



RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA BOUMERDÈS  
FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE  
DÉPARTEMENT GÉNIE PARASISMIQUE GÉOPHYSIQUE ET PHÉNOMÈNES ALÉATOIRES



MEMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME DE  
**MASTER**

DOMAINE : SCIENCES, TECHNOLOGIE DES HYDROCARBURES  
FILIÈRE: HYDROCARBURES  
OPTION : GÉOPHYSIQUE PÉTROLIÈRE

PRÉSENTÉ PAR :  
**MAIZA Ahmed**  
**MOSRANE Oussama**

**Thème :**

ÉVALUATION PÉTROPHYSIQUE STATIQUE DES  
RÉSERVOIRS À L'AIDE DES DONNÉES DES  
DIAGRAPHIES.  
CAS D'ÉTUDE CHAMP WEST IHANSATENE

Devant le jury :

<b>Mr. ALLEK</b>	<b>Karim</b>	<b>Professeur</b>	<b>UMBB</b>	<b>Président</b>
<b>Mr. FERAHTIA</b>	<b>Jalal</b>	<b>Professeur</b>	<b>UMBB</b>	<b>Examineur</b>
<b>Mme. AITADJEDJOU</b>	<b>Doria</b>	<b>MAA</b>	<b>UMBB</b>	<b>Encadrante</b>

# *Remerciement*

*Nous tenons tout d'abord à remercier notre dieu le Tout-puissant, de nous avoir accordé la santé, la force et la volonté pour mener à bien notre travail*

*Nous tenons aussi à remercier chaleureusement notre directrice de mémoire, Mme. AITADJEDJOU, pour son encadrement, ses précieux conseils et son soutien tout au long de la réalisation de ce travail. Ses connaissances et son expertise m'ont été d'une aide inestimable pour mener à bien ce projet.*

*Nous remercions également les membres du jury qui ont accepté d'évaluer ce mémoire et de partager leur regard critique et constructif. Leurs remarques et suggestions nous seront précieuses pour poursuivre notre réflexion sur ce sujet.*

*Nos remerciements vont aussi à l'ensemble des professeurs et intervenants de La faculté des hydrocarbures et de la chimie qui, par leurs enseignements et leur accompagnement, nous ont permis d'acquérir les connaissances et compétences nécessaires à la réalisation de ce mémoire.*

*Nous souhaitons aussi exprimer notre gratitude envers les professionnels de la division production-TFT et surtout Mr. AOUKA, Mr. HEDED et Mr. MAZROUI qui ont accepté de nous recevoir en stage pratique et de partager leur expérience. Leurs témoignages ont grandement enrichi notre réflexion et nourri notre analyse.*

*Enfin, nous remercions chaleureusement nos famille et nos amis pour leur soutien indéfectible et leurs encouragements tout au long de la rédaction de ce mémoire. Leur présence et leur écoute ont été un véritable réconfort dans les moments de doute et de stress.*

*À tous, un grand merci.*

# *Dédicace*

*À mes chers parents*

*Pour leur amour inconditionnel, leur soutien indéfectible et leurs sacrifices tout au long de mon parcours. Ce travail est le fruit de vos efforts et de votre dévouement. Puisse Allah vous accorder santé, longue vie et tout le bonheur du monde.*

*À mes sœurs,*

*Pour leur présence, leur affection et leurs encouragements qui m'ont porté tout au long de ces années d'études. Que ce modeste travail soit un témoignage de mon affection et de ma reconnaissance.*

*À ma grande famille MAIZA et BOUCHENTOUF*

*Pour votre amour et votre soutien. Que ce travail soit un hommage à votre générosité et à votre bienveillance.*

*À mon binôme,*

*Que ce travail soit le témoignage de notre amitié et de notre réussite commune, je suis fier de pouvoir partager cette réussite avec toi.*

*À tous mes amis et camarades Zakaria, Saidou, Fodil, Hamidou, Mohamed, Youcef, Rafik, Ilyes, Lafami et Salah.*

*Pour les moments de joie et de complicité partagés. Que notre amitié perdure à jamais.*

*À tous ceux qui me sont chers et qui se reconnaîtront,  
Que ce travail soit un témoignage de mon affection et de mon estime.*

*MAIZA Ahmed*

## *Dédicace*

*À mes chers parents,*

*C'est avec une profonde affection et une gratitude infinie que je vous dédie ces mots. Vous êtes les piliers sur lesquels ma vie s'est construite, les êtres qui m'ont guidé, aimé et soutenu sans relâche.*

*Vos sacrifices, votre dévouement et votre amour inconditionnel ont été la source d'inspiration qui m'a permis de devenir la personne que je suis aujourd'hui. Vous avez été là pour moi dans les moments les plus beaux comme les plus difficiles, m'apportant la force et le réconfort dont j'avais besoin.*

*À ma chère sœur,*

*Ton sourire illumine mes journées et ton soutien m'inspire chaque jour. Merci d'être une source constante de joie et de force. Je t'aime plus que les mots ne peuvent exprimer.*

*À mes chers frères,*

*Merci pour les rires partagés, les moments de complicité et votre soutien sans faille. Vous êtes plus que des frères, vous êtes mes amis et mes alliés. Je suis fier de vous avoir dans ma vie.*

*À tous mes amis camarades Tomiza, Aissa, Richa, Himda, Elkhel, Louai, Ilyes,*

*Sekyou, Zizo, Youcef, Abida, qbaha et mon binôme Ahmed*

*Merci pour votre amitié précieuse, vos rires contagieux et votre soutien indéfectible. Vous êtes une véritable bénédiction dans ma vie et je suis reconnaissant pour chaque moment partagé avec vous.*

*Avec tout mon amour, Je vous aime du fond du cœur.*

*MOSRANE Oussama*

## Sommaire:

<b><u>Introduction générale</u></b> .....	2
<b><u>Chapitre I : Présentation de la région d'étude WEST IHANSATEN</u></b>	
I.1: Introduction.....	4
I.2: Historique de recherche et d'exploration.....	4
I.3: Situation géographique du Bassin d'Ilizi.....	5
I.4: Situation géologique du Bassin d'Ilizi.....	6
I.5: Présentation de la région d'étude ( WEST IHANSATEN ).....	6
I.5.1: Introduction.....	6
I.5.2: Historique et situation géographique du gisement.....	7
I.5.3: Aspect structural.....	8
I.5.4: Aspect pétrolier et migration des hydrocarbures.....	9
I.5.5: Description lithostratigraphique.....	9
<b><u>Chapitre II : Caractéristiques pétrophysiques des réservoirs et les diagraphies utilisées dans la région de West Ihansaten</u></b>	
II.1: Porosité.....	12
II.1.1: Définition.....	12
II.1.2: Type de porosité.....	12
II.2: Perméabilité.....	13
II.2.1: Définition.....	13
II.2.2: Type de perméabilité.....	13
II.3: Saturation.....	14
II.3.1: Définition.....	14
II.3.2: Type de saturation.....	14
II.4: La relation entre la porosité et la perméabilité.....	14
II.5: Définition de la diagraphie.....	15
II.6: Les types des diagraphies.....	15
II.6.1: Diagraphie de Résistivité.....	15
II.6.2: Diagraphie Neutron (indice d'hydrogène).....	16
II.6.3: Diagraphie de Radioactivité GR.....	16
II.6.4: Diagraphie Sonique.....	17
II.6.5: Diagraphie de Densité.....	17

### **Chapitre III : Evaluation pétrophysique du réservoir**

III.1: Introduction.....	20
III.2: Le logiciel utilisé "TECHLOG".....	20
III.3: Les étapes de l'interprétation sur TECHLOG.....	21
III.4: Présentation des puits .....	22
III.5: Présentation des logs enregistrés.....	23
III.6: Interprétation qualitative .....	23
III.6.1: Découpage des zones réservoirs.....	23
III.6.2: Corrélations entre les puits .....	25
III.7: Interprétation quantitative.....	26
III.7.1: Calcul du volume d'argile $V_{sh}$ .....	26
III.7.2: Calcul de la porosité.....	26
III.7.2.1: Calcul de la porosité densité.....	26
III.7.2.2: Calcul de la porosité sonique.....	27
III.7.2.3: Calcul de la porosité neutron.....	27
III.7.3: Calcul de la saturation en eau $S_w$ .....	28
III.7.4: Calcul de la perméabilité .....	29
III.8: Résultats d'évaluation pétrophysique sur le logiciel TECHLOG.....	30
III.9: Interprétation des résultats obtenues.....	36

### **Chapitre IV : Réalisation des cartes 2D et 3D**

IV.1: Introduction.....	40
IV.2: Réalisation des cartes .....	41
IV.2.1: Réservoir R1.....	41
IV.2.1.1: Porosité.....	41
IV.2.1.2: Perméabilité.....	42
IV.2.2: Réservoir R2.....	43
IV.2.2.1: Porosité.....	43
IV.2.2.2: Perméabilité.....	44
IV.2.3: Réservoir R3.....	45
IV.2.3.1: Porosité.....	45
IV.2.3.2: Perméabilité.....	46
IV.3: Interprétation des cartes.....	47
IV.3.1: Réservoir R1.....	47
IV.3.1.1: Porosité.....	47
IV.3.1.2: Perméabilité.....	47
IV.3.2: Réservoir R2.....	47
IV.3.2.1: Porosité.....	47
IV.3.2.2: Perméabilité.....	47
IV.3.3: Réservoir R3.....	48
IV.3.3.1: Porosité.....	48
IV.3.3.2: Perméabilité.....	48

<i>IV.4: Conclusion</i> .....	48
<b><u>Conclusion générale</u></b> .....	50

# **Introduction générale**

### ***Introduction générale***

L'exploration et la production d'hydrocarbures reposent sur une connaissance approfondie des réservoirs pétroliers et gaziers. Parmi les disciplines clés, la pétrophysique joue un rôle essentiel dans la caractérisation des propriétés des roches et des fluides en place.

L'évaluation pétrophysique d'un réservoir consiste à déterminer avec précision des paramètres tels que la porosité, la perméabilité, la saturation en fluides, la teneur en argiles, etc. Ces propriétés pétrophysiques sont en effet déterminantes pour estimer le potentiel productif d'un gisement et guider son développement optimal.

Les techniques d'évaluation pétrophysique s'appuient principalement sur l'interprétation des diagraphies de puits, qui fournissent des mesures des propriétés de la formation. Couplées aux données géologiques et de production, ces informations permettent de construire un modèle statique et dynamique du réservoir, indispensable à une exploitation efficace.

