

N° Ordre.... /FHC/UMBB/2022.

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA BOUMERDES
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Département gisements miniers et pétroliers

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

MECHRAOUI ABDELKARIM
TERFAS MOHAMED NASSIM

Filière : Hydrocarbures
Spécialité : Géologie Pétrolière.

Thème

**Caractérisation du réservoir TAGS de Rhourde
Nouss Centre -Bassin de Berkine**

Encadré par : **Mme S.YSBAA**
Co-encadré par : **M A.BERAKNA**

FHC/UMBB
PED/ SONATRACH

Membres de jury:

Mme KECIR Arbia	Présidente
Mme DERRIDJ Amel	Examinatrice
Mme YSBAA Saadia	Encadrant

Année Universitaire : 2021/2022

Remerciements

Nos remerciements les plus sincères s'adressent à Madame S. YSBAA, notre promotrice et Monsieur B.ABDELILLAH, notre encadreur ,d'avoir accepté de nous encadrer ainsi pour leurs conseils, disponibilité et les orientations qui ont rendu possible la réalisation de ce mémoire.

Nous remercions l'ensemble des membres de jury qui m'ont fait l'honneur d'accepter le jugement de notre travail et les enseignants du Département Gisements Miniers et Pétroliers et toute l'équipe pédagogique de faculté des hydrocarbures et de la chimie.

Tous ceux qui ont contribués de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Sommaire

Introduction générale :.....	1
------------------------------	---

Géologie régionale et locale

I. Géologie régionale :.....	3
I.1 Localisation du bassin de Berkine :.....	253
I.2 Localisation géologique du bassin de Berkine :	4
I.3 La stratigraphie du bassin de Berkine :	5
I.3.1 Le Paléozoïque :.....	5
I.3.2 Le Mésozoïque :.....	6
I.3.3 Le Cénozoïque :	8
I.4 Evolution structural de la région :	10
I.5 Aspect structural :.....	12
II. Cadre géologique local :.....	12
II.1 Localisation du champ de Rhourd Nouss :.....	12
II.2 Géologie du gisement de Rhourd Nouss :	14
II.3 Historique des travaux :.....	15
II.3.1 Historique de l'exploration dans la région :.....	15
II.3.2 Historique de la production :.....	15
II.4 Aspect Stratigraphique :	15
II.5 Aspect pétrolier :	19
II.5.1 Les roches mères :.....	19
II.5.2 Les roches réservoirs :	19
II.5.3 Les pièges :	21
II.6 La structure de Rhourd Nouss :.....	21

Aspect sédimentologique et structural

I. Introduction :	23
I.1 Description du logiciel Pétrel :	23
I.1.1 Préparation d'une base de données :	24
I.1.2 Collecte des données des puits :	24
I.1.3 Chargement des données sur Pétrel :	24
II. Aspect sédimentologique:	25
II.1 Introduction :	25
II.2 Les environnements fluviaux :	26
II.2.1 Environnement fluvial en tresse :	26
II.2.2 Environnement fluvial méandrique :	28
II.3 Etude sédimentologique :	32
III. Aspect structural :	33
III.1 Introduction :	33
III.2 Les cartes en isopachtes :	36
III.2.1 Carte en isobathe au toit du TAGS :	36
III.2.2 Carte isobathe au toit du trias intermédiaire II :	37
III.2.3 Carte en isopaque du TAGS :	38
IV. Conclusion :	39

Aspect pétrophysique

I. Introduction :	41
II. Etude pétrophysiques :	45
II.1 Les données utilisées :	45
II.2 Cross plots de perméabilité et porosité du puits 14 :	46
II.3 la correction des valeurs de perméabilité et porosité du P14 :	47

II.4 Carte en isoporosité et isoperméabilité :.....	49
II.4.1 Carte en isoporosité :	49
II.4.2 Carte en isoperméabilité :	50
II.5 Conclusion :.....	51

caractérisation et modélisation

I. Caractérisation :.....	52
I.1 ANALYSE DES DONNEES PETROPHYSIQUE DU PUITTS 14 :.....	52
I.1.1 Variation de la porosité :.....	52
I.1.2 Variation de la perméabilité :.....	53
I.2 Cartes d’isoporosité et isoperméabilité totale :.....	54
I.2.1 Carte isoporosité :	54
I.2.2 Carte isoperméabilité :	55
I.3 Conclusion :.....	56
II. Modélisation :.....	57
II.1 Introduction :	57
II.2 Procédures du travail :.....	57
II.2.1 Construction du model structurale (Structural Modeling) :.....	58
II.2.2 La modélisation des propriétés (Propriété modeling) :.....	62
II.2.3 Calcul de réserve :.....	67
II.3 Conclusion :.....	72
Conclusion générale :	73

Bibliographie :.....	75
-----------------------------	-----------

Liste de figures :

Fig. I. 1: Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie (Algérie WEC 2007).....	3
Fig. I. 2: Eléments structuraux du bassin de Berkine (Algérie WEC 2007).....	4
Fig. I. 3: Colonne stratigraphique du bassin de Berkine (Algérie WEC 2007).....	9
Fig. I. 4: Coupe géologique NO - SE montrant la structure de la synéclyse Ghadamès - Illizi et la province Triasique (WEC 2007).....	12
Fig. I. 5: Situation géographique de la région de Rhourde Nouss (Document Sonatrach)	13
Fig. I. 6: Carte géologique et structurale de la région de Rhourde Nouss (Document Sonatrach)	14
Fig. I. 7: Coupe stratigraphique type de Rhourde Nouss (Document Sonatrach)	18
Fig. I. 8: Carte structurale de Rhourde Nouss (WEC 2007).....	22
Fig. II. 1: Colonne lithostratigraphique type du Trias de la région de Rhourde Nouss (MOKHTARI et al 2004)	25
Fig. II. 2: Schéma d'un système fluvial en tresse et exemple d'une séquence de comblement (Cojan & Renard, 1999)	26
Fig. II. 3: Séquence typique de dépôt de rivières en tresse (Cojan & Renard, 1999).....	27
Fig. II. 4: Schéma d'un système fluvial méandrique et exemple d'une séquence de comblement (Cojan & Renard, 1999).....	29
Fig. II. 5: Séquence typique de dépôt d'une rivière à méandre (Cojan & Renard, 1999)	30
Fig. II. 6: chenaux en tresses modèle caractérisant notre zone d'étude (Rhoude Nouss TAGS) 31	
Fig. II. 7 : Log diagraphique GR et lithologie du puits 14	32
Fig. II. 8 : Carte structurale au toit du TAGS (document sonatrach PED).....	33
Fig. II. 9: Coupe géologique N-S	34
Fig. II. 10: Coupe géologique E-W	35
Fig. II. 11: Carte en isobathe au toit du TAGS	36
Fig. II. 12: Carte isobathe au toit du trias intermédiaire II	37
Fig. II. 13: Carte en isopaque du TAGS	38
Fig. III. 1: La différence de porosité entre un tassement cubique et un tassement rhomboédrique.	42
Fig. III. 2: Les différentes perméabilités selon le type de roche.	44
Fig. III. 3: Relation entre porosité et perméabilité	44
Fig. III. 4: Cross plots K vs Phie du puits P14	46
Fig. III. 5: L'outil Caclulator.....	47
Fig. III. 6: L'outil CALCULATOR	47
Fig. III. 7: Coupe montrant le résultat des corrections sur les valeurs de perméabilité et porosité du puits 14	48
Fig. III. 8: Carte en isoporosité.....	49
Fig. III. 9 : Carte en isoperméabilité.....	50

Fig. IV. 1:Diagramme montrant la porosité en fonction de la profondeur dans le puits (P14) ..	52
Fig. IV. 2:Diagramme montrant la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits (P14)	
.....	53
Fig. IV. 3:Carte en isoporosité totale.....	54
Fig. IV. 4:Carte en isopermeabilité totale.....	55
Fig. IV. 5:Réglage pour le processus Simple Grid model	58
Fig. IV. 6 :Réglage pour le processus Make Horizons.	59
Fig. IV. 7:Réglage pour le processus Make Zone	60
Fig. IV. 8:Réglage pour le processus Make Layers.....	61
Fig. IV. 9: Réglage pour le processus Well log Upscalin.....	63
Fig. IV. 10:Réglage pour le processus porosité Modeling	64
Fig. IV. 11:Réglage pour le processus porosité Modeling	65
Fig. IV. 12:Modèle 3D de la porosité et la perméabilité en fonction de la profondeur.....	66
Fig. IV. 13:Réglage pour le processus make contact	68
Fig. IV. 14:Model 3D de contact GAZ-WATER	69
Fig. IV. 15:Réglage pour le processus volume calculation	69
Fig. IV. 16:Résultat de processus volume calculation « output sheet »	70

Liste des tableaux :

Tableau. I. 1:Les différentes phases de déformations affectant le bassin de Berkine (A. Boudjema, 1987).	11
Tableau. III. 1: tableau montre l'existence des données	45
Tableau.VI. 1:Valeur de la porosité en fonction de la profondeur du puits (P14)	52
Tableau.VI. 2:Valeur de la perméabilité en fonction de la profondeur du puits (P14)	53

Introduction générale

Introduction générale :

La région de Rhourde Nouss est considérée comme l'un des champs pétroliers les plus importants du Sahara Algérien, en raison de ses réserves assez prometteuses en hydrocarbures, il s'étend sur une superficie de 196km³. La structure de ce champ se présente comme un anticlinal de direction NE-SO avec une fermeture structurale d'environ 800m, elle est subdivisée en quatre parties (centrale, Sud-Est, Sud-Ouest et Adra). Cette dernière est située entre la limite Ouest du bassin de Berkine et le môle d'Amguid El-Biod, caractérisée par une histoire géologique influencée à la fois par le remplissage sédimentaire du bassin de Berkine et la structuration tectonique du môle d'Amguid El-Biod.

Le champ Rhourde Nouss a été découvert en 1956 grâce à la première découverte de gaz en Algérie sur le champ de Hamra, cette région a connu un essor extraordinaire grâce au groupe Sonatrach qui s'est engagé à exploiter ces richesses très demandées dans le monde de l'industrie.

Ce champ a la particularité d'avoir plusieurs accumulations situées dans des réservoirs à savoir: le Trias, le Silurien et l'Ordovicien. Actuellement le champ est en cours de développement. Parmi les nombreux problèmes rencontrés la complexité structurale des réservoirs qui induit des productions aléatoires.

Rhourde Nouss est caractérisé par son potentiel en hydrocarbures dans les niveaux de Trias en particulier le niveau Trias Argileux Gréseux Supérieure (TAGS) que nous allons étudier dans ce mémoire.

Problématique :

Le réservoir Trias Argileux Gréseux Supérieur (TAGS) de la région de Rhourde Nouss est connu comme l'un des réservoirs les plus prolifiques en Algérie. La Division Petroleum Engineering et Développement de SONATRACH nous a proposé dans le cadre de la préparation de mémoire de fin d'étude la caractérisation du réservoir pour mieux comprendre la distribution des paramètres Pétrophysiques.

Méthodologie :

Dans le but de caractériser le réservoir dans la région de Rhourde Nouss centre, plusieurs puits ont été sélectionné en fonction des données disponibles (données de log et données de carottes).

L'ensemble des données acquises ont permis :

- ❖ La création d'une base de données à l'aide du logiciel Pétrel.
- ❖ Le traitement des données.
- ❖ L'élaboration d'une corrélation entre les puits.
- ❖ Définition de l'évolution latérale des épaisseurs selon un profil définie.
- ❖ L'élaboration des cartes en isopatches.
- ❖ L'étude des paramètres Pétrophysiques et leurs corrections.
- ❖ Caractérisation des paramètres Pétrophysiques.
- ❖ Création d'un modèle 3D.
- ❖ La modélisation et la simulation du réservoir 3D.

Chapitre I :
Géologie régionale
et locale

I. Géologie régionale :

I.1 LOCALISATION DU BASSIN DE BERKINE :

Le bassin de Berkine au sens large couvre une immense zone de la plateforme saharienne avec 102 395 km², entre les latitudes (29° 00 ' et 32°) Nord et longitudes (6°30 et 9°30') Vers l'Est, le bassin se prolonge au-delà de la frontière libyenne par le Bassin de Ghadamès.

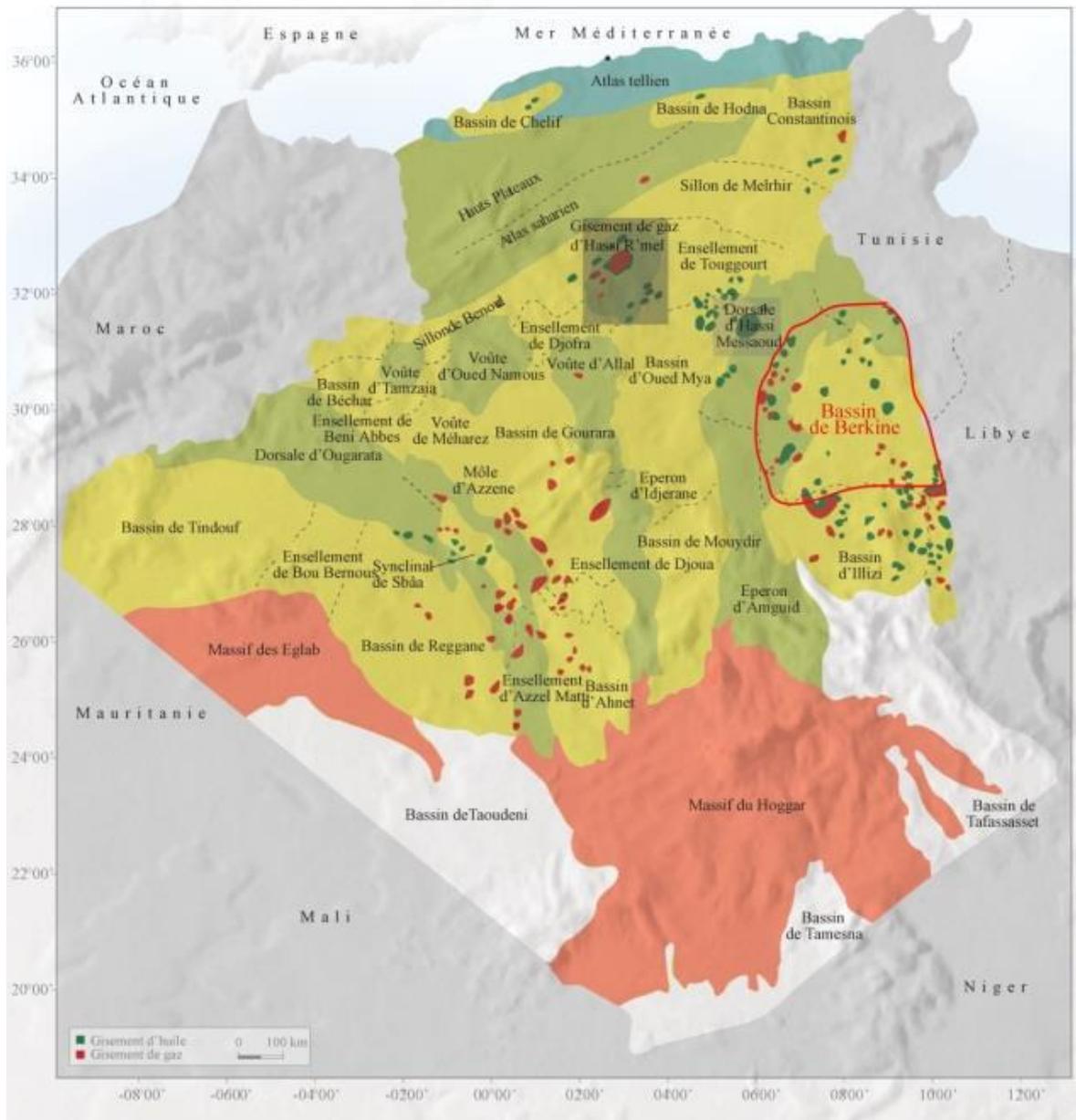


Fig. I. 1: Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie (Algérie WEC 2007)

I.2 LOCALISATION GEOLOGIQUE DU BASSIN DE BERKINE :

Le bassin de Berkine est limité par le dôme du Dahar au nord, le bassin d'Illizi au sud, le haut structurale d'Amguid Messouad à l'ouest et le bassin de Ghàdames à l'est.

Il comporte trois provinces géologiquement distinctes :

- ❖ Au Centre, le bassin sensu stricto présentant de fortes épaisseurs de Paléozoïque
Progressivement érodées vers l'ouest sous la discordance Hercynienne ; au Sud, il est séparé du Bassin d'Illizi par un trait structural d'orientation Est-Ouest, le Môle d'Ahara ;
- ❖ À l'Ouest, la dépression SE Triasique qui inclut les gisements découverts dès les années 1960 des régions de Rhourd Nouss et Gassi Touil ;
- ❖ Au Nord, le Môle de Dahar, profondément érodé au Paléozoïque.

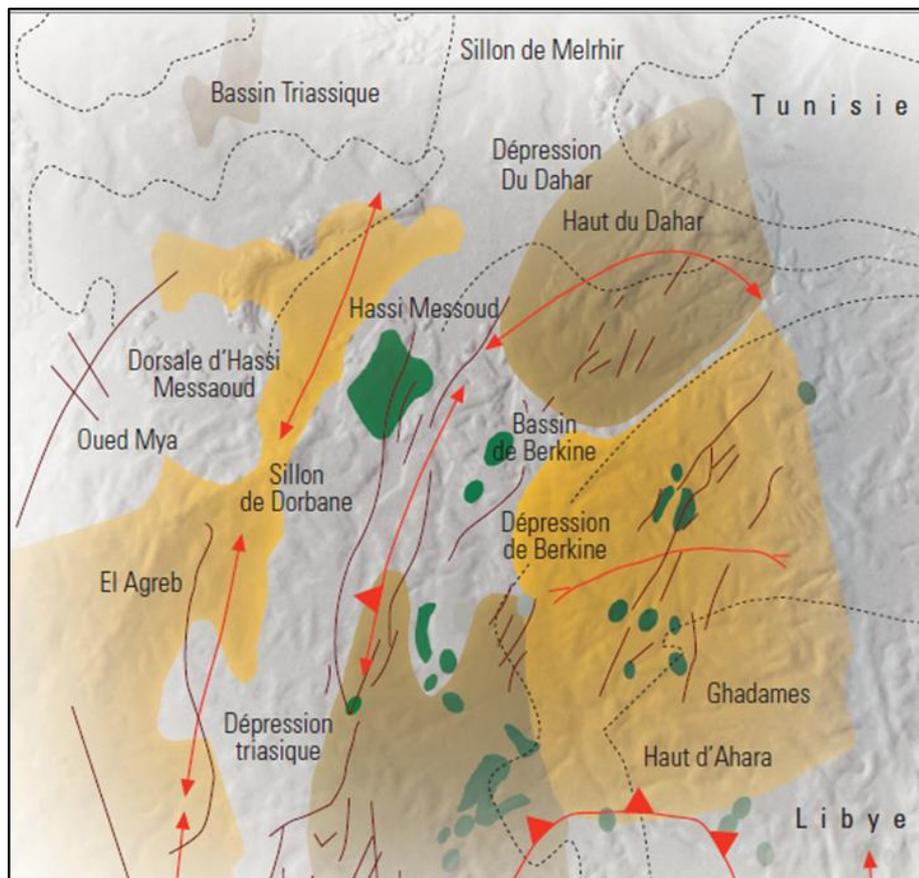


Fig. I. 2:Eléments structuraux du bassin de Berkine (Algérie WEC 2007)

I.3 LA STRATIGRAPHIE DU BASSIN DE BERKINE :

Le bassin de Berkine a été affecté par une importante subsidence au cours de son évolution avec trois cycles sédimentaires: Paléozoïque, Mésozoïque et Cénozoïque, ce dernier présente dans sa partie centrale la série sédimentaire la plus complète (plus de 6000 m) où le socle se trouve à environ 6500m de profondeur,

La stratigraphie du bassin de Berkine est résumée dans la figure I.3, Sa description stratigraphique a été décrite par Boudjemaa (1987) et Yahi. N & al (2001) comme suit :

I.3.1 Le Paléozoïque :

La série paléozoïque repose en discordance sur le socle précambrien, elle débute au Cambrien et se termine au Carbonifère (**Whitman, 1971**).

- **Le Cambrien :**

Il correspond à la formation des grès de Hassi Messaoud montrant trois termes, à granoclassement décroissant. Il débute à la base par des grès grossiers conglomératiques, mal classés, feldspathiques et argileux, cette sédimentation est de type deltaïque. Cette série est surmontée de grès à grains moyens à grossiers, mal classés, très argileux à nombreuses passées d'argiles. La série se termine par des grès à grains fins à grossiers, anisométriques, quartzitique avec des intercalations d'argiles. Selon (**Whitman, 1971**).

- **Le Cambro-Ordovicien :**

Le passage du Cambrien à l'Ordovicien est marqué par une zone de transition appelée « Cambro-Ordovicien » qui est composée de deux ensembles ; un ensemble basal constitué d'une alternance de grès fins à moyens admettant des passées d'argiles et de silts à glauconites et des argilites et un ensemble sommital constitué d'une alternance d'argiles, de silts et de grès fins à glauconites appelée zone des alternances

- **L'Ordovicien :**

Il est essentiellement détritique, épais d'environ 250m il est subdivisé en 8 formations :

-Les argiles noires d'El Gassi, carbonatées et glauconieuses contenant une faune planctonique et indiquant un milieu marin distal.

-Les grès d'El Atchane et parfois des conglomérats contenant des graptolithes du milieu marin profond.

-Les grès quartzitiques compacts de Hamra.

-Les grès quartzitiques d'Ouargla à grains fins à moyens.

-Les argiles noires d'Azzel, micacées.

-Les grès d'Oued Saret à grains fins à moyens pouvant être quartzitiques, argileux dolomitiques ou micacés et admettant des intercalations d'argiles.

-Les argiles noires silteuses et micro conglomératiques à galets de quartz, d'origine marin profond.

-Les grès de Ramade constitués à la base de grès quartzitiques et de fines passées d'argiles surmontés par des grès quartzitiques de la dalle de M'Kratta.

- **Le Silurien :**

Il est essentiellement argileux à graptolithes admettent quelques passées de grès blancs à gris sombre et riche en pyrite. Il est surmonté par un ensemble argilo-gréseux.

- **Le Dévonien :**

Il est érodé sur une grande partie du bassin de Berkine, excepté au Nord-Ouest du bassin où il est préservé entièrement (**Boudjema, 1987**). Reposant parfois sur le Silurien en discordance angulaire (**Legrand, 1959**), il comprend de bas en haut :

- Dévonien inférieur constitué d'argiles gréseuses.

- Dévonien moyen représenté par une série argilo-carbonatée constituée d'argiles grises indurées, de marnes et de quelques passées gréseuses (**Boudjema, 1987**).

- Dévonien supérieur formé d'argiles grises, noires à brunes foncées et d'intercalations de calcaires argilo-gréseux.

- **Le Carbonifère :**

Il est formé de calcaires et d'alternances de grès clairs et d'argiles traduisant une évolution d'un milieu lagunaire à continental. L'épaisseur du Carbonifère varie de 900 à 1050 m (**Coquel et Massa, 1993 ; Legrand, 1985**).

I.3.2 Le Mésozoïque :

La série mésozoïque est composée des dépôts essentiellement continentaux et caractérisée par une grande variété de faciès (**Rossi et al, 2002**). Elle débute au Trias et se termine au Crétacé supérieur.

- **Le Trias :**

Il est constitué par des sédiments continentaux clastiques, d'une épaisseur qui peut atteindre 300 m (**Galeazzi et al, 2008**). Il comprend quatre unités lithologiques :

- ✓ **Aux bordures Sud-Est de la province triasique :**

- Le Trias argilo-gréseux inférieur (**TAGI**).

- Le Trias argilo-carbonaté (**TAC**).

- Le Trias argilo-gréseux supérieur (**TAGS**).
- Le trias(**S4**) constitué d'une alternance de sels blancs massifs translucides.

✓ **Centre du bassin de Berkine :**

- Le Trias argilo-gréseux inférieur (**TAGI**).
- Le Trias argilo-carbonaté (**TAC**).
- Le Trias argileux inférieur.

• **Jurassique :**

Le Jurassique est subdivisé en trois unités lithologiques qui sont de bas en haut :

- Le Lias constitué d'argiles brunes-rouges, à gris verdâtres tendres et admettant des niveaux d'anhydrites blanches passant à des argiles brunes et grises verdâtres tendres à indurées présentant des niveaux d'anhydrite.
- Le Dogger formé d'argiles siliceuses carbonatées admettant des intercalations de grès gris blancs très fins argileux localement dolomitiques et des calcaires dolomitiques beiges argileux et des traces de lignites et d'anhydrites. Cet ensemble est surmonté d'argiles siliceuses tendres admettant des intercalations de silts bruns argileux, de grès à grains très fins, argileux et des passées de calcaires argileux.
- Le Malm constitué d'une alternance d'argiles versicolores dolomitiques, de calcaires argileux et de grès à grains moyens contenant des traces de lignites, de pyrite et des passées d'anhydrites blanches.

• **Crétacé :**

Il est subdivisé en huit unités lithologiques qui sont de bas en haut :

- Le Barrémien est composé de grès blancs à gris clairs, fins à grossiers à intercalations d'argiles brunes rouges à gris vertes, sableuses et carbonatées.
- L'Aptien est constitué de calcaires blancs microcristallins, argileux montrant des passées de dolomies et d'argiles gris vertes-carbonatés.
- L'Albien comprend des grès gris à blancs fins à moyens, parfois grossiers argileux peu consolidés.
 - Le Cénomaniens est composé d'une alternance d'argiles gris-vertes, de sels blancs et des calcaires blancs.
 - Le Turonien est constitué de calcaires blancs, gris et argileux à intercalations de marnes.

