâtre. Ce faciès présente des fractures ouvertes.

Légende des figures (IV.04) et (IV.05) :



IV .5. Corrélation diagraphique :

- **Corrélation NE- SW**

La corrélation litho-stratigraphique consiste à joindre les signatures diagraphiques semblable, c'est-à -dire de suivre latéralement les mêmes caractères lithologique, afin de suivre l'évolution verticales des épaisseurs.

Dans le but de mettre en évidence les variations latérales des épaisseurs du réservoir, nous avons établi un profil de corrélation entre quelques puits situés dans la région de TOUAL. Le choix de ce profil a été fait à la base de position des puits dans le champs ainsi que les réponses du gamma ray utilisé pour établir cette corrélation, le profil de corrélation passe par les puits : TOU-6, TOU-13, TOU-7,TOU-12,TOU-9,TOU-15 ,TOU-10 ST .

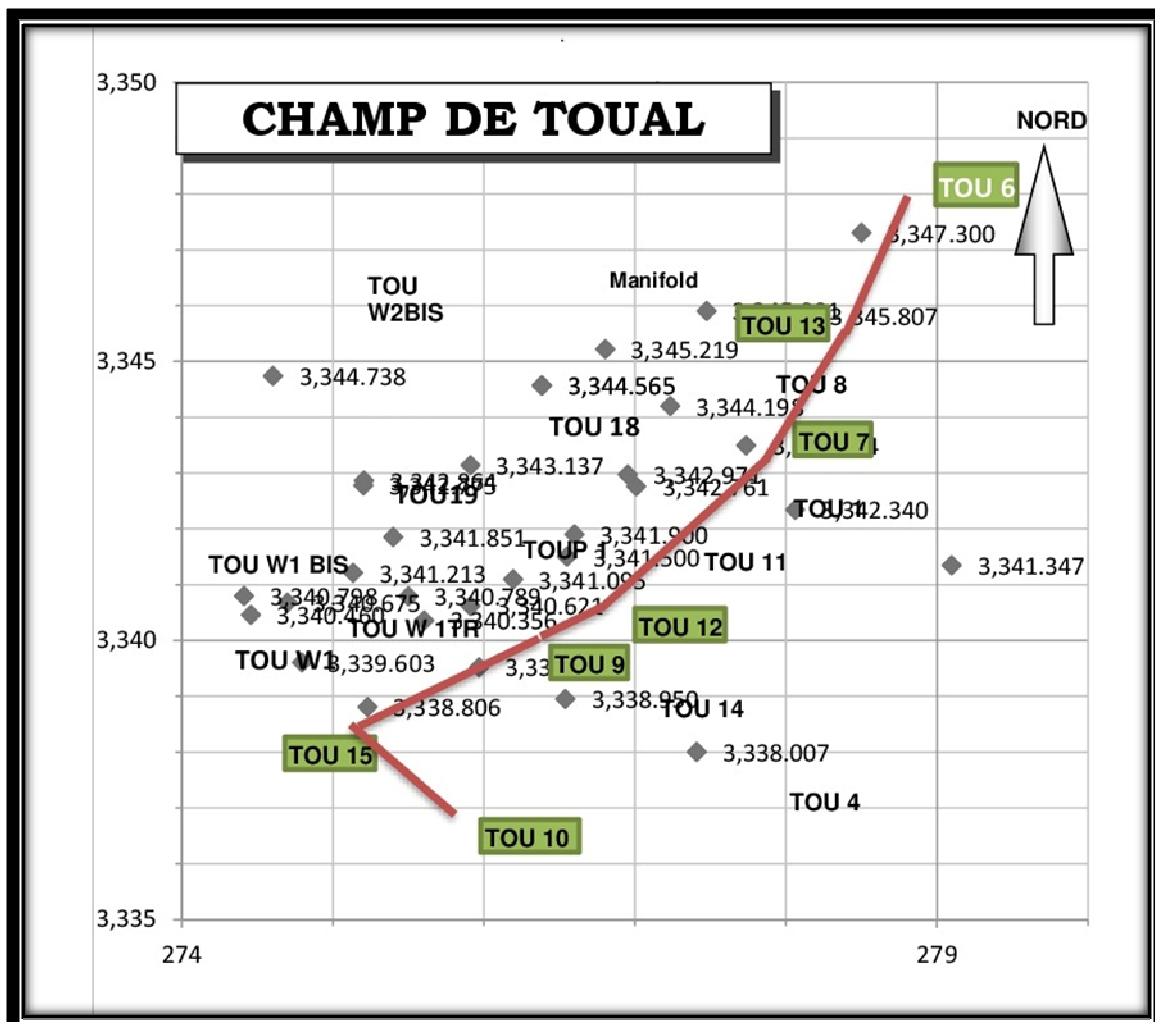


Fig. (IV.6) : Positionnement des différents puits traversé par le profil de corrélation NE-SW.

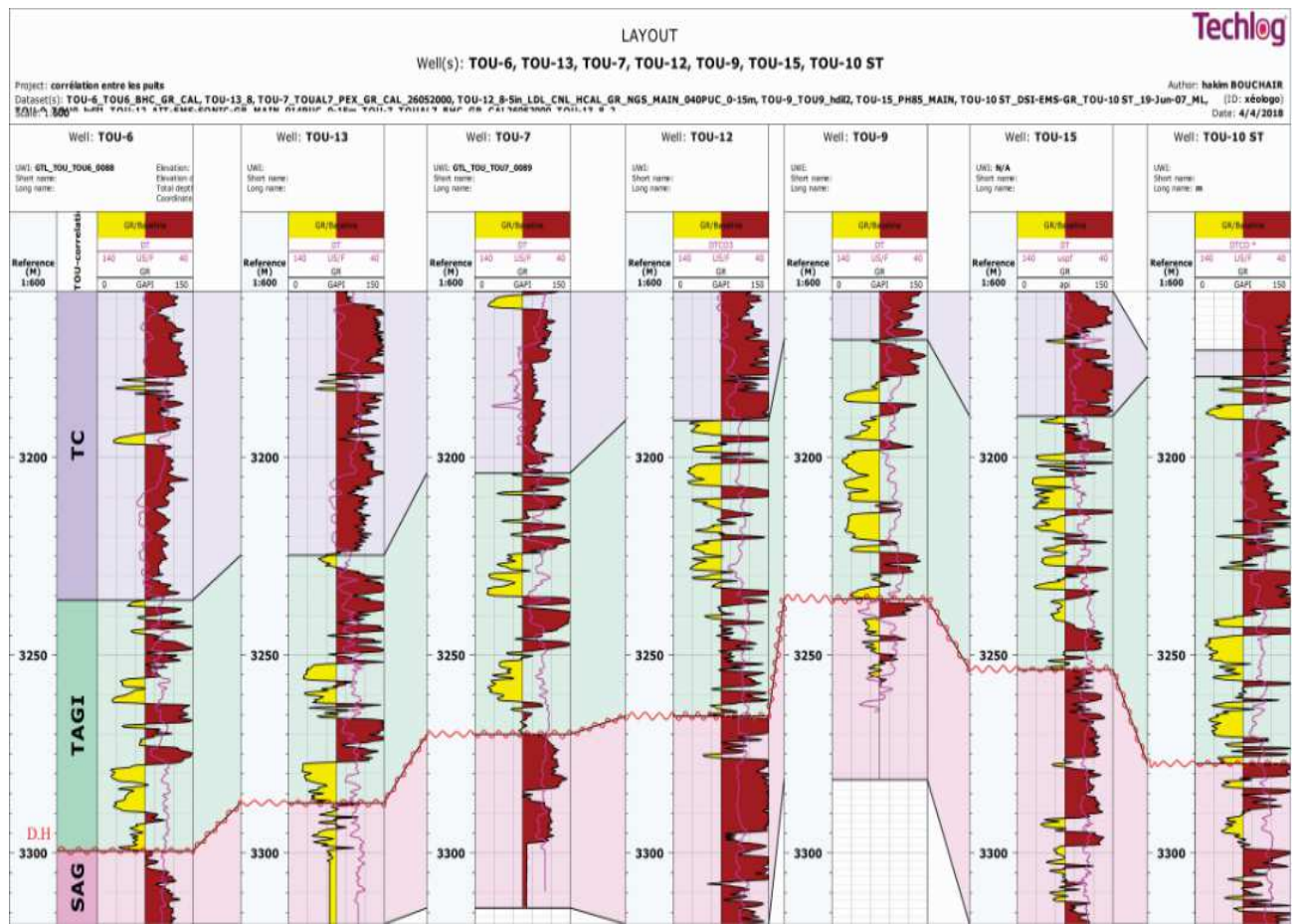


Fig. (IV.7) : La corrélation NE – SW entre les puits (TOU-6, TOU-13, TOU 7,TOU 12,TOU9 ,TOU-15 ,TOU-10 ST) ; (DH : Discordances Hercynienne) .

• **Commentaires :**

- La figure IV.06 qui représente une corrélation diagraphique à travers les puits (TOU-6, TOU-13, TOU-7, TOU-12, TOU-9, TOU-15, TOU-10 ST), montre une variation latérale et verticale des épaisseurs du réservoir TAGI. L'épaisseur de ce réservoir marque des valeurs comprises entre 60 à 80 m (l'épaisseur maximale est signalée dans le puits TOU-10 ST).
- Les meilleures épaisseurs des grès sont représentées dans les puits (TOU-12, TOU-09, TOU-15) situés dans la partie centrale et Sud du champ Toul.
- A partir de cette corrélation on peut dire que le réservoir TAGI a une structure plissée d'une forme anticlinale.
- **DH** : représente la discordance hercynienne qui forme une limite entre le TAGI et le SAG (Silurien Argilo-gréseux). L'absence des trois étages (Dévonien, Carbonifère et le Permien) est due à cette discordance Hercynienne.

IV.6. Conclusions :

- ❖ Le Trias argilo gréseux Inférieur (TAGI) correspondant à une sédimentation détritique continentale déposé sur la pénéplaine résulté de l'érosion hercynienne.
- ❖ A partir de la description des carottes on a conclu que la majorité de section carottée sont représenté par des grés fins à moyen (représente 70%).
- ❖ La corrélation litho-stratigraphique entre les 07 puits montre une variation latérale et verticale des épaisseurs. Cette épaisseur peuve porté des grandes réserves

Chapitre V

Évaluations des paramètres
pétrophysiques

V.1. Introduction :

Pour faire une estimation de réserves dans un réservoir, il est nécessaire de faire une étude des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité saturation...), et certain paramètres géologique (épaisseur totale, épaisseur utile ...). Ceci est primordial pour l'évaluation de leurs capacités et pour une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides, grâce à cela on pourra parvenir à une exploitation optimale du réservoir en question.

Vue l'absence des données pétrophysiques, concernant les mesures de la porosité et de la perméabilité sur les carottes, nous nous contenterons des données de diagraphie en utilisant le logiciel *Techlog* pour déterminer les niveaux à meilleurs caractéristiques pétrophysiques.

V.2. Méthodologie :

V.2.1. Importation des données :

A l'aide des données sous format LAS des différents puits constituant le réservoir (TAGI), qui en enregistrer pendant la réalisation de ces puits, dans le menu « home » en click sur le bouton « import data » pour importer les différents données d'enregistrements.

Tant que les données sera charger, on les affiche a partir de « menu plateforme » puis « log view ».

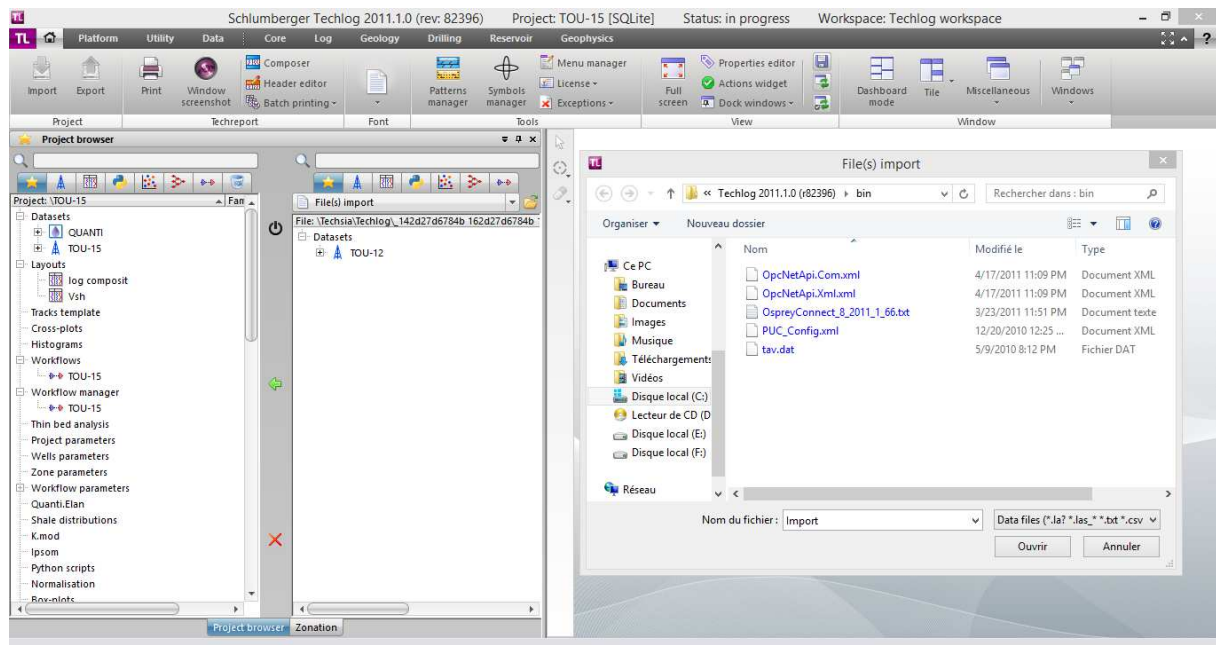


Fig. (V.1) : méthode de chargement des données dans le programme « *TECH LOG* ».