Cependant, l'interprétation des données de puits comporte de nombreux défis, liés notamment à l'hétérogénéité des réservoirs, à l'intégration de données de disciplines variées, ou encore à la caractérisation des fluides en place. Une approche rigoureuse est donc nécessaire pour surmonter ces obstacles et aboutir à une évaluation fiable du potentiel du réservoir.

C'est dans ce contexte que s'inscrit la présente étude, qui vise à évaluer en détail les propriétés pétrophysiques du champs West Ihansatene, en s'appuyant sur l'analyse approfondie des diagraphies de puits et des autres données disponibles. Les résultats obtenus permettront d'optimiser le développement de ce gisement.

Le plan de travail adopté est le suivant :

Chapitre I: Présentation de la région d'étude West Ihansatene

Chapitre II: Caractéristiques pétrophysiques des réservoirs et les diagraphies utilisées dans la région de West Ihansaten

Chapitre IV: Evaluation pétrophysique des réservoirs

Chapitre V: Réalisation des cartes 2D et 3D

# **CHAPITRE I: Présentation de la région d'étude West Ihansatene**

**I.1: Introduction**

L'Algérie est l'un des principaux producteurs de gaz en Afrique, grâce à sa géologie favorable aux accumulations des hydrocarbures. Son potentiel pétrolier est principalement lié aux bassins sédimentaires du Sahara, qui contiennent des réservoirs riches en pétrole et en gaz.

Les bassins du Sahara algérien regorgent de ressources naturelles, notamment en hydrocarbures, et se déclinent en plusieurs régions géologiques clés (Fig I.1) :

- Bassin de Berkine
- Bassin de Hassi Messaoud
- Bassin de Hassi R'mel
- Bassin de Timimoun

Bassin d'Illizi : Situé dans le Sahara oriental algérien, parmi les plus productifs d'Algérie. Ce bassin fait partie de la province Est, riche en ressources pétrolières et gazières.

**I.2: Historique de recherche et d'exploration**

- Début de l'exploration (1950-1962)

Les premières opérations de recherche pétrolière dans le bassin d'Illizi remontent aux années 1950.

En 1956, le gisement géant de Hassi Messaoud est découvert dans le bassin voisin de Berkine.

La première découverte d'hydrocarbures dans le bassin d'Illizi date de 1958, avec le forage de Hassi Mazoula-1 dans la partie nord-ouest du bassin. Jusqu'en 1962, 78 forages ont été réalisés dans le bassin, avec 26 forages positifs.

En 1962, les réserves initiales estimées dans le bassin d'Illizi s'élevaient à environ 735 millions de tonnes d'huile, 479 milliards de m<sup>3</sup> de gaz et 78 millions de tonnes de condensat.

- Développement de l'exploration (1963-1970)

De 1963 à 1970, il y a eu une forte activité d'acquisition sismique réflexion et une intensification des opérations de forage.

Le bassin d'Illizi a fait l'objet de nombreuses études géologiques de la part des compagnies pétrolières, mais peu de résultats ont été publiés.

Le travail de thèse de Latrèche en 1987, réalisé pour Sonatrach, a marqué une étape importante dans la connaissance du réservoir Dévono-Carbonifère du bassin (Latrèche, 1987) (Latrèche et Coquel, 1996)

- Exploration récente

L'exploration des hydrocarbures est très développée dans le bassin d'Illizi, avec la découverte de super-géants comme les champs de Zarzaitine et de Tin Fouyée Tabankort.

Le bassin contient 3 systèmes pétroliers actifs : Cambro-Ordovicien/Silurien inférieur, Dévonien/Silurien inférieur, et Dévonien supérieur-Carbonifère/Dévonien supérieur.

Une analyse récente de la prospectivité du bassin a été réalisée pour évaluer les zones favorables à l'accumulation d'hydrocarbures.

### ***L3: Situation géographique du bassin d'Illizi***

Le bassin d'Illizi se situe au Sud-Est du Sahara algérien entre

- Les latitudes 29° 45'00'' et 26° 30'00''N
- Longitudes 6°30 et 10°E. (Fig I.1)

Il est limité :

- Au Nord par le bassin de Berkine.
- A l'Est par la mole de Tihemboka.
- Au Sud par les affleurements du Tassili N'Ajjer.
- A l'Ouest par la dorsale d'Amguid El Biod qui le sépare du bassin de Mouydir.

Ce bassin s'étend jusqu'en Libye à l'Est, mais la plus grande partie se trouve en Algérie occupant ainsi une superficie de 100 000 km<sup>2</sup>.

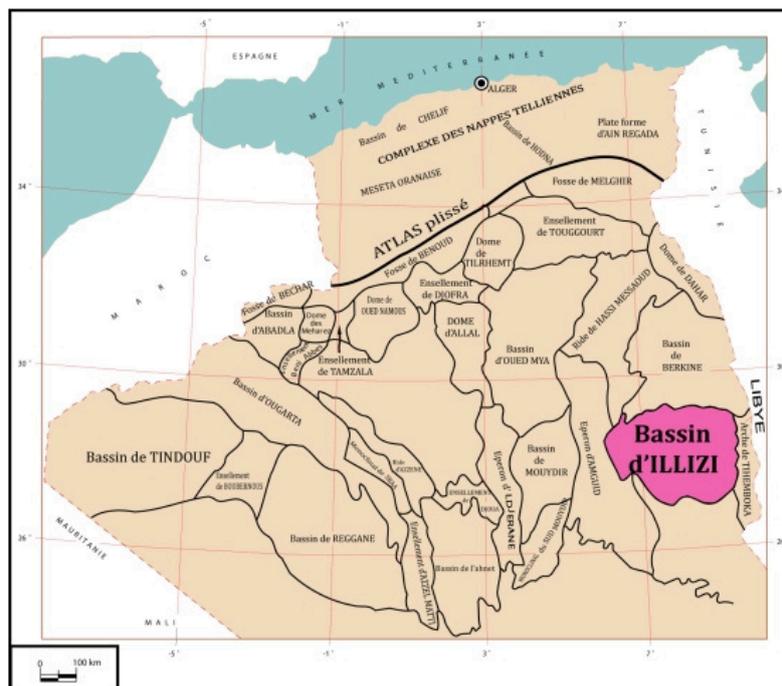


Fig I.1: La carte des bassins sédimentaires de l'Algérie

***I.4: Situation géologique du bassin d'Ilizi***

Le bassin d'Ilizi, une dépression semi-circulaire étendue sur 350 km en latitude et longitude, présente une couverture sédimentaire significative déposée principalement durant le Paléozoïque et le Mésozoïque. Classé parmi les vastes bassins intracratoniques, il affiche une épaisseur de sédiments variant de 3500m au Sud-Est à 2700m au Nord-Ouest (Nedjari, Amrane, Amrouche, 1998) . Ce bassin a été le théâtre d'événements tectoniques majeurs au fil de son histoire géologique, avec des dépôts sableux datant du Mio-Pliocène recouvrant les formations terminales du Mésozoïque, ainsi qu'un quaternaire de faible épaisseur souvent discontinu. ( Fig I.2 )

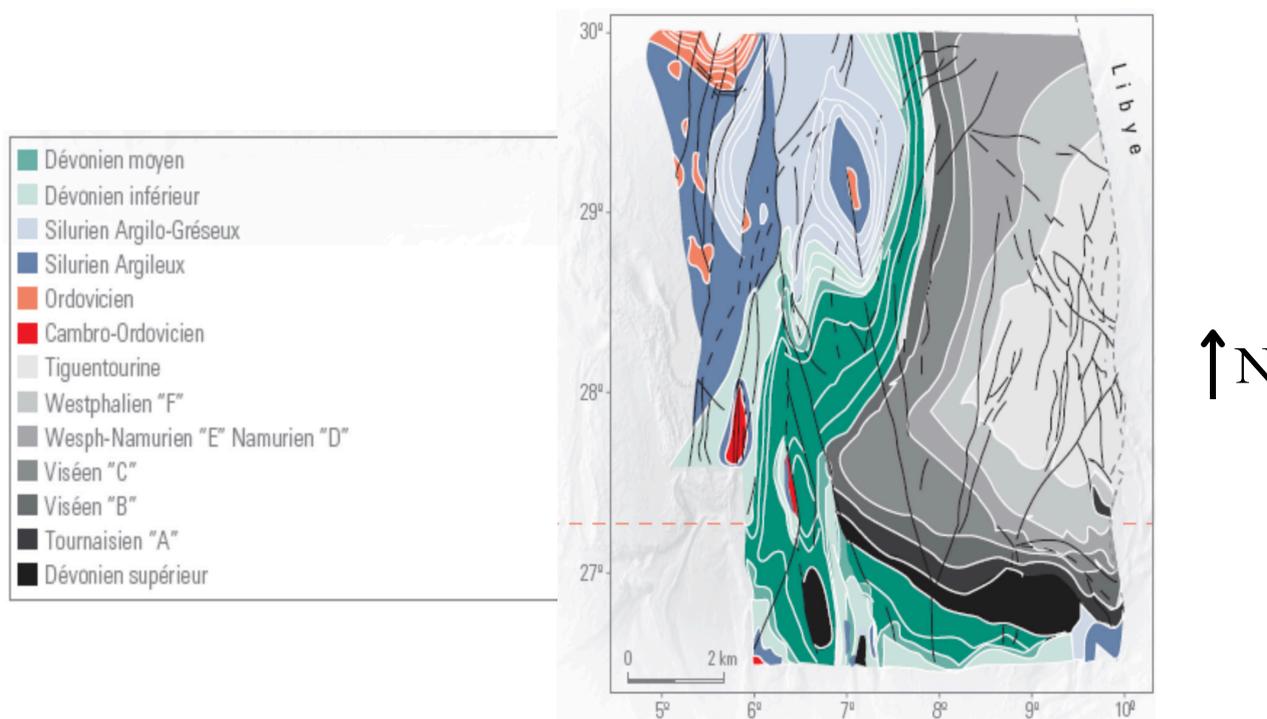


Fig I.2: Situation géologique du bassin d'Ilizi

***I.5: Présentation de la région d'étude (WEST IHANSATENE)*****II.5.1: Introduction**

L'Association SONATRACH / MEDEX a joué un rôle actif dans l'exploration du Bloc 242, situé dans le bassin d'Ilizi, depuis 2002. Les accumulations des hydrocarbures des puits West Ihansatene (WIH & WHA/WHD) se trouvent dans la partie sud-ouest du périmètre Bourarhet Nord (Bloc 242), à environ 30 km au sud du champ d'Edeyen. ( Fig I.3)