-Le Sénonien comprend des sels massifs à intercalations d'argiles et d'alternances de calcaires parfois dolomitiques, blancs à beiges, de dolomies gris-calcaires à beiges et d'anhydrites blanches (**Boudjema, 1987**).

I.3.3 Le Cénozoïque :

Le cénozoïque est constitué par une mince série mio-pliocène de grès à grains grossiers à moyens admettant des passées d'argile.

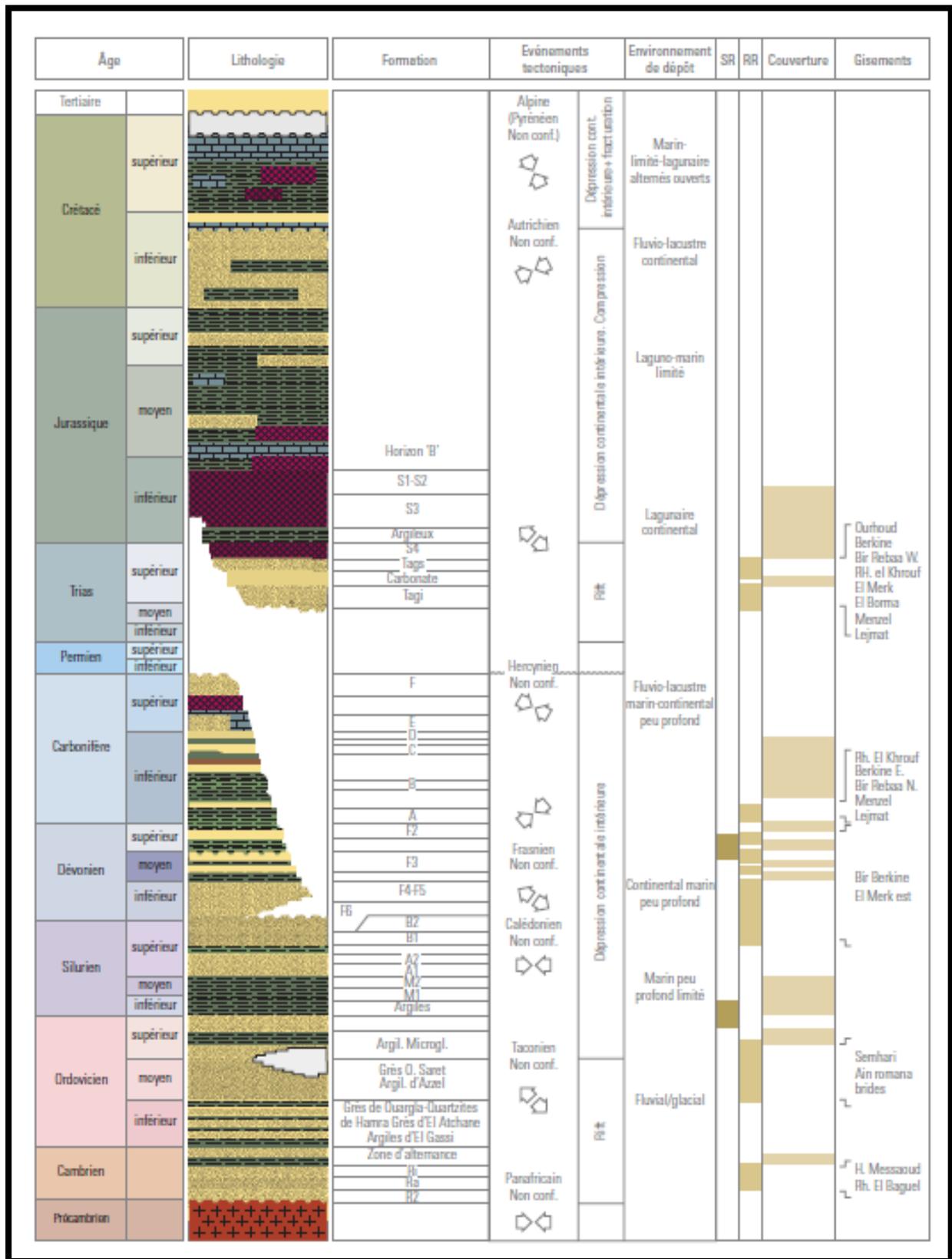


Fig. I. 3: Colonne stratigraphique du bassin de Berkine (Algérie WEC 2007)

I.4 EVOLUTION STRUCTURAL DE LA REGION :

-La série Paléozoïque a été structurée lors de la superposition de plusieurs phases tectoniques **(Boudjema, 1987)**

- La sédimentation Cambro-Ordovicien contrôlée par la réactivation des accidents subméridiens **(Boudjema, 1987)**.

- La compression tectonique : Au Caradoc, un changement radical de l'état des contraintes qui deviennent compressives. Le long des accidents subméridiens, des plus de direction Nord-Sud sont formés. A travers le Sahara, on assiste à des soulèvements régionaux en particulier le bouclier Reguibat et Touareg, ces soulèvements sont accompagnés d'érosion qui atteint parfois le socle. En parallèle, un important changement climatique provoque la mise en place d'une importante calotte glaciaire centrée sur le Sahara **(Beuf et al, 1971)**.

- La compression calédonienne (fin Silurien - début Dévonien), ayant conduit au soulèvement général **(Craig et al, 2006)**, suivi d'une érosion aplanissant toutes les structures et reliefs créés **(Boudjema, 1987)** et d'un changement de la sédimentation argileuse vers une sédimentation détritique.

- Les mouvements hercyniens précoces, compressifs de direction NE-SW, ont permis l'individualisation de certaines structures appuyées sur des accidents orientés NW-SE

(Boudjema, 1987, Craig et al, 2006).

- Les mouvements hercyniens tardifs ayant structuré les bassins de la plate-forme saharienne, suite à un raccourcissement régional de direction NW-SE, ont provoqué le basculement du bassin de Berkine vers le Sud-Est et le soulèvement des môles d'Amguid El Biod et du Dahar . **(Echikh et al, 1998)**.

- Après la phase tectonique hercynienne, tous les reliefs ont été fortement aplanis, formant une vaste pénéplaine, sur laquelle se dépose la série mésozoïque, structurée lors des évènements Méso-Cénozoïques suivants :

- La distension Trias-Lias, orientée NW-SE au début, puis NE-SW précédant respectivement l'ouverture de la Téthys et de l'Atlantique. Elle est responsable des variations d'épaisseurs de part et d'autre des accidents subméridiens.

- La compression autrichienne (Crétacé inférieur), de direction Est-Ouest liée à la rotation senestre de l'Afrique entraînant l'ouverture de l'Atlantique sud.

- La phase liée à la collision Afrique-Eurasie, caractérisée par la formation de la chaîne alpine contrôlée par trois phases compressives ; pyrénéenne de direction NW- SE à Nord-Sud d'âge Eocène, Miocène supérieur de direction Nord-Sud, post- villafranchienne de direction Nord-Sud (**Wildi, 1983**).

PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEME DE FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE&NE-SW	Compartimentage du craton du Sahara central.
CAMBROORDOVICINNE E	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par des failles. Basculement NW de la plate-forme saharienne. Volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S	Soulèvement des boucliers Reguibat et Touareg.
CALEDONIENNE (Siluro-Dévonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NS	Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S&E-W (Tihemboka, Ahara)
FRASNIEN	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	Non-dépôt et érosion locale (mole d'Ahara). Volcanisme.
WISEEN (Hercynienne précoce)	N40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NS. Début de formation de la chaîne varisque.	Erosion de Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
CARBONIFERE SUP, A PERMIEN (Hercynienne principale)	N120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultant de la formation de la pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (dislocation de la pangée)	NW-SE 	Réaction des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par des failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW
CRETACE INFERIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réaction des décrochements des failles N-S&NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'arche d'Al Biod & Illizi), effet léger sur le bassin de Berkine.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S&NW-SE 	Début de chevauchement au Nord résultant de la convergence de la plaque Africaine avec la plaque Européenne. Décrochement de la faille Sud Atlas.	
MIOCENE	NW-SE&N-S 	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
POSTVILLAFRANCHIEN N	N-S 	Basculement et inversion de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Evénement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma

Tableau. I. 1: Les différentes phases de déformations affectant le bassin de Berkine (A. Boudjema, 1987).

I.5 ASPECT STRUCTURAL :

Le bassin de Berkine est caractérisé par deux domaines principaux qui sont :

1. Domaine Ouest :

C'est un domaine très structuré où les accidents présentent des rejets importants et les structures ont de grandes amplitudes.

2. Domaine centre :

C'est un domaine où les structures sont relativement moins prononcées avec une remontée monoclinale vers le Nord au niveau de la voûte de Dahar, pour les formations paléozoïques. Les failles qui résultent de la tectonique cassante, ayant affecté les deux domaines sont multidirectionnelles.

Les études structurales ont montré que les accidents NE-SW seraient dues principalement aux mouvements d'intensifs à la fin Trias / début Jurassique.

Les failles régionales ont défini des trends structuraux majeurs sur lesquels viennent se greffer les pièges et gisements d'huile et de gaz dans le bassin (Figure 4).

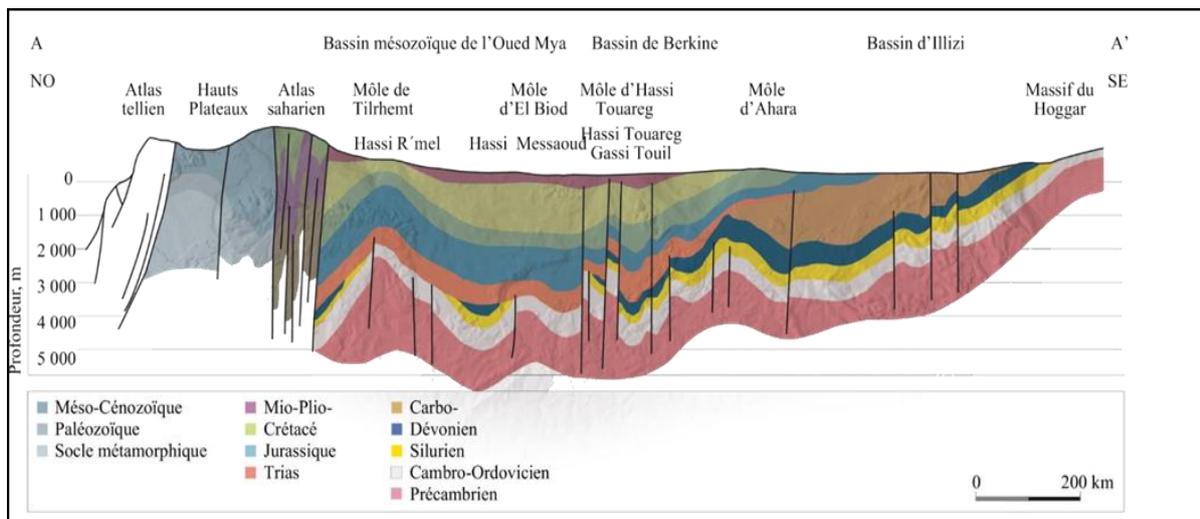


Fig. I. 4: Coupe géologique NO - SE montrant la structure de la synclise Ghadamès - Illizi et la province Triasique (WEC 2007)

II. Cadre géologique local :

II.1 LOCALISATION DU CHAMP DE RHOUD NOUSS :

Le champ de Rhourd Nouss est situé dans la wilaya d'Illizi à 1200 km au sud-est d'Alger et à 250 km au sud-est de Hassi Messaoud, le champ de Rhourd Nouss fait partie du

centre est de la plateforme saharienne avec une surface de 10 000 Km², il se trouve entre les latitudes (29°38' et 29°46') Nord et les longitudes (6°41' et 6°41') Est.

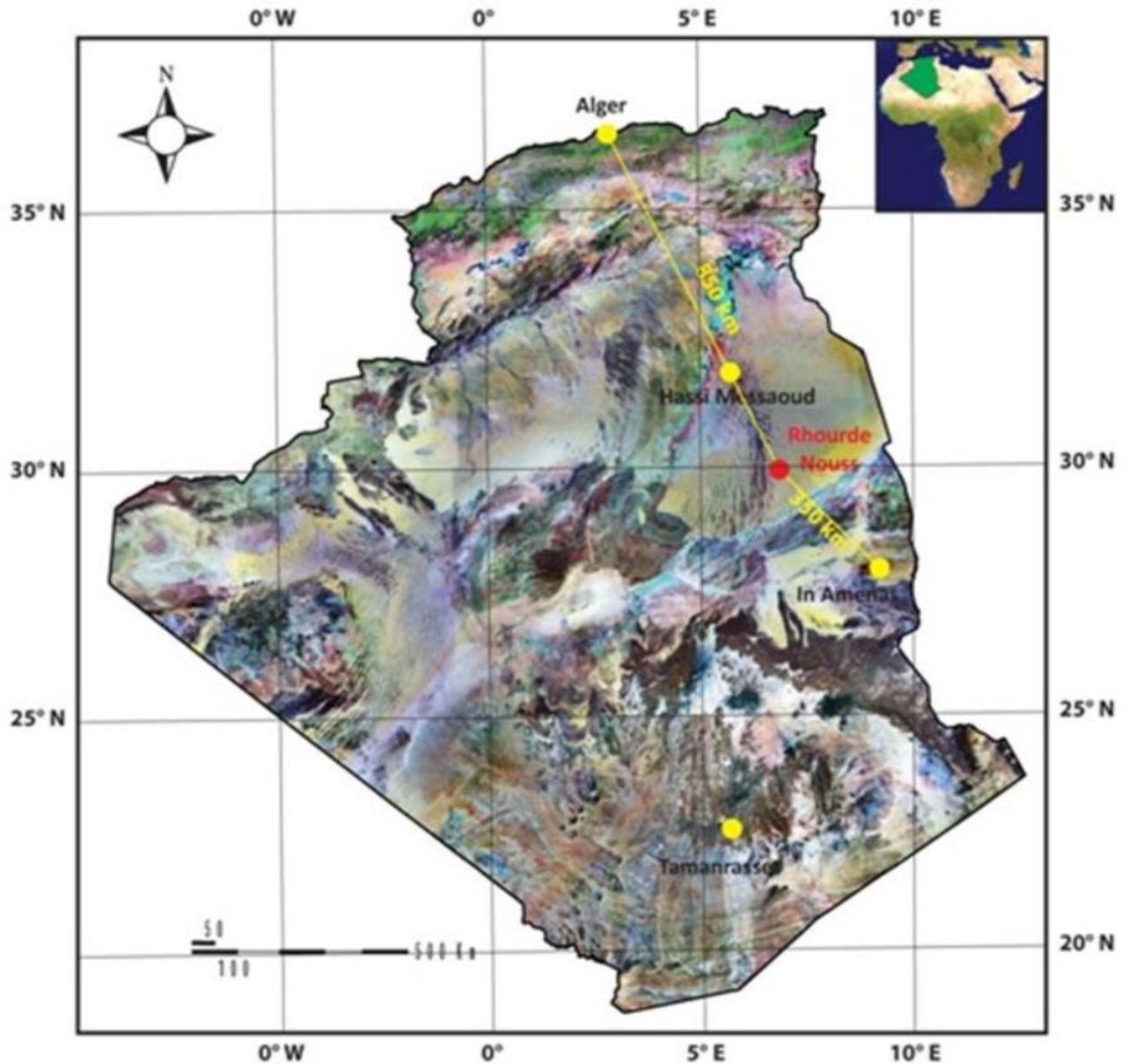


Fig. I. 5: Situation géographique de la région de Rhourde Nouss (Document Sonatrach)

II.2 GEOLOGIE DU GISEMENT DE RHOUD NOUSS :

La région de **RhourdeNouss** est située sur la bordure Sud du bassin triasique .elle est limitée par (fig N° I.6) :

- A l'Ouest, le môle d'Amguid -El Biod au niveau de la faille de Ramade. Ce môle présente une vaste unité structurale subméridienne s'étendant sur 600 km allant d'Amguid au Sud à Rhourde El Baguel au Nord .
- Au Nord - Est, par le bassin de Ghadamès vers lequel s'envoient les axes SO-NE des structures de Rhourde Hamra et de RhourdeChouff .
- Au Sud - Est ,par la partie Occidentale du môle d'Ahara .

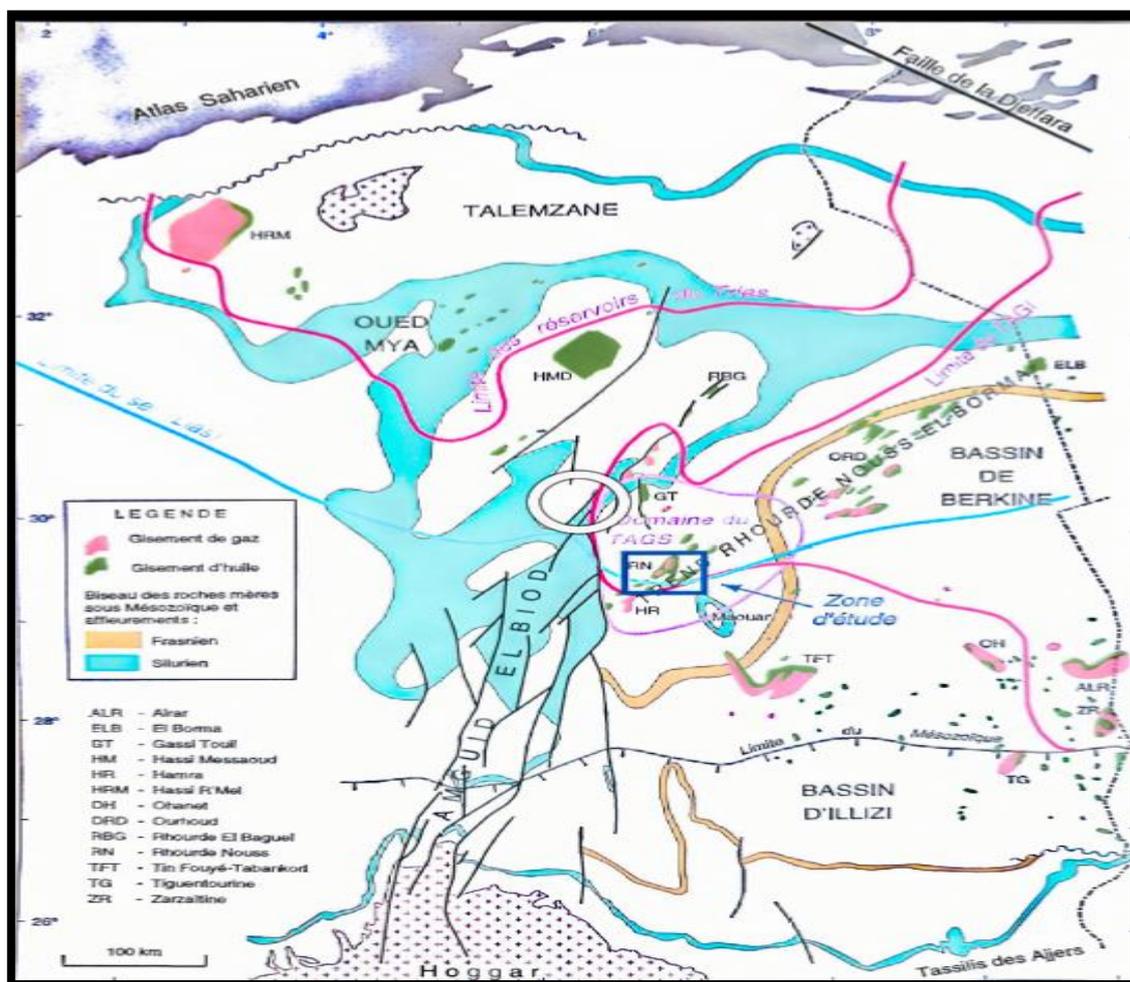


Fig. I. 6: Carte géologique et structurale de la région de Rhourde Nouss (Document Sonatrach)

II.3 HISTORIQUE DES TRAVAUX :

II.3.1 Historique de l'exploration dans la région :

Selon les diverses références essentiellement émanant de Sonatrach (document Sonatrach,2002), les travaux de recherches sur cette région ont débuté en **1956** par la compagnie El Paso France Afrique avec l'implantation de HAR1 qui a été foré sur la structure de Hamra. Au cours de ce forage, un seul test fût effectué le au niveau du Barrémo-Néocomien. La poursuite des travaux sur cette même structure a permis en **1958** de forer **HAR 2**. Ce dernier a donné du gaz dans les réservoirs Trias Gréseux et Ordovicien, suivi par des travaux poursuivis vers l'Ouest avec la mise en évidence en 1959 de la structure de Ramade Nord qui s'est avérée négative.

Par la suite, les recherches ont été orientées vers le Nord - Est, où la structure de Rhourde Nouss a été mis en évidence. En **1962**, Plus tard d'autres structures ont été découvertes et forées:

- Rhourde Adra (1963).
- Rhourde Nouss Sud Est (1972).
- Rhourde Nouss Sud-Ouest(1973).
- Meksem (1975), El Mouilah (1980).
- Rhourde Adra Sud (1982).

II.3.2 Historique de la production :

Au cours de la phase de son développement le champ de Rhourde Nouss était attaché à la région HMD jusqu'au mois de janvier 1984. Puis ses activités furent transférées à la région de Gassi-Touil .En 1987, ce champ est devenu une région indépendante et classée comme étant la deuxième région gazière du pays.

La production à Rhourde Nouss n'a débuté qu'au 1988 après l'installation d'un centre de traitement.

Les accumulations d'hydrocarbures sont situées dans des réservoirs du Trias, du Silurien et de l'Ordovicien. Les fluides rencontrés sont du gaz à condensât et de l'huile.

II.4 ASPECT STRATIGRAPHIQUE :

La stratigraphie de la région est caractérisée par une couverture sédimentaire d'une

épaisseur qui dépasse les 5230 m, représentée par les trois unités géologiques paléozoïque, mésozoïque, et cénozoïque. Dont la succession verticale est interrompue par diverses discordances :

- ❖ Le Paléozoïque repose en discordance (panafricaine) sur le socle granitique.
- ❖ Le Mésozoïque repose en discordance (hercynienne) sur le Paléozoïque.
- ❖ Le sommet du crétacé inférieur (Barrémien) est affecté par la discordance autrichienne.

❖ La stratigraphie locale :

Le socle :

Le socle est représenté par un complexe granitique et /ou métamorphique plissé et faillé. Il est peu connu, en raison du nombre limité de puits qui l'ont atteint.

LE PALEOZOIQUE :

- **Le Paléozoïque Inférieur :**

Ce Paléozoïque est situé dans un domaine Paléogéographique très subsidient au Paléozoïque Inférieur, l'épaisseur totale sous la Discordance Hercynienne est estimée à 4000 mètres dans le sillon de Marfag à l'ouest de Rhourd Nouss et ne représente que le Paléozoïque Inférieur.

Le Cambro-Ordovicien et le Silurien sont les seuls témoins de cette sédimentation dans la région de Rhourd Nouss.

- **Le Cambro-Ordovicien :**

Le Cambrien est représenté par les Grés de Hassi Leïla.

L'Ordovicien est représenté par des faciès Argilo-Silteux qui traverse les grés de Hassi Leïla et les Quartzites de Hamra, notamment les argiles marines d'el Gassi reposant sur les grés de Miribel et surmontées par les grés d'el Atchane.

Les Quartzites de Hamra se sont ensuite déposés, suivies par des dépôts des Grés de Ouargla. Au-dessus de ces deux formations nous retrouvons les argiles d'Azzel, les Grés de Oued Saret, les Argiles Micro conglomératiques et la dalle de M'kratta.

- **Le Silurien :**

Comme pour le Cambro-Ordovicien la région a subi une subsidence considérable, au Silurien, et la composante essentielle est le Silurien.

- **Le Paléozoïque Supérieur :**

Il n'a laissé aucune trace dans la région de Rhourde Nous, ce qui donne un Hiatus Stratigraphique d'environ 170 millions d'années entre les dépôts Paléozoïques récents connus dans le sillon d'El Marfag et les premiers sédiments du Trias.

En conclusion, la région de Rhourd Nous qui a connu une très forte subsidence au Paléozoïque, a été Fortement érodée à l'Hercynien ou durant le Paléozoïque Supérieur, ce qui pourrait Traduire une importante inversion tectonique de toute la région de Rhourd Nous.

Le Mésozoïque transgressif et discordant sur le Paléozoïque inférieur est représenté par D'épais sédiments continentaux et lagunaires. Il est bien développé dans la Province Triasique.

Le MESOZOÏQUE :

Le Mésozoïque est transgressif et discordant sur le Paléozoïque Inférieur, il est représenté Par d'épais sédiments continentaux et lagunaires, il est bien développé dans la Province Triasique.

a) Le Mésozoïque Inférieur :

Il repose en discordance sur le Paléozoïque Inférieur, il est représenté à la base par le Trias, qui se caractérise par une série terrigène subdivisée en trois niveaux :

- Le Trias Argilo-Gréseux-Inférieur (TAGI)
- L'Equivalent du Trias Carbonaté (TINTI/Arg. M/INTII)
- Le Trias Argilo-Gréseux-Supérieur (TAGS)

b) Le Mésozoïque Moyen :

Dans la région, il est associé aux terrains du Jurassique, qui est subdivisé en : Lias, Dogger et Malm. Il est représenté par des faciès Halogènes, Carbonatés et terrigènes.

c) Le Mésozoïque Supérieur :

Il est représenté par des sédiments continentaux à la base et des sédiments d'origine marine littorale et lagunaire dans sa partie supérieure.