V.2.2. Les données de diagraphies :**V.2.2.1. Le Gamma Ray : (GR : g API)**

Dans les formations sédimentaires, le Gamma Ray est utilisé pour la délimitation des couches en fonction de leur argilosité. C'est un enregistrement très utile pour les travaux de corrélation. L'application quantitative sera dans les cas favorables l'évaluation du pourcentage d'argile.

V.2.2.2. La diagraphie sonique : (DT)

Le sonique est utilisé pour déterminer les porosités des formations et de ce fait, on mesure le temps de transit Δt à travers les roches des ondes élastiques longitudinales sur une distance x fixée à 1". Δt est exprimé en μspf (microseconde par foot) et représente le temps que met une onde pour traverser un pied de formation (inverse de la vitesse de propagation). Il a été établi que le Δt est en relation avec la lithologie et la porosité de la roche.

V.2.2.3. Le Log Densité (RHOB) :

La réponse de l'outil Densité est fonction de la porosité de la formation, de sa lithologie définie par ρ_{ma} et du fluide saturant les pores ρ_{f} .

V.2.2.4. Le Log Neutron (NHPI ; m³/m³) :

L'outil Neutron mesure la vitesse de décroissement du nombre de neutrons thermiques en fonction de la distance à partir de la source. Cette vitesse dépendra principalement de la porosité. La valeur de la porosité-neutron est lue directement sur le log.

V.2.2.5. Le Caliper (CAL ;(inch)) :

C'est un outil utilisé au cours du forage, il permet de mesurer le diamètre du trou de forage. Avec cet enregistrement on peut détecter une faille si le diamètre du trou est différent à celui que nous avons prévu.

V.2.2.6. La résistivité :

La résistivité est une propriété physique d'une substance, elle définit l'habilité de ne pas laisser le passage d'un courant électrique, est exprimée en ($\Omega.m$). Souvent les formations contiennent un certain volume d'eau, elles deviennent conductrices de courant électrique si cette eau est salée.

Selon leur principe de fonctionnement, les outils de résistivité sont classés en deux grandes catégories, à savoir :

- Les outils à induction (courant induit).
- Les outils à Latérolog (courant conduit).

L'utilisation de l'induction ou du latérolog dépend des particularités des sondages (la nature de la boue et sa salinité, ainsi que la salinité de l'eau de formation).

La détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w peut se faire par plusieurs méthodes:

- A partir des essais de production des puits voisins.
- A partir des cartes de salinités régionales.

Cependant la salinité régionale est de 280 à 300 ppm à 70 C°, ce qui permet le calcul de R_w .

V.2.3. Les paramètres calculés :

V.2.3.1. Le Volume d'argile :

La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques.

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile, dans notre étude on a utilisé le GR comme l'unique indicateur pour le calcul du volume d'argile par la formule suivante :

$$V_{sh}(\%) = \frac{(GR_{lu} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})}$$

avec:

V_{sh} : Volume d'argile en %.

GR_{lu} : Valeur de Gamma Ray lue.

GR_{max} : Valeur maximale Gamma Ray lue.

GR_{min} : Valeur minimale Gamma Ray lue.

V.2.3.2. La porosité :

Elle s'exprime le plus souvent en pourcentage mais on peut la trouver sous forme de fraction correspond au volume total occupé par les vides de la roche (V_p) divisé par le Volume total de la roche (V_t).

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \times 100$$

- ϕ : porosité [%].
- V_t : volume total (ou apparent) de l'échantillon [m^3]
- V_p : volume des vides (ou volume des pores) entre les grains solides [m^3]
- V_s : volume réel des grains [m^3]

On distingue trois types de porosité, à savoir :

- **La porosité primaire** : c'est le volume total des vides dans la roche obtenue juste après la sédimentation.
- **La porosité secondaire** : c'est le volume obtenu dans la roche après fissuration, fracturation, dissolution ou altération.
- **La porosité effective ou utile** : c'est le volume des vides connectés entre eux.

Elle est égale à :

$$\phi_u = \phi_t - \phi_r$$

Avec :

- ϕ_u : porosité utile
- ϕ_t : porosité totale
- ϕ_r : porosité résiduelle

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

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

V.2.3.3. La perméabilité :

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux ; on dit alors qu'il est perméable.

Henry Darcy réalisa une série d'expériences sur l'écoulement de l'eau dans une couche filtrante de sable. La loi de Darcy est applicable aux écoulements laminaires et permet de mesurer la perméabilité (K) d'un milieu d'épaisseur (L), laissant passer 1 cm^3 par seconde, (Q) d'un fluide de viscosité 1 centpoise (μ) sous l'effet d'un gradient de pression (Δp) de 1 ATM à travers une surface (S) de 1 cm^2 .

$$K = \frac{(Q \cdot L \cdot \mu)}{S \cdot (P_2 - P_1)}$$

Avec :

- $\Delta p = P_2 - P_1$
- Q : Volume d'eau écoulé par unité de temps [cm^3/s en unités CGS]
- P_1 : Pression entrante [ATM en unités CGS]
- P_2 : Pression sortante [ATM en unités CGS]
- S : Surface de la couche filtrante [cm^2 en unités CGS]
- k : Perméabilité [Darcy en unités CGS]
- μ : Viscosité du fluide [centpoise en unités CGS]
- L : Longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement [cm en unités CGS]

V.2.3.4. Saturation en eau :

La saturation en eau est définie comme étant le rapport du volume occupé par l'eau dans les pores au volume total des pores exprimé en pourcentage.

$$S_w \% = (V_w / V_p) * 100 \%$$

V_w : Volume de l'eau

V_p : Volume des pores

Tous les réservoirs d'hydrocarbures contiennent de l'eau. Par conséquent même dans les zones totalement saturées en huile ou en gaz, nous retrouvons une quantité d'eau qui entoure les grains et adhère à leurs surfaces. On l'appelle l'eau interstitielle ou irréductible.

La saturation en eau irréductible est fonction de la taille des grains ou plus précisément de la surface spécifique de la roche (la surface limitant les vides). Cette surface est d'autant plus grande que les grains constitutifs sont petits.

De ce fait, les roches ayant de gros pores ont une saturation en eau Irréductible faible, alors qu'elle est élevée pour les roches à grains fins.

V.3. Résultats des diagraphie réservoir (TAGI) :

En fonction des enregistrements diagraphiques des puits (TOU-4. TOU-5. TOU-6. TOU-7. TOU-9. TOU-12. TOU-13. TOU-14. TOU-15) dans le réservoir (TAGI), Nous avons obtenu les résultats suivants :

puits	Cordonnées(UTM)		Porosités effectives Φ_e (%)	Perméabilité K en (md) (Carottes)	Épaisseurs totales en (m)	Épaisseurs utiles en (m)	Saturation effective Sw_e (%)
	X	Y					
TOU-4	276540,02	3338950,02	11.6	43.69	90.2	7.9	26
TOU-5	272059,98	3342340,03	10.0	192.93	77.4	25.9	29
TOU-6	277233,6	3344198,49	10.3	123.60	65.4	11.7	32
TOU-7	276600,04	3341899,83	8.7	370.43	69.2	20.7	34
TOU-9	275605,01	3340356,04	13.4	538.28	75.4	29.7	14
TOU-12	275912,00	3340621,00	13.2	-	75	16.76	33.7
TOU-13	276954,00	3342971,00	12.5	-	60.02	15.2	62.3
TOU-14	275968,99	3339521,01	15	-	29.17	14.93	20.5
TOU-15	274793,99	3339602,99	15.6	-	60.29	13.41	27.8

Tableau. (V.1) : résultats finals des diagraphies du réservoir TAGI (les cases vide sont dues au manque de données)

V.4. Etude statistique des paramètres géologiques du réservoir TAGI :

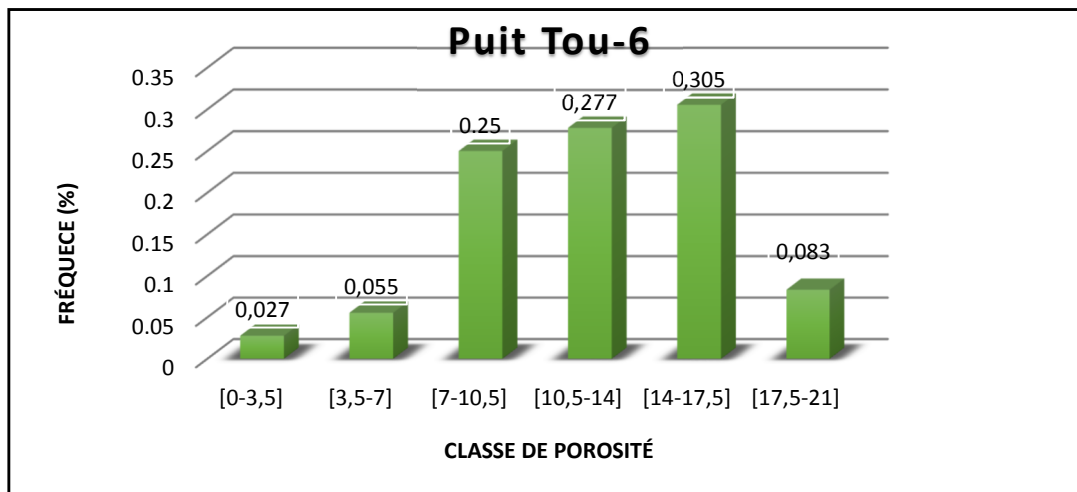
V.4.1- Histogrammes de la porosité et de la perméabilité du réservoir TAGI :

Le réservoir TAGI dans la région d'étude est constitué de plusieurs puits : (Tou-6, Tou-7 et Tou-9) caractérisés par des paramètres pétrophysiques variables, de ce fait, nous représenterons dans ce qui suit les résultats des analyses statistiques de ce réservoir des 3 puits.

- **Puits Tou-6 :**

Histogrammes de la porosité :

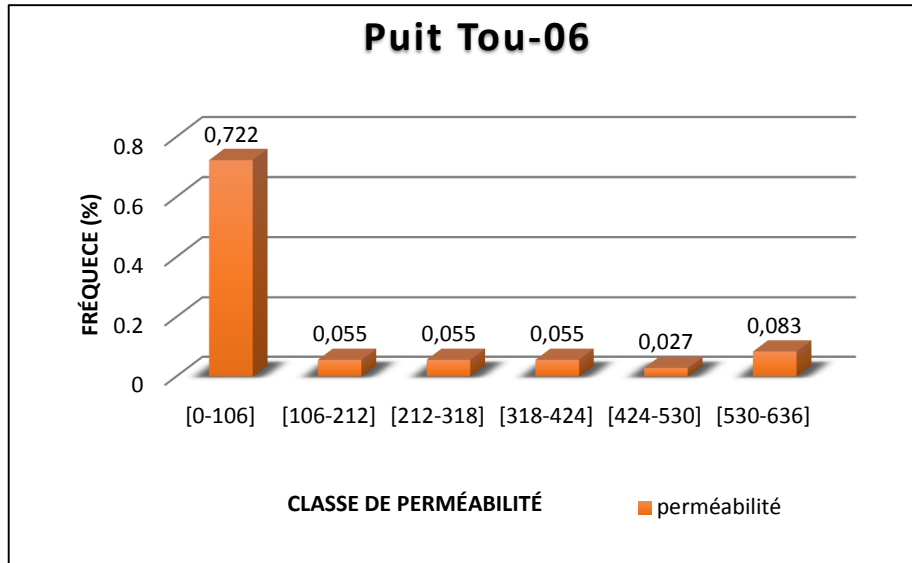
L'histogramme des classes de la porosité montre une distribution uni-modale à caractère asymétrique où l'asymétrie est à droite, pour une concentration de fréquence de 30,5% ; la classe de porosité est de [14-17,5]. L'uni-modalité de cette distribution s'explique par un seul type de porosité (porosité inter granulaire).