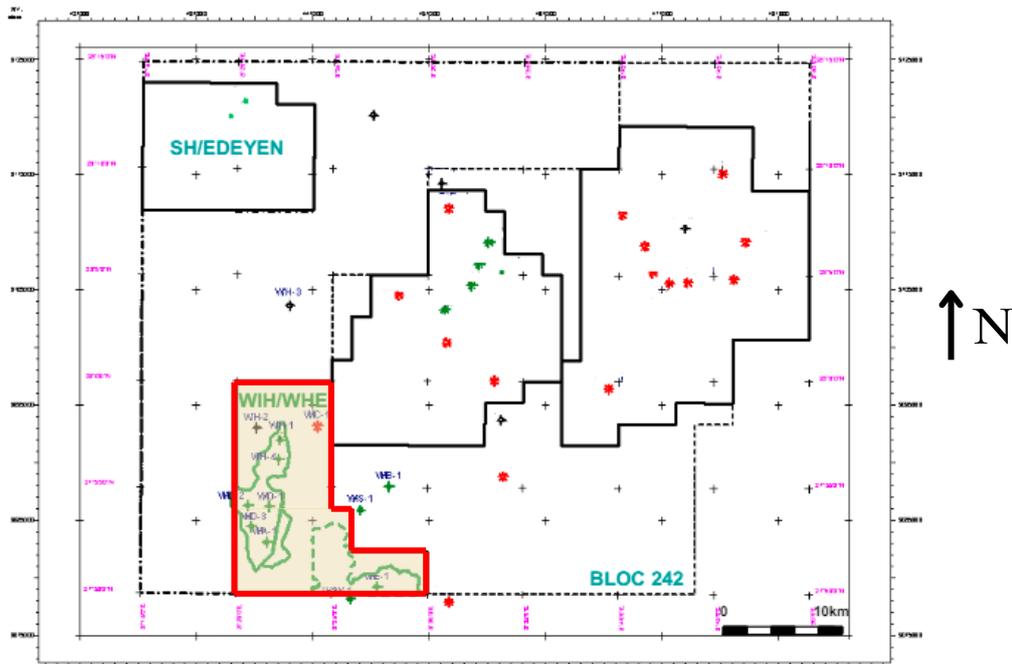


Fig I.3: Localisation du gisement de West Ihansatene dans le Bloc 242 ( Doc Sonatrach )

**II.5.2: Historique et situation géographique du gisement**

Le gisement de West Ihansatene (WIH & WHA/WHD) a été découvert en 1963 et 1964, respectivement, suite aux forages de WIH-1 et WHA-1. Ces forages ont révélé une structure anticlinale séparée au niveau du Dévonien F6-C3/C2. Une campagne de forage d'exploration et d'appréciation menée par l'association Sonatrach / Medex de juin 2006 à mai 2007, incluant 4 puits (WIH-4, WHD-1, WHD-2 et WHD-3), a levé les incertitudes du modèle géologique et confirmé les volumes d'huile en place dans le Dévonien F6-C3/C2. Pour améliorer l'image structurale de l'accumulation principale, l'association a acquis une sismique 3D sur la zone (WIH & WHA/WHD) dès 2007. Cette campagne 3D a permis de définir la nouvelle structure WHE, située à environ 10 km à l'Est du puits WHA-1. ( Doc Sonatrach ) ( Fig I.4)

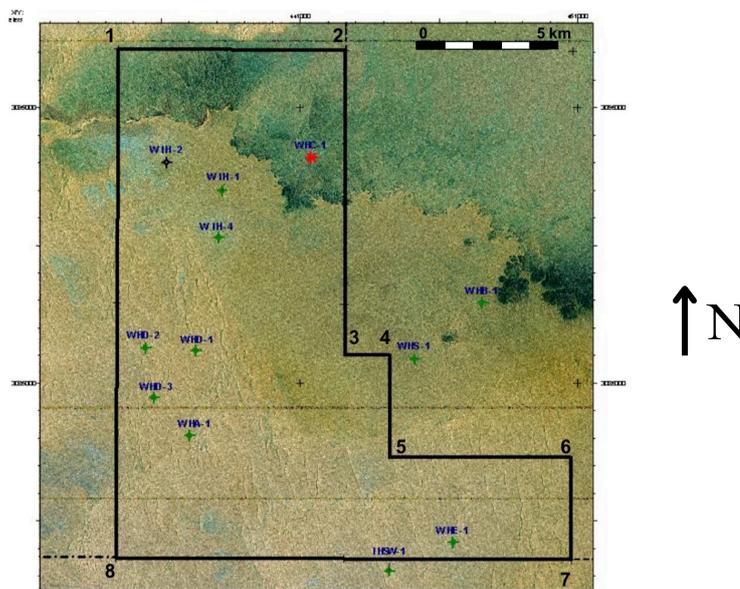


Fig I.4: Les positions des puits de la région West Ihansatene ( Doc Sonatrach )

**II.5.3: Aspect structural**

L'historique des mouvements de faille est bien documenté dans le bassin de Berkine, grâce à la préservation des sédiments du Trias moyen et supérieur, Jurassique et Crétacé. La faille régionale prédominante qui contrôle l'existence des structures du Dévonien F6 de (WIH & WHA/WHD) est orientée N-S. C'est une faille d'extension régionale qui dépasse le cadre des limites du permis. Elle prend son origine dans le Précambrien. Etant donné la longueur de la faille (plus de 40 km) et le faible rejet observé aujourd'hui, de l'ordre de 30 à 40 m au niveau local de (WHA/WHD), cette faille est principalement une faille en décrochement d'extension régionale. ( Doc Sonatrach ) (Fig I.5), (Fig I.6)

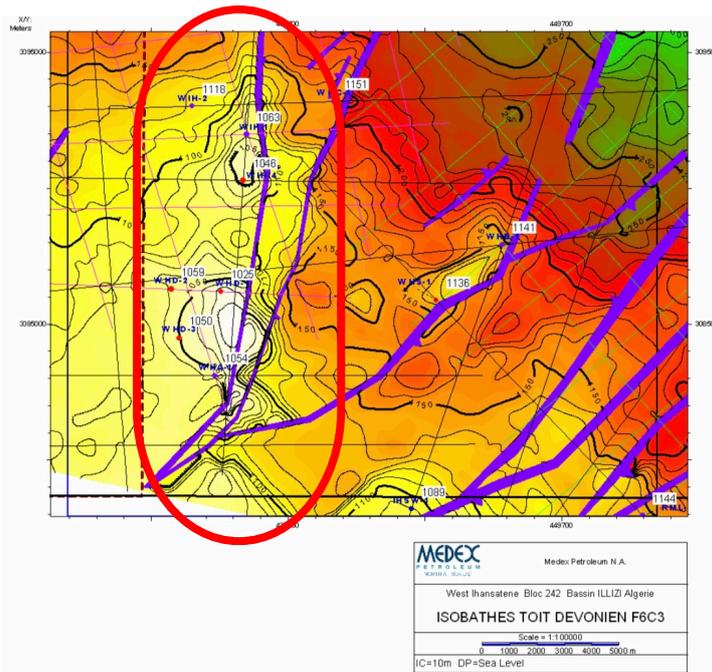


Fig I.5: Carte en isobathes au toit du devonien F6C3 montrant les failles affectantes la région

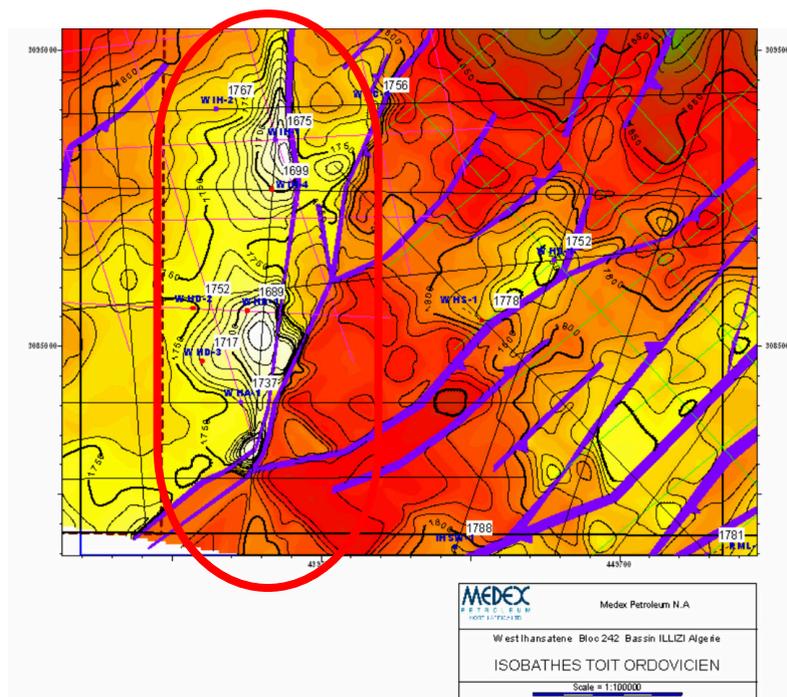


Fig I.6: Carte en isobathes au toit d'ordovicien montrant les failles affectantes la région

#### **II.5.4: Aspect pétrolier et migration des hydrocarbures**

L'huile découverte dans la structure de West Ihansatene appartient à deux unités lithostratigraphiques connues, régionalement dénommées Dévonien F6-C3 et Dévonien F6-C2. Les roches mères des réservoirs du Dévonien F6 proviennent de deux sources distinctes : les argiles radioactives du Dévonien (Frasnien) et celles du Silurien. L'identification précise de la contribution de chacune est rendue difficile en raison des incertitudes liées au timing de la génération des hydrocarbures, à l'évolution tectonique du bassin et aux distances de migration par rapport au dépo-centre du bassin d'Illizi. La génération des hydrocarbures a débuté au Crétacé inférieur, avec une migration initiée lors de la phase tectonique autrichienne. Ce processus a débuté dans le Nord pour progresser vers le Sud au cours du Crétacé supérieur et du Tertiaire, en raison de l'enfouissement des sédiments plus jeunes et de la position du dépo-centre plus au Nord. La migration des hydrocarbures s'est effectuée vers le Sud en suivant les axes régionaux des dépôts gréseux, jusqu'à rencontrer des pièges structuraux préexistants, tels que les structures WIH et WHD. Les mouvements tectoniques postérieurs au remplissage n'ont pas entraîné de pertes significatives des accumulations, principalement marqués par un basculement régional. La migration secondaire s'est également produite verticalement à travers des conduits existants le long des axes de faille, établissant une communication directe entre les roches mères et les roches réservoirs. ( Doc Sonatrach )