LE CENOZOÏQUE :

Cette série se résume au Mio-Pliocène d'âge tertiaire et se caractérise par un dépôt fluviatile argileux gréseux avec quelques passées carbonatées marquant des épisodes pédogénétiques .

ERE	SYSTEME	ETAGE	UNITÉS SONATRACH	Epaisseur (m)	LITHOLOGIE	DESCRIPTION	Discordances			
Cénozoïque	MIO-PLIOCENE	MIO-PLIOCENE	-	154-377		Sable fin , moyen à très grossier à fines passé de calcaire sableux parfois gréseux avec intercalation d'argile sableuse à dolomies.				
MÉSOZOÏQUE	CRETACÉ	SENONIEN	carbonaté	0 - 194		Calcaire microcristallin dolomitique .				
			anhydritique	111-233		Anhydrite beige .				
			salifère	13-80		Sel .				
		TURONIEN	TURONIEN	69 - 113		Argile varicolore plastique , calcaire blanc à beige parfois argileux avec mme calcaire				
		CÉNOMANIEN	CÉNOMANIEN	62 - 111		Sable fin à grossier avec grés argilo-dolomitique				
		ALBIEN	ALBIEN	30 - 216		Marne calcaire - dolomitique .	DISCORDANCE			
		APTIEN	APTIEN	0 - 22		Alternances : _ Sable fin à grossier . _ Grés fin à très fin . _ Argile rouge brique sableuse légèrement dolomitique . (traces de Pyrite) .	AUTRICHIENNE			
	OIGIQUÉ	JURASSIQUE	MALM		0 - 232		Argile silteuse, indurée parfois tendre à plastique, dolomitique .			
				ARGILEUX	55 - 228		Argile varicolore avec passées de grés fin .			
			LIAS	DOGGER	LAGUNAIRE	0 - 322		Alternance d'argile silteuse et de grés fin .		
				LD2 LD3	Argilo-dolomitique	Horizon H	13 - 41		Argile dolomitique, parfois anhydritique .	
					Horizon B	14 - 42		Dolomie graveleuse, vacuolaire ou silteuse .		
				SALIFERE	202-443		Sel massif blanc à rose avec intercalations d'argile et d'anhydrite .			
		ARGILEUX	39 - 62		Argile varicolore avec siltstone .					
		TRIASS	RHETIEN	Argilo-Gréseux Supérieur(T.A.G.S)	121-198		Argile silteuse légèrement carbonatée .			
NORIEN			Intermédiaire 2	53 - 77		Grés fin, parfois microconglomératique .				
			Argileux moyen	33 - 53		Alternance de grés fins et d'argile silteuse .				
CARNIEN	Argilo-Gréseux Inf.		15 - 57		Argile silteuse et dolomitique, parfois indurée.					
PALÉOZOÏQUE	SILURIEN	LLUDLOW (F6)	UNITÉ B2	0 - 111		Alternance de grés fin et d'argile micacée .	DISCORDANCE			
			UNITÉ B1	0 - 149		Argile silteuse et grés fin à moyen .	HERCYNIENNE			
			UNITÉ A2	98 - 126		Grés siliceux, argilieux à la base .				
			UNITÉ A1	13 - 18		Grés fin à moyen, consolidé (galets d'argile) .				
			UNITÉ M2	61 - 153		Argile indurée, silteuse parfois carbonatée vers la base (présence de grés de MÉDERBA) .				
		UNITÉ M1	32 - 37		Argile noire micacée contenant des Brachio-podes, Gastéropodes et Graptolites .					
	WENLOCK TARANON LLANDOVERY	ARGILES A GRAPTOLITES	232-341		Argile noire micacée contenant des Brachio-podes, Gastéropodes et Graptolites .					
	ORDOVICIEN	ASHGILL	Dalle de MYKRATTA	14 - 37		Grés quartzitique fin, moyen à grossier .				
		CARADOC	LLANDEILO	Argile microconglomératique	66 - 119		Argile microconglomératique à grains de quartz			
			LLANDYRN	Grés d'Oued Saret	103-137		Grés fin à très fin parfois quartzitique .			
		ARENIG		Grés d'AZZEL	64 - 117		Argile noire silteuse .			
				Grés d'OUARGLA	91 - 100		Grés fin à moyen friable, parfois quartzitique .			
				Quartzites de HAMR	79 - 232		Quartzites fins à moyens , parfois grossiers passant localement à des grés fins .			
			Grés d'EL ATCHANE	58 *		Alternance de grés, de quartzites et d'argile .				
		TREMADOC MOY	Argile d'EL GASSI	268 *		Alternance d'argile silteuse et de grés quartzitiq				
	TREMADOC INF	Grés de MIRIBEL	180 *		Grés quartzitique et argilo-siliceux .					
CAMBRIEN		GRÉS DE HASSI LEILA	104 *		Quartzite mal classé au sommet .	DISCORDANCE				
PRÉCAMBRIEN		SOCLE	?		Complexe de roches métamorphiques .	DE BASE				

Fig. I. 7: Coupe stratigraphique type de Rhourde Nous (Document Sonatrach)

II.5 ASPECT PETROLIER :

Selon (document Sonatrach [SH-DP-RNS,1987]) le système pétrolier principal est admis comme étant lié à l'association des roches mères du Silurien basal, des pièges de forte amplitude générés par les mouvements dits autrichiens, des réservoirs du Trias et du Silurien Argilo-Gréseux et de l'excellente couverture de l'ensemble, constituée par les évaporites du Lias. Les pièges sont supposés avoir été mis en charge par des migrations latérales à longue distance provenant de l'Ouest et du Nord et possiblement, verticalement à travers les failles. Un système pétrolier secondaire est associé au réservoir profond des Quartzites de Hamra.

II.5.1 Les roches mères :

Le degré de potentialité permet de les classer comme suit :

a) Le Silurien :

La roche mère silurienne est la plus potentielle pour tous les systèmes pétroliers de la province triasique, et, par conséquent, pour notre région d'étude.

b) L'Ordovicien :

Il est considéré comme une roche mère secondaire par certains de ses niveaux argileux.

II.5.2 Les roches réservoirs :

Dans la région de Rhourde Nouss, il existe une succession des formations réservoirs qui sont organisées dans l'ordre suivant, de bas en haut

a. L'Ordovicien :

Représenté par les quartzites de Hamra qui sont constituées de quartzites et de grès quartzitiques moyens à grossiers intercalés de quelques petits niveaux d'argiles finement gréseuses vers la base dont l'épaisseur est de 250m. Sa porosité moyenne varie de 2,7 à 4,1%, sa perméabilité est en général inférieure à 0,1md et son taux de productivité est fonction de la fracturation de la présente.

b. Le Silurien :

Il renferme les unités réservoirs suivantes : M1, M2, A1, A2, B1, B2 qui sont interprétées comme des dépôts de barres sableuses de la plateforme marine, elles présentent des caractéristiques moins homogènes et de bonnes qualités, la porosité varie de 8 à 13% et la perméabilité est généralement supérieure à 100md.

c. Le Trias :

Il est subdivisé en trois unités réservoirs d'extension régionale, formé de bas en haut comme suit:

▪ Le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI)

C'est un réservoir à gaz riche en condensât formé essentiellement de grès fins à très fins à ciment argileux et d'argiles silteuses, son épaisseur varie de 10 à 35 m, sa porosité moyenne varie entre 8,4 et 13,7% et sa perméabilité dépasse les 10md.

▪ Le Trias intermédiaire

Il est subdivisé en deux niveaux réservoirs :

• Intermédiaire I.**• Intermédiaire II.****▪ Le Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS)**

C'est le réservoir le plus important, son épaisseur varie entre 100m et 200m, il est constitué d'une série épaisse de grès fins à grossiers avec des intercalations d'argile brun-rouge à verte tendre à induré.

Les roches couvertures :

a. Les roches couvertures régionales :**▪Le Lias argileux et le Lias salière :**

Ils constituent une excellente couche couverture (Beicip.1991) parfois son épaisseur est insuffisante à cause de rejeux des failles majeures qui les exposent à une érosion intense (phase Autrichienne) ou bien à une dissolution le long de ces failles. Ils sont considérés comme la roche couverture la plus étanche pour tous les réservoirs triasiques. :

▪Le Silurien argileux :

Bien qu'il soit classé comme une roche mère, il joue aussi le rôle d'une bonne roche couverture pour les réservoirs ordoviciens.

b. Les roches couvertures locales :

Ce sont des couvertures intermédiaires entre les réservoirs, elles sont localement efficaces (l'Ordovicien est un gisement multicouche) mais la bonne étanchéité est assurée par la roche silurienne (Beicip.1991).

II.5.3 Les pièges :

L'âge de formation des pièges est attribué à la période Trais-Lias (Beicip.1991) au cours de la phase Autrichienne, alors les hydrocarbures (huile et gaz à condensat) générés sont emprisonnés dans les pièges mentionnés ci-dessous :

A) Les pièges structuraux :

Liés aux rejeux des trends structuraux régionaux, suite auxquels les structures atteignent leurs fermetures maximales.

B) pièges stratigraphiques :

Liés à des biseaux stratigraphiques (le biseautage de TAGS au niveau du Maouar) et des lentilles sableuses (les réservoirs de L'INFRA-TAGS).

II.6 LA STRUCTURE DE RHOURE NOUSS :

L'historique des travaux effectués dans la région indique que cette dernière est très riche en hydrocarbures grâce aux réservoirs et aux pièges qu'elle a hérité à travers les temps géologiques.

La région de Rhourde Nouss a été affectée par plusieurs phénomènes tectoniques qui ont contribué à la formation des différentes unités structurales. Elle se présente comme un anticlinal complexe d'orientation subméridienne, dont le flanc Est est recoupé par une faille inverse, cette structure serait de dimension 40 x 30 km², elle est composée de quatre structures différentes :

❖ Rhourde Nouss Centrale (RN) :

Cette structure est alignée N-S et s'étend sur environ de 16 x 8 km² avec une petite structure au N-E de 4 x 2,5 km². Le réservoir contient du gaz avec un anneau d'huile d'une trentaine de mètres dans lequel on a foré 64 puits.

❖ Rhourde Nouss Sud-Ouest (RNSW) :

Elle est de direction S-SO et N-NE sur une surface de 16 x 3,5 km². Le réservoir est à gaz avec un anneau d'huile d'une vingtaine de mètres, le nombre de puits forés dans le réservoir est de 17 puits.

❖ Rhourde-Nouss Sud-Est (RNSE) :

Cette structure est alignée N-S sur une surface de 8,5 x 4 km². Le nombre de puits forés dans le réservoir est de 18 puits, dont 11 forés dans le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS), qui est producteur de gaz, avec un anneau d'huile d'une dizaine de mètres, et 7 forés dans le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI), qui est producteur d'huile.

❖ Rhourde-El-Adra (RA) :

Aligné SO-NE sur une surface de 23 x 2.5 km², le réservoir contient du gaz et le nombre de puits forés est égal à 13 puits. La structure de Rhourde Nouss est directement liée à la dorsale d'Amguid el Biod–Hassi Messaoud dont la structure complexe a été façonnée par plusieurs phases tectoniques et en particulier la phase Autrichienne.

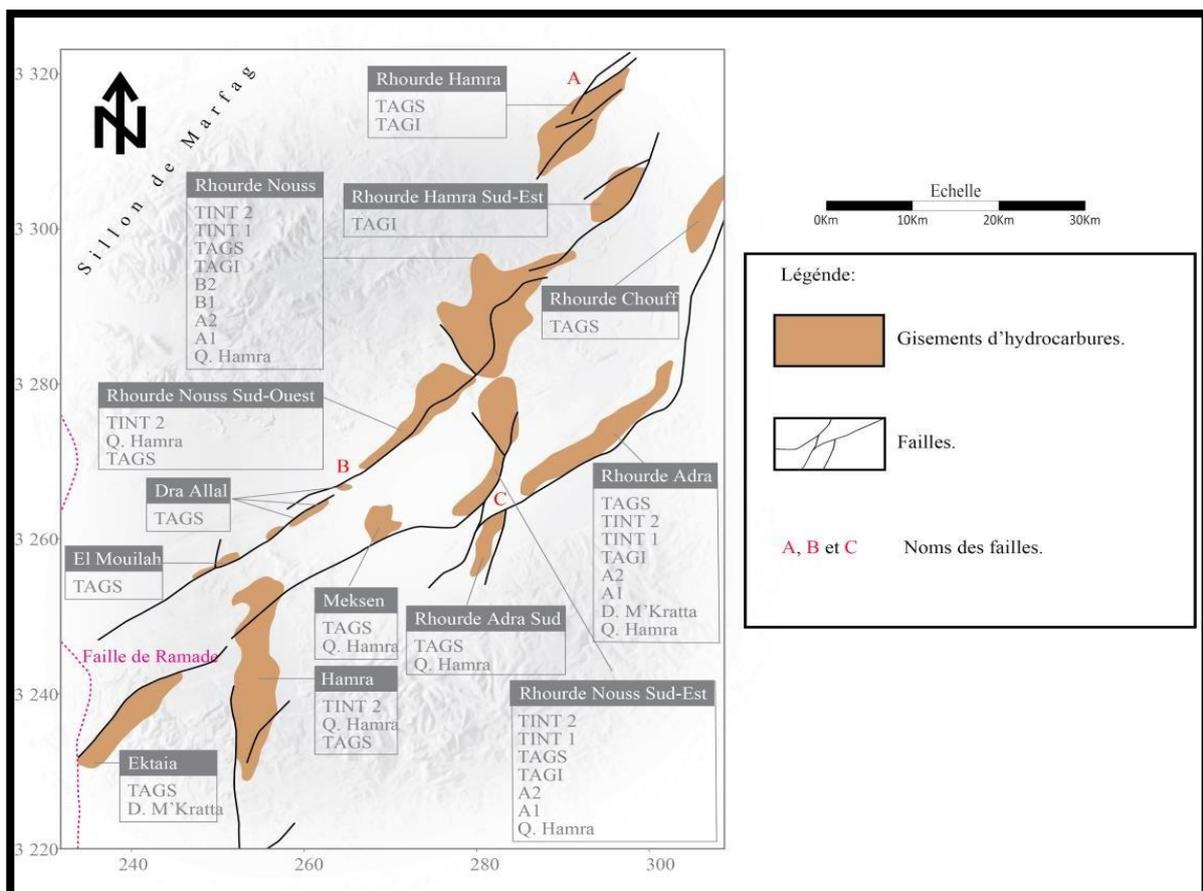


Fig. I. 8: Carte structurale de Rhourde Nouss (WEC 2007)

Chapitre II :
Aspect sédimentologique et
structural

I. Introduction :

Depuis quelques années, les stations de travail intégrées ont fait leurs apparitions dans l'industrie pétrolière, grâce au développement réel de la microélectronique et de l'informatique. En effet, ces machines permettent entre autres, de réaliser un certain nombre de tâches dans les différents domaines de l'exploration pétrolière et en particulier l'interprétation des données d'une étude sismique 3D ou 2D. De nombreuses tâches, de l'ingénieur en géologie, géophysique et réservoir, ont été ainsi simplifiées et rendues automatiques.

A cet effet, la compagnie de service pétrolier Schlumberger a développé un logiciel de grande performance Petrel basé sur Windows pour la visualisation en trois dimensions (3D), cartographie 2D et 3D, la modélisation et la simulation du réservoir 3D. (Schlumberger 2009)

I.1 DESCRIPTION DU LOGICIEL PETREL :

Le développement du logiciel Pétrel a commencé en 1996, afin de faciliter les tâches aux géophysiciens spécialisés et leur proposer des solutions pour les problèmes auxquels ils étaient confrontés quotidiennement. Le résultat était un outil intégré de déroulement des opérations qui permet à des compagnies de penser en toute créativité au sujet de leur réservoir, et permettant aux ingénieurs spécialisés géophysiciens, géologues et réservoir de travailler ensemble avec les outils disponibles. Le logiciel Pétrel est maintenant une application complète de simulation. L'interface utilisateurs est basée sur des normes de Microsoft Windows sur des boutons, des dialogues et des systèmes d'aide. Ceci, permet une familiarisation à la majorité des utilisateurs et assure l'utilisation efficace de l'application (SLB 2013). Tous les outils sont intégrés dans une application, éliminant des problèmes d'importation et d'exportation et encourageant la collaboration. Des modèles peuvent être mis à jour immédiatement quand les nouvelles données arrivent pour prendre des décisions plus rapides et plus fiables. Tous les résultats peuvent être copiés et collés à n'importe quelle application de Windows et les rendant rapides et faciles de rapporter.

Le logiciel Pétrel à une interface utilisateur familière de Windows, la fonctionnalité défait/refait, et stockage des modèles...Etc., ça le rend facile à utiliser et à apprendre (KELKOULI M (2009)).

I.1.1 Préparation d'une base de données :

La construction d'une base de données a été nécessaire pour l'organisation de ce travail.

I.1.2 Collecte des données des puits :

Les données collecter ont été obtenues à partir de la Sonatrach PED direction gisement ouest département centre est.

Les données des puits comprennent ; well heads (emplacement de la tête de puits dans le monde), well path (la déviation du puits), well log (les diagraphies de puits), et ainsi les données de production et de complétion.

I.1.3 Chargement des données sur Pétrel :

La méthode recommandée pour importer des puits dans Petrel est de commencer à projeter les well heads, puis ajouter les données de déviation ensuite rajouter les données de diagraphies de puits et les données de complétion.

A. Well heads :

Well Head est un fichier ASCII contenant des informations de tête de puits. Les données comprennent le nom de puits, XCoord coordonnées de longitude, YCoord coordonnées de latitude, Kelly Bushing (KB), les profondeurs et les symboles de chaque puits.

B. Well Déviation :

Pour les puits non verticaux, un fichier contenant les paramètres de la déviation doit être importé. Pour notre cas nous avons que des puits verticaux.

C. Well logs :

Well log est un fichier de format LAS spécifique (les formats LAS 0.2 et 3.0 sont actuellement pris en charge), il est importé sur Pétrel après les données de tête de puits et de déviation.

Well log contient les données de diagraphiques de puits. Les logs sont d'abord scannés puis numériser par un logiciel de digitalisation pour être interpréter par d'autres logiciels tel qu'IP (Interactive Petrophysics). Des quantités telles que le volume d'argile, la lithologie, la porosité, la saturation, ct, sont calculées à ce processus. Les logs sont ensuite sauvegardés au format LAS pour les importer sur Pétrel.

D. Well Tops :

Well tops sont des fichiers de données créer en employant un éditeur de texte tel que Notepad, Word Pad ou Word, ils sont utilisés pour marquer la limite entre les unités géologique.

II. Aspect sédimentologique :

II.1 INTRODUCTION :

La description sédimentologique des carottes des puits a été réalisée afin d'interpréter l'environnement de dépôt du réservoir TAGS.

L'association des faciès correspond à un réseau de dépôt fluvial en tresse pour la partie inférieure, passant vers le haut de la formation à un réseau à tendance méandrique (Fig. II.1). Les sédiments du Trias se sont déposés en milieu continental.

Les dépôts de base montrent localement des conglomérats d'origine proche, puis ils passent à des grès épais et grossiers déposés dans un environnement fluvial à réseau en tresse. Il est à noter dans un contexte général que ces dépôts ont tendance à s'affiner et à se charger en ciment en remontant dans la série, ce qui traduit l'évolution du dépôt vers du méandrique.

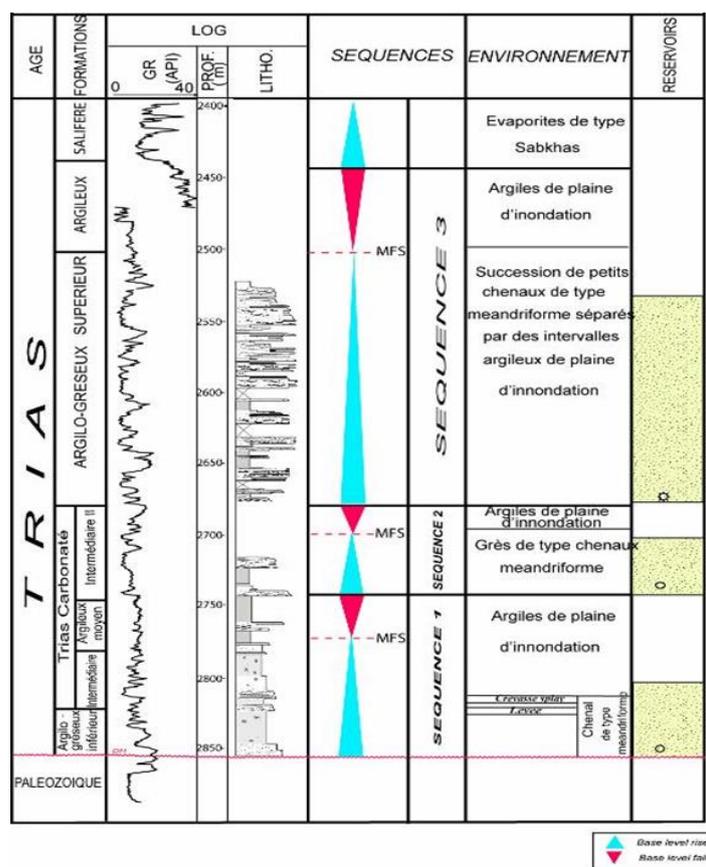


Fig. II. 1: Colonne lithostratigraphique type du Trias de la région de Rhourde Nous (MOKHTARI et al 2004)

II.2 LES ENVIRONNEMENTS FLUVIATILES :

II.2.1 Environnement fluvial en tresse :

C'est un environnement continental caractérisé par des dépôts produits par un système fluvial constitué par un réseau entrelacé de chenaux à faible sinuosité (réseau en tresses) (Fig. II.2). Celui-ci se localise dans la partie amont du système fluvial. Leur charge sédimentaire est grossière, leur débit est extrêmement variable. Toutes ces caractéristiques sont à l'origine du colmatage et de la rapide migration des chenaux.

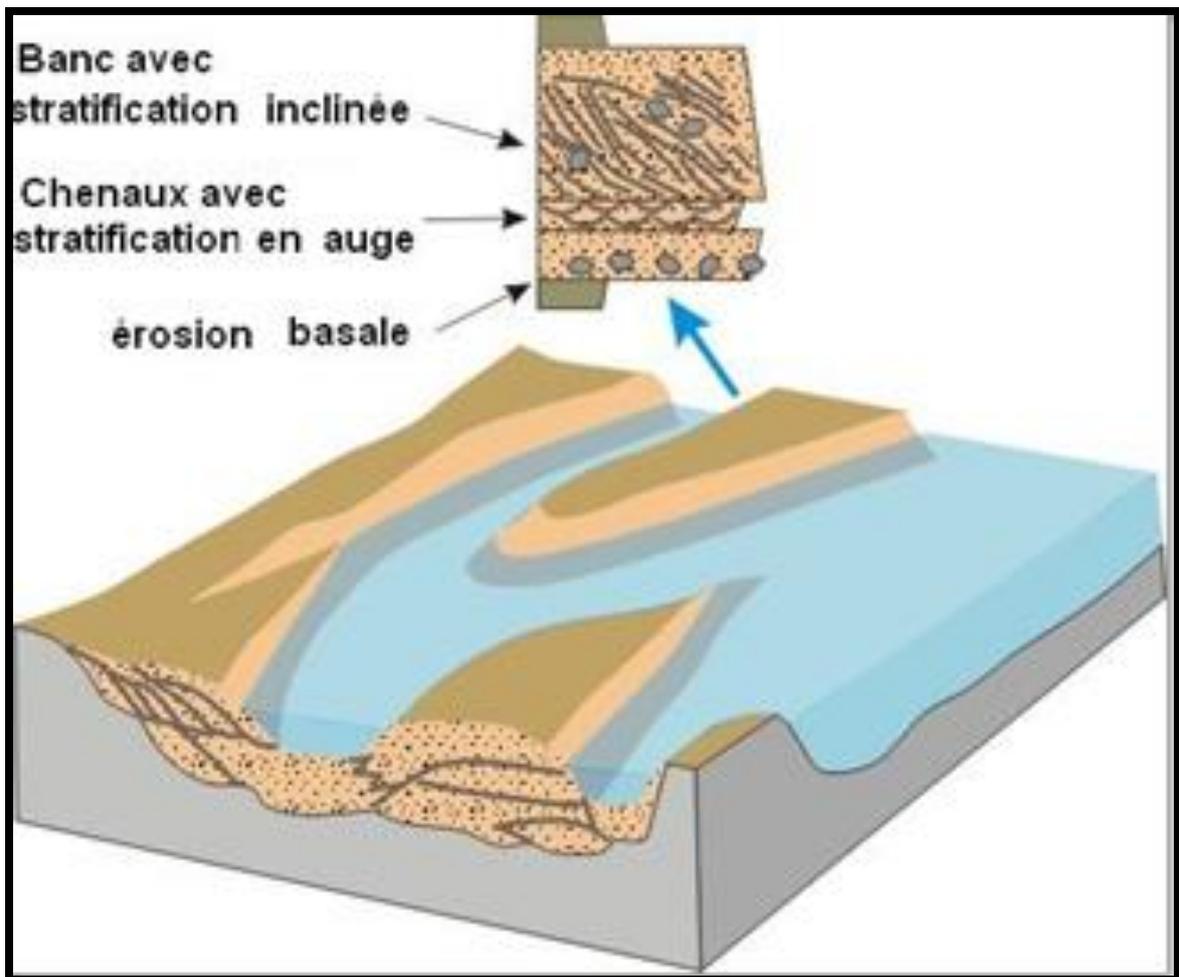


Fig. II. 2: Schéma d'un système fluvial en tresse et exemple d'une séquence de comblement (Cojan & Renard, 1999)

❖ Lithologie de l'environnement fluvatile en tresse :**➤ Composition :**

Les dépôts caractérisant l'environnement fluvatile en tresses (*Fig. II.3*) sont composés de graviers et de sables chimiquement et texturalement immatures. Les graviers et les galets sont souvent en forme de fragments de roches dont la composition dépend de la roche d'origine. Les constituants minéralogiques sont le quartz, les feldspaths et les micas avec une absence de glauconites. Des galets et des concrétions d'argiles ferrifères peuvent être présents. Le rapport sable / argile est supérieur à 1 avec de faibles pourcentages en silts. Les grès sont classés comme des lithiques arénites ou lithiques-wakes. La matière organique est rare par suite de la nature oxydante du milieu.