(Fig.V.2). Histogrammes de la porosité du puits Tou-6.

Histogrammes de la perméabilité :

L'histogramme des classes de la perméabilité dans ce puits montre une distribution bimodale. Le premier mode de cette distribution appartient à la classe [0 - 106[avec une fréquence de 72,2%. Le deuxième mode appartient à la classe [530 - 636[et a une fréquence de 8,3%.

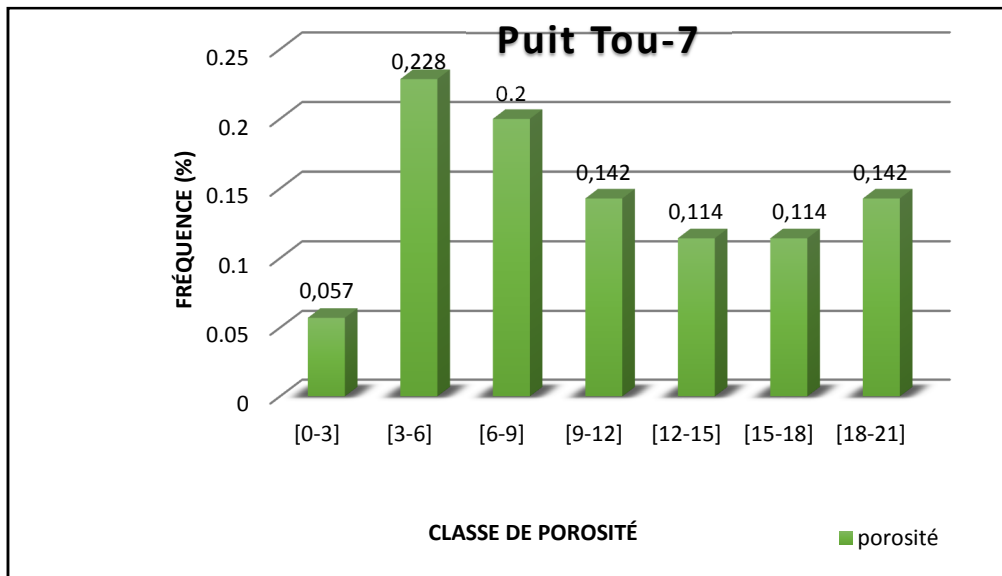


(Fig.V.3) Histogrammes de la perméabilité du puits Tou-6.

• Puits Tou-7 :

Histogrammes de la porosité :

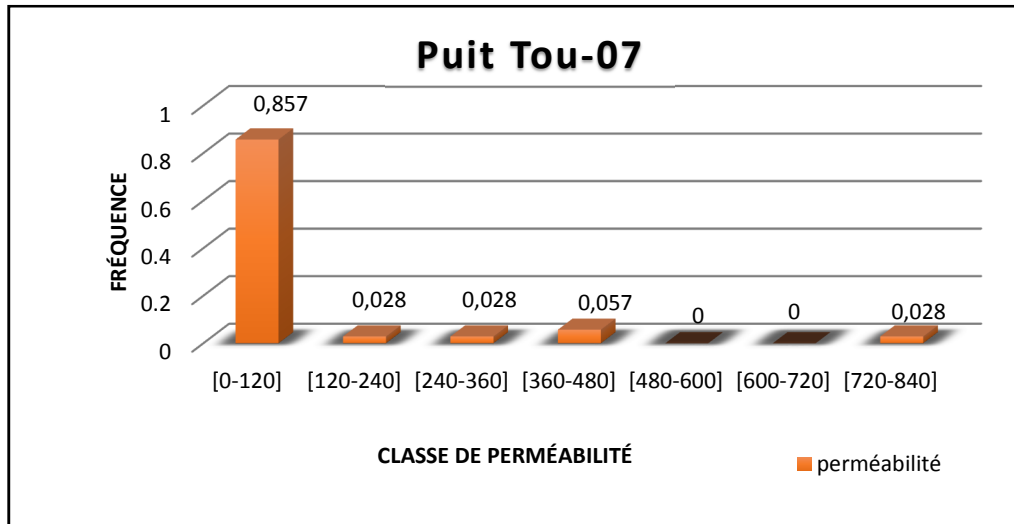
L’histogramme des classes de porosité montre une distribution bimodale à caractère asymétrique ; le premier mode appartient à la classe [3-6[avec une fréquence prédominante de 22.8%. Le deuxième mode appartient à la classe [18-21[et a une fréquence de 14.2%. Cela veut dire qu’il Ya deux type de porosité, (Inter granulaire et de fissuration).



(Fig.V.4) Histogrammes de la porosité du puits Tou-7.

Histogrammes de la perméabilité :

L'histogramme des classes de la perméabilité dans ce puits montre une distribution bimodale à caractère asymétrique. Le premier mode appartient à la classe [0-120[avec une fréquence prédominante de 85.7%. Le deuxième mode appartient à la classe [360-480[et il a une fréquence de 5.7%.



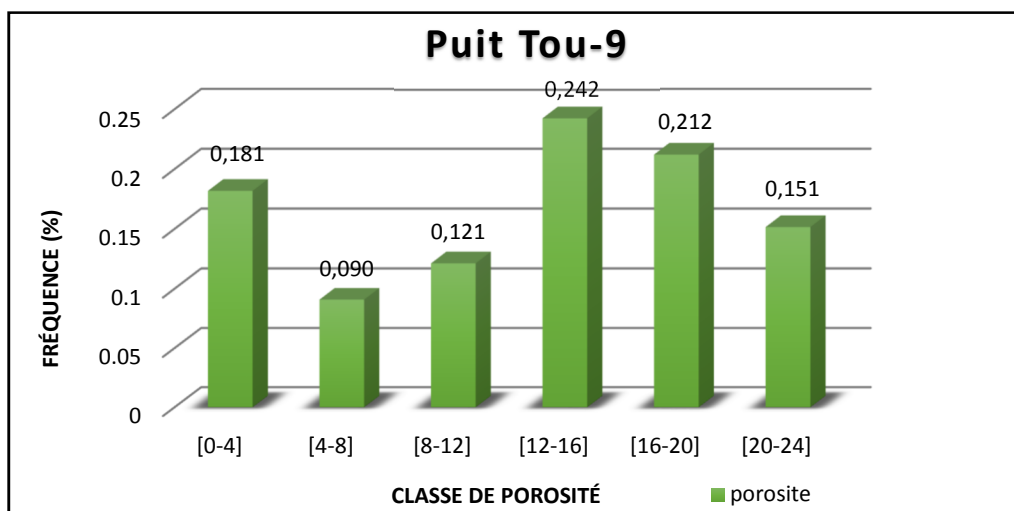
(Fig.V.5) Histogrammes de la perméabilité du puits Tou-7.

- **Puits Tou-9 :**

Histogrammes de la porosité :

L'histogramme des classes de porosité montre une distribution bimodale à caractère asymétrique. Le premier mode appartient à la classe [0-4[avec une fréquence de 18.1%.

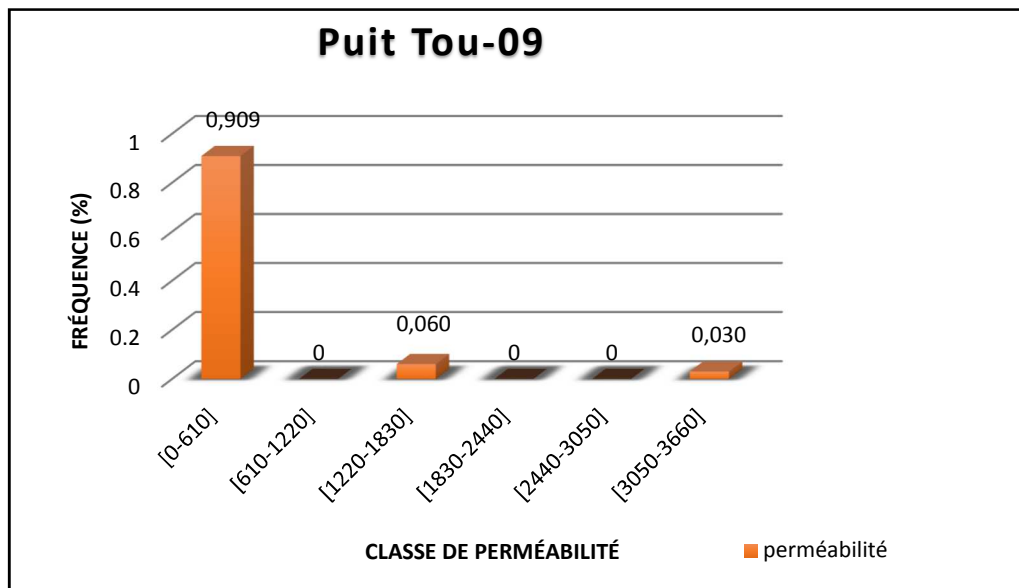
Le deuxième mode appartient à la classe [12-16[et il a une fréquence prédominante de 24.2%. Cela veut dire qu'il y a deux types de porosité, (intergranulaire et de fissuration).



(Fig.V.6). Histogrammes de la porosité du puits Tou-9.

Histogrammes de la perméabilité :

L'histogramme des classes de la perméabilité dans ce puits montre une distribution bimodale à caractère asymétrique. ; Le premier mode appartient à la classe [0-610[avec une fréquence prédominante de 90.9%. Le deuxième mode appartient à la classe [1220-1830[et il a une fréquence de 6%.



(Fig.V.7) Histogrammes de la perméabilité du puits Tou-9.

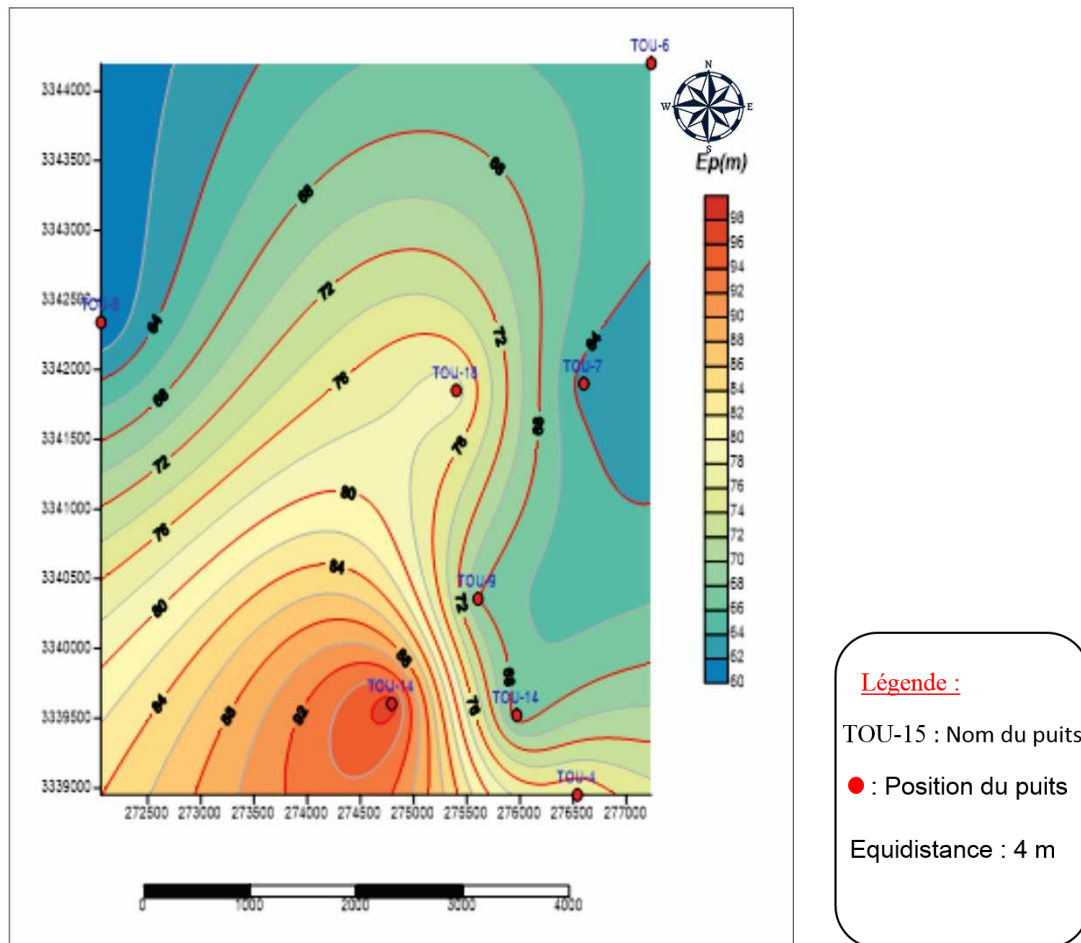
V.5. Interprétation des cartes en iso-valeurs du réservoir TAGI :

A partir des résultats des diagraphies de 09 puits obtenu, on a construit des cartes iso-teneur à l'aide de logiciel *Surfer*.