#### **II.5.5: Description lithostratigraphique**

Les unités du Dévonien F6-C représentent une succession d'unités détritiques entre les unités argileuses du B1 à la base et de l'Emsien (F4) au sommet. Toutes ces unités sont présentes au niveau régional du bassin d'Illizi. Les unités F6-C concernées sont dénommées F6-C3, F6-C2 et F6-C1 de haut en bas. Le Dévonien F6-C1 est le meilleur réservoir parmi les unités du F6, mais sa position structurale basse sur West Ihansatene le positionne au-dessous du plan huile / eau. ( Tableau I.1) . Cependant, le F6-C1 est important car il représente l'aquifère (de volume important) sous-jacent aux accumulations d'huile. Il pourrait jouer un rôle important sur le mode de drainage du gisement West Ihansatene. Quant aux unités F6-C2 et F6-C1 qui présentent des variations latérales d'épaisseur et de lithologie sur de courtes distances, il est difficile de les délimiter d'une façon précise. Par contre, dans la région de West Ihansatene il est facile de définir et de différencier le Dévonien F6-C3 du Dévonien F6-C2 car la base du F6-C3 est toujours représentée par un intervalle qui illustre la base de la transgression (Channel lag) de l'unité F6-C3 dont la signature sur log est caractéristique (confirmée par l'étude des carottes). Sur le plan régional, les dépôts du F6-C s'épaississent et s'enrichissent en argiles du Nord au Sud. A l'échelle des deux structures (WIH & WHA/WHD) le F6-C3 s'épaissit et devient plus argileux en direction du Sud mais ce changement est graduel. Ces épaississements et enrichissements en argiles du F6-C3 sont par contre beaucoup plus rapides en direction de l'Ouest. C'est ce qui a été observé sur les puits WHD-2 et WHD-3 par rapport aux puits WHD-1 et WHA-1, séparés seulement d'environ 2 km. ( Doc Sonatrach ) (Fig I.7)

Ces observations montrent que la faille bordière d'importance régionale, orientée N-S est active pendant la déposition du F6-C3. Elle joue également un rôle important sur la distribution des grès au niveau qualitatif et quantitatif (surtout la perméabilité) mais aussi sur le piégeage des hydrocarbures, le plan Huile-Eau (OWC)

Lithostratigraphie	Surface	Subdivisions Réservoir versus Non Réservoir	
	Base F4 SH		Argiles (Couverture)
	Top F6-C3		Marqueur sismique
F6-C3		R1	Réservoir R1
		R2	Réservoir R2
		R3	Réservoir R3
	Base F6-C3 / Top F6-C2		
F6-C2		F6-C2 SH	Argiles: Constante 8,5 m (WHD-1 & WHA-1)
		R4 (F6-C2 SS)	R4 :Constante 6,5 m (WHD-1 & WHA-1)
	Base F6-C2 SS		

Tableau I.1: Lithostratigraphie et Subdivisions des zones réservoirs et non-réservoirs ( Doc Sonatrach )

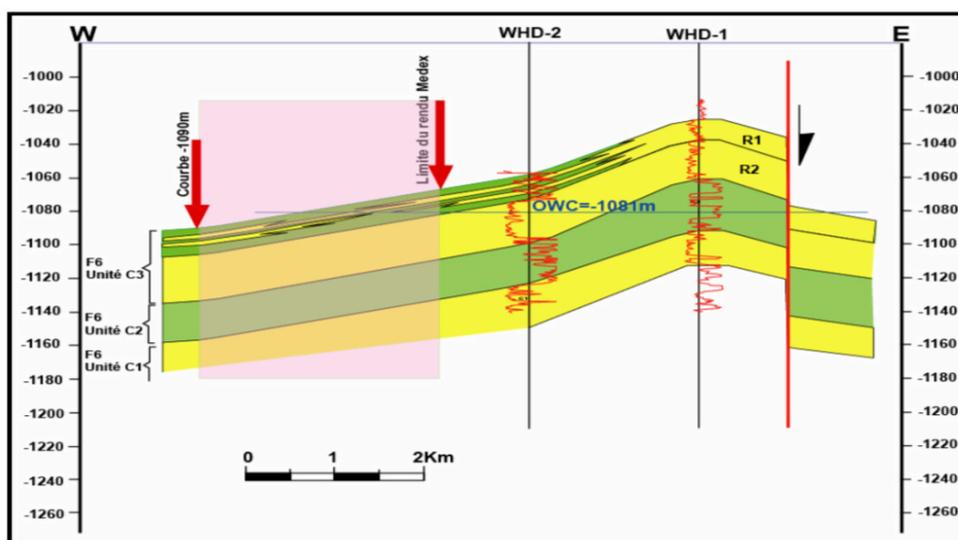


Fig I.7: Coupe lithostratigraphique Profondeur entre les puits WHD-1 et WHD-2 ( Doc Sonatrach )

---

# **Chapitre II: Caractéristiques pétrophysiques des réservoirs et les diagraphies utilisées dans la région**

---

**II.1: Porosité****II.1.1 : Définition**

La porosité est le volume de vide (pore) existant dans la roche (Fig II.1), pouvant être occupés par des fluides ( eau, hydrocarbures ), sur le volume total de la roche. Ce nombre fractionnaire est généralement exprimé en % (Desbrandes, 1982). Les roches réservoirs ont des porosités très variables, généralement comprises entre 10% et 35 %.

$$\Phi = \frac{V_{pore}}{V_{totale}} = \frac{V_{totale} - v_{solide}}{V_{totale}}$$

Où :  $\Phi$  : porosité en (%),

$v_{pore}$  : le volume des pores.

$v_{totale}$  : le volume total de la roche.

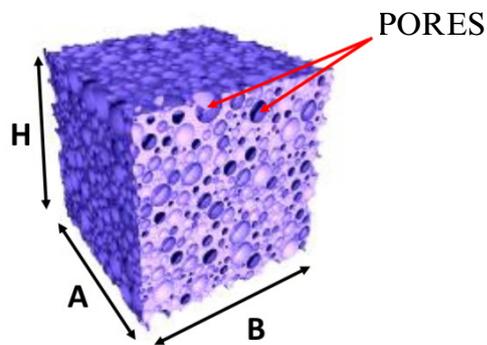


Fig II.1: Une illustration des pores dans la roche

**II.1.2 : Types de porosité**

En pétrophysique on distingue :

La porosité utile ( $\Phi_u$ ) (connectée ou effective) : d'une roche est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de la roche. C'est la porosité qui permet la récupération de la phase piégée. La porosité utile est en général inférieure de 20 à 25% à la porosité totale. En 1956, Levorsen a classé la porosité comme suit :

Faible si :  $\Phi < 5\%$

Médiocre si :  $5\% < \Phi < 10\%$

Moyenne si :  $10\% < \Phi < 20\%$

Bonne si :  $20\% < \Phi < 30\%$

Excellente si :  $\Phi > 30\%$

La porosité secondaire : résultante des changements post-sédimentaires qui peuvent augmenter ou diminuer la porosité initiale. Elle englobe les porosité due à la dissolution, aux fractures et à l'altération.

La porosité totale ( $\Phi_t$ ) : est le rapport entre le volume des vides et le volume totale de la roche. C'est la somme de la porosité utile et la porosité résiduelle.

$$(\Phi_t) = V_v / V_t = (V_t - V_s) / V$$

**II.2: Perméabilité**

**II.2.1 : Définition :** La perméabilité d'un milieu poreux caractérise son aptitude à laisser circuler un fluide au sein de son espace poreux où ses pores sont reliés entre eux lorsqu'un gradient de pression est appliqué. La perméabilité est désignée par la lettre « K » et elle s'exprime en « milli darcy ». ( Fig II.2)

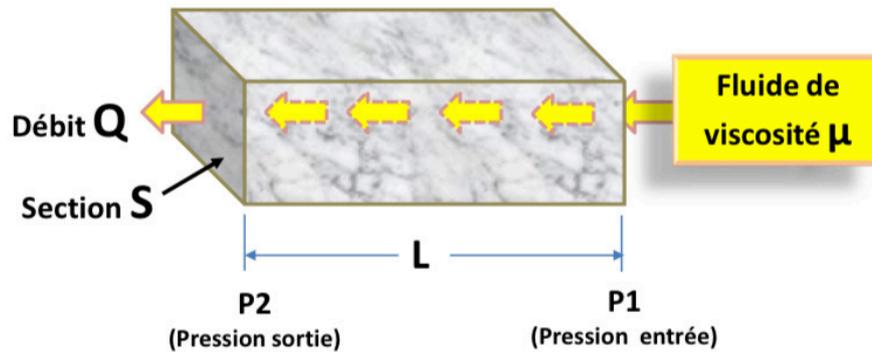


Fig II.2: Illustration de la loi Darcy ( M.S.Beghoul, 2013)

$$Q = \frac{(P1 - P2) * S}{\mu * L} * K \quad \longrightarrow \quad K = \frac{Q * \mu * L}{(P1 - P2) * S}$$

K : Perméabilité de l'échantillon (Darcy)

μ : Viscosité du fluide (cP)

ΔP : Pression Différentielle (atm)

A : Surface de la section (cm<sup>2</sup>)

Q : Débit (cm<sup>3</sup>/s)

L : Longueur de l'échantillon (cm)

**II.2.2 Types de perméabilité**

En pétrophysique on distingue :

Perméabilité absolue (K<sub>a</sub>): mesurée lorsqu'un seul fluide est présent dans les pores ( par exemple : K de l'huile )

Perméabilité effective (K<sub>e</sub>): lorsque deux fluides sont présents dans les pores le résultat de la mesure de la perméabilité du fluide A à l'aide de deuxième fluide B est appelé perméabilité effective pour ce fluide (K<sub>e</sub> < K<sub>a</sub>).

Perméabilité relative (K<sub>r</sub>): c'est le rapport entre K<sub>e</sub> sur K<sub>a</sub>.