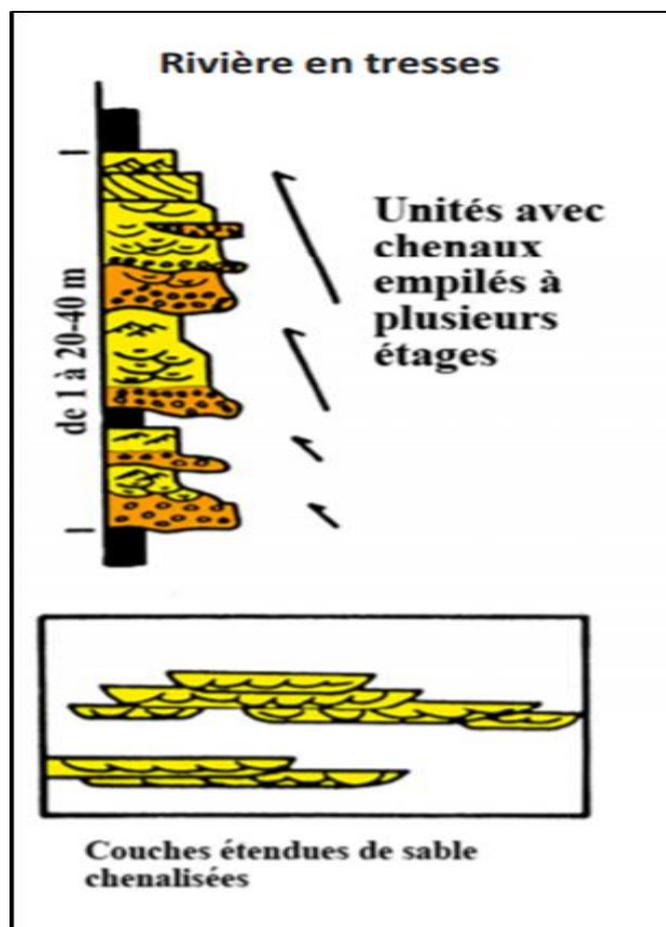


Fig. II. 3: Séquence typique de dépôt de rivières en tresse (Cojan & Renard, 1999)

➤ **Texture :**

Le classement des grains est pauvre à modéré (graviers et sable), avec une faible sphéricité. Le rapport grain / matrice est faible à modéré. Le silt est abondant dans les dépôts de fin de crue.

➤ **Structure :**

Les rides sont dissymétriques et de petites échelles. Les stratifications obliques planes sont fines, de petites échelles, fréquentes et bien orientées. Quant aux stratifications en auges sont abondantes et bien orientées.

II.2.2 Environnement fluviatile méandriforme :

C'est un environnement continental caractérisé par des dépôts produits par un système fluviatile constitué par des chenaux à haute sinuosité, résultant d'un courant mature se déplaçant d'un côté à l'autre de la plaine d'inondation sur une pente douce. La sédimentation se fait sur la rive convexe sous forme d'une barre de méandre (*Fig. II.4*). La barre s'accroît latéralement en même temps que la migration du méandre (accrétion latérale). Elle est constituée de sable disposé en litage oblique de grande taille (litage epsilon). Le fond du chenal est pavé de galets (Channel l'Ag). Le chenal est bordé par des levées qui le séparent de la plaine d'inondation couverte de dépôts fins. Si une levée est crevée pendant une crue, des sables se répandent dans la plaine d'inondation sous forme d'un micro delta de crevasse (crevasse splay). Les séquences de rivières à méandre sont positives : elles débutent par un pavage de galets et se terminent par des limons de plaine d'inondation montrant des traces de sols et de végétation.

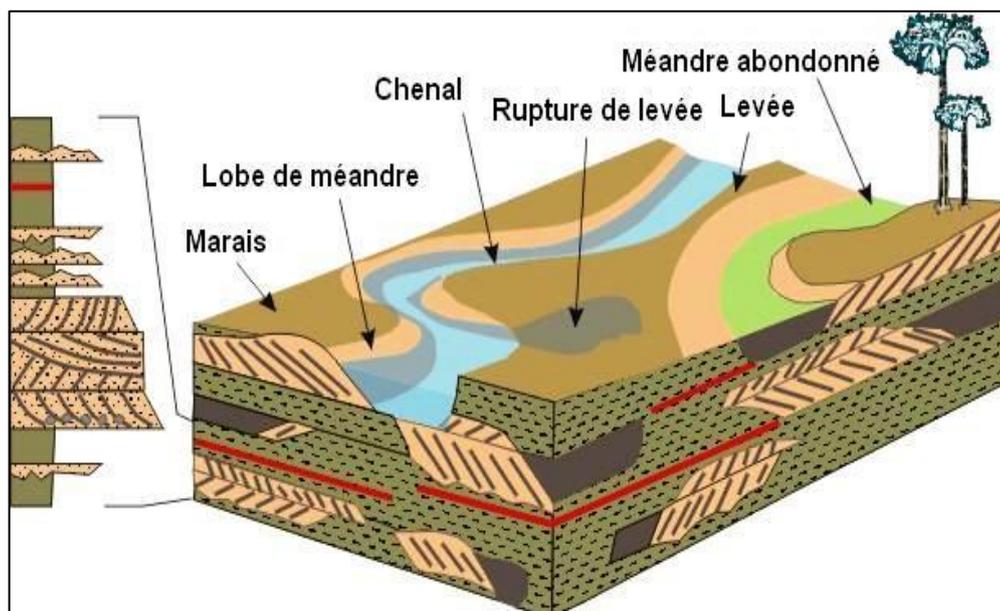


Fig. II. 4: Schéma d'un système fluvial méandrique et exemple d'une séquence de comblement (Cojan & Renard, 1999)

Lithologie de l'environnement fluvial méandrique :

➤ **Composition :**

Les dépôts liés à ce type d'environnement fluvial sont quartzitiques arénites à lithiques arénites avec une maturité chimique faible à modérée. Dans le fond des chenaux, on rencontre des galets d'argile dont leur provenance est liée à un effondrement des berges ou levées. Les minéraux constitutifs sont le quartz, les feldspaths et les micas plus ou moins altérés avec une absence de glauconite. Le rapport sable / argile est inférieur à 1. La tourbe et le lignite, quant à eux, sont présents sous forme de lits (sur la plaine d'inondation) ou de petits fragments (dans le chenal), des concrétions carbonatées peuvent aussi être présentes. Les ciments les plus fréquents sont de nature siliceuse ou carbonatée

➤ **Texture :**

Les dépôts liés à des rivières méandriques (*Fig. II.5*) montrent un classement normal, ils sont constitués par des grains de sables, silts et argiles.

La partie inférieure de la séquence est mal classée, les grains allant de la taille des galets à celle des sables grossiers. Elle passe graduellement vers le haut à des sables moyens à fin bien classés. La partie supérieure est généralement composée de sable très fin, de silt et d'argile, qui peuvent être mal à assez bien classés.

➤ **Structure :**

Les structures sédimentaires sont reliées au régime du courant, elles sont organisées en séquences. Ces dernières débutent par une surface érosive avec des creusements en auge surmontée par une stratification entre croisée à moyenne échelle (obliques) ; des laminations parallèles sont observées : elles sont reliées au régime de courant de haute énergie; des stratifications en couches frontales « Forest » sont associés aux barres de méandres « point bar » et aux dépôts dans les cheminées formées à travers un coude de méandre, quand le courant est dévié vers l'intérieur du coude « chute-bar ». Les dépôts de plaine d'inondation montrent une stratification horizontale ou ondulée, généralement détruite par la bioturbation et par les racines.

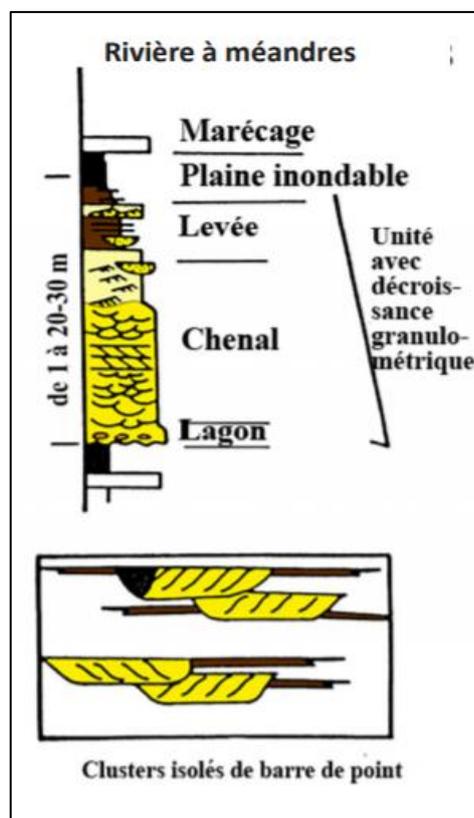


Fig. II. 5: Séquence typique de dépôt d'une rivière à méandre (Cojan & Renard, 1999)

D'une manière générale et selon (Beicip,2002.), les faciès typiques du TAGS sont constitués de :

–grés moyen à grossiers à stratifications obliques sont beaucoup plus propres que les grés des réservoirs infra-TAGS .De ce fait leurs caractéristiques pétrophysiques moyennes sont globalement bien meilleures.

–Des études pétrographiques menées (rapport Sonatrach,SH-DP-RNS-1987, Beicip,2002) ont montres à travers des lames minces que les réservoirs du TAGS indiquent l'existence d'une porosité primaire particulièrement élevée (granulométrie grossière et faible argilosité) ce qui explique les bonnes perméabilités .Cette porosité est partiellement ou localement colmatée par les diverses phases de cimentation :

- accroissement de silice
- cimentation dolomitique
- cimentation anhydritique (surtout vers le toit de la formation)
- cimentation locale par du sel, en relation probable avec des failles

L'existence d'une porosité secondaire due à la dissolution de grains détritiques ou des ciments peut avoir également une influence non négligeable sur la porosité totale.

Les grés sont épais et beaucoup plus grossiers que dans l'infra-TAGS, déposés dans un environnement fluviatile à réseau en tresses évoluant progressivement vers du méandrique.(BEICIP 2002).

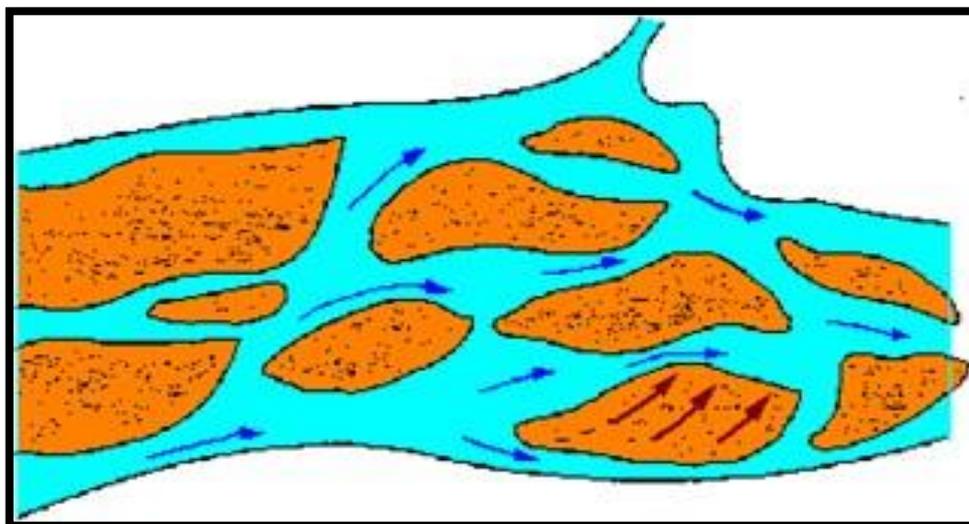


Fig. II. 6:chenaux en tresses modèle caractérisant notre zone d'étude (Rhoude Nouss TAGS)

II.3 ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE :

Cette étude de base essentiellement sur les réponses des diagraphies GR et DT, ce type de diagraphie est insuffisant pour déterminer la lithologie, mais en milieu continental la diagraphie GR peut rendre compte de la granulométrie si elle est calibrée par des carottes ce qui est le cas dans notre étude.

Les faciès typiques du TAGS sont représentés par des grès propres moyen à grossiers avec stratifications obliques.

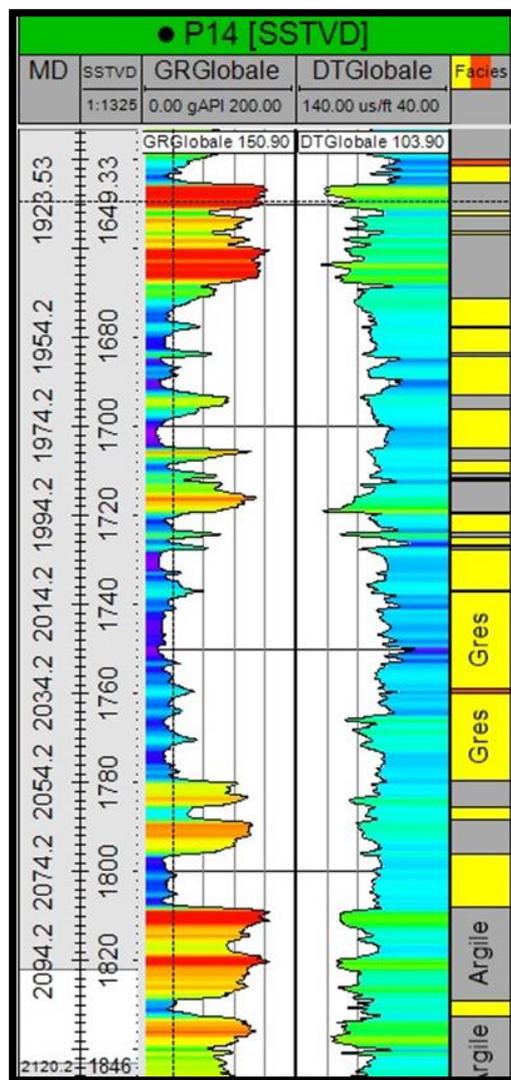


Fig. II. 7 : Log diagraphique GR et lithologie du puits 14

III. Aspect structural :

III.1 INTRODUCTION :

La structure de Rhourde Nouss est très complexe, mais on peut la définir comme étant le croisement de deux anticlinoriums.

On distingue deux familles de failles, la première famille de direction Nord-Sud et la deuxième de la direction Nord-est, Sud-est, de type normale, inverse et en décrochement. Le rejet très variable, peut atteindre plusieurs centaines de mètres, d'où la complexité structurale observée au niveau des accumulations.

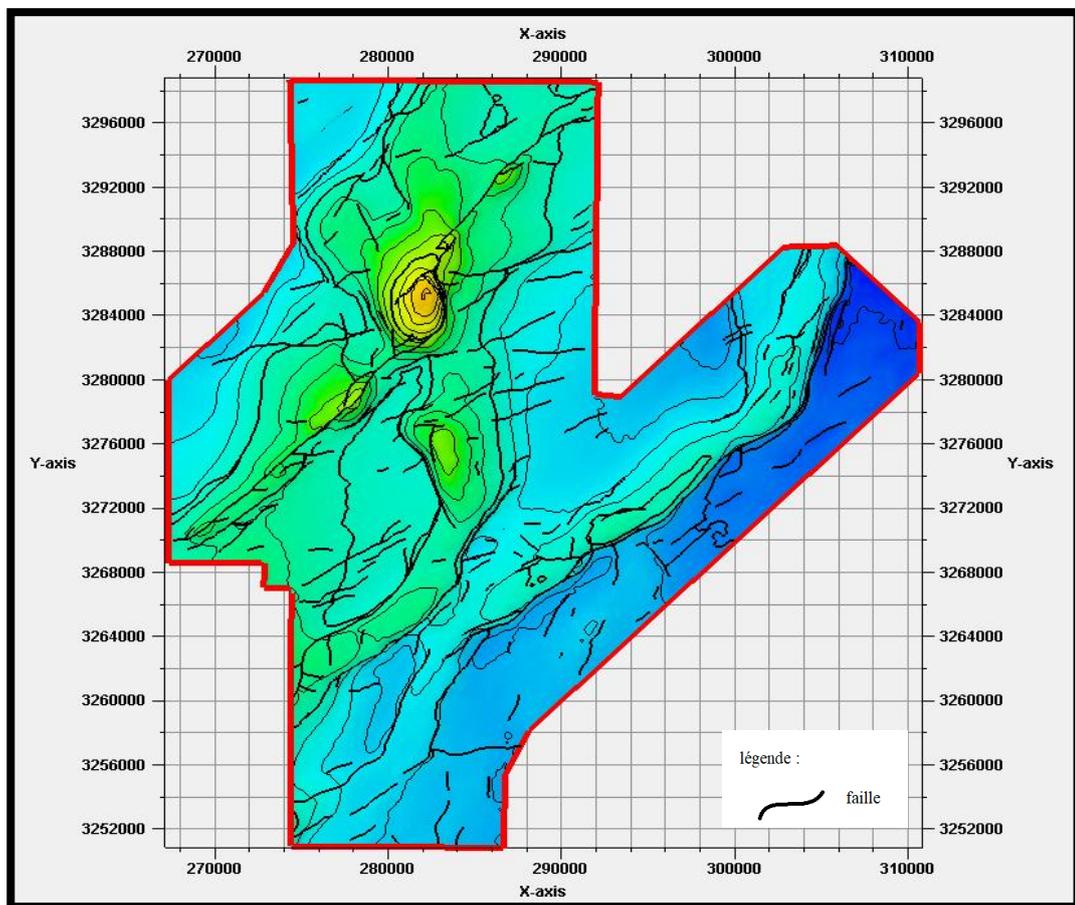


Fig. II. 8 : Carte structurale au toit du TAGS (document sonatrach PED)

❖ Pour déterminer la structure de notre zone d'étude on a réalisé deux corrélations Nord-Sud et Est-Ouest.

a) Corrélation Nord-Sud :

La Corrélation N-S passant par les puits : P17 ; P13 ; P14 ; P16 ; P20 :

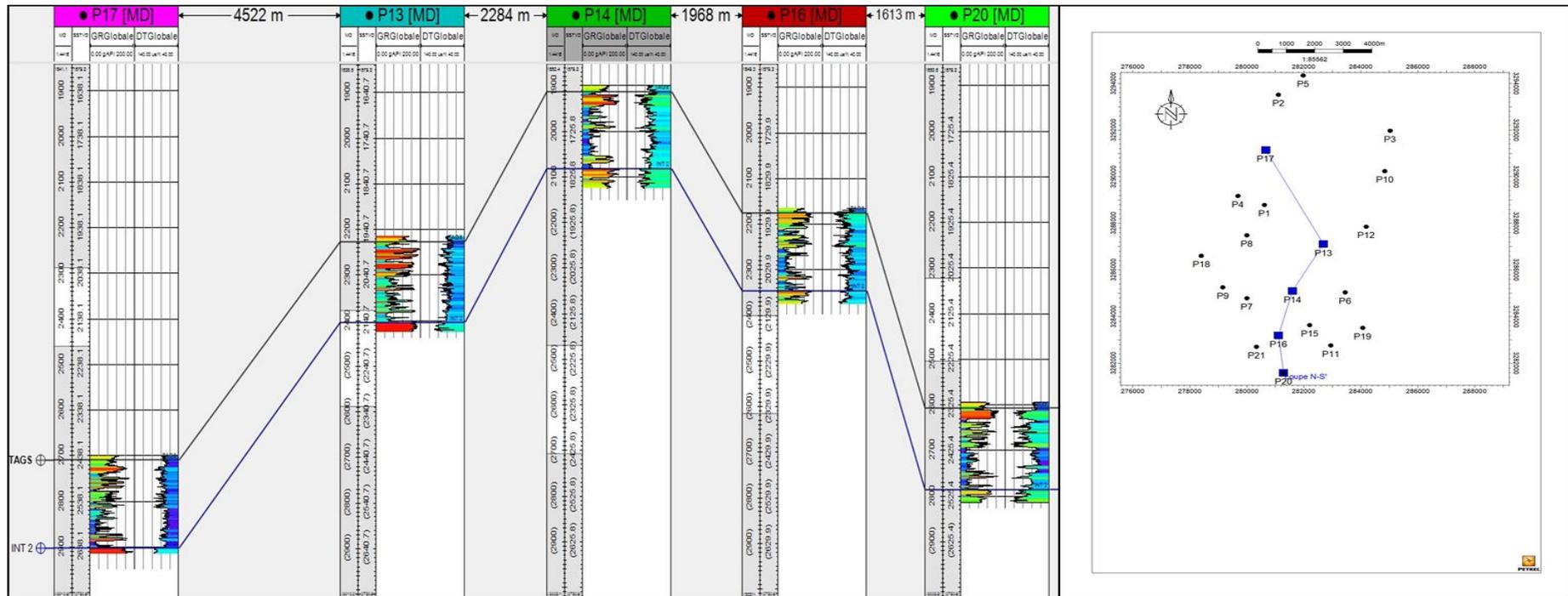


Fig. II. 9: Coupe géologique Nord-Sud

Analyse de Corrélation Nord-Sud :

- L'épaisseur de la TAGS dans Corrélation N-S est pratiquement constante d'ordre de 170m au niveau des cinq puits.
- La profondeur de la série diminue en allant du P17 à P14 ou elle atteint son sommet puis elle re-augment jusqu'à P20 pour revenir à sa profondeur initiale.

b) Corrélation Est-Ouest :

La coupe Est-Ouest passant par les puits : P6 ; P14 ; P7 ; P9 ; P18.

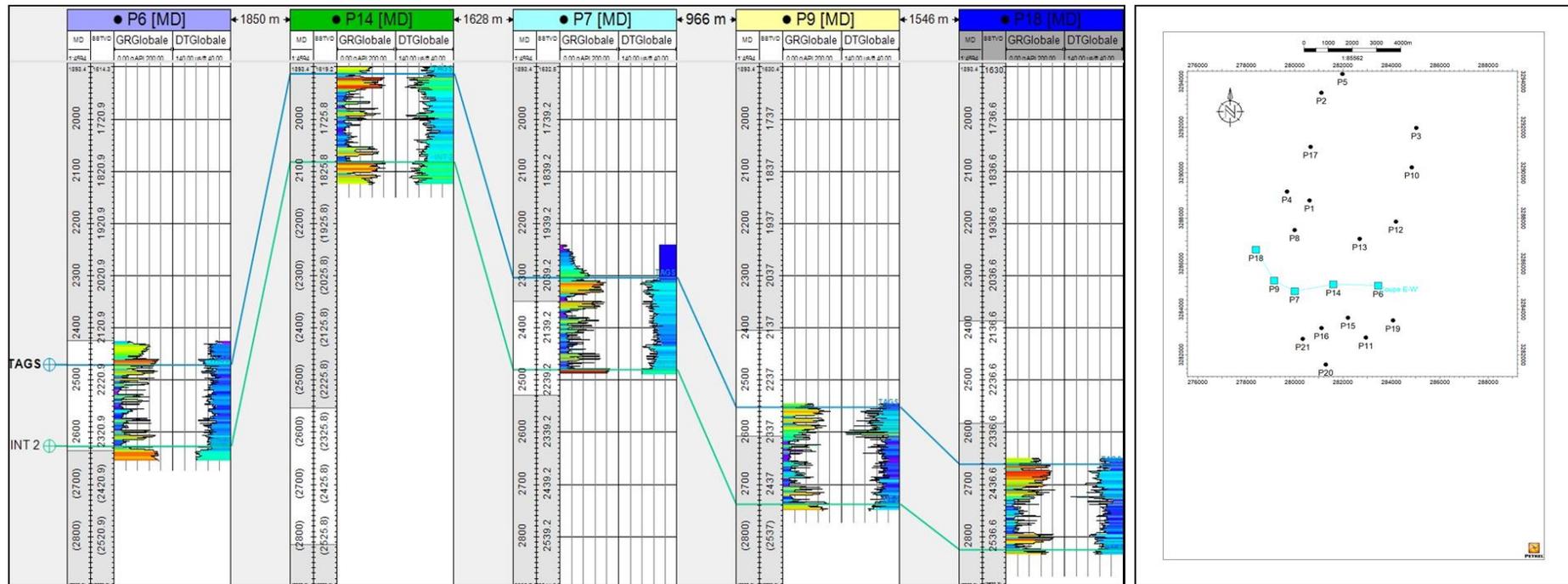


Fig. II. 10: Coupe géologique D'orientation Est -Ouest

Analyse de la Corrélation Est-Ouest:

- D'après la Corrélation E-W du TAGS, l'épaisseur de la série est quasi-constante , ce qui est confirmé sur la carte en isopaque.
- La profondeur de la série diminue en allant du P6 à P14 ou elle atteint son sommet puis elle re-augment jusqu'à P18.

III.2.2 Carte isobathe au toit du trias intermédiaire II :

La carte en isobathe au toit du trias intermédiaire II est générée à une échelle de 1/200 000, avec une équidistance de 50 m, la fourchette des valeurs isobathes varie entre -1800 à -2750 m.

la partie la plus haute se trouve dans la zone B, ce qui implique la présence d'une structure anticlinale .