V.5.1. La carte en isopaque du réservoir TAGI :

Les isolignes des valeurs de l'épaisseur totale se concentrent autour du puit TOU15, situé au centre du champ, au niveau de ce dernier l'épaisseur totale atteint sa valeur maximale qui est égale à 97m, puis elle diminue d'une façon radiale jusqu'à atteindre une valeur minimale égale à 60m enregistrée au niveau du puits TOU5 localisé à l'Est.

La variation de l'épaisseur totale peut être expliquée par la surface d'érosion des séries paléozoïques (paléovallées) lors de l'orogénèse hercynienne. Voir (Fig.V.8)

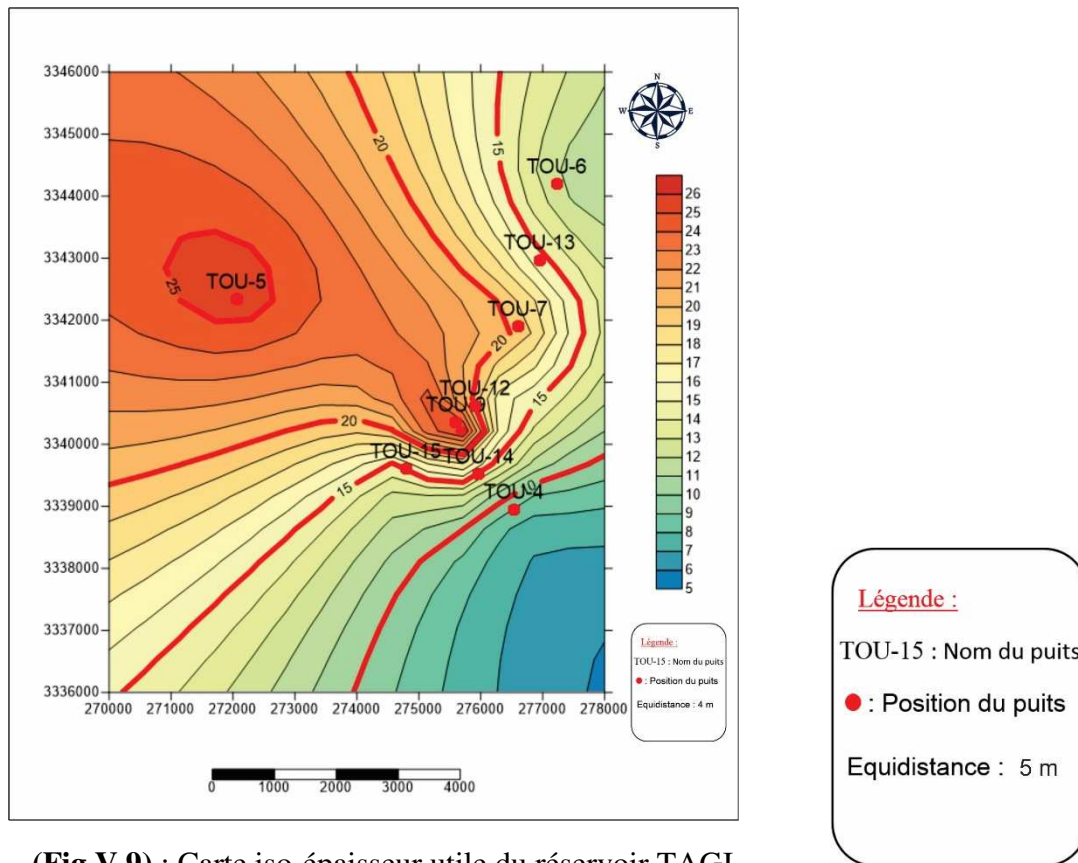


(Fig.V.8) : Carte isopaque du réservoir TAGI.

V.5.2. La carte en iso-épaisseur utile du réservoir TAGI :

L'examen de cette carte montre deux anomalies principales traduisant la variation de l'épaisseur utile de ce réservoir.

Les deux anomalies localisées au centre et au N-W, où les isolignes se concentrent autour du puits TOU-9 et TOU-5 rassemble le maximum d'épaisseur imprégnée en hydrocarbure, où elle peut atteindre 30m au niveau de ces deux puits, de part et d'autre l'épaisseur utile diminue. Les valeurs diminuent jusqu'à atteindre une valeur minimale égale à 9m dans le puits TOU-4. La variation de l'épaisseur utile peut être expliquée par la variation de sédimentation qui était plus argileuse au centre et plus gréseuse aux périphéries. Voir (Fig.V.9)

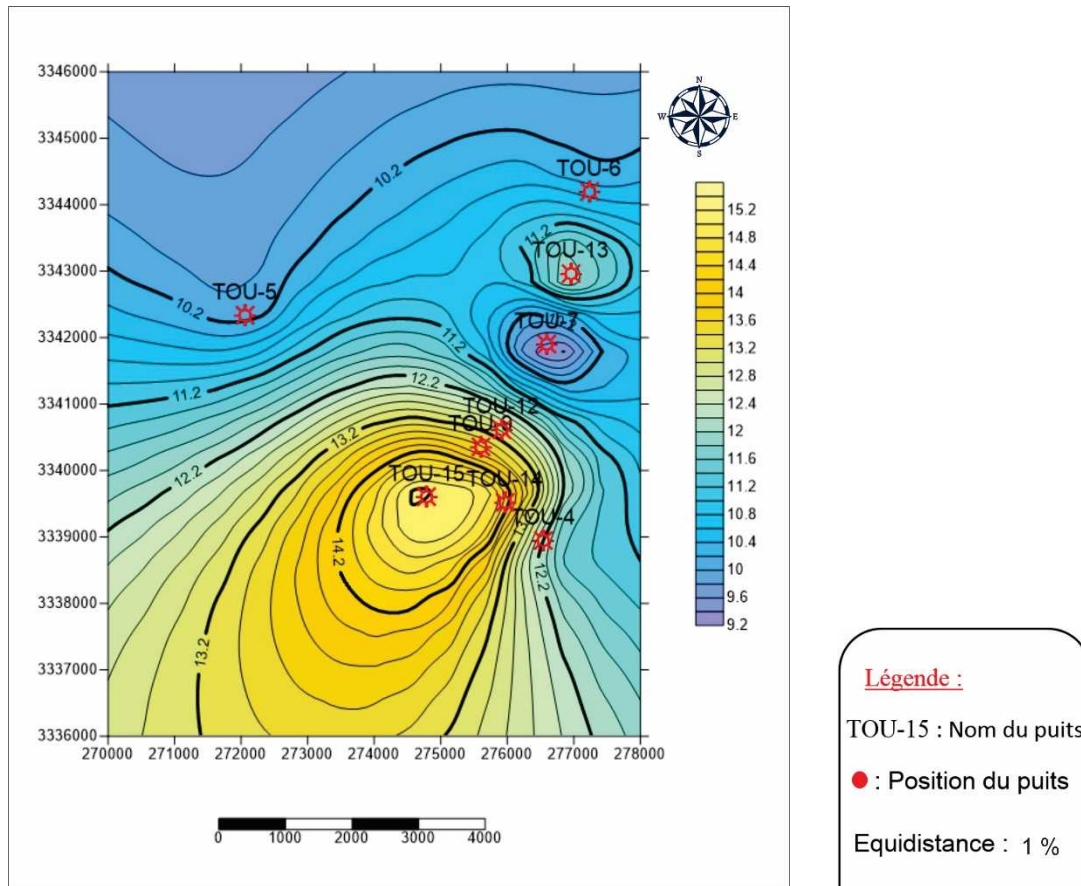


(Fig.V.9) : Carte iso-épaisseur utile du réservoir TAGI.

V.5.3. La carte en iso-porosité du réservoir TAGI :

Les isolignes des valeurs de porosité sont concentrées dans la partie centrale de la région, autour des puits (TOU-15 et TOU-14), où elle atteint une valeur maximale égale à 15,6%,   partir de ces derniers la porosité diminue d'une façon radiale et plus principalement en allant vers le Nord, où elle atteint une valeur minimale égale à 9% autour des puits (TOU-7). L'augmentation de la porosité dans la partie Sud est due, soit aux failles qui ont joué un rôle positif, soit aux phénomènes diag nitiques (dissolution partielle du ciment sidéritique).

La diminution de cette porosité est causée par la cimentation d'halite qui a détruit toute porosité. Sa présence a été prouvée dans la région. Voir (Fig.V.10)

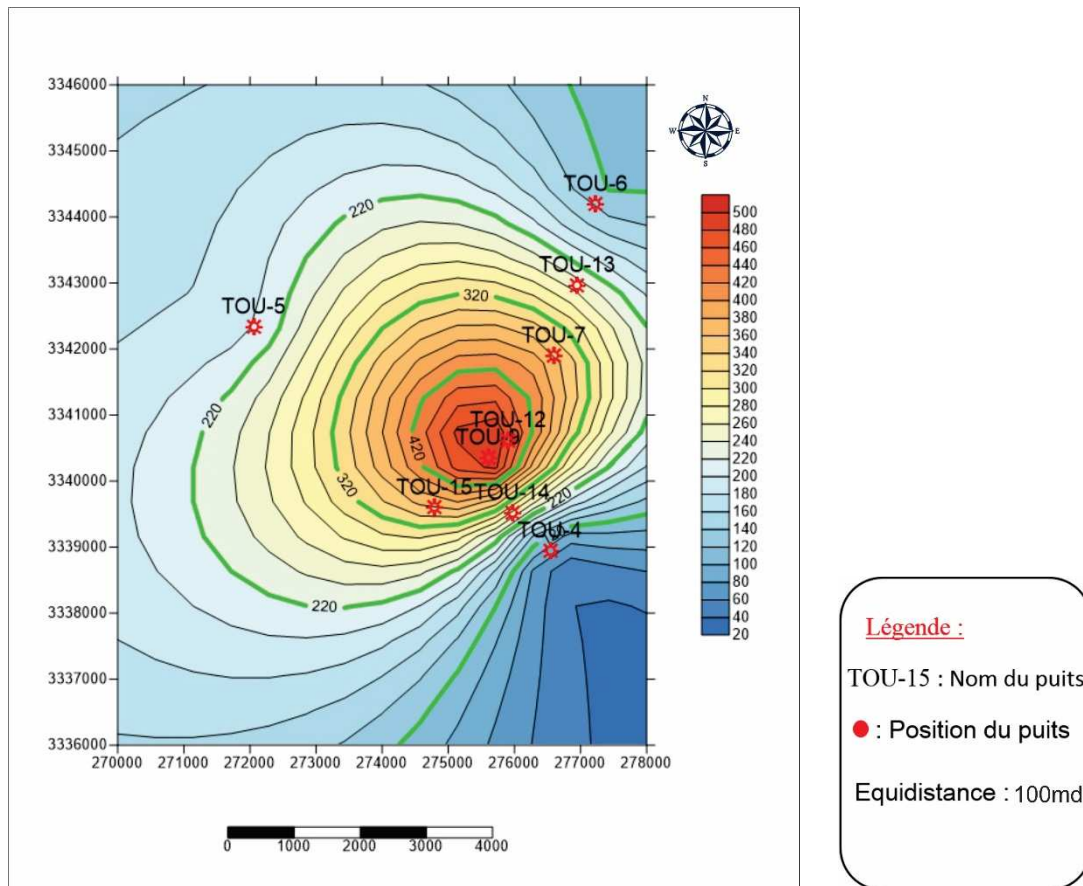


(Fig.V.10) : Carte iso-porosité du réservoir TAGI.

V.5.4. La carte en iso-perméabilité du réservoir TAGI :

On remarque que la perméabilité de ce réservoir est bonne, et la valeur maximale qu'on a trouvée est de 500 md au niveau du puits (TOU-9), à partir de ce puits elle diminue d'une façon radiale jusqu'à atteindre une valeur minimale de 90 md au niveau du puits (TOU-4), Cette diminution peut être expliquée par la présence des plages de ciment sidéritique non dissous et l'inclusion des feldspaths dans les pores ou par un colmatage des fissures. Voir (Fig.V.11)

L'augmentation de la perméabilité peut être liée aux fractures.