La valeur de perméabilité classée à partir les intervalles suivants :

10 < K < 50 MD Faible.

50 < K < 200 MD Moyenne.

K > 200 MD Bonne.

**II.3: Saturation**

**II.2.1 : Définition :** Les pores des roches contiennent de l'eau, de l'huile et du gaz, la saturation d'un échantillon de roches par un de ces fluides est le rapport des volumes de ce fluide au volume des pores de l'échantillon. En général, la saturation d'une roche en fluide est exprimée en %. (Benhamida , Bekkouche , 2017)

$$\text{Saturation} = \frac{\text{volume de fluide}}{\text{volume de pore}}$$

**II.2.2 Types de saturation**

En pétrophysique on distingue :

Saturation en eau ( $S_w$ ) : est le rapport du volume de l'eau  $V_w$  dans les pores au volume total des pores  $V_p$

Saturation en hydrocarbure ( $S_{hc}$ ): est le rapport du volume des hydrocarbures  $V_{hc}$  dans les pores au volume total des pores  $V_p$

$$S_{hc} = 1 - S_w$$

**II.4: La relation entre la porosité et la perméabilité**

Une relation exponentielle est souvent observée entre la porosité et la perméabilité. Un graphique du logarithme de la perméabilité en fonction de la porosité montre une droite approximative avec des pentes distinctes en fonction des formations. La structure des pores peut être évaluée de manière qualitative en examinant la relation entre la porosité et la perméabilité. Une faible porosité associée à une grande perméabilité indique des pores larges, tandis qu'une grande porosité avec une faible perméabilité suggère des pores petits.

### II.5: Définition de la diagraphie

La diagraphie (du grec dia, « à travers », et graphein, « dessiner ») , également connue sous le terme de "logging" en anglais, est un processus d'enregistrement continu des variations des caractéristiques des roches traversées lors d'un sondage ( Serra.O) tels que la résistivité, la radioactivité naturelle, la vitesse du son, la densité, la porosité, la perméabilité, etc. qui seront présentées dans un document qu'on appelle un log. (Fig II.3)

Il existe deux types de diagraphies :

Les diagraphies instantanées, qui enregistrent les caractéristiques de la formation pendant le forage (logging while drilling ou LWD)

Les diagraphies différées, qui déterminent les caractéristiques de la formation après le forage.

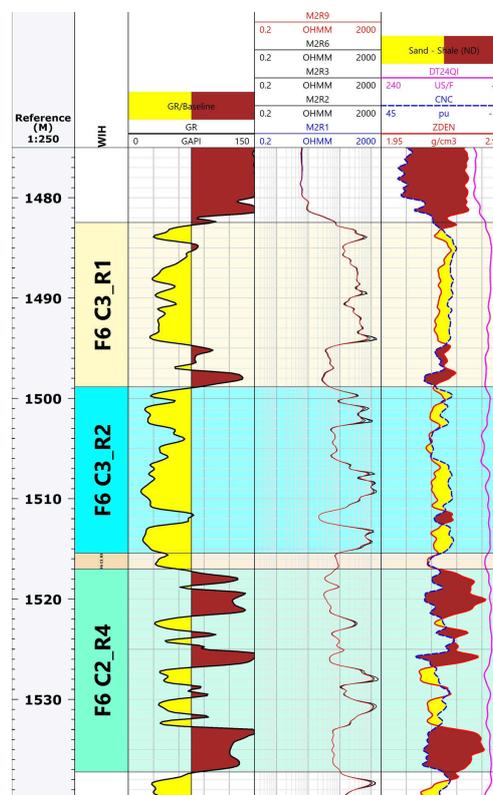


Fig II.3: Un log composite du puit WHD-4 de la région de WEST IHANSATENE  
( Doc sonatrach )

### II.6: Types des diagraphie

**II.6.1: Diagraphie de résistivité :** consiste à mesurer et enregistrer la résistivité apparente des formations géologiques traversées par un forage. Le principe consiste à envoyer un courant électrique (i) dans le sol et mesurer la différence de potentiel entre l'électrode de surface (référence) et celle descendue dans le trou de forage. (Lagabrielle,2007) (Fig II.4)

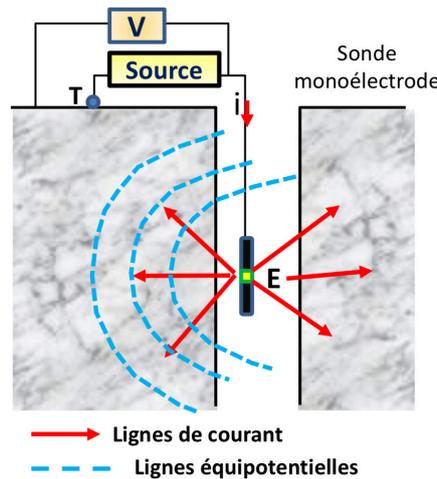


Fig II.4: Un schéma montrant le principe de diagraphie de résistivité ( M.S.Beghoul,2013)

**II.6.2: Diagraphie neutron ( l'indice d'hydrogène):** est une méthode de diagraphie nucléaire qui permet de mesurer directement la porosité des formations géologiques traversées par un forage ( Beghoul,2013). Elle est basée sur le principe de la mesure de l'indice d'hydrogène apparent ou porosité neutron (Fig II.5), qui est proportionnel à la quantité d'hydrogène par unité de volume dans la formation.

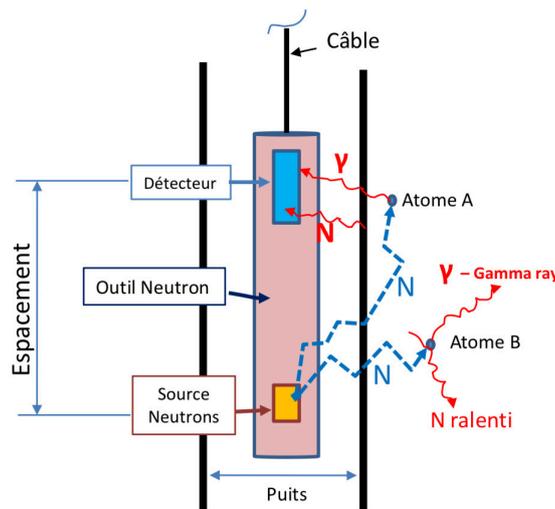


Fig II.5: Un schéma montrant le principe de diagraphie neutron ( M.S.Beghoul,2013)

**II.6.3: Diagraphie de radioactivité GR:** mesure la radioactivité naturelle des formations géologiques traversées par un forage. Son principe se base sur la mesure de l'intensité du rayonnement gamma naturel émis par les roches (Fig II.6), qui est lié à leur teneur en éléments radioactifs comme le potassium, l'uranium et le thorium ( Maget,1985)

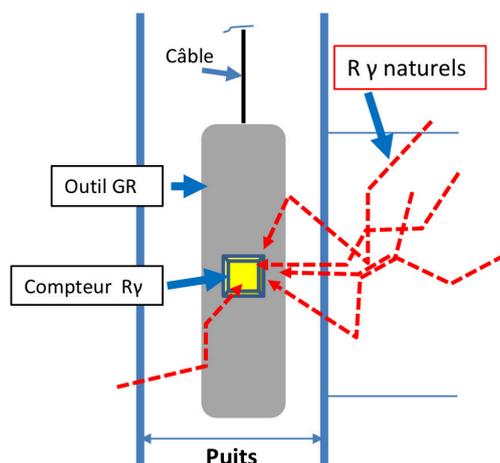


Fig II.6: Un schéma montrant le principe de diagraphie de radioactivité GR ( M.S.Beghoul,2013)

**II.6.4: Diagraphie sonore:** également connue sous le nom de diagraphie acoustique ou log sonore, mesure la vitesse de propagation des ondes sonores dans les formations géologiques traversées par un forage. (Mari, Vergniault, 2018). Son principe sert à mesurer le temps de parcours de l'onde sonore entre deux récepteurs espacés (Fig II.7)

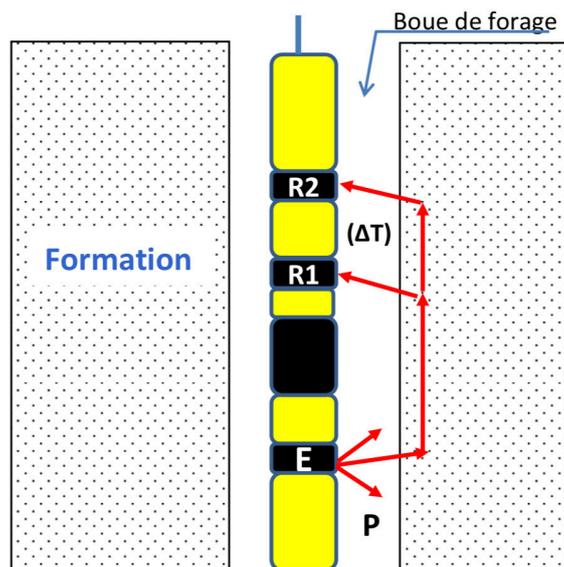


Fig II.7: Un schéma montrant le principe de la diagraphie sonore ( M.S.Beghoul,2013)

**II.6.5: Diagraphie densité:** utilise des sources radioactives pour émettre des rayons gamma, qui interagissent avec les électrons des atomes des formations traversées. ( Aliouane, 2017 ) (Fig II.8)

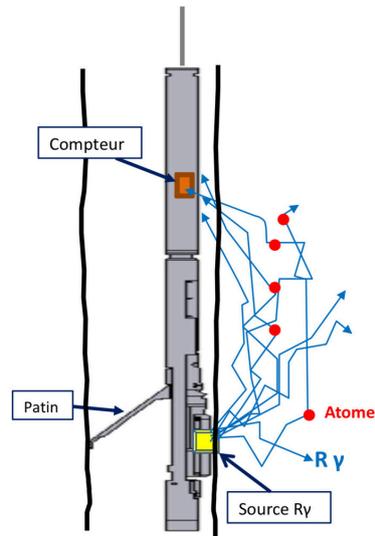


Fig II.8: Un schéma montrant le principe de diagraphie de densité ( M.S.Beghoul,2013)