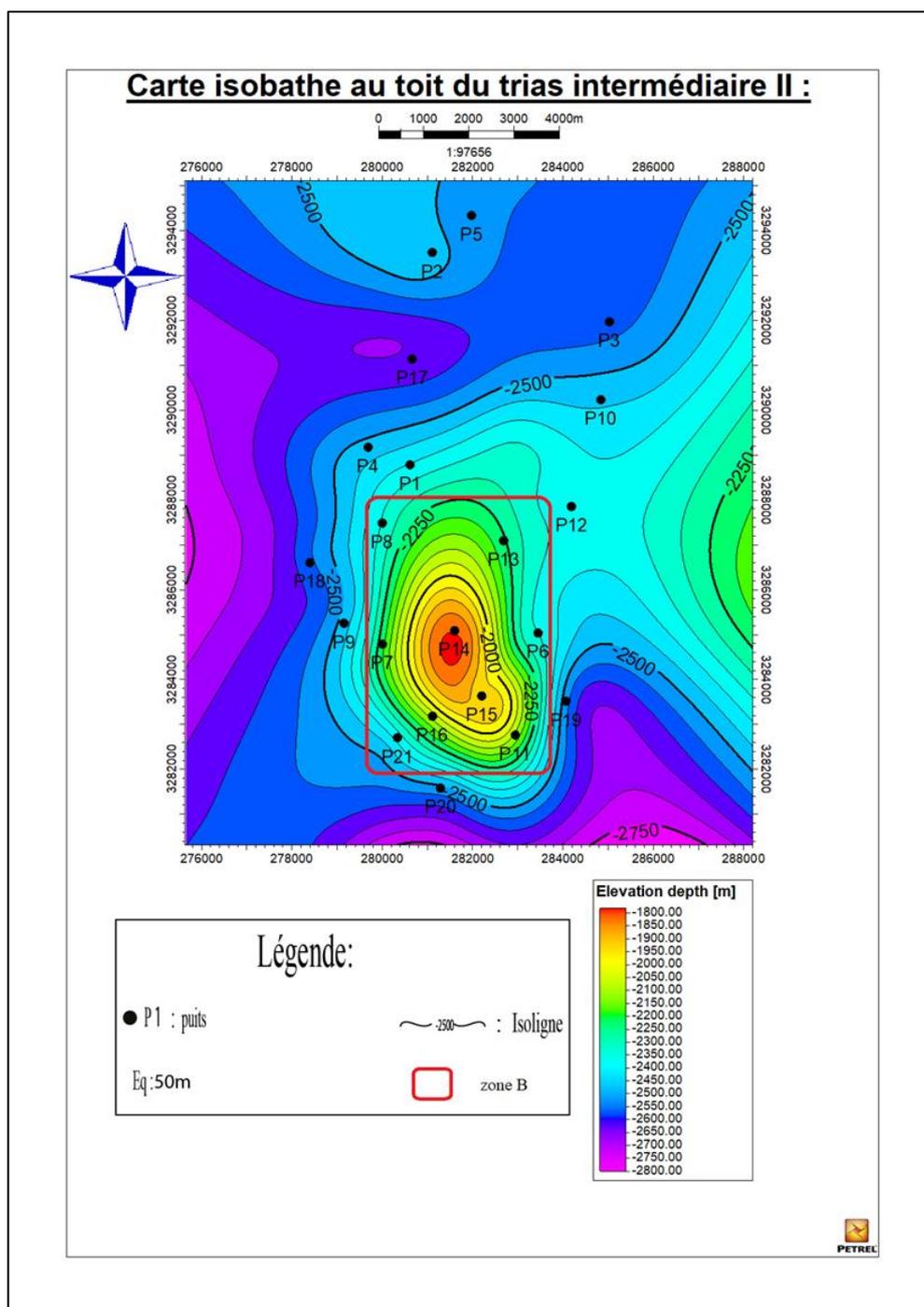


Fig. II. 12: Carte isobathe au toit du trias intermédiaire II

III.2.3 Carte en isopaque du TAGS :

La carte en isopaque du TAGS à l'échelle 1/200 000 avec une équidistance de 50 m. L'épaisseur de la série sédimentaire du TAGS dans la région d'étude varie entre 150 et 210m, elle est quasi-constante d'ordre de 170m au niveau des cinq puits.

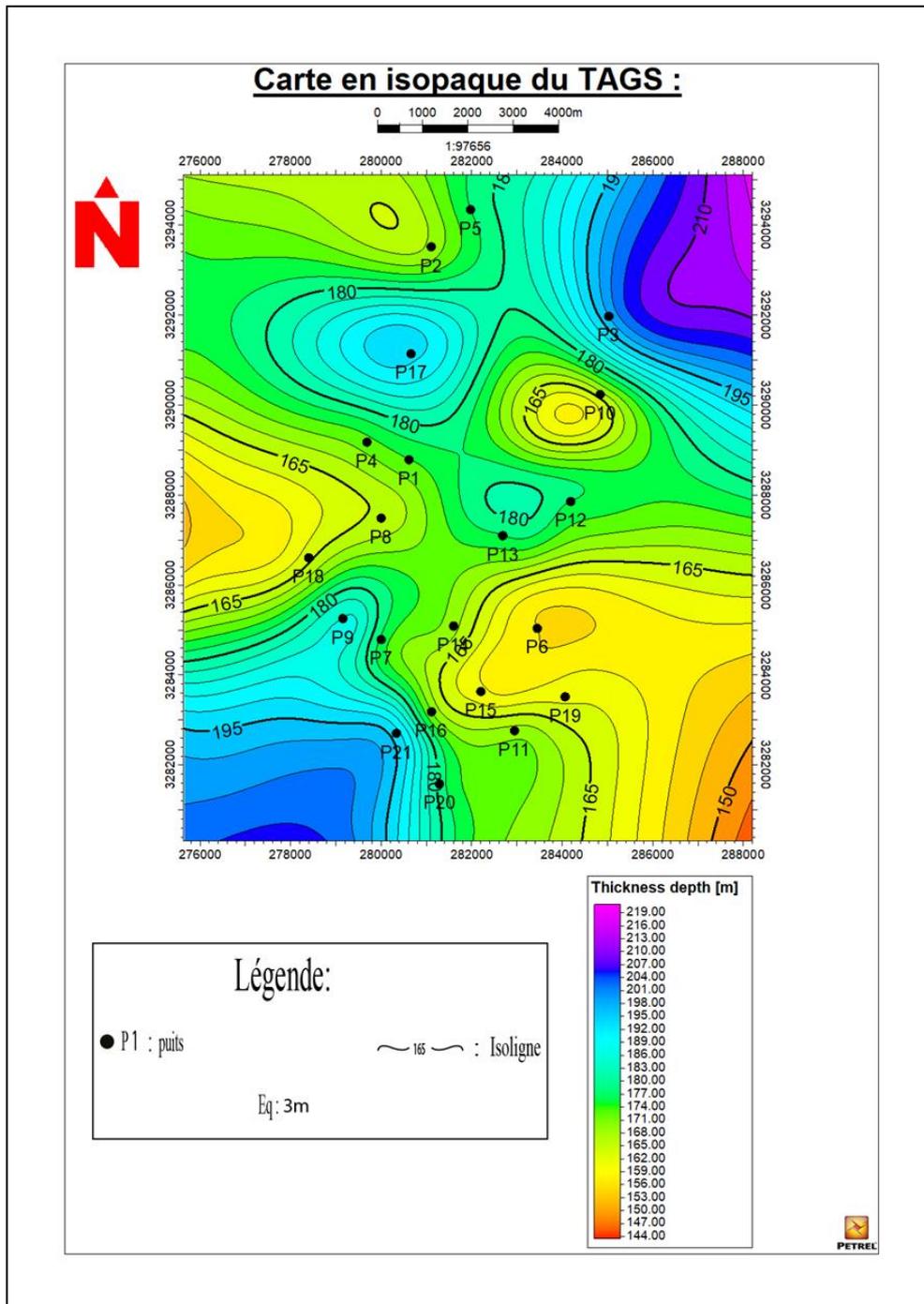


Fig. II. 13: Carte en isopaque du TAGS

IV. Conclusion :

Le TAGS représente la base d'une deuxième méga-séquence soulignée par une discontinuité majeure dans la sédimentation qui traduit une baisse relative de l'épaisseur du niveau de base.

La Corrélation e N-S et la Corrélation E-W montre que le réservoir en question présente des épaisseurs constantes avec des changements de profondeurs.

L'interprétation des cartes en isobathes ont permis de mettre en évidence la présence d'une structure tectonique qui est un anticlinal.

La carte en isopaque confirme que la diminution des profondeurs est due à la morphologie de la zone étudiée et non pas à la subsidence.

Le résultat de l'interprétation de données de ce chapitre montre que le réservoir TAGS est conservé et il n'a pas subi d'érosion.

Chapitre III :
Aspect pétrophysiques

I. Introduction :

L'objectif de ce chapitre consiste à analyser la distribution des paramètres pétrophysiques dans la région de Rhourde Nouss Centre et leurs évolutions, la méthode de travail consiste à corriger les données log (de volume d'argile, porosité, perméabilité) par les données de carottes (porosité, perméabilité) en tenant en compte le shift présent entre les deux mesures.

Les résultats obtenus à partir de l'étude des caractéristiques pétrophysiques sont représentés sous forme de cross plots et des cartes.

Rappel :

A. La porosité :

C'est la capacité d'une roche réservoir à contenir des fluides. C'est le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche, elle s'exprime en pourcentage (%).

La formule : $\Phi = V_v/V_T$;

Φ : Porosité.

V_v : Volume des vides.

V_T : Volume total des pores.

- ❖ La porosité est classée comme suite :
 - Faible ϕ : $< 5\%$
 - Médiocre : $5\% < \phi < 10\%$
 - Moyenne : $10\% < \phi < 20\%$
 - Bonne : $20\% < \phi < 30\%$
 - Très bonne : $\phi > 30\%$

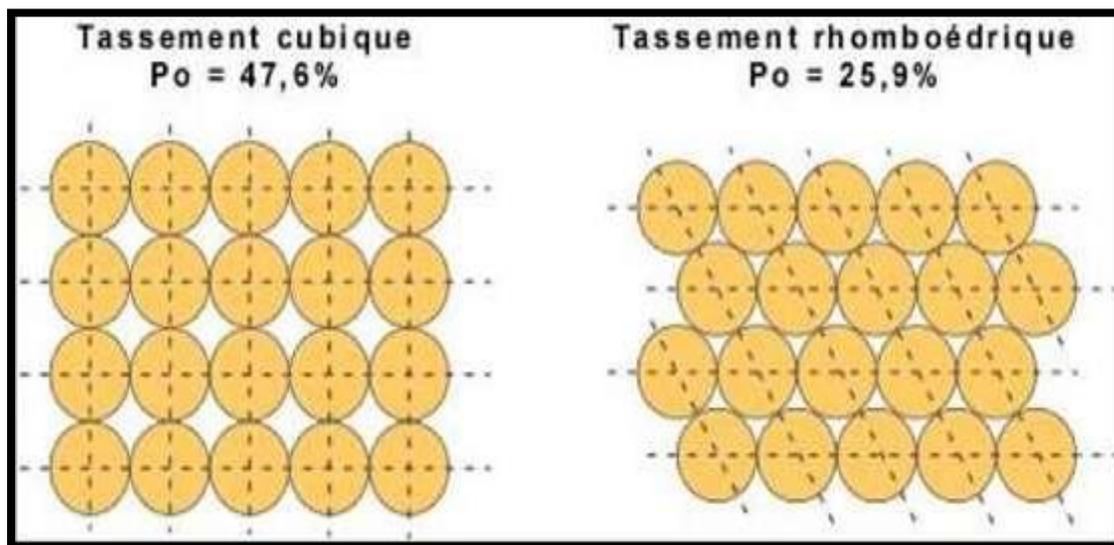


Fig. III. 1: La différence de porosité entre un tassement cubique et un tassement rhomboédrique.

❖ Les différents types de porosité sont :

- La porosité totale : (ϕ_t) est égale au rapport du total des espaces vide existant entre les éléments minéraux de la roche, au volume total de la roche

$$\phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \times 100$$

ϕ : Porosité exprimée en %

V_p : Volume des espaces vide.

V_s : Volume occupé par les éléments solides. V_t : Volume totale de la roche.

- La porosité connectée : ($\phi_{connect}$) est égale au pourcentage dans la roche du volume total des vides relié entre eux.
- La porosité potentiel : (ϕ_{ot}), est égale au pourcentage dans la roche du volume total des vides reliés entre eux par des passages ou seuils dont la section est supérieure à une limite au-dessus de laquelle le fluide ne peut pas circuler.
- La porosité effective : (ϕ_e) est la porosité accessible aux fluide libre .

B. Perméabilité :

C'est la capacité d'une roche à laisser circuler les fluides à travers ses pores.

La perméabilité (K) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers une section (S) de roche et de longueur (dl) à la chute de pression (dP) nécessaire à son passage .

Telle que $Q = K (S \cdot dP / \mu \cdot dl)$.

- ❖ L'unité de mesure utilisée en pratique est le milli Darcy (mD).
- ❖ Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux. On dit alors qu'il est perméable.
- ❖ La perméabilité, qui est désigné par la lettre k, mesure la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traverser.

$$Q = SK \frac{1}{\mu h} (P_1 - P_2)$$

Q : Débit d'écoulement de fluide en $cm^3/seconde$.

μ : Viscosité en centipoise.

S : Surface de l'échantillon en cm^2 .

K : perméabilité en darcy.

P_1 Et P_2 : pression amont et aval en atmosphère

- ❖ La perméabilité est classée comme suite :
 - Très faible : $K < 1$ md
 - Faible : $1 < K < 10$ md
 - Médiocre : $10 < K < 50$ md
 - Moyenne : $50 < K < 200$ md
 - Bonne : $200 < K < 500$ md
 - Excellente : $K > 500$ md.

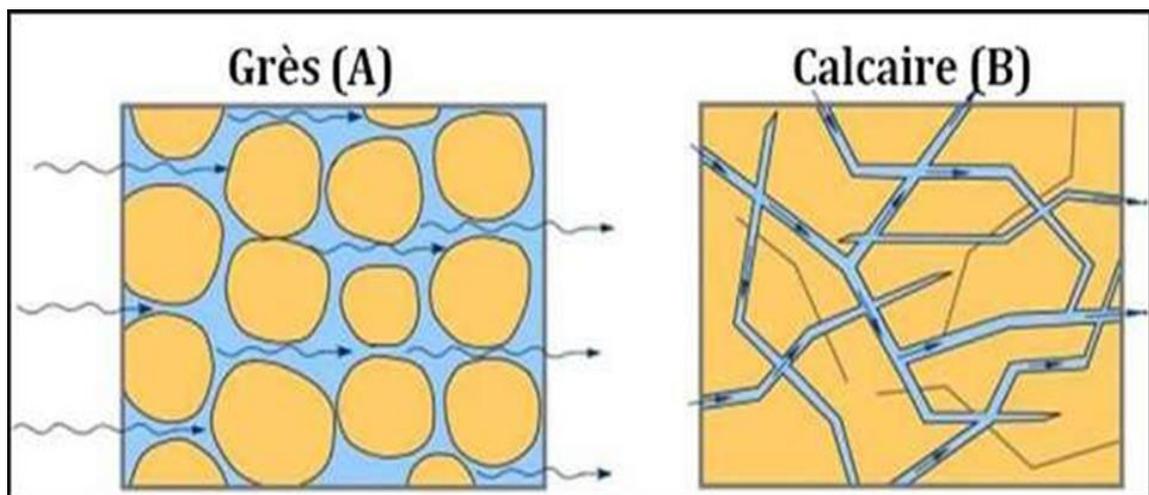


Fig. III. 2: Les différentes perméabilités selon le type de roche.

C. La relation entre la perméabilité et la porosité :

Il n'existe pas une relation quantitative directe et générale entre perméabilité et porosité, bien que dans les formations clastiques on puisse trouver une certaine relation. On peut en effet avoir une forte porosité sans pour autant avoir de perméabilité. C'est le cas des argiles dans lesquelles les pores et les canalicules extrêmement fins donnent naissance à des tensions superficielles très élevée qui s'opposent au déplacement des fluides.

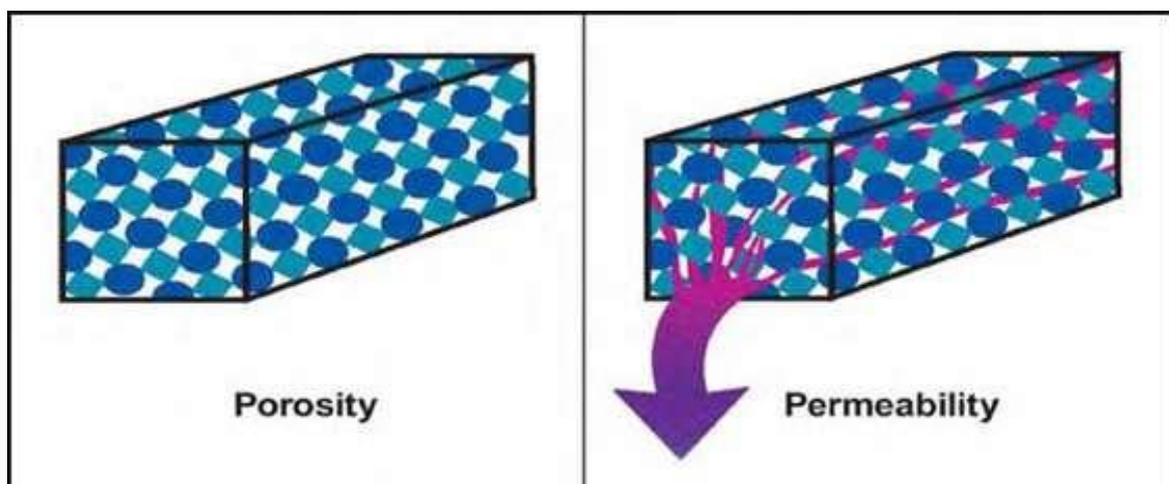


Fig. III. 3: Relation entre porosité et perméabilité.

II. Etude pétrophysique :

II.1 LES DONNEES UTILISEES :

❖ Les principaux donnés utilisées dans cette partie sont :

- Données de carottes (porosité, perméabilité).
- Interprétations diagraphiques (volume d'argile, porosité, perméabilité).

▪ Le tableau 1 montre l'existence de ces données selon les puits :

Données puits	Données diagraphique	Données carotte
P1	X	
P2	X	
P3	X	
P4	X	
P5	X	
P6	X	
P7	X	
P8	X	
P9	X	
P10	X	
P11	X	
P12	X	
P13	X	
P14	X	X
P15	X	
P16	X	
P17	X	
P18	X	
P19	X	
P20	X	
P21	X	

Tableau. III. 1: tableau montre l'existence des données.

II.2 CROSS PLOTS DE PERMEABILITE ET POROSITE DU PUIT 14 :

Selon le tableau 1 le puit 14 est le seul à avoir des données diagraphiques et les données de carottes, donc son équation $\rightarrow \text{Log}(K) = 16.3304 * \text{Phie} - 1.04594$ (Fig. III. 4) a été utilisé pour corriger les données diagraphiques du log à partir du diagramme phi carotte vs perm carotte .

Remarque :

- ❖ Cross plot montre la présence d’une tendance linéaire principale d’augmentation de la perméabilité avec l’augmentation de la porosité.

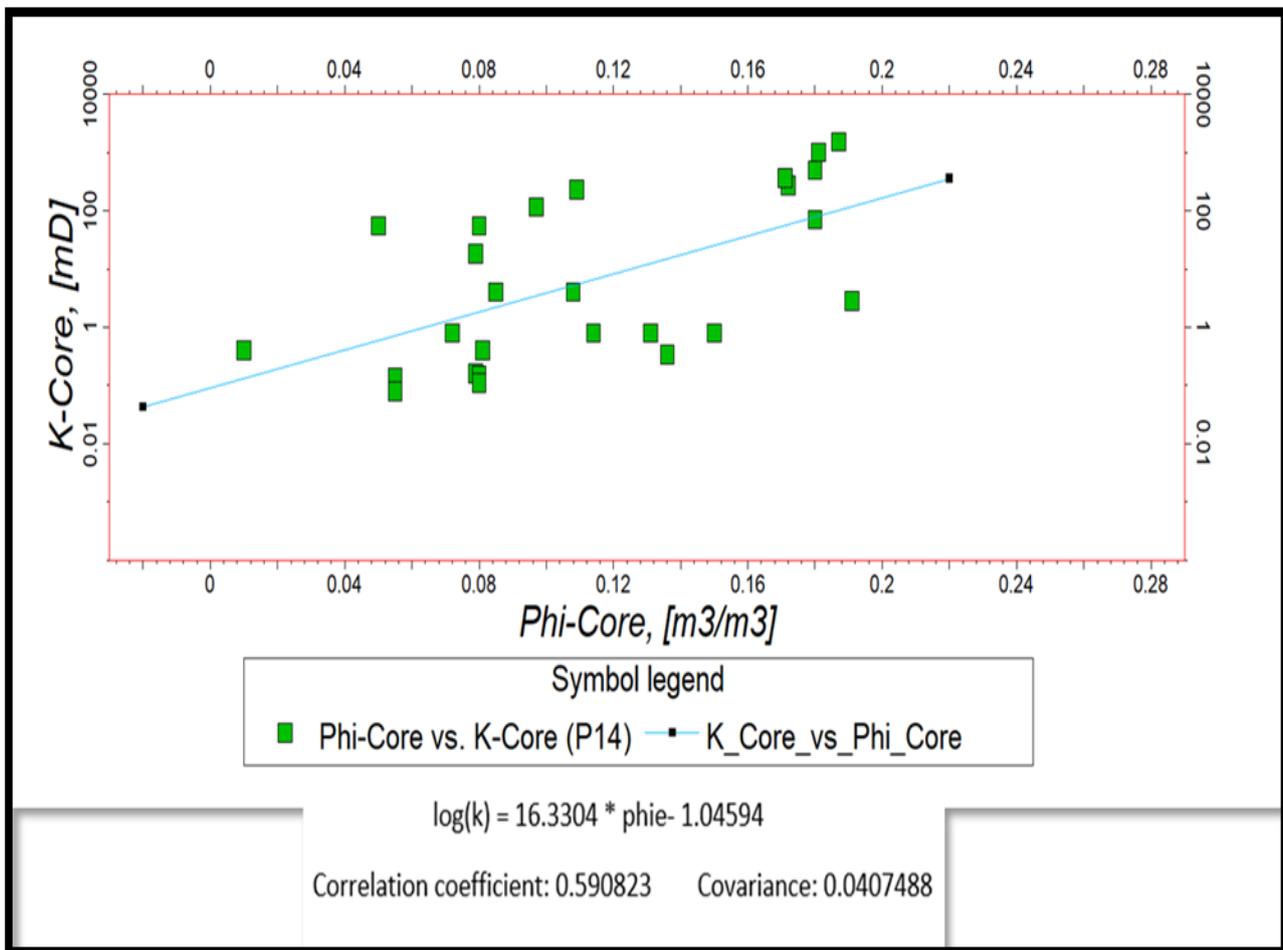


Fig. III. 4: Cross plots (K vs Phie) du puits P14.

II.3 LA CORRECTION DES VALEURS DE PERMEABILITE ET POROSITE DU P14 :

On utilise l'outil **Calculator** (Fig. III. 5) sur le logiciel petrel, pour corriger les valeurs de la perméabilité d'après les valeurs de la porosité (phie carotte) dans les données diagraphique des logs .



Fig. III. 5: L'outil Caclulator .