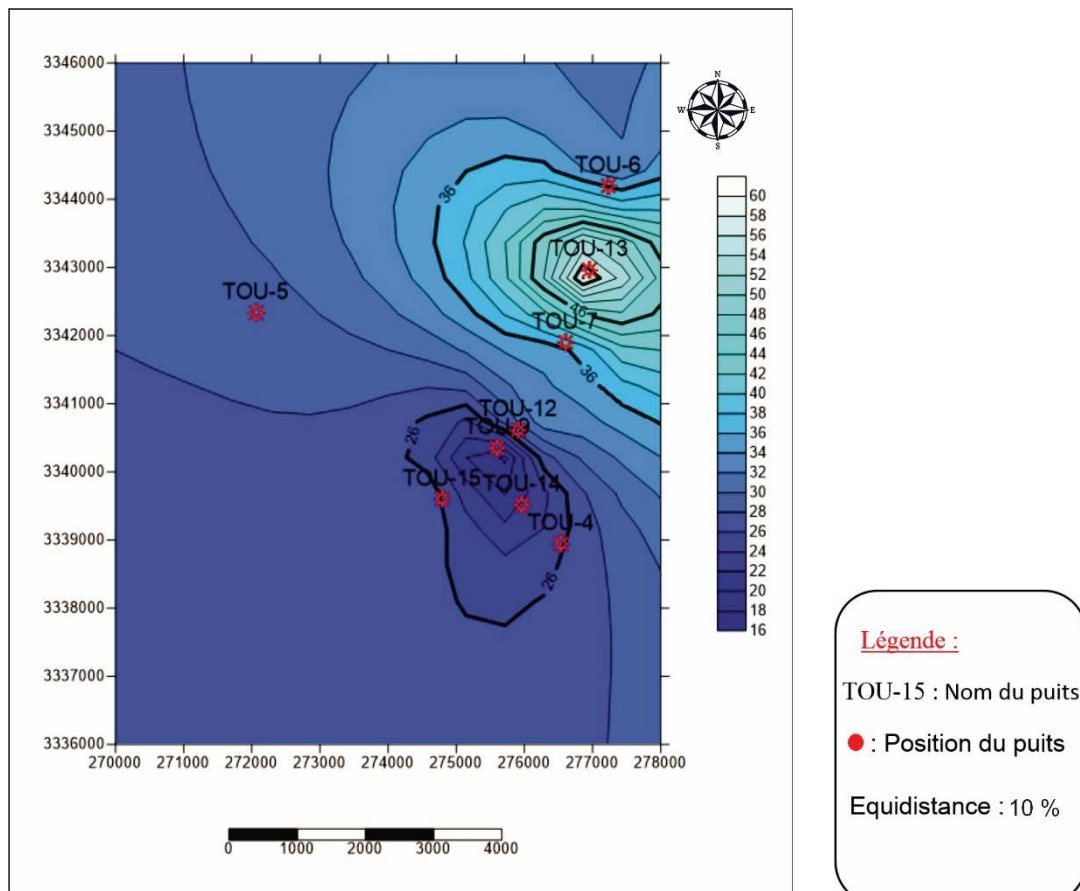


(Fig.V.11) : Carte iso-perméabilité du réservoir TAGI.

V.5.5. La carte en iso-saturation du réservoir TAGI :

D’après cette carte, on remarque que la saturation de ce réservoir est moyenne. La valeur maximale qu’on a enregistrée est de 68% au niveau du puits (TOU-13), elle diminue essentiellement en allant vers le sud-Est jusqu’à atteindre la valeur de 18% au niveau de puits (Tou-9).

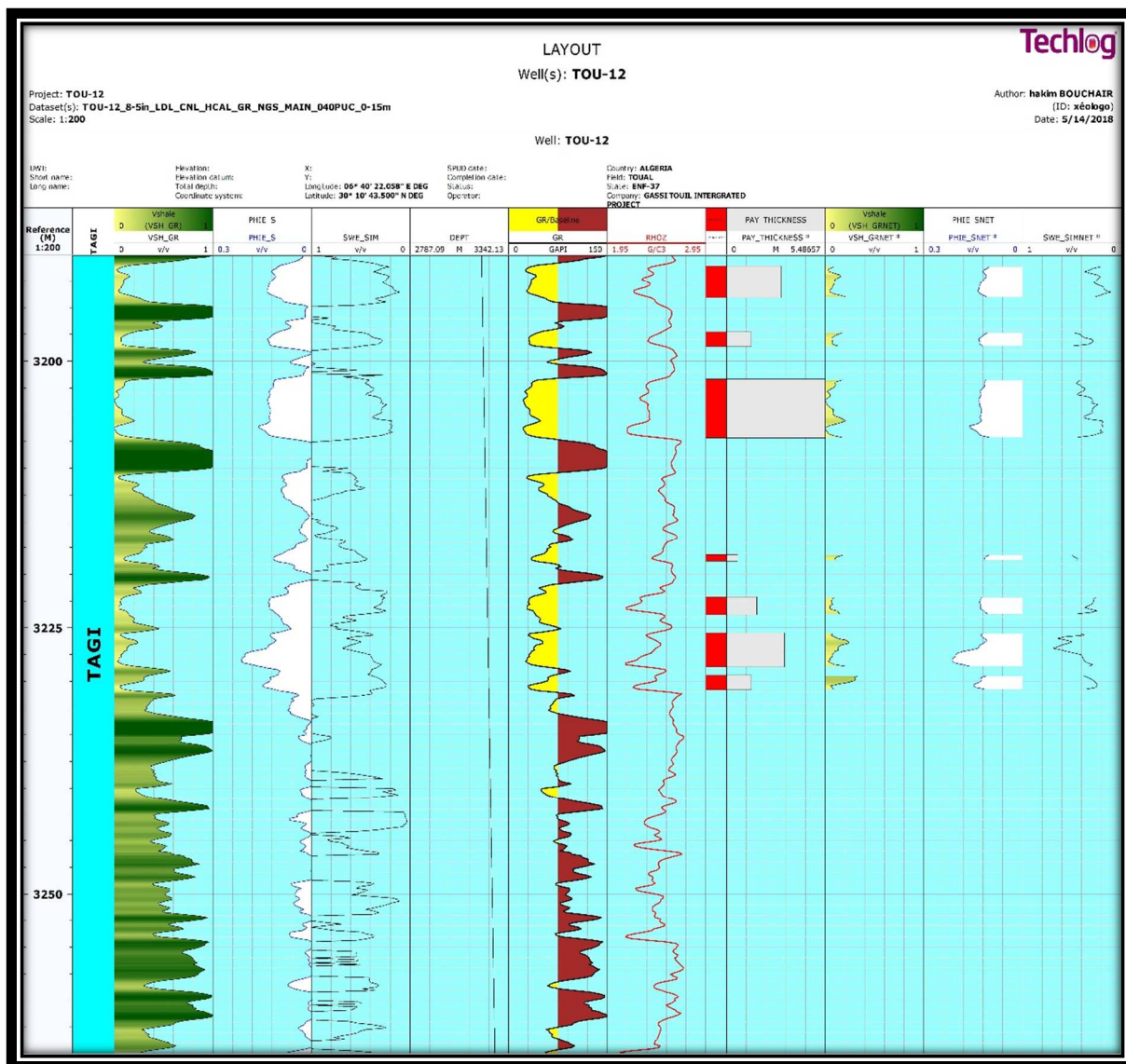
Les grandes valeurs de saturation sont liées aux vides présents dans les bancs (porosité intergranulaire). Voir (Fig.V.12)



(Fig.V.12) : Carte iso-saturation du réservoir TAGI.

V.6. Interprétation des résultats diagraphiques du réservoir TAGI :

Puit TOU-12 :

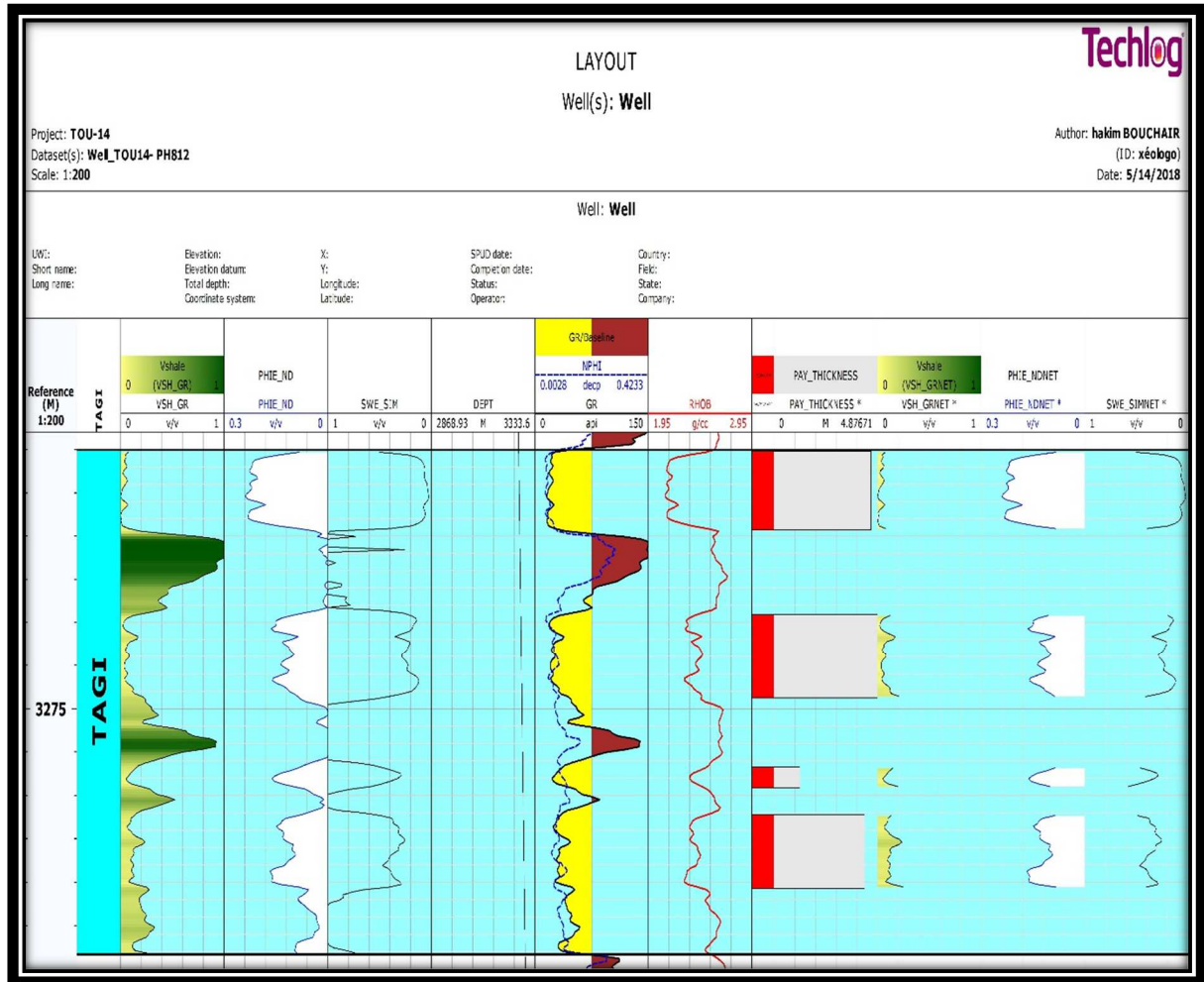


(Fig.V.13) : Diagaphies interprétées au niveau du puits TOU-12 dans le réservoir TAGI.

D'après le graphe (Fig. V.13), on remarque que le réservoir TAGI au niveau de puits Toul 12 est d'une bonne qualité dans sa partie supérieure et centrale où les signatures diagraphiques montrent des valeurs faibles de GR voir même le Vsh avec une porosité atteigne jusqu'à 2.74% , une épaisseur utile de 16.76m et une saturation en HC très élevée ($W_e=66.3\%$).

Le graphe de GR (couleur jaune) montre la présence de grés (porosité élevée), qui indique la possibilité de trouvé des hydrocarbures. Ce résultat a été confirmée par les valeurs élevées de la résistivité et les valeurs faibles de la saturation en eau.