---

# **CHAPITRE III : Evaluation pétrophysique du réservoir**

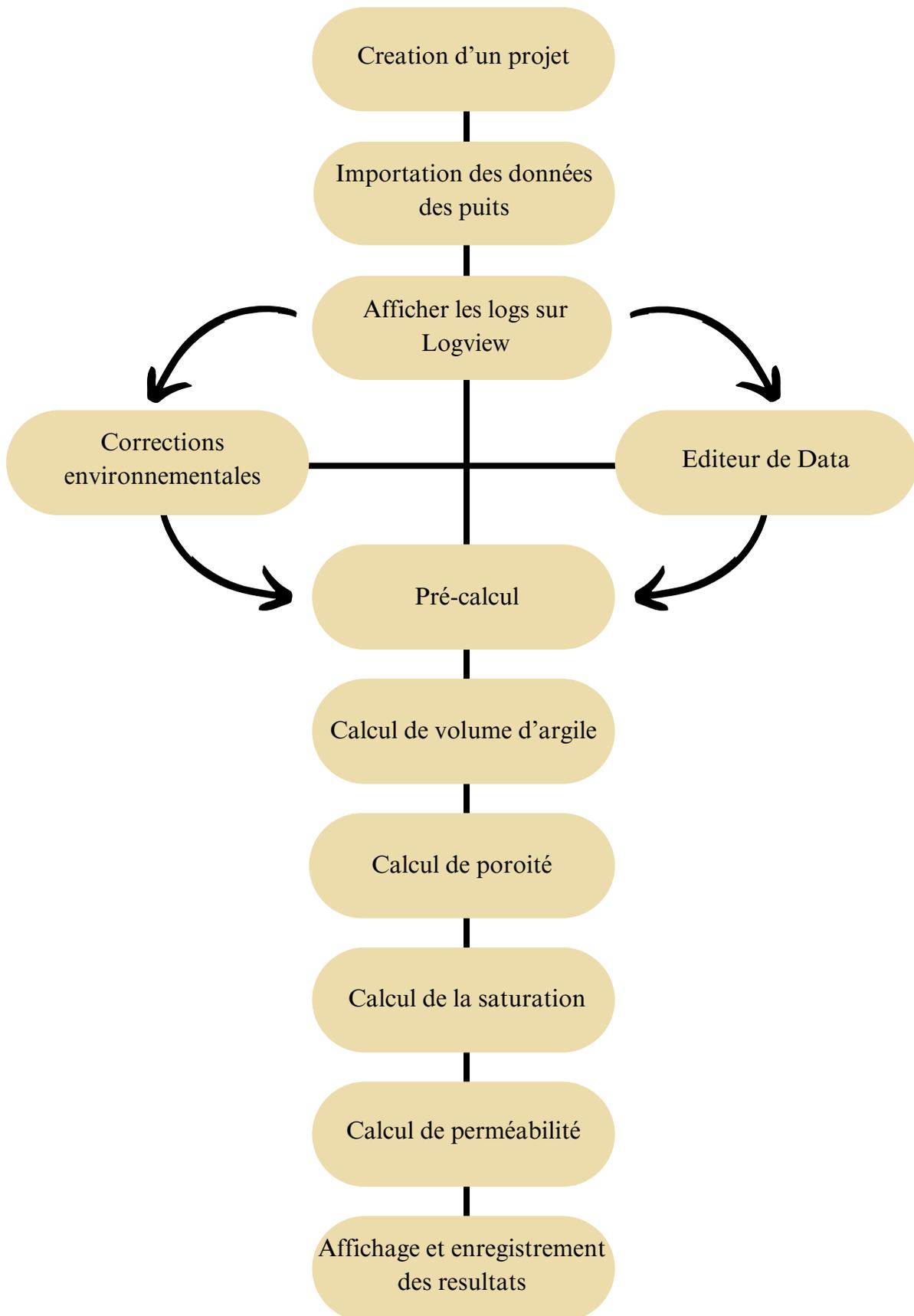
---

***III.1: Introduction***

L'évaluation pétrophysique est une étape importante dans l'étude des réservoirs pétroliers. Elle consiste à mettre en évidence les paramètres pétrophysiques tels que la porosité, la perméabilité, la saturation en eau et le volume d'argile dans le but de mieux comprendre le comportement des fluides dans le réservoir.

***III.2: Le logiciel utilisé "TECHLOG"***

TECHLOG est une plateforme logicielle Windows développée par Schlumberger, qui permet d'effectuer à la fois des interprétations de base et avancées sur tous les types de données de puits de forage, notamment les enregistrements, les carottes, les images, les photos et les sections fines. Elle permet de concevoir des flux de travail pétrophysiques pour générer des interprétations rapides et significatives basées sur l'expertise locale et les méthodes standard de l'industrie pour la lithologie, la porosité, la saturation et la perméabilité.

***III.3: Les étapes de l'interprétation sur TECHLOG***

***III.4: Présentation des puits***

Les puits utilisés lors de l'évaluation pétrophysique du champ ( Fig III.1):

WELL	X (m)	Y (m)
WHD-1	437246.796	3086194.491
WHD-2	435432.41	3086294
WHD-3	435750.59	3084483.69
WHD-4	437161.031	3085343.025
WIH-1	438330.76	3091952.14
WIH-2	436641.85	3093152.88
WIH-4	438064.26	3090288.45
WHA1	437407.4	3083025

Tableau III.1: Positionnement des puits en X et Y ( UTM )

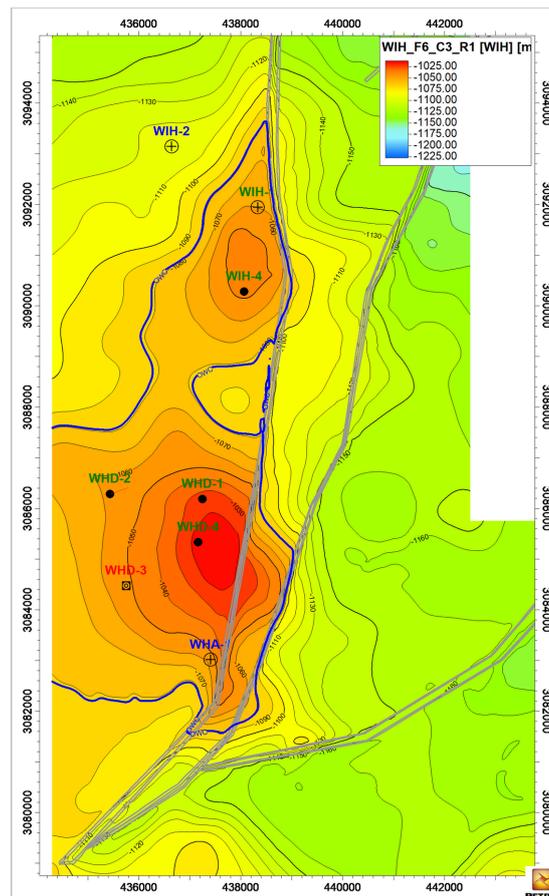


Fig III.1: Carte en isobathes montrant les positions des puits ( Doc Sonatrach )

### III.5: Présentation des logs enregistrés

Pour avoir beaucoup plus d'information sur les paramètres physiques traversés par les forages des puits utilisés, des diagraphies ont été faites dans ces puits (Fig II.3) :

- Log GR
- Log de résistivités
- Log densité
- Log sonique
- Log neutron Porosité

### III.6: Interprétation qualitative

**IV.6.1: Découpage des zones réservoirs :** La localisation des bancs poreux et perméables est nécessaire, pour cela cette étape a été faite à l'aide du log GR. Le Vsh cut-off représente le volume d'argile à partir duquel on peut considérer une formation poreuse et perméable. On établit la relation suivante pour le calcul de GR cut-off (SERRA, 2000) :

$$GR_{\text{cut-off}} = V_{\text{sh cut-off}} \times (GR_{\text{max}} - GR_{\text{min}}) + GR_{\text{min}}$$

Le volume d'argile cut-off de la région est de : 35%

D'après le log du puits WHD 1, l'huile découverte dans la structure de Ouest Ihansatene appartient à deux unités lithostratigraphiques connues, régionalement dénommées Dévonien F6-C3 où nous pouvons distinguer 3 réservoir R1 - R2 et R2 et de l'unité Dévonien F6-C2, le réservoir R4. Les résultats du découpage des zones réservoir est représentés sur le tableau III.2 (Fig III.2)