- ❖ On remarque une amélioration de la lecture des valeurs de la porosité et la perméabilité après l'établissement des corrections et ça nous permettra de mieux évaluer la qualité réservoir. (Fig .III.6)

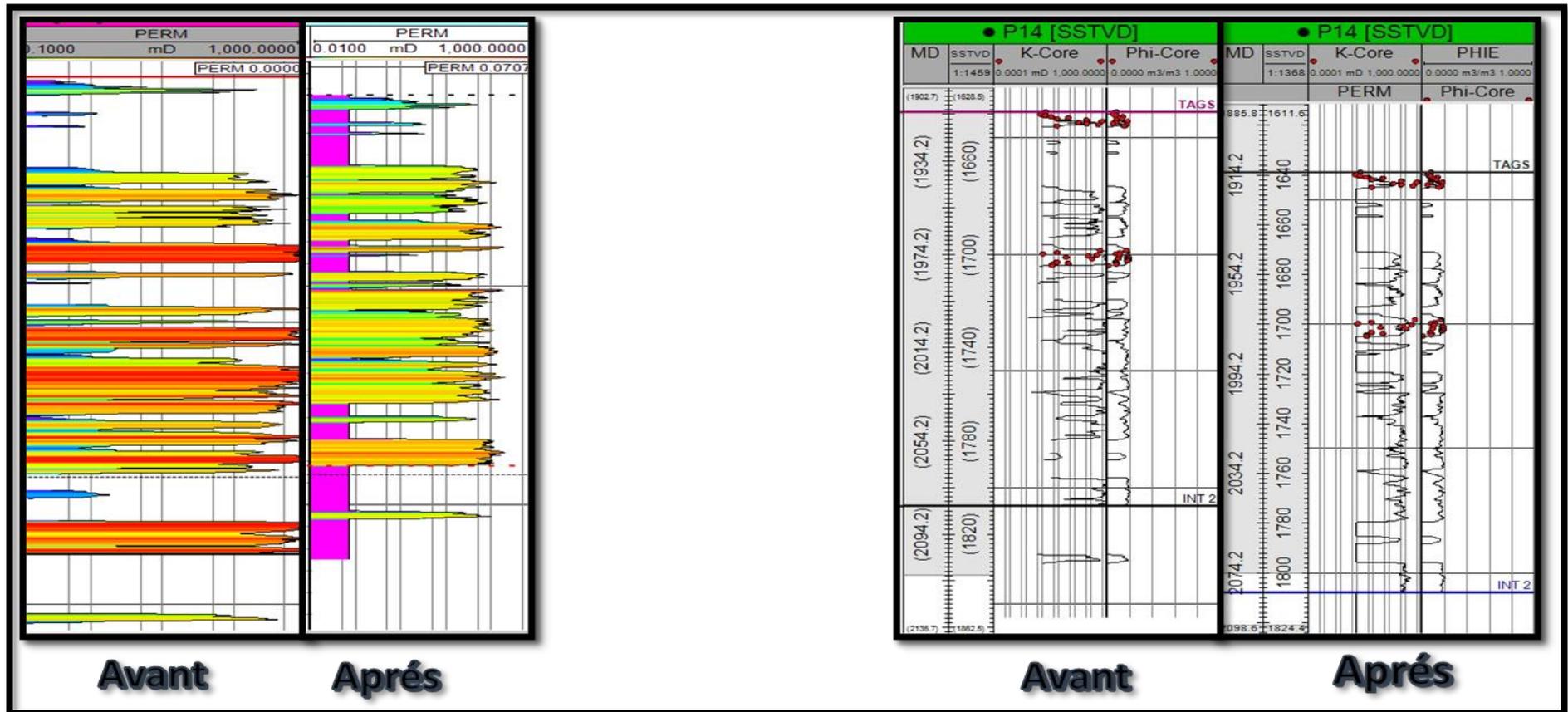


Fig. III. 7: Coupe montrant le résultat des corrections sur les valeurs de perméabilité et porosité du puits 14

II.4 CARTE EN ISOPOROSITE ET ISOPERMEABILITE :

II.4.1 Carte en isoporosité :

La porosité augmente de la périphérie vers le centre, les valeurs de porosité varient de 4% à 15% dont la plus grande se trouve au niveau du puits P7 et la plus faible au niveau du puits P21, ces valeurs sont classées de médiocres à moyens.

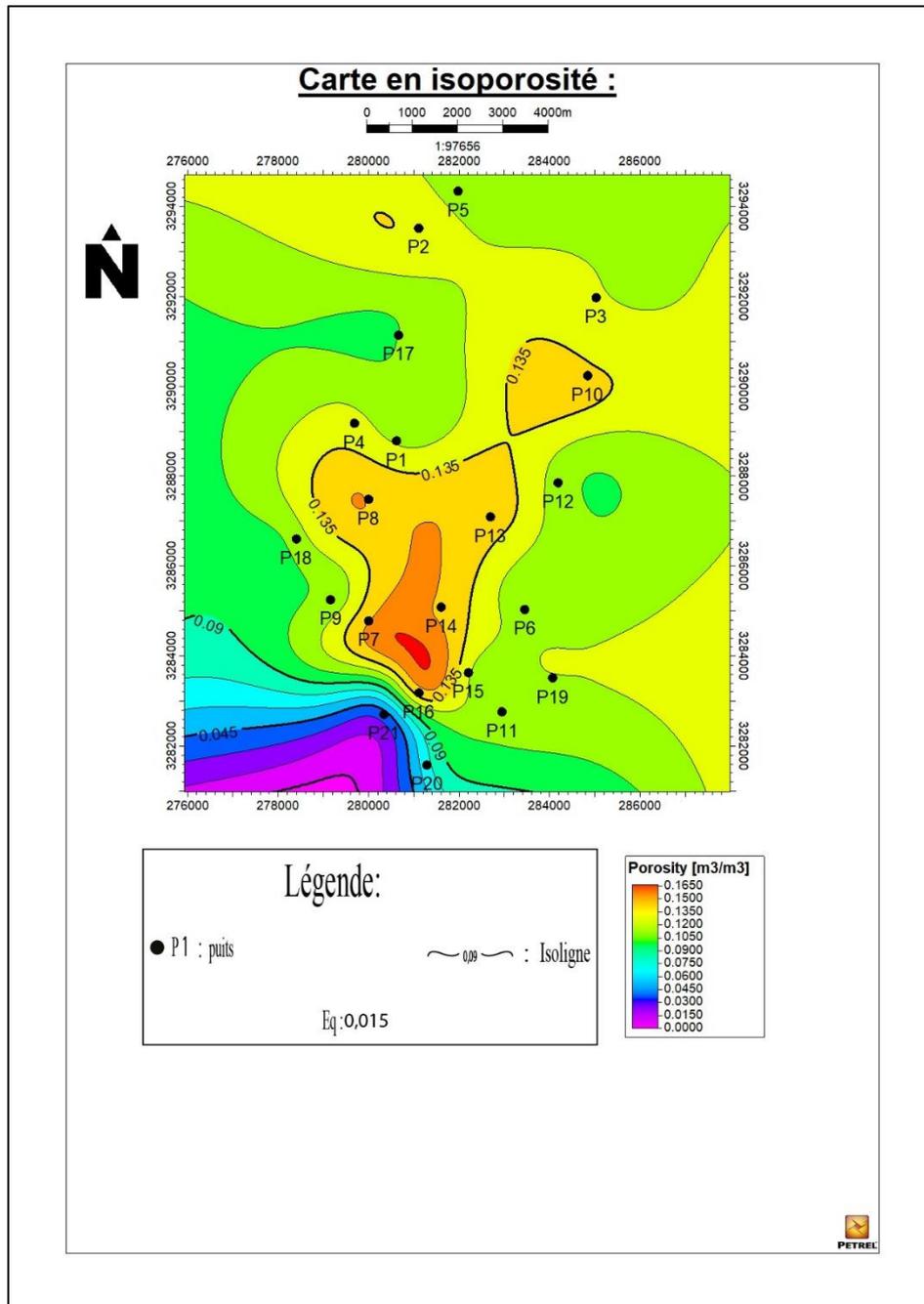


Fig. III. 8: Carte en isoporosité .

II.4.2 Carte en isoperméabilité :

La perméabilité diminue du N-O vers le S-E, les valeurs de la perméabilité varient entre 8,42mD et 287,22 mD dont la plus grande est au niveau du puits P2 et la plus faible au niveau du puits P18 ces valeurs sont classées de médiocres à bonnes.

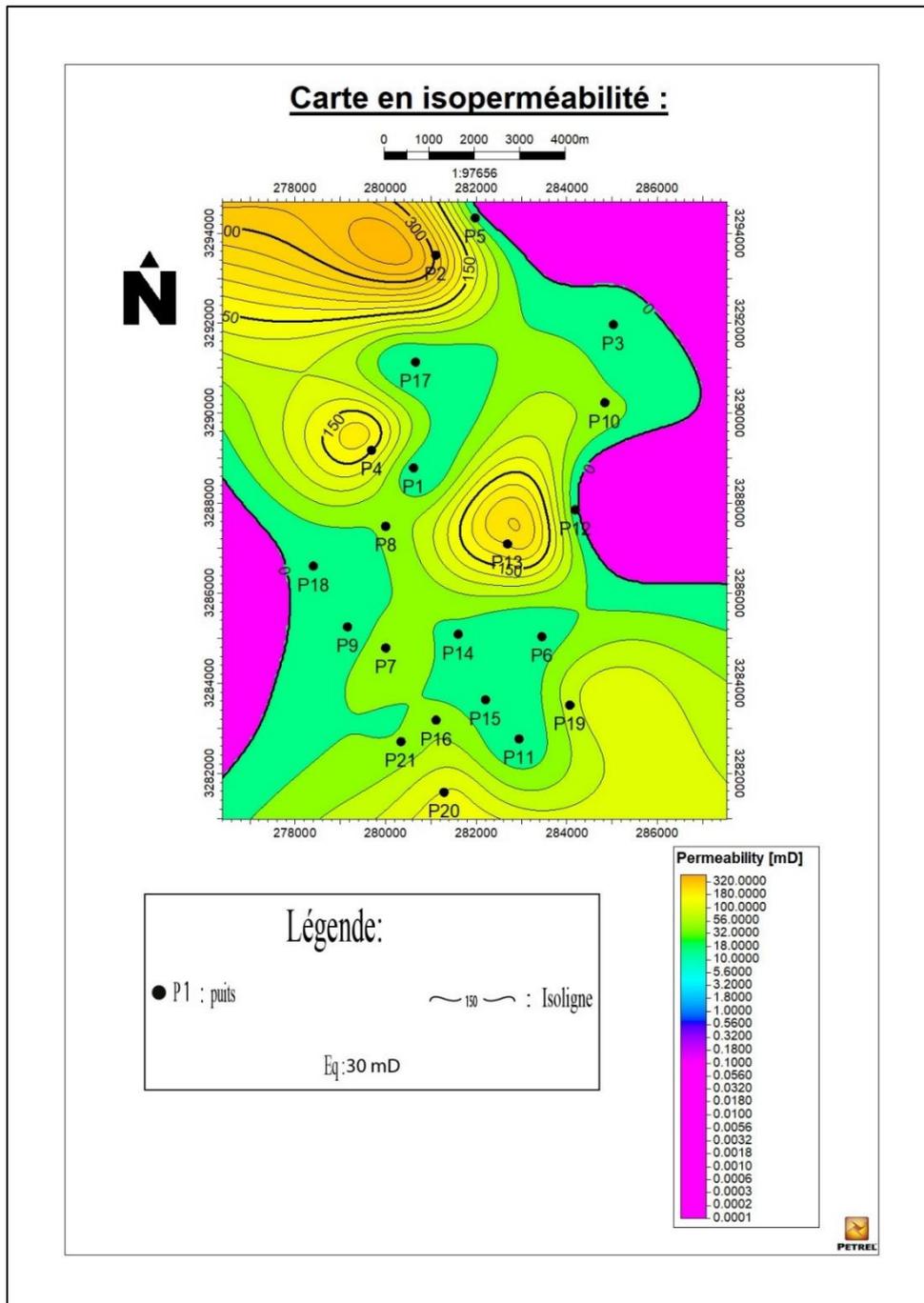


Fig. III. 9 : Carte en isoperméabilité.

II.5 CONCLUSION :

Cette approche nous a permis de corriger les valeurs calculées par le pétrophysicien et de les rapprocher au résultat de la carotte du puits 14, cependant les résultats obtenus restent insuffisants.

Il est impératif de réaliser des nouvelles carottes lors des futurs forages afin de corriger les valeurs calculés par le peétrophysicien et de comprendre la distribution des facies.

La carte de porosité montre des valeurs médiocres à moyens dans un intervalle de 4 à 15% et celle de perméabilité montre des valeurs médiocres à bonnes dans un intervalle de 8 à 300 mD avec des changements brusques.

Chapitre IV:

Caractérisation et modélisation

I. Caractérisation :

L'objectif de ce chapitre est de caractériser le réservoir TAGS dans la région de Rhourde Nouss centre, à partir des données pétrophysiques (porosité et perméabilité) déterminés par les logs diagraphiques ainsi que les mesures sur carotte du puits 14 au laboratoire. Le but de différencier les zones qui ont de bonnes caractéristiques pétrophysiques et des zones Tights.

I.1 ANALYSE DES DONNEES PETROPHYSIQUE DU PUIITS 14 :

I.1.1 Variation de la porosité :

La porosité varie généralement entre 5% et 20%, ce qui donne une porosité moyenne de 15% (Fig. IV.1).

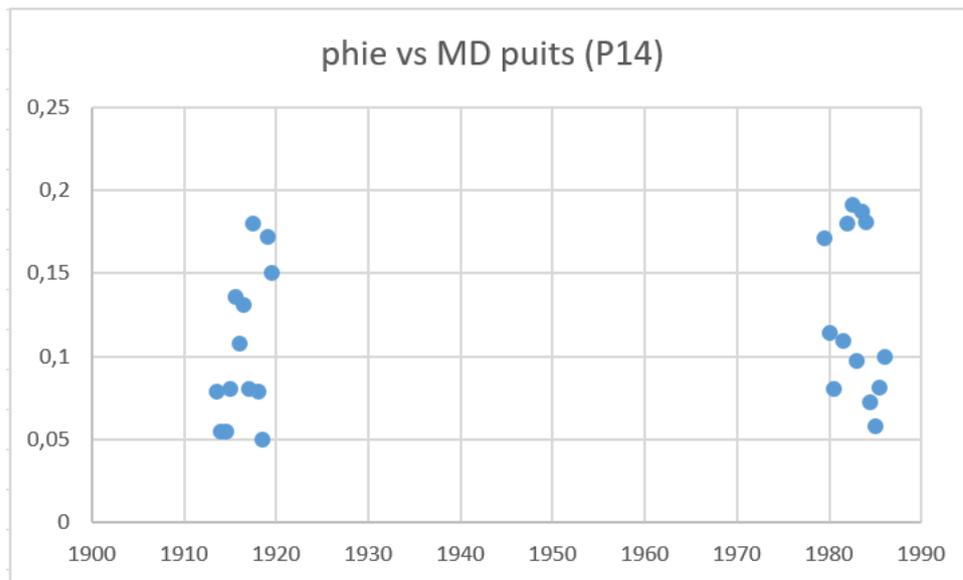


Fig. IV. 1: Diagramme montrant la porosité en fonction de la profondeur dans le puits (P14).

MD	Porosité
1913,5	0,079
1914	0,055
1914,5	0,055
1915	0,08
1915,5	0,136
1916	0,108
1916,5	0,131
1917	0,08
1917,5	0,18
1918	0,079
1918,5	0,05
1919	0,172
1919,5	0,15
1979,5	0,171
1980	0,114
1980,5	0,08
1981,5	0,109
1982	0,18
1982,5	0,191
1983	0,097
1983,5	0,187
1984	0,181
1984,5	0,072
1985	0,058
1985,5	0,081
1986	0,1

Tableau.VI. 1: Valeur de la porosité en fonction de la profondeur du puits (P14).

I.1.2 Variation de la perméabilité :

La perméabilité varie entre 0,16 et 200 MD, avec quelques valeurs aux environs de 1500mD. (Fig. IV.2).

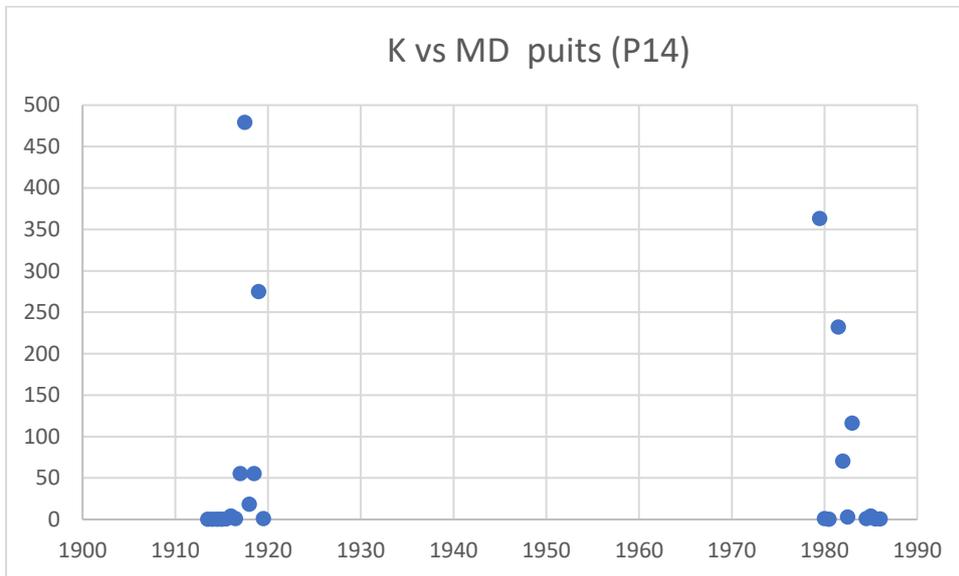


Fig. IV. 2: Diagramme montrant la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits (P14).

MD	Perméabilité
1913,5	0,16
1914	0,14
1914,5	0,08
1915	0,15
1915,5	0,34
1916	4
1916,5	0,8
1917	55
1917,5	479
1918	18,3
1918,5	55
1919	275
1919,5	0,8
1979,5	363
1980	0,8
1980,5	0,11
1981,5	232
1982	70,2
1982,5	2,8
1983	116
1983,5	1526
1984	1017
1984,5	0,8
1985	4
1985,5	0,4
1986	0,4

Tableau.VI. 2: Valeur de la perméabilité en fonction de la profondeur du puits (P14).

I.2.2 Carte isoperméabilité :

Cette carte présente une perméabilité au Sud qui varie entre 100 et 220 mD, alors que dans la partie Nord, il y a dégradation des valeurs qui s'étendent entre 20 et 100 mD qui peut être due à l'interpolation. (Fig. IV.4)

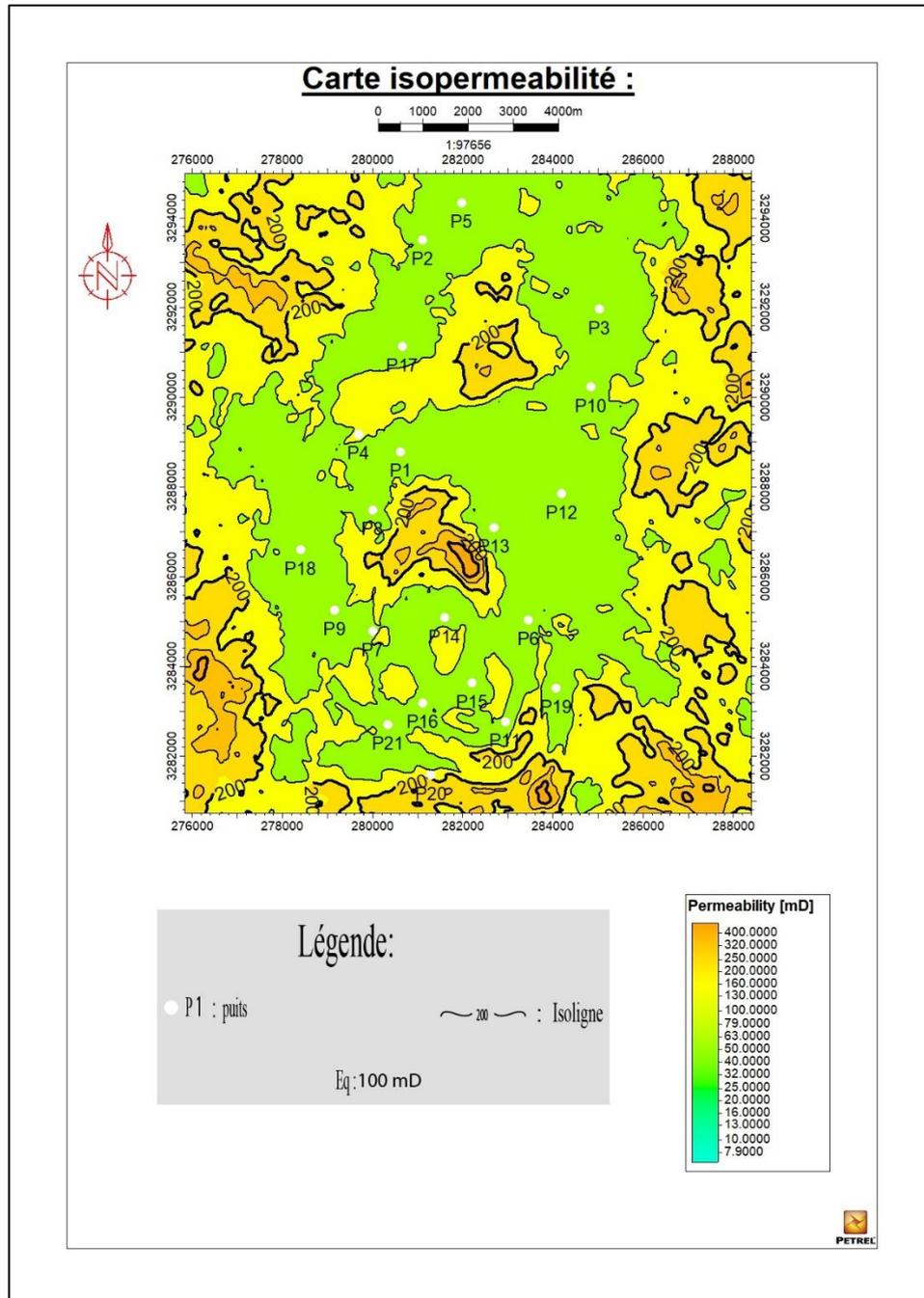


Fig. IV. 4: Carte en isoperméabilité totale .

I.3 CONCLUSION :

La zone sud de Rhourde Nouss centre présente des bonnes caractéristiques de porosité avec une distribution moyenne de 10 à 15%, et une perméabilité moyenne de 100mD.

Les cartes en isoporosité et isoperméabilité montre une interpolation dans la partie nord du au manque de donnée.

Le résultat obtenu indique la présence d'un réservoir compacte, qui nécessite une fracturation hydraulique. Pour confirmer cela, il est recommandé de réaliser d'autres forages carottants.

II. Modélisation :

II.1 INTRODUCTION :

Depuis toujours, les géologues conçoivent, dans leur esprit, les environnements géologiques en trois dimensions. Ces modèles sont des images du sous-sol formés à l'aide des données et des interprétations disponibles et des raisonnements informés plutôt que par des prédictions quantitatives et mesurables de la géologie de la région. Afin de représenter de façon tangible la géologie d'une région, on peut créer des modèles concrets qui permettent de formaliser ces images mentales d'environnements tridimensionnels. (Morrison, K. 2001).

La modélisation consiste à construire et à utiliser un modèle qui est une représentation simplifiée de la réalité pour montrer les aspects importants du système étudié. Les modèles statiques, qui n'intègrent pas explicitement la notion de temps, montrent un système à un temps spécifique et s'intéressent surtout aux structures de ce système. Une carte et une maquette sont des exemples de modèles statiques. (OQLF.2005)

Selon Mallet (2002), la modélisation géologique correspond à : l'ensemble des méthodes mathématiques qui permettent de modéliser de façon unifiée la topologie, la géométrie et les propriétés physiques des objets géologiques, tout en considérant les données de toutes sortes rattachées à ces objets.

En géologie, les objets à représenter peuvent être des unités géologiques (lithologiques ou stratigraphiques), des éléments structuraux (failles et fractures), des gisements de minerais et des réservoirs de combustible fossile, etc.

II.2 PROCEDURES DU TRAVAIL :

Pour construire et simuler un modèle 3D de la zone étudiée, les étapes suivantes doivent être effectuées :

- Importe Data (Chapitre 2).
- Construction du model structurale (Structural Modeling) .
- Modélisation des propriétés (Property modeling).
- Calcul de réserve.

II.2.1 Construction du model structurale (Structural Modeling) :

La modélisation structurale est l'une des parties les plus importantes de ce chapitre, elle constitue l'assise à toute modélisation géologique.

A. Model à grille simple (Simple grid model) :

Il s'agit de créer un modèle simple sans failles. Après insertion des surfaces (Fig. IV.5) une grille avec trois couches (Skelton composé d'un Top, Mid et Base) va apparaître.

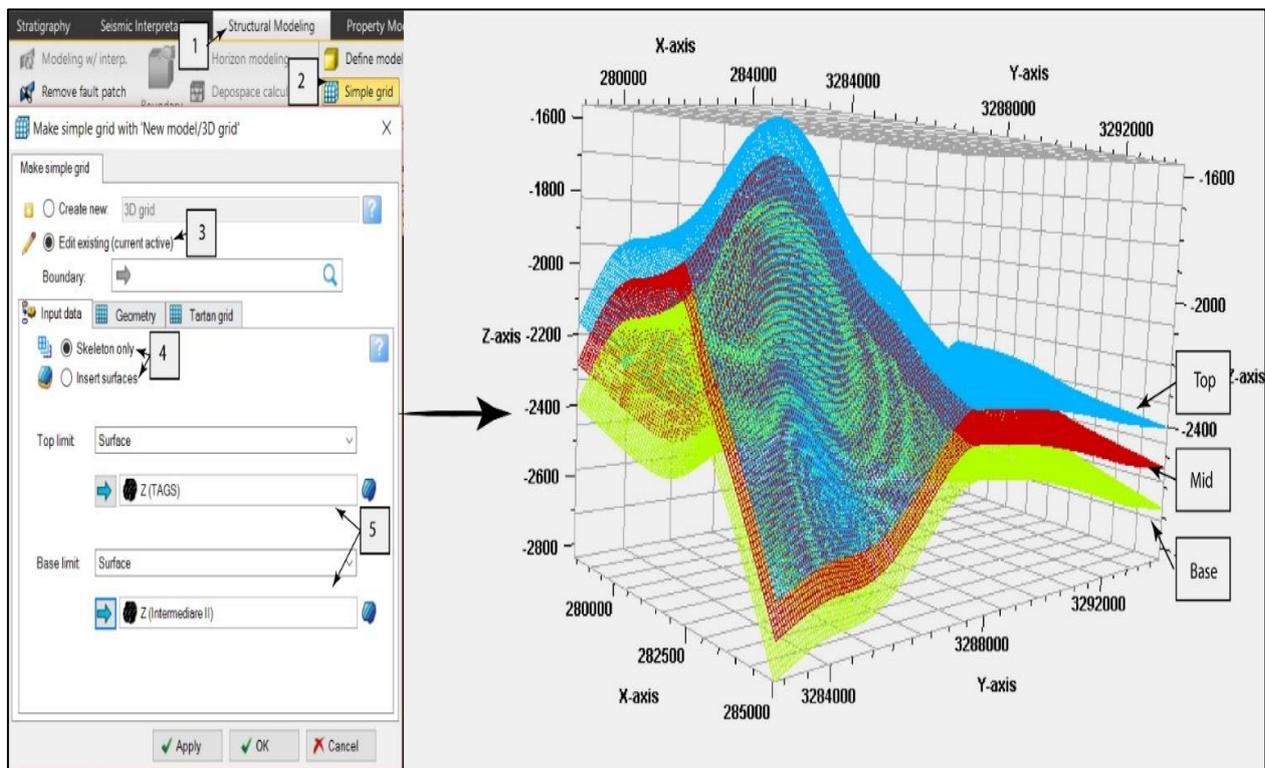


Fig. IV. 5: Réglage pour le processus Simple Grid model.