Puits TOU-14 :

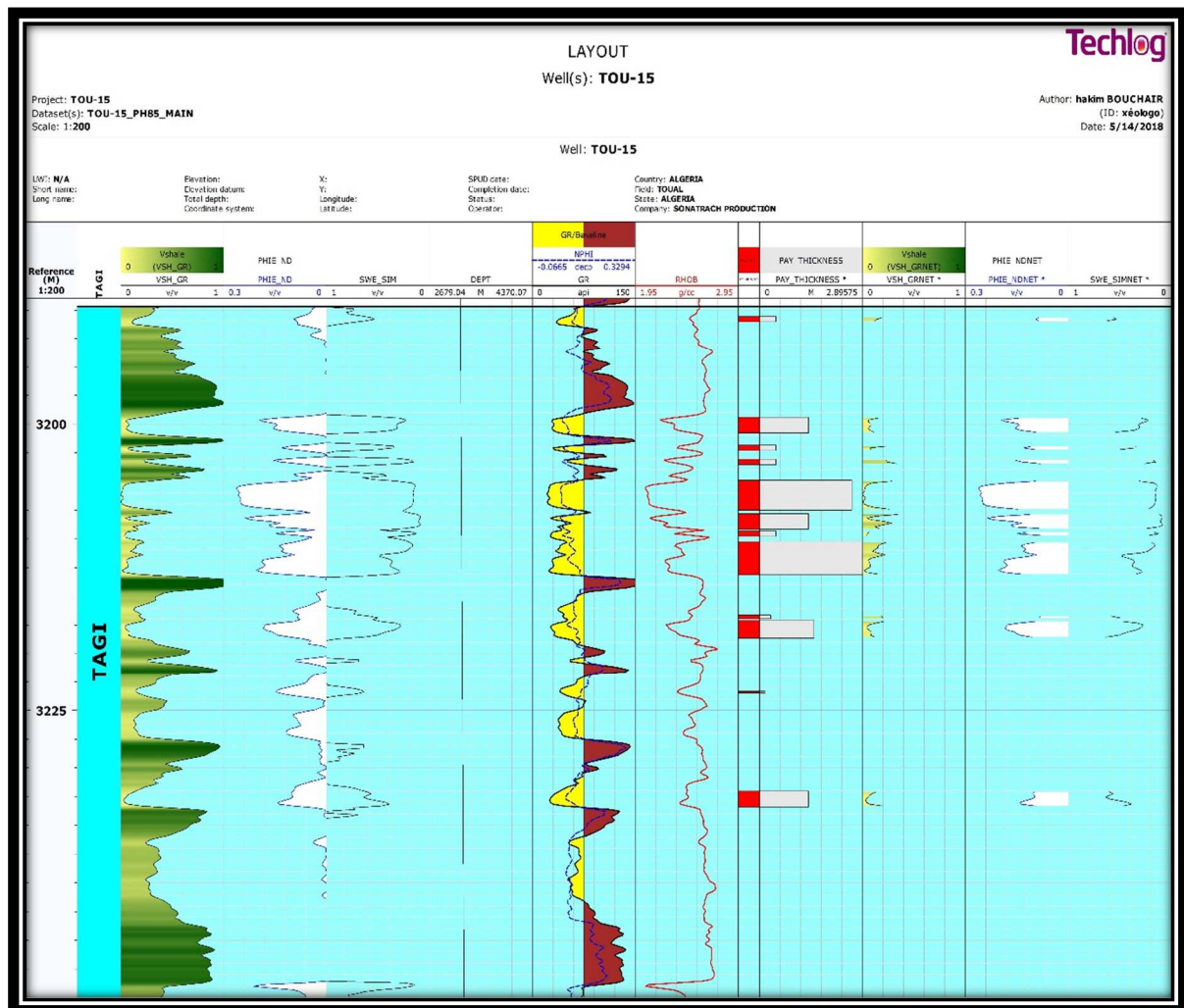


(Fig.V.14) : Diagraphies interprétées au niveau du puits TOU-14 dans le réservoir TAGI.

D'après le graphe (Fig V.14), on ressort que le réservoir TAGI au niveau de puits Toual 14 est d'une bonne qualité dans tout les niveaux, les signatures diagraphiques montrent des valeurs faibles de GR voir même le Vsh avec une porosité atteigne jusqu'à 2.90 % , une épaisseur utile de 14.93m, et une saturation en HC très élevée (Sh= 79.5%).

La présence de grès à porosité élevée indique la possibilité de trouvé des hydrocarbures.

Puit TOU-15 :



(Fig.V.15) : Diagraphies interprétées au niveau du puits TOU-15 dans le réservoir TAGI.

D'après le graphe (Fig V.15), on ressort que le réservoir TAGI au niveau de puits Toual 15 est d'une bonne qualité dans sa partie centrale, les signatures diagraphiques montrent des valeurs faibles de GR voir même le Vsh avec une porosité atteigne jusqu'à 2.75 %, une épaisseur utile de 13.41m et une saturation en HC très élevée (Sh= 72.2%).

V.7. Conclusion :

D'après l'étude pétrophysiques de notre réservoir TAGI on a conclu que :

- Les histogrammes de la porosité montrent la présence de deux types de porosité (inter granulaire et de fissuration).
- Les histogrammes de la perméabilité montrent la présence de deux types de perméabilité (primaire ; fracturation).
- Le réservoir TAGI dans le champ Toual est d'une bonne qualité et avec des très bons paramètres (porosité, perméabilité, saturation.....etc).

Chapitre VI

Estimation des réserves

VI. 1. Introduction :

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ (schéma d'exploitation, le nombre de puits à forer) est bien évidemment fonction directe avec les quantités d'huile / ou de gaz contenus dans les roches réservoirs et des paramètres du réservoir à savoir la porosité, la perméabilité et la saturation en eau, qui sont évalués d'après les diagraphies ou par l'analyse des échantillons de roches prélevées.

Le terme de « réserve en place », laisse en effet une possibilité de confusion avec le terme de « réserve » employé par les Anglo-Saxons notamment, et qui signifie « réserves récupérables », c'est à dire les quantités d'huile et/ ou de gaz qui seront produite pendant l'exploitation du gisement. Cette dernière notion est d'ailleurs plus difficile à préciser parce qu'elle dépend des conditions techniques et économiques de l'exploitation, lesquels sont également liées à la politique énergétique des pays producteurs.

VI.2. Les différentes Classifications de quantités en place :

Les quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenue à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires.

Lorsqu'un gisement a été découvert, un premier calcul rapide est fait pour estimer l'ordre de grandeur du volume d'hydrocarbures en place. Les données n'étant pas très nombreuses à partir d'un seul forage, elles ne pourront fournir qu'une première évaluation très grossière. Cette estimation sera reprise lorsque tous les résultats faisant.

Introduction générale suite à la découverte auront été analysés : interprétation fine des diagraphies, des mesures pétro physiques, analyse PVT, interprétation géophysique et éventuellement géologique. La première et/ ou la deuxième estimation vont permettre la prise de la décision de forer un ou plusieurs autres puits d'extension, lesquels auront pour premier but de préciser la connaissance générale du gisement et ensuite de participer si possible à la production.

Faisant suite à ces nouveaux forages, la nouvelle estimation des quantités en place sera beaucoup moins grossière, son appréciation ainsi d'ailleurs que celle des caractéristiques pétro physiques et des fluides et notamment la position des interfaces- étant nettement améliorée.

Enfin, le développement du gisement commence, chaque nouveau puits apportera sa récolte d'informations nouvelles qui viendront s'intégrer à l'image du gisement et préciser l'estimation déjà faite des quantités en place. Ainsi, en réalité, ces évaluations se font de façon plus ou moins continue tout au long de la vie du gisement et l'estimation de l'accumulation ne sera vraiment précisée qu'à la fin de la phase de développement du champ. Les différentes catégories de quantités en place sont schématisées par les notions de fluide « prouvés », « probables » et « possibles » pour un niveau ou un gisement. Ces appellations sont utilisées de façon générale par les sociétés européennes et américaines, Ces trois catégories sont :

VI.2.1. L'huile ou gaz en place prouvée :

Il s'agit là des volumes d'hydrocarbures dont la présence est à considérer certaine, elle repose généralement sur des données de puits.

VI.2.2. L'huile ou gaz en place probable :

Représente les réserves où les interprétations tant statistiques (diagraphiques, géophysiques) que dynamiques (pression) permettent de considérer ces zones comme imprégnées, sans que l'on puisse l'affirmer avec une entière certitude.

VI.2.3. L'huile ou gaz en place possible :

Les incertitudes existent tant sur certains paramètres (interface, extension du faciès) sont telles que l'existence d'hydrocarbures dans certaines zones est très problématique, mais ne peut être définitivement exclue

VI.3. Classification du réservoir « TAGI » de Toual :

Les différentes quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenu à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires. Cette classification est différente d'une école à l'autre :

- ✓ D'après la classification *Russe*, nos réserves sont classées « *catégorie A* ».
- ✓ D'après la classification *Française*, nos réserves sont classées « *réserves Géologiques en couche récupérable* ».

- ✓ D'après la classification *Américaine*, nos réserves sont classées « **réserve Prouvée récupérable** ».

VI.4. Méthode d'évaluation des réserves :

Le calcul de réserves d'huile et de gaz étant le stade final de toutes les étapes des travaux géologiques de recherche, de prospection des hydrocarbures.

Pour le calcul des réserves d'huile et de gaz, on peut utiliser cette méthode :

➤ Méthode volumétrique (Monte Carlo)

Dans cette partie nous aurons à évaluer les réserves d'hydrocarbures du Trias argileux gréseux inférieur du permis de TOUAL par la méthode volumétrique proprement dite. Cette méthode est utilisée pour l'évaluation des réserves de gaz à condensât en place des gisements suffisamment étudiés et prospectés. L'avantage de cette méthode est d'être utilisée pour n'importe quel régime de production et à n'importe quel stade d'exploitation.

Le sens de cette méthode s'exprime comme suit :

$$\text{OGIIP} = V_R \cdot \Phi \cdot (1 - S_w) \cdot (H_u / H_T) \cdot \theta \cdot 35,31 \text{ (en BSFC)}$$

OGIIP : volume en place du gaz en m³.

V_R : volume de la roche.

H_u : épaisseur utile du gisement en m.

H_T : épaisseur totale du gisement en m.

Φ : porosité ouverte en fractions d'unité.

S_w : saturation en eau en fractions d'unité.

θ : facteur volumétrique.

Afin d'évaluer les incertitudes liées aux différents paramètres intervenant dans le calcul des réserves en place tel que la saturation et la porosité, une évaluation probabiliste est nécessaire pour l'élaboration des lois de distributions de chaque paramètre. Ce qui aboutira à une distribution statistique des réserves en place. Pour se faire, on utilise la simulation de Monté Carlo (fig.VI.1), où les valeurs d'entrée sont plus des valeurs déterministes mais des valeurs tirées au hasard de leur distribution spécifique. Le calcul s'effectue en répétant un grand nombre

de fois, en faisant varier à chaque fois de façon aléatoire chacune des variables faisant partie du calcul. Ainsi, on obtient une distribution de probabilité des réserves en place.

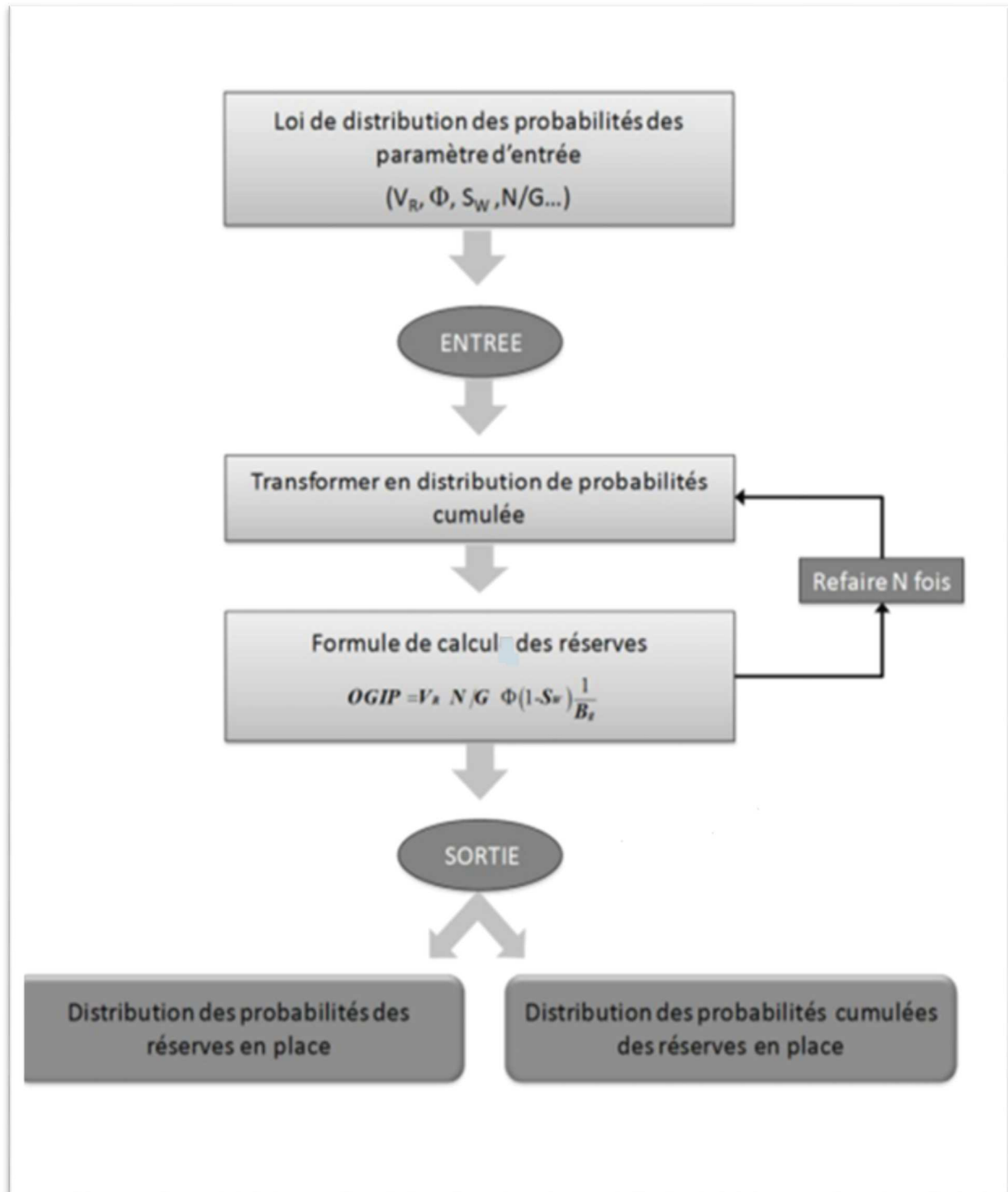


Fig. (VI.1) : Fonctionnement de la simulation de Monte Carlo

VI.4.1. Détermination des différents paramètres :