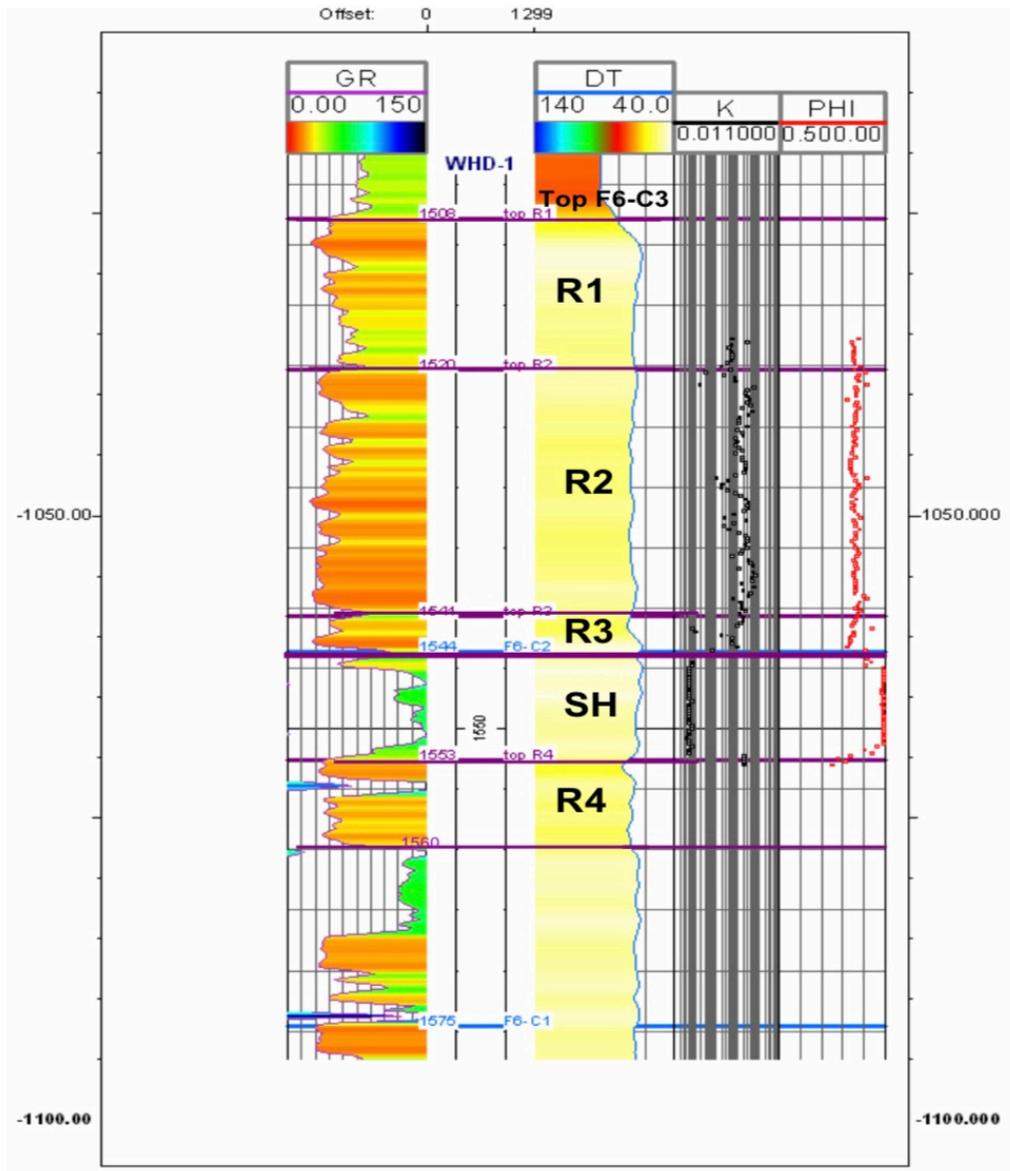


Fig III.2: Découpage des réservoirs, puits WHD 1 ( Doc Sonatrach )

Puits	Zt m	Profondeur (m)				Epaisseur brute (m)			
		TOP R1	TOP R2	TOP R3	TOP C2	C3	R1	R2	R3
WIH-1	447,6	1508,4	1514,0	1533,4	1536,5	28,1	5,6	19,4	3,1
WIH-2	438,1	1556,2	1568,0	1586,8	1590,0	33,8	11,8	18,8	3,2
WIH-4	456,0	1502,5	1511,8	1528,6	1531,9	29,4	9,3	16,8	3,4
WHD-1	482,4	1507,5	1520,1	1540,5	1543,5	36,0	12,6	20,4	3,0
WHD-2	483,6	1542,05	1557,0	1579,4	1583,0	41,0	15,0	22,4	3,7
WHD-3	490,8	1543,2	1560,3	1580,2	1585,9	42,7	17,1	20,0	5,6
WHA-1	458,7	1516,5	1535,1	1555,3	1557,2	40,7	18,6	20,2	1,9

Tableau III.2: Découpage des réservoirs au niveau de tout les puits ( Doc Sonatrach )

D’après le tableau IV.2 nous pouvons constater que l’épaisseur du R1 varie beaucoup alors que le R2 le réservoir principal reste beaucoup plus homogène d’environ 20m d’épaisseur. Le R3 très peu épais représente l’unité sédimentologique transitionnelle de base qui sépare le F6C2 (R4) de la base du R2.

III.6.2: Corrélation entre puits

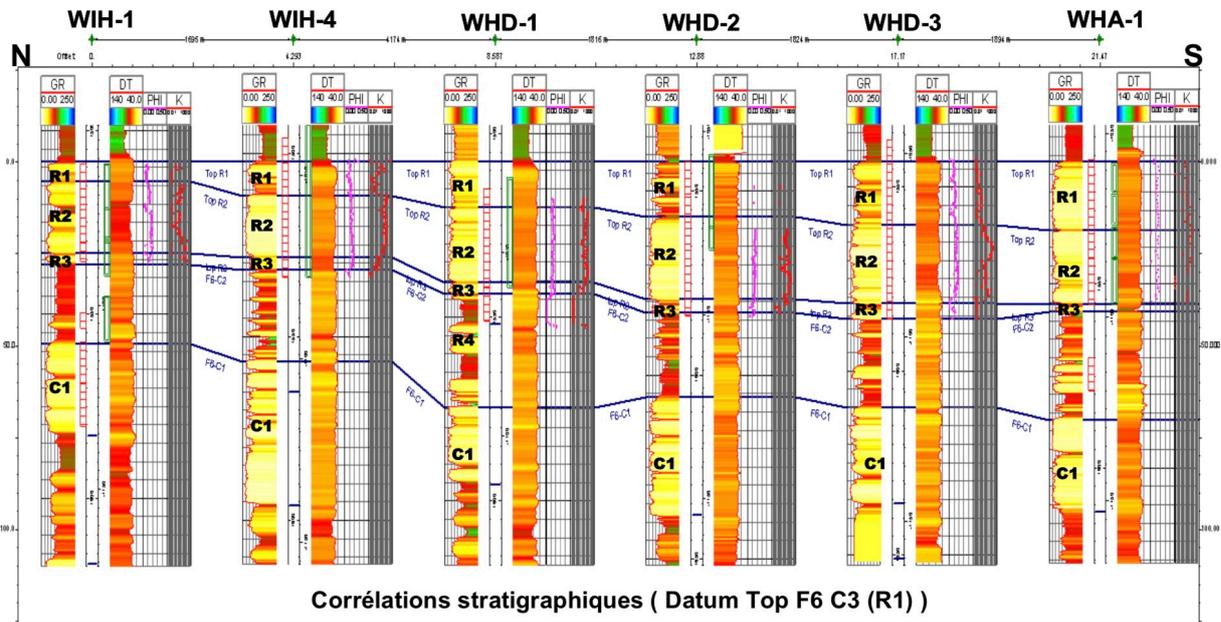


Fig III.3: Corrélation stratigraphique ( Doc Sonatrach )

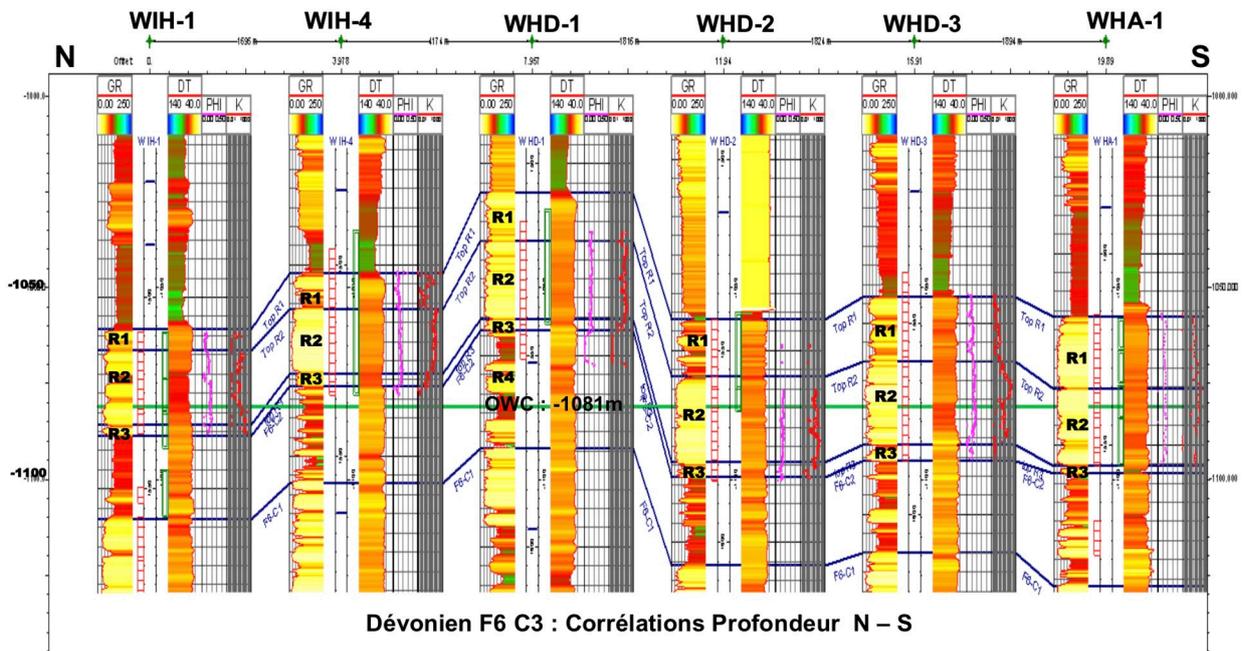


Fig III.4: Corrélation profondeur ( Doc Sonatrach )

**III.7: Interprétation quantitative**

L'analyse quantitative consiste à définir, avec rigueur, les paramètres pétrophysiques du réservoir dans le but d'estimer les réserves en place et récupérables les moins entachées d'erreurs (M.S.Beghoul, 2013).

**III.7.1: Calcul de volume d'argile Vsh:** la connaissance de volume d'argile ( exprimé en pourcentage %) et très importante lors de l'évaluation pétrophysique, elle permet l'identification des réservoirs argileux et propre. Il existe plusieurs méthodes de calcul sur le logiciel TECHLOG, de Vsh comme le log PS, log GR...etc,(Fig III.5) dans notre cas on a utilisé le log GR sur toutes les puits en appliquant la formule suivante :

$$Vsh (GR) = \frac{GRlu - GRmini}{GRmax - GRmini}$$

Où :