B. Maillage vertical :

Le maillage vertical se résume à trois étapes :

- Subdivision stratigraphique (Make Horizons).
- Insertion des zones (Make Zone).
- Insertion des sous-zones (layring).

1. Subdivision stratigraphique (Make horizons) :

La grille 3 aura autant de couches principales que le nombre des horizons insérés dans l'ensemble des piliers (Fig IV.6) Il s'agit d'une véritable approche 3D dans la génération des surfaces 2D, les grilles sont tous générées dans le même processus en prenant les relations entre les surfaces en compte.

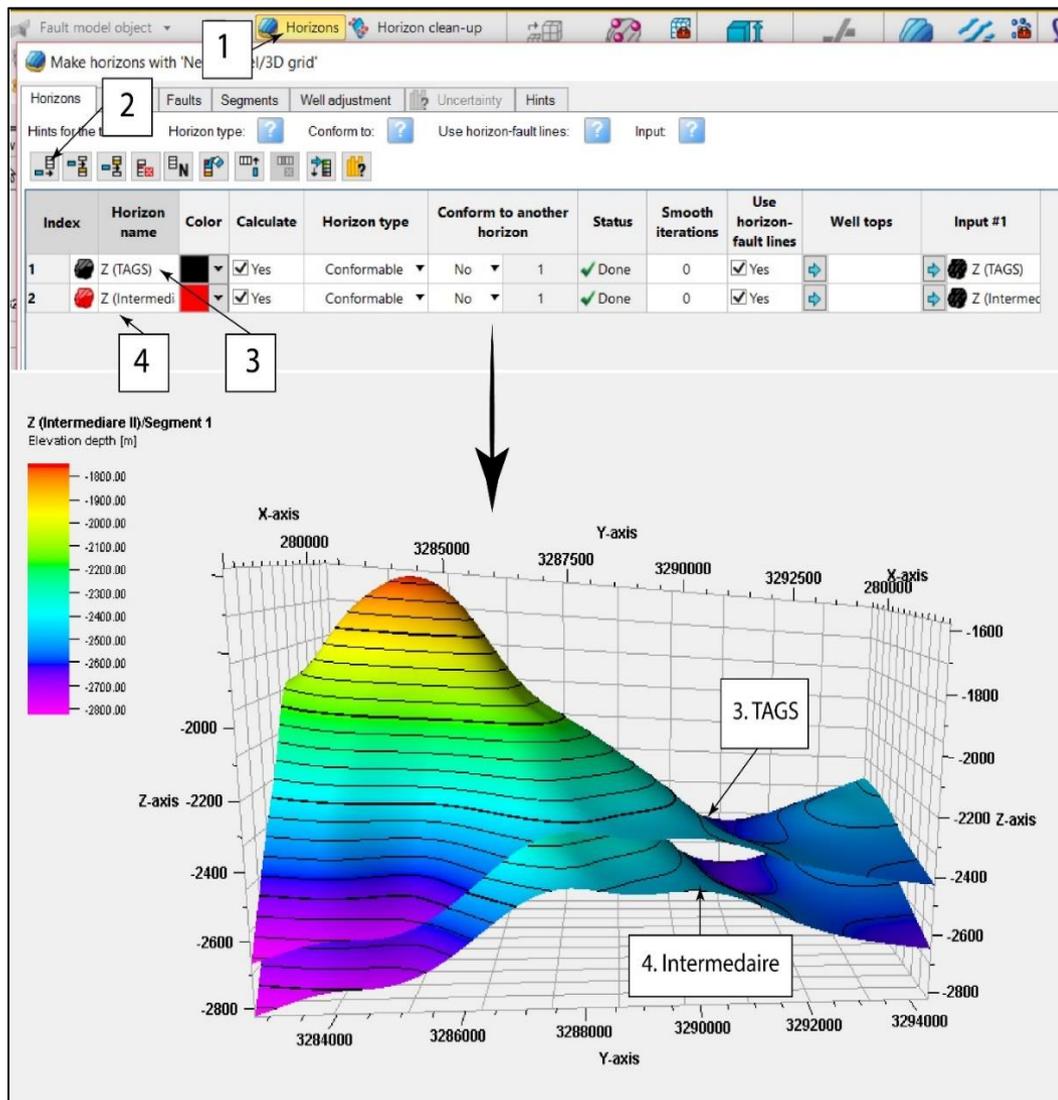


Fig. IV. 6 :Réglage pour le processus Make Horizons.

2. Insertion des zones (Make Zone) :

Le processus Make zone est la prochaine étape dans la définition de la résolution verticale de la grille 3D (Fig 1IV.7).

Le procédé va créer des zones entre chaque deux horizons (Fig IV.6). Les zones peuvent être ajoutées au mi- épaisseur et pourcentage constant. Well tops peuvent également être utilisés. Cette étape du procédé peut être sautée en l'absence de zonage ;les données d'épaisseur sont en forme d'isochores.

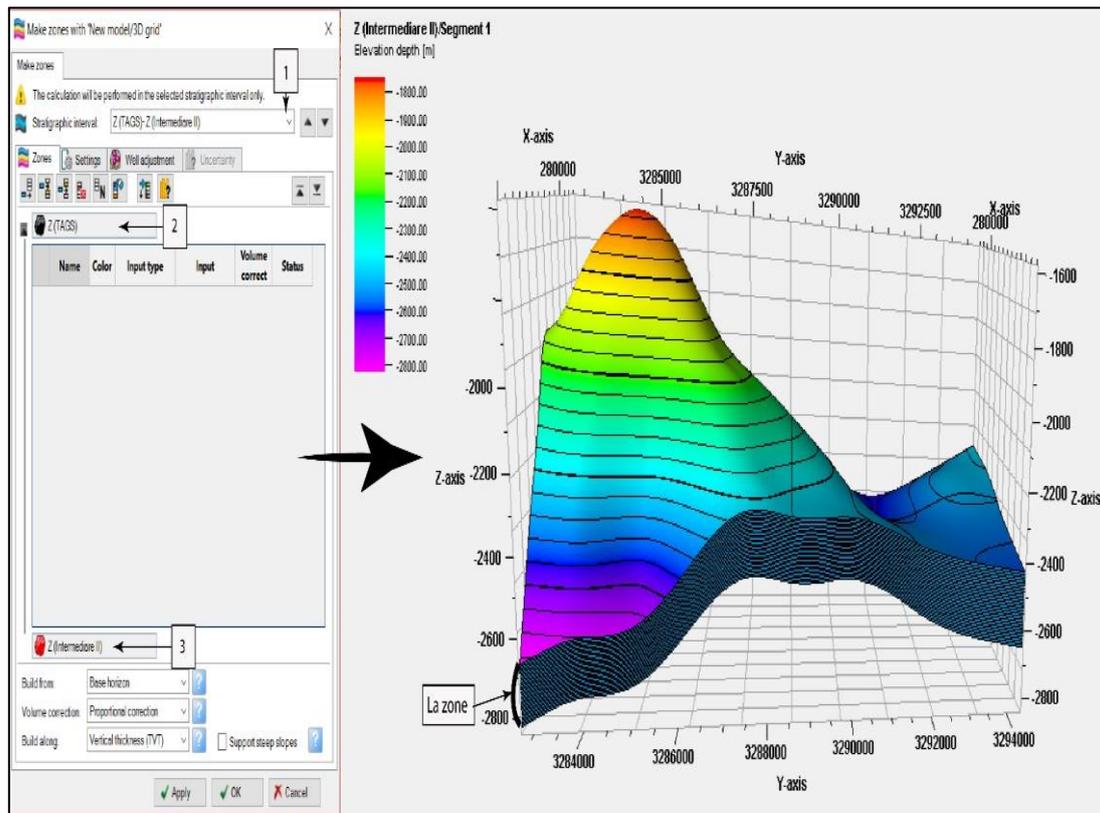


Fig. IV. 7: Réglage pour le processus Make Zone.

3. Insertion des sous-zones (Make layering) :

Le processus Make Layers permet de définir la résolution verticale finale de la grille en définissant l'épaisseur de la cellule ou le nombre de couches de cellules désirées (Fig IV.8).

La dernière étape dans la construction du modèle structurel est de définir l'épaisseur et l'orientation des couches entre les horizons de la grille 3D.

Ces couches en liaison avec les piliers définissent les cellules de la grille 3D qui sont assignés des attributs lors de la modélisation des propriétés.

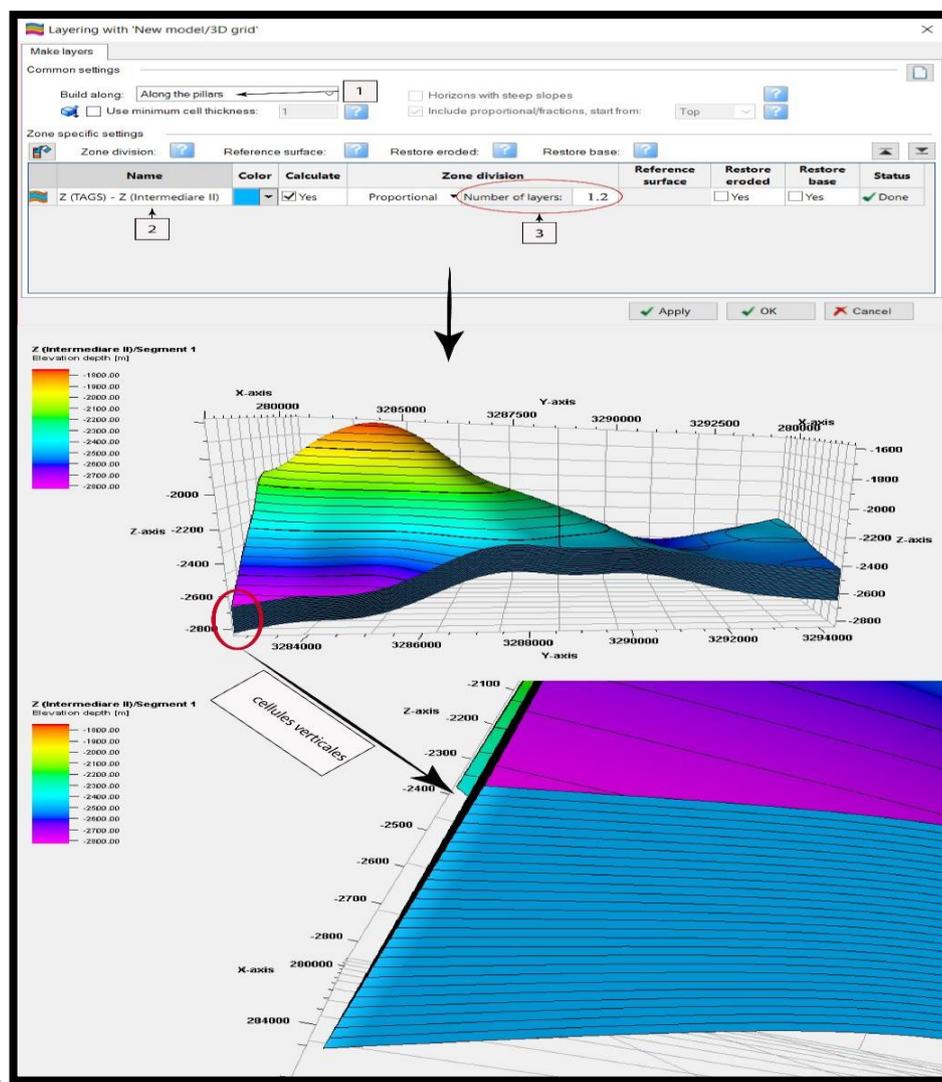


Fig. IV. 8: Réglage pour le processus Make Layers.

II.2.2 La modélisation des propriétés (Propriété modeling) :

La modélisation des propriétés est les processus de remplissage des cellules de la grille avec des propriétés discrètes (faciès) ou continues (pétrophysiques). Ces processus sont dépendants de la géométrie de la grille existante.

La modélisation des propriétés dans Pétrel est divisée en trois processus distincts :

- Geometrical Modeling (modélisation géométrique) : Aucune interpolation des données d'entrée n'est nécessaire. Les propriétés sont construites sur la base des propriétés géométriques des cellules de la grille eux-mêmes
- Facies Modeling (modélisation de faciès) : Interpolation ou la simulation de données discrètes ou nous avons utilisé la méthode de faciès électrique à partir des données du logs de 21 puits et les données de carotte du Puits N°14 pour déterminer la distribution des faciès .
- Petrophysic Modeling (modélisation pétrophysique) : C'est ce processus qui a été développé dans ce chapitre

II.2.2.1 Geometrical modeling :

La modélisation géométrique est le processus par lequel on utilise certaines fonctions prédéfinies pour générer des propriétés.

Les propriétés géométriques sont des propriétés créées à l'aide de variables systèmes prédéfinies telles que la hauteur de la cellule, volume apparent, la profondeur, les contacts, etc...

Chaque cellule aura une valeur numérique correspondante à la variable système sélectionné. Ces propriétés peuvent être importantes dans les calculs de volume et dans les opérations mathématiques entre les propriétés pétrophysiques (par exemple pour Sw transformation).

II.2.2.2 La modélisation des faciès et la modélisation pétrophysique :

Le modèle structural établi précédemment va être vêtu par les différentes données spécialement pétrophysiques. Ces données doivent être tout d'abord sur-échelées « Upscaled » puis analysées de façon statistiques.

Cette analyse statistique déterminera le modèle d'extrapolation à utiliser pour la modélisation.

L'exactitude du modèle géologique résultant est liée à la bonne analyse statistique des données correspondantes.

On obtiendra, à l'issue de cette modélisation, une simulation du réservoir en 3D en termes de facies, porosité, perméabilité, saturation ...etc.

1. Well log Upscaling :

- ❖ Attribuer des valeurs aux cellules de la grille 3D, pour passer de l'échelle centimétrique à l'échelle métrique (fig. IV.9).
- La moyenne de la cellule généralise la moyenne des puits sur toutes les cellules

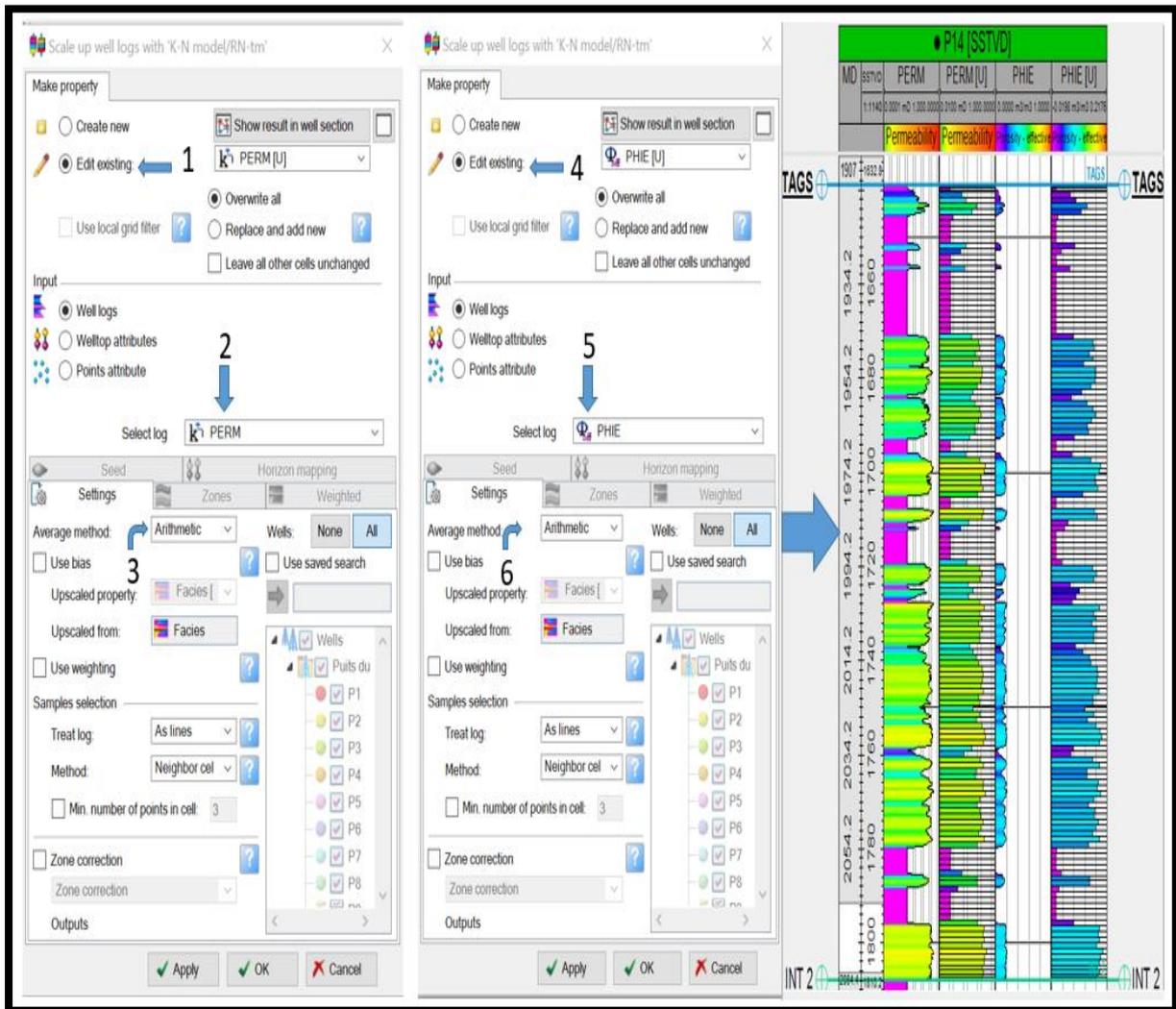


Fig. IV. 9: Réglage pour le processus Well log Upscalin.

II.2.2.3 Péetrophysique Modeling :

La modélisation pétrophysique est une interpolation ou simulation de données en continu, par exemple : la porosité, la perméabilité.

- La porosité a été modélisée à l'aide de la méthode Séquentiel Gaussien Simulation. (Fig IV.10)

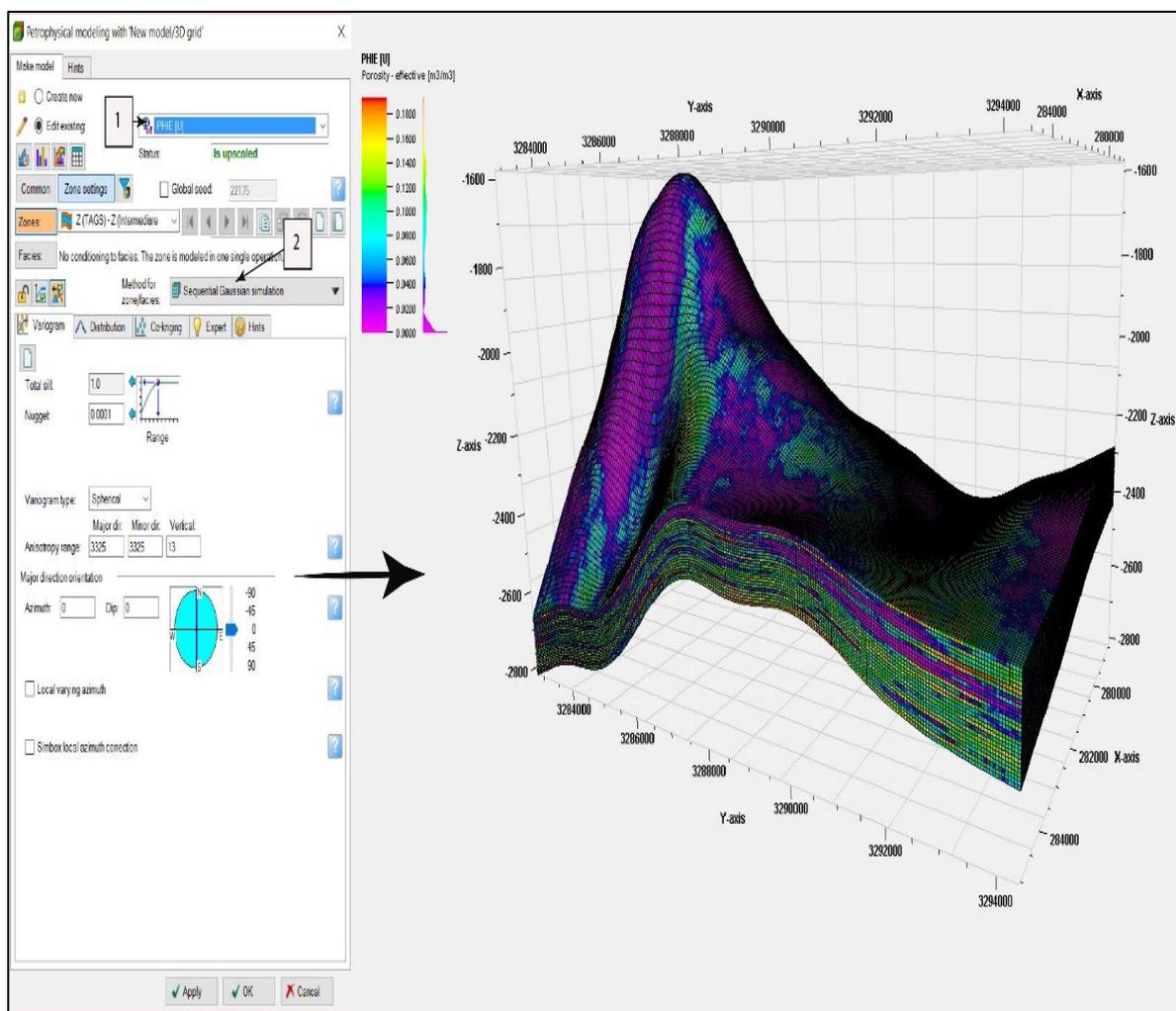


Fig. IV. 10: Réglage pour le processus porosité Modeling.

- Pour générer la grille de perméabilité à travers le modèle, les mêmes étapes ont été suivies, en tenant compte la distribution de la porosité par le Co-kriging. (fig. IV.11)

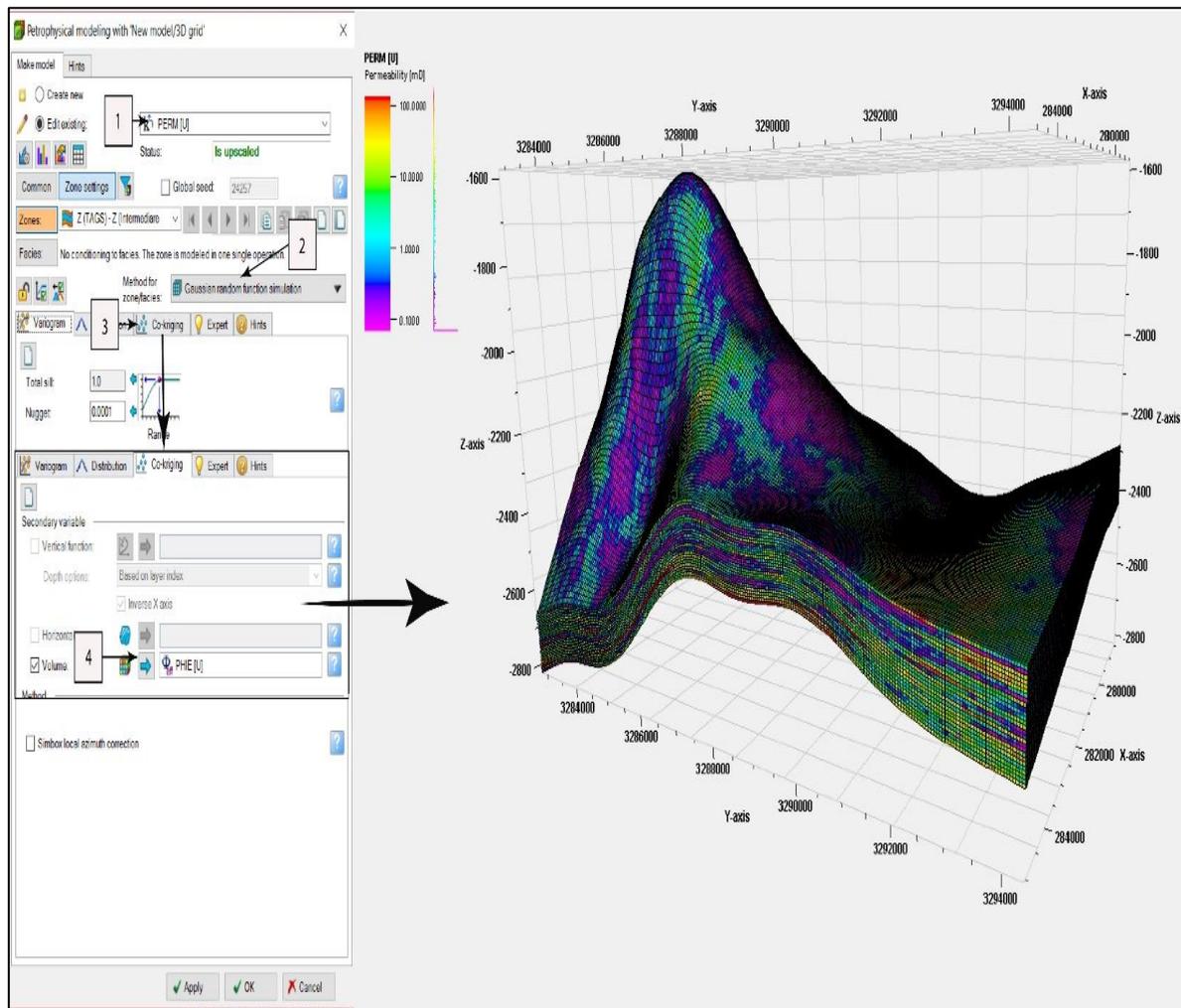


Fig. IV. 11: Réglage pour le processus porosité Modeling.