D'après les puits traversant TAGI dans le permis de TOUAL, le contact gaz à condensât /eau est en moyenne de -3090 m.

VI.4.1.1. Délimitation du gisement :

Dans le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI), les interprétations diagraphiques montrent que ce réservoir a une épaisseur de net pay allant de 5m jusqu'à 17m et une porosité moyenne de 10,9%.

Au puits TOUW-1, les tests (DST 4 et 5) effectués dans le TAGI, productifs d'huile, de gaz et de condensat ont montré un GDT/ODT à la profondeur -3108 m. Sur le gisement de Toual, le contact Gaz-Eau reconnu dans le TAGI est à -3090m. La présence de l'aquifère dans le TAGI sur le gisement de Toual et son absence sur le flanc affaissé de Toual Ouest, confirme que ces deux compartiments sont bien séparés par la faille étanche NE-SW (Fig. VI.2)

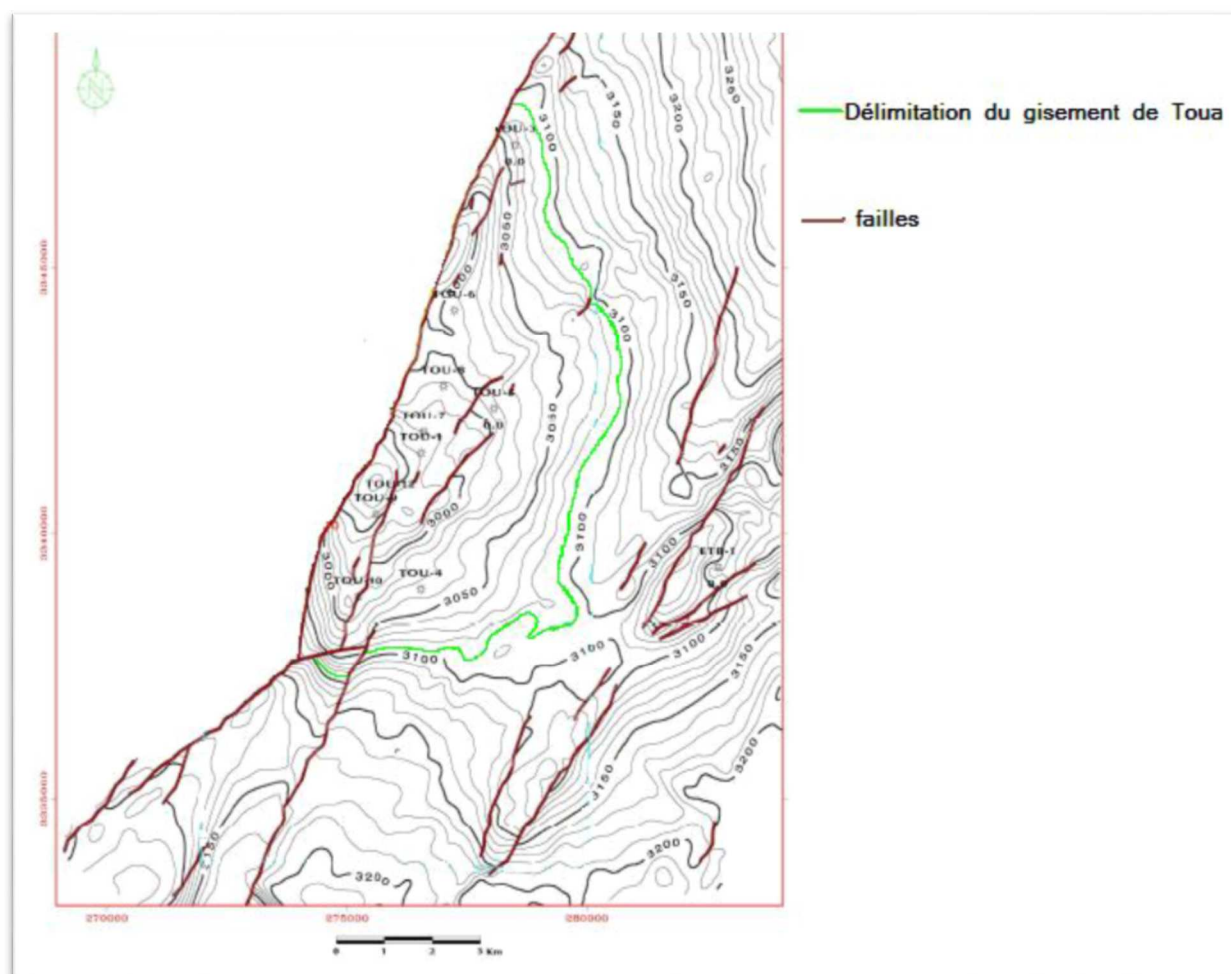


Fig. (VI.2) : Carte en isobathes au toit du réservoir TAGI du champ de Toual

VI.4.1.2. Calcul de la surface de la zone à gaz :

Sur les cartes en isobathes aux toits des unités TAGI, les volumes des zones à gaz à condensât délimitées par les contours ont été déterminés par le logiciel « *Pétrel* ». Les résultats obtenus sont comme suit :

$$V_R = 2864733980.65115 \text{ m}^3$$

Où, V_R : Le volume en m^3 .

VI.4.1.3. Evaluation de la porosité moyenne utile :

A l'aide du logiciel « *Crystal Ball* ». Nous avons fait ressortir les lois de distribution de la porosité, Les résultats de simulation obtenus sont les suivants :

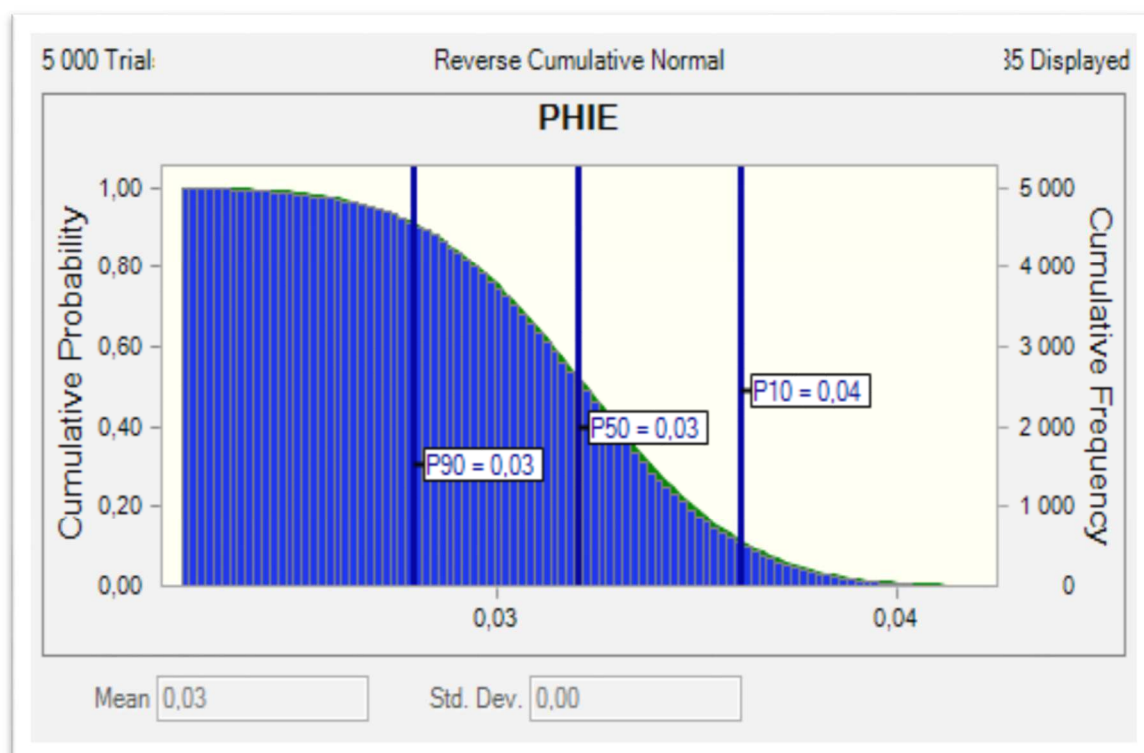


Fig. (VI.3) : Graphe représentant les lois de distribution de porosités.

VI.4.1.4. Evaluation de la saturation en eau du gisement :

A l'aide du logiciel « Crystal Ball » nous avons fait ressortir les lois de distribution de la saturation en eau.

Les résultats de simulation obtenus sont comme suit :

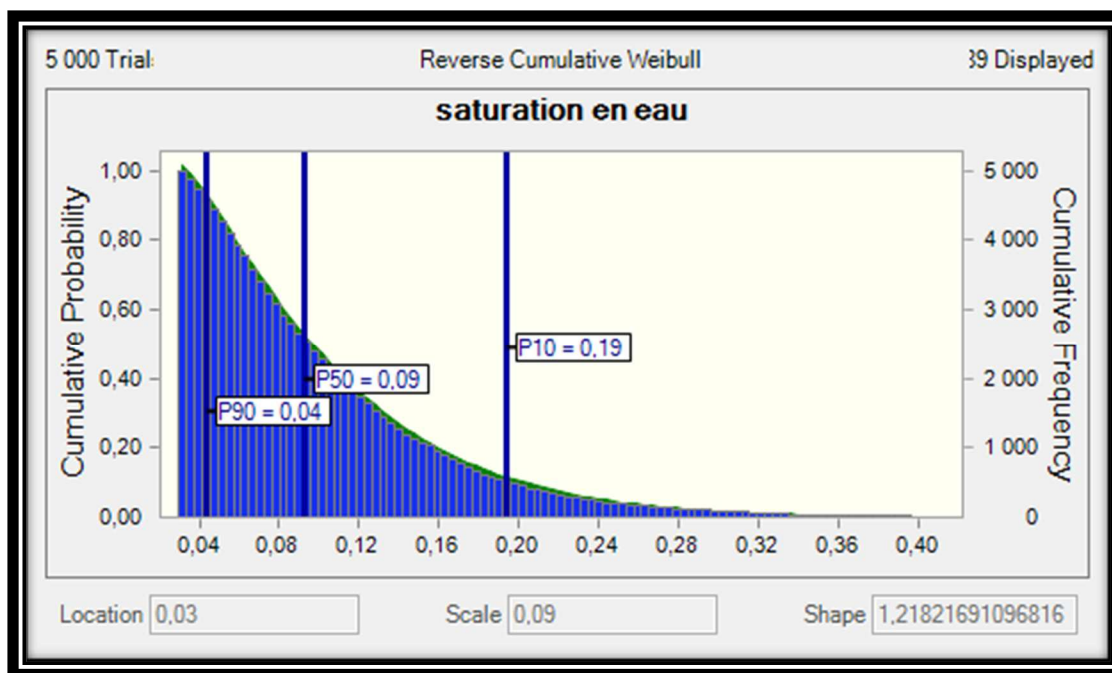


Fig. (VI.4) : Graphe représentant les lois de distribution de la saturation en eau.

VI.4.1.5. Evaluation de l'épaisseur utile :

Ayant connu la côte absolue du contact gaz/eau de l'unité TAGI, on a évalué l'épaisseur imprégnée en gaz pour chaque puits.

Après évaluation du Cut off de porosité et corrélation des logs de carottage (description des carottes) et de diagraphies (GR-FDC-CNL) de tous les puits, les bancs de grès intéressants pour chaque réservoir ont été délimités.

En éliminant les bancs gréseux dont la porosité est inférieure à 3%, on calcule les épaisseurs utiles du TAGI dans chaque puits.

On constate que ces valeurs changent régulièrement d'un puits à un autre, donc l'épaisseur effective se calcule comme une moyenne arithmétique de formule générale :

$$H_u = (h_1+h_2+.....+h_n) / n$$

Où :

H_u : épaisseur utile moyenne.

h_1, h_2, \dots, h_n : épaisseurs utile dans chaque puits.

n : nombre de puits.

On divise l'épaisseur utile par l'épaisseur totale pour avoir le rapport Net/Gross.

Après avoir fait les calculs, on aboutit aux résultats qui sont présentés dans le tableau suivant :

Puits	EPAISSEUR TOTALE	EPAISSEUR UTILE
TOU04	90.2	7,9
TOU-05	77.4	25.9
TOU-06	65.4	11.7
TOU-07	69.2	20.7
TOU-09	75.4	29.7
TOU-12	75	16.76
TOU-13	60.02	15.2
TOU-14	29.17	14.93
TOU-15	60.29	13.41
Moyenne :	66.89	17.35

Tableau. (VI.1) : Evaluation de l'épaisseur utile.

VI.4.1.6. Facteur volumétrique :

Ce facteur est utilisé pour augmenter les réserves de gaz des conditions de couche aux conditions standard :

$$\Theta = 271$$

VI.4.2. Calcul des réserves de gaz en place :

A l'aide du logiciel « Crystal Ball » nous avons calculés les réserves de gaz à condensat en place, en utilisant la formule citée auparavant. On peut déterminer les réserves de gaz en place par la formule suivante :

$$OGIIP = V_R \cdot \Phi \cdot (1 - S_w) \cdot (H_u / H_T) \cdot \theta \cdot 35,31 \text{ (en BSFC)}$$

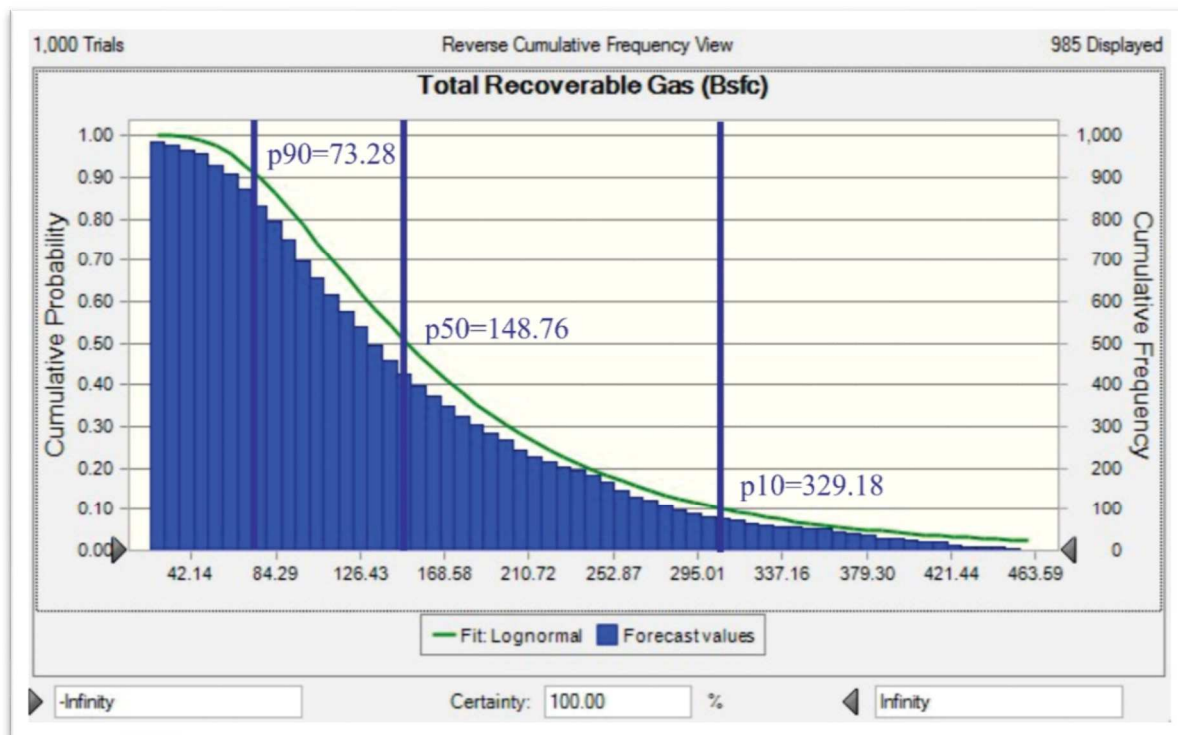


Fig. (VI.5) : Graphe représentant les lois de distribution des réserves

Les résultats obtenus sont résumés dans le tableau suivant :

	Volume en Bsfc	Volume en Km3
Quantités en place prouvées (P90)	73.28	2.07
Quantités en place probables (P50)	148.76	4.21
Quantités en place possibles (P10)	329.18	9.32

Tableau. (VI.2) : Résultats de Calcul des réserves de gaz en place.

VI.5. Conclusion :

L'estimation des réserves en place prouvées du permis de TOUAL relève 2.07 milliards de m³ de gaz à condensat au niveau du TAGI.

Ces résultats peuvent nous donner une estimation des réserves en place. Ils peuvent également être corrigés au fur et à mesure que les informations s'ajoutent (forage d'autres puits, d'autres tests et d'autres opérations de diaggraphie ...).

Conclusion

générale

Conclusion générale :

Le bassin de Berkine est un bassin intra-cratonique situé dans la partie Nord-Est du Sahara algérien. Sa série stratigraphique est représentée par des formations argileuses noires au Paléozoïque, comprend les roches mères du réservoir. Le Mésozoïque renferme les principaux réservoirs du bassin de Berkine et par conséquent celui de Toual, les dépôts de ces deux ères sont séparés par une surface érodée. Cette dernière est due au cycle orogénique Hercynien.

Le Champ Toual se situe dans la partie Sud-occidentale du Bassin de Berkine, au Sud-Est de la région de Gassi Touil est connu par une production en gaz condensât. La série stratigraphique de ce champ est représenté par un socle cristallophyllien et magmatique d'âge précambrien, sur lequel repose une couverture sédimentaire incomplète d'âge allant du Cambrien jusqu'à l'actuel avec absence du Dévonien, Carbonifère et Permien. Cette absence est causée par la discordance hercynienne qui se manifeste plus accentuée sur la structure, où les dépôts argilo-gréseux du Trias reposent directement sur le Silurien. Le champ pétrolier Toual est caractérisé par une roche mère silurienne, et des roches réservoirs d'âge Ordovicien, Silurien et Trias.

La description des sections carottées et les corrélations diagraphiques nous a permis de mettre en évidence l'extension du réservoir TAGI ainsi que la variation de son épaisseur à travers notre zone d'étude et conclu que la majorité des sections carottées sont représentées par des grés fins. Les cartes iso-valeurs traduisent la variation des différents paramètres pétrophysiques et montrent une augmentation de ces derniers dans la partie Sud-Ouest. L'augmentation de ces paramètres est due probablement, soit à la fissuration causée par les accidents qui ont affecté le réservoir, soit au changement de faciès ou à la nature lithologique du réservoir argilo-gréseux. A un certain niveau du réservoir TAGI, la perméabilité atteint des valeurs de 500 md montrant qu'elle peut être liée à des fissurations. A partir de ces paramètres on a conclu que la saturation en gaz du réservoir TAGI dans le champ Toual est bonne.

L'estimation des réserves par la méthode volumétrique nous a permis d'identifier un volume de gaz initialement en place de 2.07 milliards/ m³ considéré comme une réserve prouvée.

RECOMMANDATIONS :

En guise de ce travail nous recommandons :

- Faire des forages dirigés au niveau des différents forages et utiliser la fracturation hydraulique contrôlée pour mieux exploiter le réservoir TAGI.
- Utiliser les cartes d'iso-valeur pour identifier les zones qui contiennent des réserves non exploitées.
- Une étude pétrographique très poussée pour mieux caractériser le réservoir TAGI du champ Toual.
- Revoir la sismique 3D pour mieux délimiter le gisement.
- Faire un test PLT (Production Logging Tools) pour avoir des données précises sur l'écoulement et les différents paramètres (débit, perméabilité,etc.) au niveau des perforations.

Références bibliographiques

Askri, H., et al. (1995) - Petroleum Geology of Algeria; Well Evaluation Conference WEC Algeria. 93 pages.

Azoug, Y., et al. (2007) - Well Evaluation Conference- WEC Algeria 2007 – Sonatrach Schlumberger. Edited by Schlumberger; Produced by Lynx Consulting, Inc., Houston, TX, USA. 489 pages.

BEUF S., BIJU-DUVAL B., DE CHARPAL O., ROGNON P., GABRIEL O., BENACEF A. & GRAVELLE M. 1971. — Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara. Sédimentation et discontinuités. Évolution structurale d'un craton. Technip, *Publ. Inst Fr. Pétr., Coll. Sci et Tech. du pétrole*, n° 18, Eds Technip, Paris, 464 p.

BLACK R., LATOUCHE, L., LIÉGEOIS, J. P., CABY. R. & BERTRAND, J. M. L., 1994 — Pan-African displaced terranes in the Tuareg shield (Central Sahara). *Geology*, Vol. 22, pp 641-644.

BOUDJEMAA A., 1987 — Evolution Structurale du Bassin Pétrolier « Triasique » du Sahara nord-oriental (Algérie). *Thèse Doct. Univ. Paris XI*, 290 p., 147 fig., 8 tableau., 22pl.

CLARACQ P., COURAUD G., & AYMOND J., 1963 — Le Dévonien inférieur du Bassin Illizi (ex. Fort Polignac). *VI^e Congrès mondial du pétrole, Frankfort. Section 1, Paper14*, pp 1-22.

Hamon Y (2001)- Sédimentologie, géométrie et signification géodynamique des dépôts réservoirs silicoclastiques du Trias/Rhétien du Chemery (Sologne, SW du bassin de Paris).

GIBLING, M.R ET BIRD, D.J., 1994, Late carboniferous cyclothems on alluvial paleovalleys in the Sydney basin, Amérique.

GUENIS. Abderrazak (2016). Proposition d'intervention Work-Over Puits TOUT7 (champs Toul). Mémoire : géologie pétrolière. Direction régionale Gassi touil Sonatrach. Institut Algérien du pétrole.61 p.

KENNEDY W. Q., 1964 — The structural differentiation of the Africa in the Panafrican (+/- 500 m. y). Tectonic episode. *University of Leeds. Research Institu of Africa Geology, 8th Annual report*, 48p.

LIMAM, Hicham (2017). Evaluation Péetrophysique du Réservoir F6 du Champ Toul de la Région Gassi Touil (bloc 237), Bassin Berkine, Algérie. Mémoire : géologie pétrolière. Direction régionale Gassi touil Sonatrach. Institut Algérien du pétrole.64 p.

McKenna, S., Hedley, R. (2002). The structural evolution of the Berkine-Ghadames Basin (Groupement Berkine Anadarko). Rapport interne – Anadarko Petroleum Corporation

Diplôme d'Etudes Approfondies (Structure et Evolution de la Lithosphère). Faculté des Sciences et Techniques du Languedoc, Montpellier II.page 23.

MIAL A. D. (1996). The géology of fluvial deposits.

SHANLEY ET McCABE, (1994); Perspectives on the sequence stratigraphy of continental strata, Amérique.

WHEELER H.E. (1964) - Baselevel, lithosphère Surface, and time stratigraphy. Geological Society of America Bulletin, v.75, pp.599-610

WRIGHT, V.P ET MARIOTT, S.B., 1994, the sequence stratigraphy of fluvial dipositionel: the role of floodplain sediment storage, Sediment Geol 86.

ZAIT F., LAMOURI A., DJIJELI M., & HELLAL C., 2010 — Rapport d'implantation du sondage ETB-2, Document SONATRACH. Activité Amont, Division Exploration, Direction Assets Est, Département Berkine. 39p., 19 fig., 4 tableau.