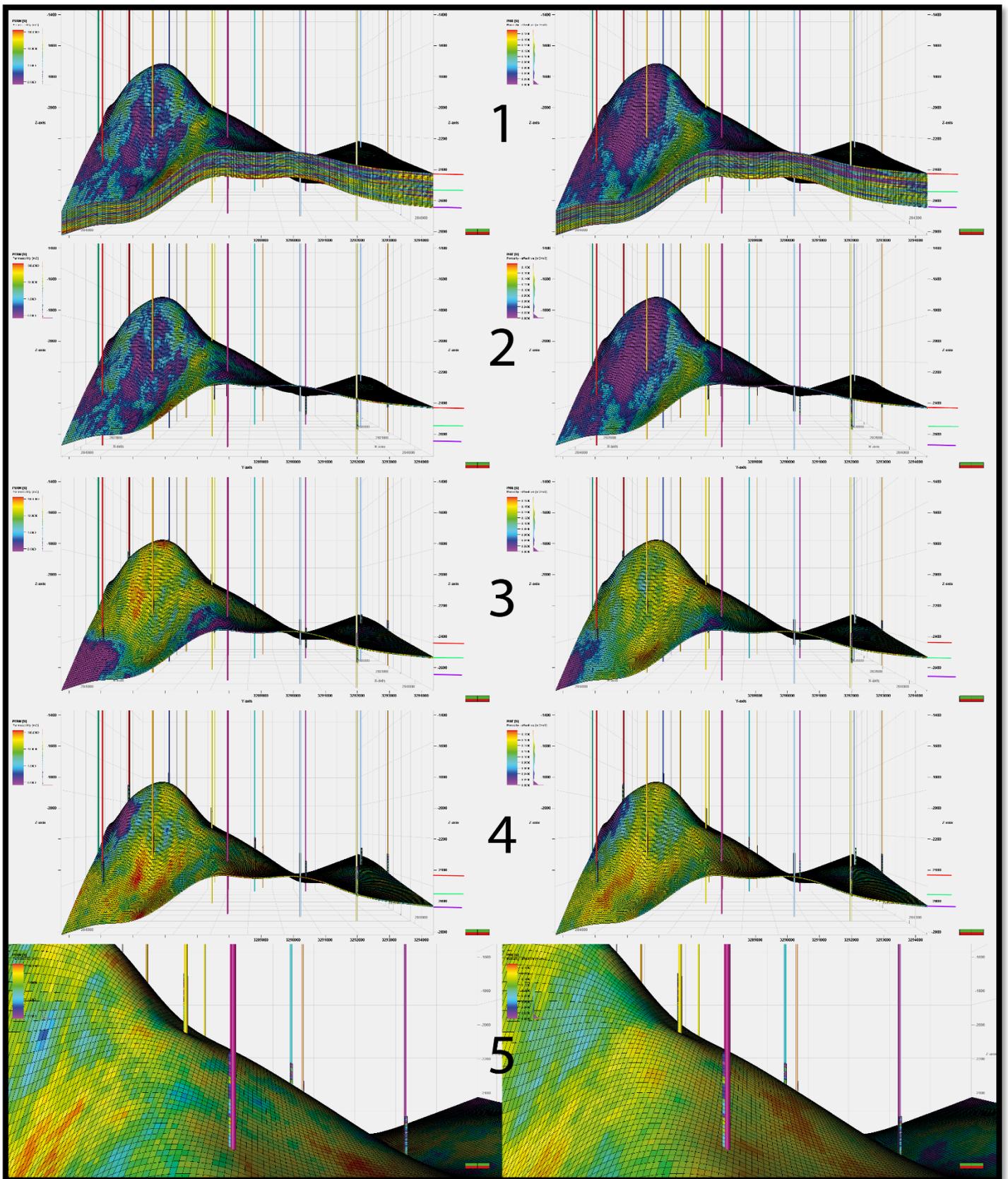


Fig. IV. 12: Modèle 3D de la porosité et la perméabilité en fonction de la profondeur.

Capture 1 : Les modèles de porosité (à droite) et de perméabilité (à gauche) du TAGS dans la région de Rhourde Nous Centre nous ont permis de bien visualiser les paramètres en allant du toit à la base de la formation.

Capture 2 : Les niveaux supérieurs du TAGS montre une faible porosité (de 5 % à 1%) accompagnée d'une perméabilité médiocre (aux environs de 0.1 mD) dans l'ensemble de la région.

Capture 3 : Le modèle montre une amélioration de la porosité et des valeurs faibles de perméabilité en fonction de la profondeur.

Capture 4 : Les niveaux inférieures du TAGS montre des bonnes valeurs de porosité (entre 14% et 18%), contrairement à la perméabilité et se présente avec des valeurs faibles. On note également une amélioration de la perméabilité à l'entour de quelques puits.

- ❖ Les résultats obtenus par le modèle statique sont validés localement par les logs et les carottes.

II.2.3 Calcul de réserve :

Les résultats de modélisation obtenus servent à l'estimation des accumulations du réservoir TAGS de la structure de Rhourde nous-centre notre zone d'étude.

1. La méthode utilisée :

La structure de Rhourde nous centre est encore en phase d'exploitation, donc on va calculer les réserves de gaz initial en place.

Le processus nécessaire se trouve sous utilités dont les paramètres nécessaires sont : le contact GW, le Net gross, la saturation et la porosité.

Les étapes pour calculer les réserves de notre zone d'étude sont :

- Etablissement de contact (make contact).
- Calcul du volume.

1.2. Etablissement de contact :

C'est le dernier processus sous structurale modeling ou on va rentrer le nom la valeur de -2475 de contact gaz-water (donnée réel sonatrach PED) .

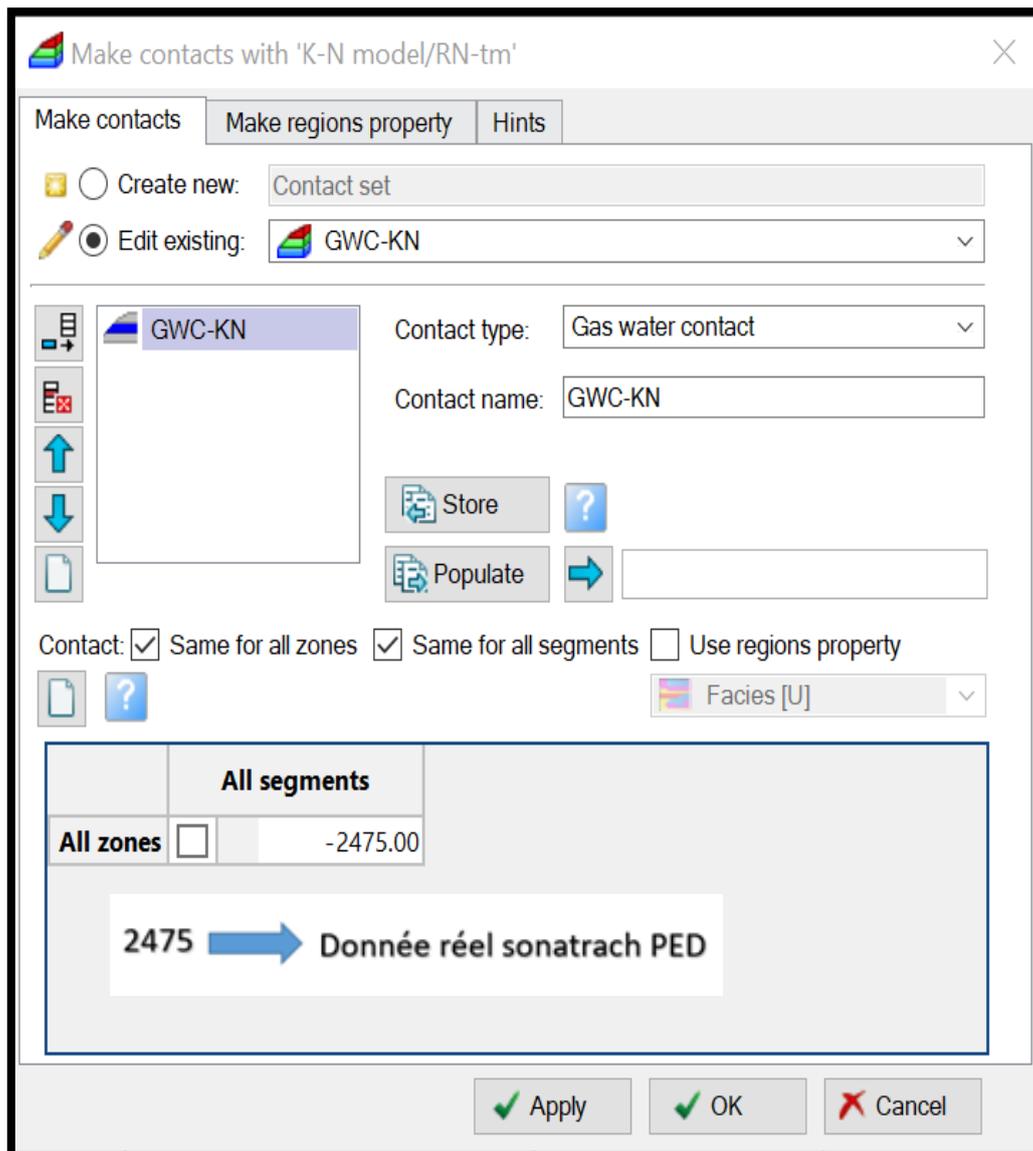


Fig. IV. 13: Réglage pour le processus make contact.

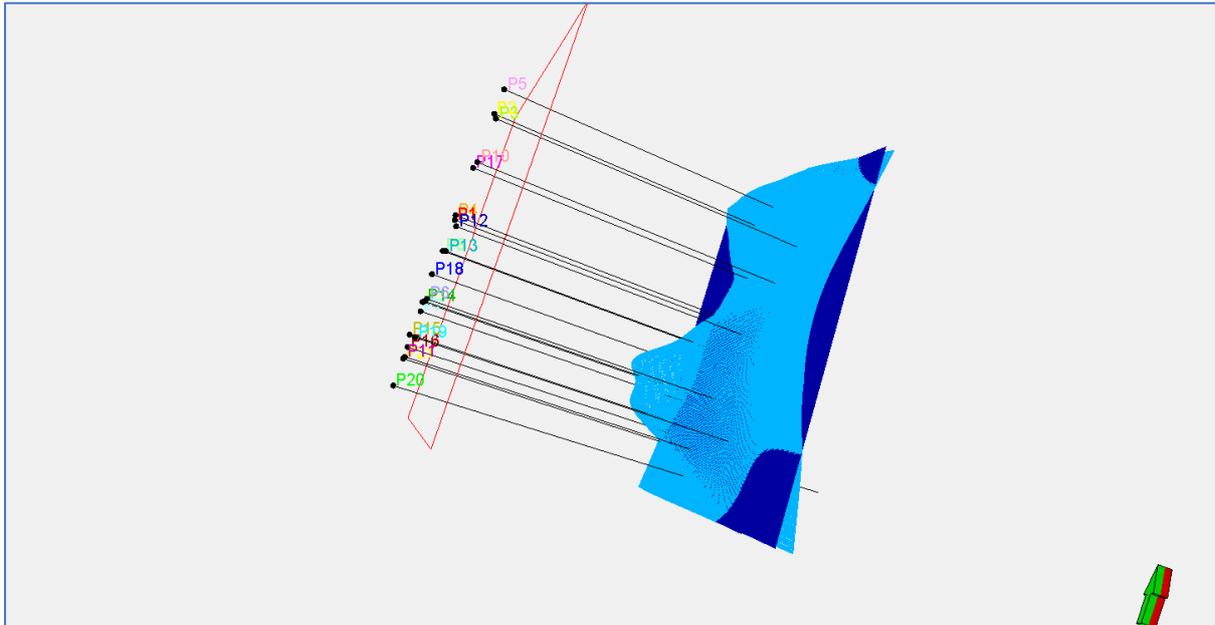


Fig. IV. 14: Model 3D de contact GAZ-WATER.

1.2. Calcul de volume :

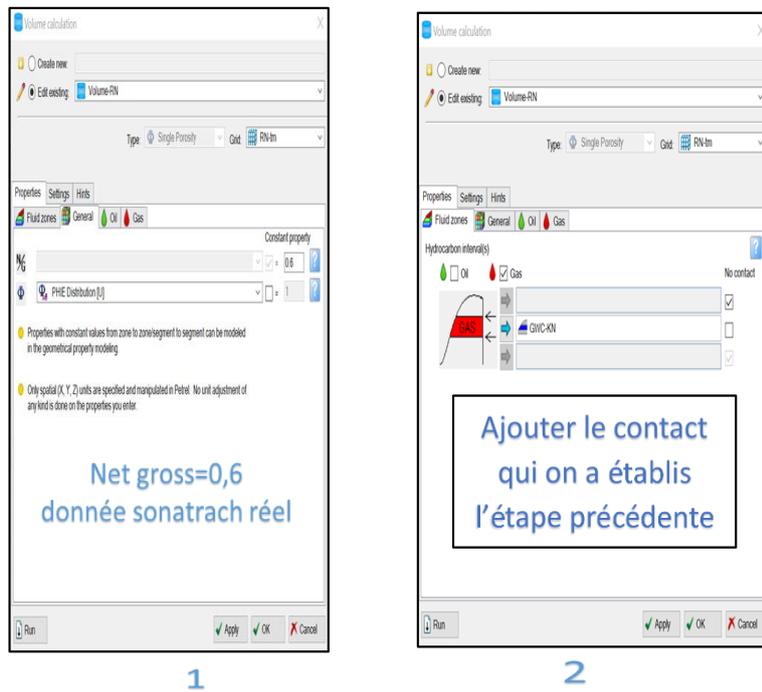


Fig. IV. 15: Réglage pour le processus volume calculation.

2. Résultat de calcul de réserve :

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Petrel 2017.4	Schlumberger							
2	User name	KAGHIM							
3	Date	Wednesday, June 15 2022 12:15:44							
4	Project	3D KRIMO.pet							
5	Model	K-N model							
6	Grid	RN-tm							
7	Input XY unit	m							
8	Input Z unit	m							
9									
10	HC Intervals	Includes gas interval only.							
11	Lower gas contact:	GWC-KN(GWC-KN							
12	General properties								
13	Net gross:	0.6							
14	Properties in gas interval								
15	Sal. gas:	1-Sw-So							
16	Bg (formation vol. factor):	0.0037 [m ³ /sm ³]							
17	Rv (vaporized oil/gas ratio):	0.001212 [sm ³ /sm ³]							
18	Recovery factor gas:	1							
19	Limite de la zone d'étude K-N								
20	Case	Bulk volume[*10 ⁶ m ³]	Net volume[*10 ⁶ m ³]	Pore volume[*10 ⁶ m ³]	HCPV gas[*10 ⁶ m ³]	STOIP (in gas)[*10 ⁶ sm ³]	GIIP (in gas)[*10 ⁶ sm ³]	GIIP[*10 ⁶ sm ³]	Recoverable gas[*10 ⁶ sm ³]
21	Volume-RN	18474	11084	851	375	123	101314	101314	101314
22	Totals all result types								
23	Zones								
24	TAGS	18474	11084	851	375	123	101314	101314	101314
25	Segments/Regions								
26	Segment 1	18474	11084	851	375	123	101314	101314	101314
27	Zones	Segments/Regions	Bulk volume[*10 ⁶ m ³]	Net volume[*10 ⁶ m ³]	HCPV oil[*10 ⁶ m ³]	STOIP (in oil)[*10 ⁶ sm ³]	STOIP[*10 ⁶ sm ³]	GIIP (in oil)[*10 ⁶ sm ³]	Recoverable oil[*10 ⁶ sm ³]
28	TAGS	Segment 1	18474	11084	0	0	123	0	123

Fig. IV. 16: Résultat de processus volume calculation. « output sheet »

❖ On distingue le tableau suivant :

Case	Bulk volume [$\times 10^6 m^3$]	Net volume [$\times 10^6 m^3$]	Pore volume [$\times 10^6 rm^3$]	HCPV gas [$\times 10^6 rm^3$]	GIIP [$\times 10^9 sm^3$]
Volume zone d'étude	18474	11084	851	375	101.3

❖ Formules utilisées par le logiciel petrel pour calcul du volume :

Bulk volume : c'est le volume total de la roche (m^2).

Net volume : $\text{bulk volume} * \text{Net /Gross} * \Phi$, c'est le volume utile de gisement (m^2).

Pore volume : $\text{bulk volume} * \text{Net /Gross} * \Phi$,c'est le volume des pores ouverts (m^2).

HCPV gas : $\text{bulk volume} * \text{Net /Gross} * \Phi * S_g$, c'est le volume de gaz qui se trouve dans les pores (m^2) .

S_g : c'est la saturation en gaz .

B_g : c'est coefficient volumétrique . **$B_g = 0,0037$**

II.3 CONCLUSION :

Après la construction du modèle structural et le remplissage de ce dernier par les données (K , Φ) pour faciliter la visualisation de la distribution des différents paramètres Pétrophysiques, on constate que les niveaux supérieurs du TAGS montrent de mauvaises valeurs de porosité qui augmente avec la profondeur, contrairement à la perméabilité qui reste faible sauf aux alentours de quelques puits dans les niveaux inférieurs du TAGS.

Le processus de modélisation permet de représenter de façon simplifiée les objets géologiques.

La processus nécessaire pour le calcul de réserve dont les paramètres nécessaire à son exécution sont : le contact GAZ-WATER , le Net gross ,la saturation en eau et la porosité, ce qui a permet de calculer le volume de gaz initial en place .

Conclusion générale

Conclusion générale :

Notre projet de fin d'étude est basé sur les données Pétrophysiques, diagraphiques et sédimentologiques de carottes, elles nous ont permis la création d'une base des données pour mieux caractériser le réservoir Trias Argileux Gréseux Supérieur de Rhourde Nouss Centre.

Nous avons pu mettre en évidence la nature fluviale de la région qui se présente comme des dépôts de réseau en tresse pour la partie inférieure, et des dépôts de méandrique pour la partie sommitale.

L'étude du profil de corrélation et des cartes en isopatches a permis de montrer que la diminution des profondeurs est due à la morphologie de la zone étudiée (Anticlinale) et non pas à la subsidence.

Le résultat de l'interprétation de données de notre zone montre que le réservoir TAGS est conservé et n'a pas subi aucune phase d'érosion.

La correction des valeurs Pétrophysiques a permis de les rapprocher aux valeurs réelles. Cependant le nombre des données de carottes restent insuffisantes pour effectuer les corrections.

L'interprétation des cartes en isoporosité et isoperméabilité a permis d'indiquer la présence d'un réservoir plus au moins compacte (porosité moyenne entre 10 % et 15 %, alors que la perméabilité dépasse rarement les 100mD).

La construction du modèle structural confirme la présence d'un anticlinale au Sud de Rhourde Nouss Centre.

La modélisation des propriétés pétrophysiques montre :

- Une mauvaise porosité aux niveaux supérieurs du réservoir contrairement aux niveaux inférieurs qui présentent de bonnes valeurs.

- Les valeurs de perméabilité augmentent avec la profondeur mais reste faible, sauf aux alentours de quelques puits.

Comme résultat de la modélisation nous avons obtenu une meilleure visualisation de la distribution des propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité).

Le segment 1 du réservoir de TAGS de la structure de Rhourde nous centre notre zone d'étude présente des réserves de gaz en place évalués à : **$375 \times 10^6 m^3$**

Bibliographie :

- ✓ **BEICIP - SONATRACH**, 1990 Evolution des réserves du champ de Rhourde Nouss. (Rapport interne).
- ✓ **BEICIP - SONATRACH**, 2002 Révision du modèle structurale des gisements de la région de Rhourde Nouss. (Rapport interne).
- ✓ **BOUDJEMA, A (1987)** Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Nord Oriental (Algérie). Thèse Doctorat État, Paris XI-Orsay, France .
- ✓ **Craig et al, 2006 , Beuf et al, 1971, Echikh et al, 1998.**
- ✓ **Documents sonatrach PED** (Rapport d fin de pendage de puits P14)
- ✓ **Rapport interne Sonatrach / Octobre 2000** : « Structure de Rhourde Nouss Central – Réservoir Trias Argilo-Gréseux Supérieur – Historique du forage horizontal et Incertitudes liées au développement de l’anneau d’huile ».
- ✓ **Rapport Sonatrach-Beicip-Franlab/ Juillet 1990** : « Région de Rhourde Nouss – Evaluation des réserves » .
- ✓ **Rapport Sonatrach-DeGolyer And MacNaughton/ June 1999** : « Report on a Reservoir Engineering Study of Certain Fields of the Rhourde Nouss Region - ALGERIA » .
- ✓ **Schlumberger (2009)**. Practical Guide for Petrel at HMD selection et optimisation des puits candidats au short radius .
- ✓ **SERRA, O (1979)** Diagraphies différées - bases de l'interprétation. Tome 1 : acquisition des données diagraphique _ Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf-aquitaine .
- ✓ **SLB-Schlumberger information solutions** (Next Schlumberger 2013) - Petrel (TM) Workflow tools: Vol. 1, 00p; Vol. 2, 256p; Vol. 3, 356p; Vol. 4, 233p; Vol. 6, 125p.
- ✓ **WEC, 2007** (Well Evolution Conférence).

Annexe

(description de carotte puit 14)

SONATRACH Direction Production - Géologie -		Carotte n° 1	Cotes: 1911 à 1920M	Date: 15-2-79	Forage: RN 26					
Fiche double perç: Lalloucha . B		Récupération: 86%	Type et ø carottier C23 8 1/8 X 6 3/4	Boue & Sable émulsionnée Densité: 1.49 Viscosité: 51						
Cotes 1911M	Fissures A B C D	Log	Description lithologique	Cotes	Mesures Physiques			Teneur en Fluides*		
					Perméabilité		Porosité	G.M.	Huile	Eau
					H	V				
			ARGILE verte indurée, Sableuse		0.16		7.9			
12			GRES gris clair à gris vert très fin à fin et à nombreux éléments de quartz grossiers à microconglomératiques, subanguleux à arrondis, Argileuse		0.14		5.5			
13			Fissure subverticale fermée vide et à colmatage d'Argile et de Silice.		0.08		5.5			
			TOP Trias AGS 1913, 70M		0.15		8.0			
14			Sable translucide à rosâtre moyen grossier à microconglomératique subarrondi à arrondi, friable à ciment Argileux de couleur verte à gris clair; tacheté de Kaolinite blanche pulvérulente.	1	0.34		13.6		8.8 60.3	
1915			intécalations de GRES quartzeux moyen grossier à très grossier. Passage et nodules d'ARGILE verte indurée. Fissures subv. à colm. de silice		4.0		10.8	5µ		
16			SABLE fin à moyen translucide à gris clair, friable, subanguleux à subarrondis, bien classé, faiblement Argileux. GRES quartzeux c c d	2	0.80		13.1		2.7 46.9	
17			ARGILE verte à brun chocolat indurée, feuilletée. Pas de fluorescence. Porosité moyenne.		5.5		8.0	15µ		
18					4.97		18.0			
19					18.3		7.9	8µ	2.7 35.9	
1920					55		5.0			
					275		17.2	25µ		
					0.80		15.0		5.3 59.3	

SONATRACH

Direction Production
- Géologie -

Carotte n° 2

Cotes: 1977 à 1985M

Date: 17-2-79

Forage: RN 26

Récupération: 90%

Type et ø carottier C 23
8 1/16 x 6 3/4

Boue & Salée émulsionnée
Densité: 1.48 Viscosité: 60

Fiche Échelle par: Lallaouha. B

Étage Trias AG.Sup Pendage moyen: Inobservable

Cotes 1977M	Fissures A B C D	Log	Fragiles P M	Pond B E	Description lithologique	Cotes	Mesures Physiques					Teneur en Fluides*			
							Perméabilité		Porosité		GMP	Huile	Eau		
							H	V	H	V					
78					<p><u>Alternances:</u> De <u>SABLE</u> translucide à gris clair rarement rosâtre fin moyen à grossier devenant microconglomératique à la base. subanguleux à subarrondi, faiblement Argileux friable, bien classé par endroits et à nodules d'ARGILE verte. De <u>GRES</u> gris-vert à gris clair parfois gris sombre fin moyen à grossier subanguleux à subarrondi, Argileux friable à compact. <u>D'ARGILE</u> brun-rouge au sommet et gris-vert à la base. Silto-sableuse indurée. Pas de fluorescence. Porosité moyenne.</p>	363					8.0				
						0.80									
79						0.41									
						232									
80						1	70.2						9.9	80.2	
						2.8									
81						2	116						8.0	5.2	84.5
						3	1526								
82						3	1017						0.0	25.4	
						4	0.80								
83					4	4.0									
					5	0.40									
84					5	0.40						8.0	0.0	0.0	
1985M															

A Échantillons manuels: 1 Échantillon (M. Smar)

* Les teneurs en Fluides sont exprimées en cm³ pour 100g de roche