Vsh : Volume d'argile

GRlu: Valeur GR du banc donné lue directement sur le log

GRmin: Valeur GR minimum

GRmax: Valeur GR maximum

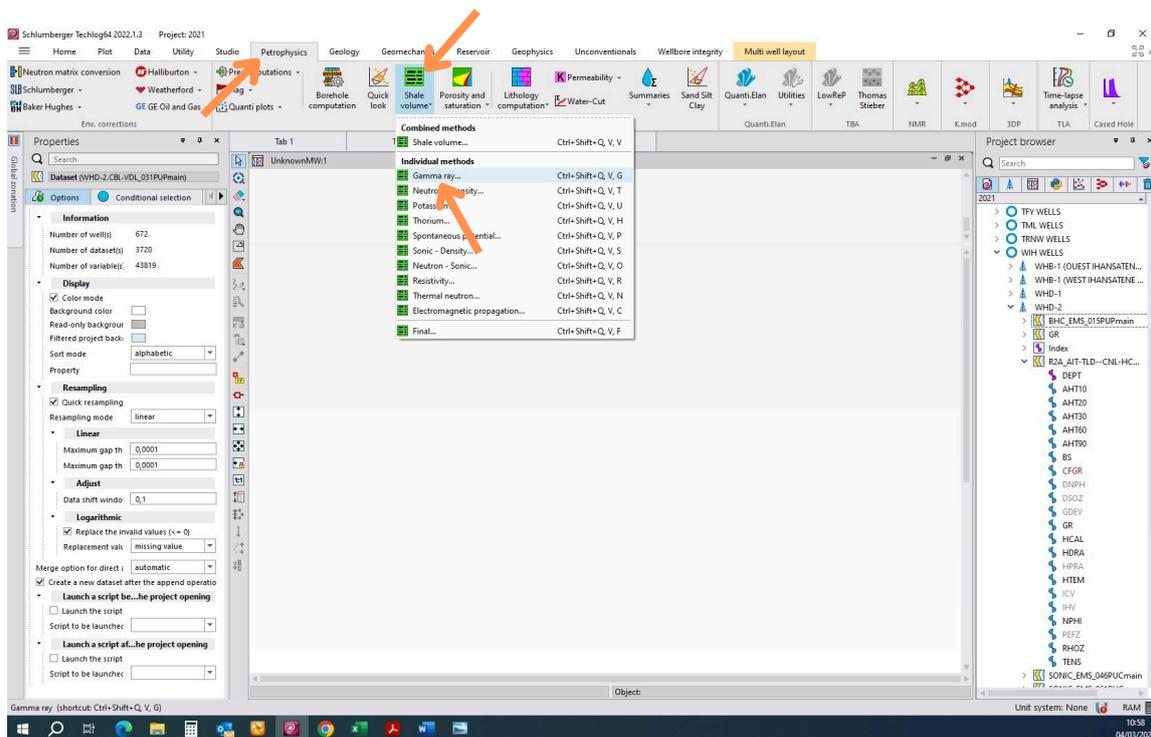


Fig III.5: Calcul du Vsh sur TECHLOG

**III.7.2: Calcul de la porosité :** On a trois types de porosités ( $\Phi_n$ ,  $\Phi_{det}$   $\Phi_s$ ) ( exprimé en pourcentage % ou en décimal ) déterminées respectivement à partir des diagraphies neutron, diagraphies densité et diagraphies soniques, et puisqu'on est en présence d'argiles, les porosités doivent être corrigées de l'effet d'argile. ( Fig III.6)

III.7.2.1: Calcul de la porosité densité: Elle est donné par la relation suivante :

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Avec :

RHOMa: densité de la matrice, pour notre formation elle est de 2,65 g/cm<sup>3</sup>

RHOb: densité globale lue sur le log

RHO<sub>f</sub>: densité du fluide interstitiel, généralement du filtrat de boue avec RHO<sub>f</sub> = 1 g/cm<sup>3</sup>

Vu que le milieu n'est pas purement gréseux, la porosité de densité doit être corrigée de l'effet de l'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{Dc} = \Phi_D - V_{sh} * \Phi_{Dsh}$$

III.7.2.2: Calcul de la porosité sonique: Elle est donnée par la relation suivante :

$$\Phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Avec :

$\Delta T_{lu}$  : Temps de parcours de l'onde sonique lu sur le log

$\Delta T_{ma}$ : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

$\Delta T_f$ : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

la porosité sonique doit être corrigée de l'effet de l'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{sc} = \Phi_s - V_{sh} * \Phi_{ssh}$$

III.7.2.3: Calcul de la porosité neutron: Elle sera directement lue sur le log de la porosité neutron.

La porosité neutron est aussi corrigée de l'effet de l'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{nc} = \Phi_n - \Phi_{nsh} * V_{sh}$$

Avec :

$\Phi_n$  : la porosité neutron lue sur le log.

$\Phi_{nsh}$  : la porosité neutron du banc totalement argileux, lue directement sur le log.

$V_{sh}$  : le volume des argiles dans ce banc.

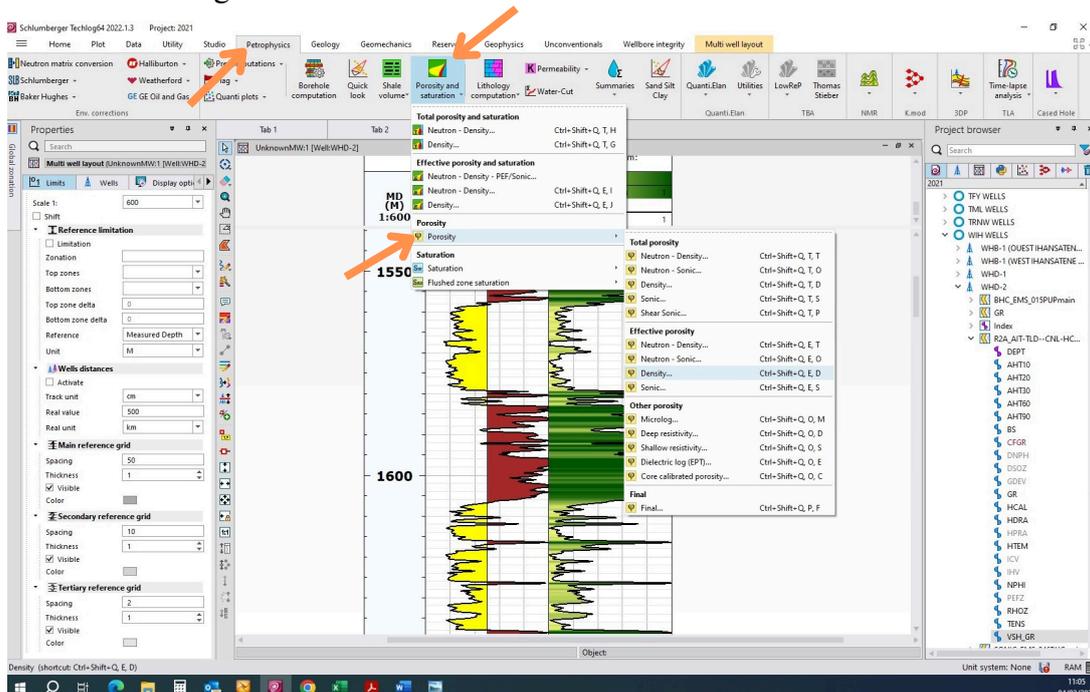


Fig III.6: Calcul de la porosité sur TECHLOG

**III.7.3: Calcul de la saturation en eau Sw**

Le calcul de la saturation en eau ( exprimé en pourcentage % ou en décimal ) constitue l'un des principaux étapes de l'évaluation pétrophysique du réservoir car elle renseigne directement sur le potentiel pétrolier du réservoir ( M.S.Beghoul,2013 ). La saturation en eau dans chaque banc gréseux sera calculée à partir la formule d'Archie ( Fig III.7) qui est :

$$SW^n = a * RW / \Phi^m * Rt$$

Avec:

a : Constante liée à la nature de la roche (a=1)

m : Facteur de cimentation (m=2)

Rw : Résistivité de l'eau de formation. (Rw=0.018 depuis slb abaque GEN-6)

Rt : Résistivité de la zone vierge.

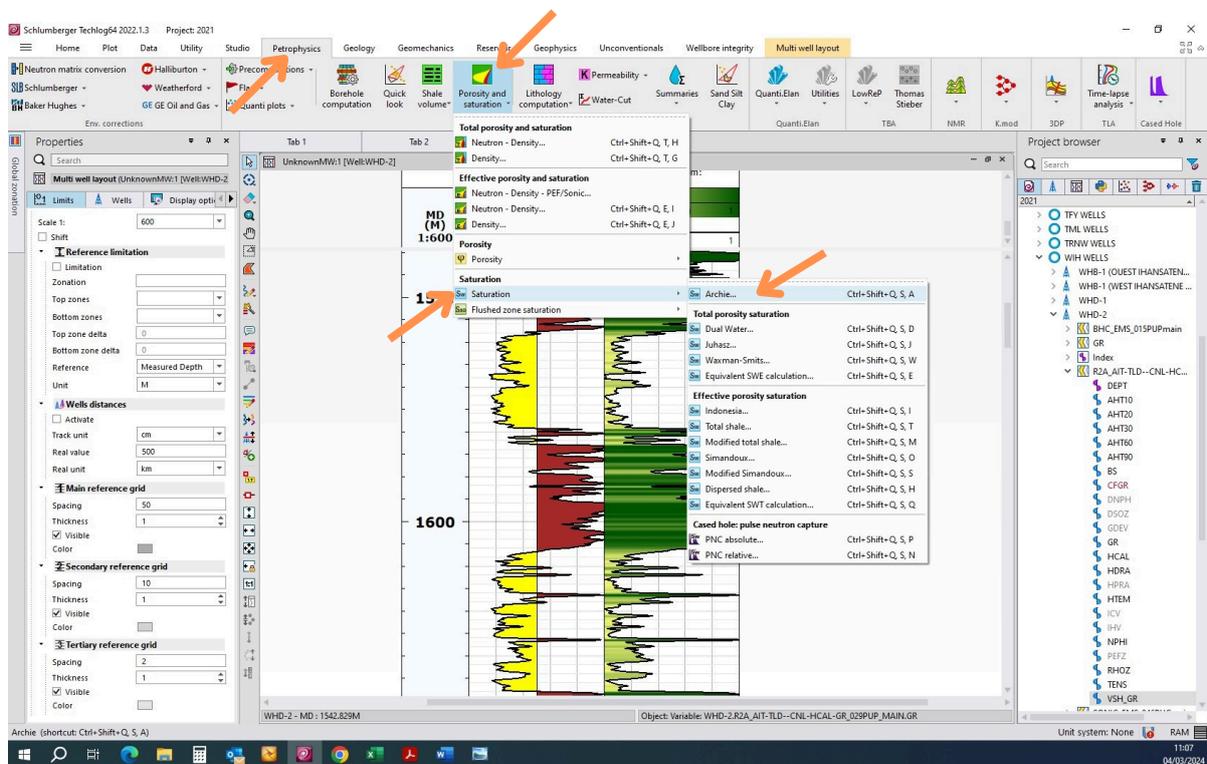


Fig III.7: Calcul de la saturation en eau sur TECHLOG

### III.7.4: Calcul de la perméabilité

La perméabilité ( exprimé en mD ) est un paramètre pétrophysique essentiel pour comprendre les propriétés des roches poreuses et leurs capacités à stocker et à transmettre des fluides. La perméabilité sera calculer à l'aide de l'équation de Coates

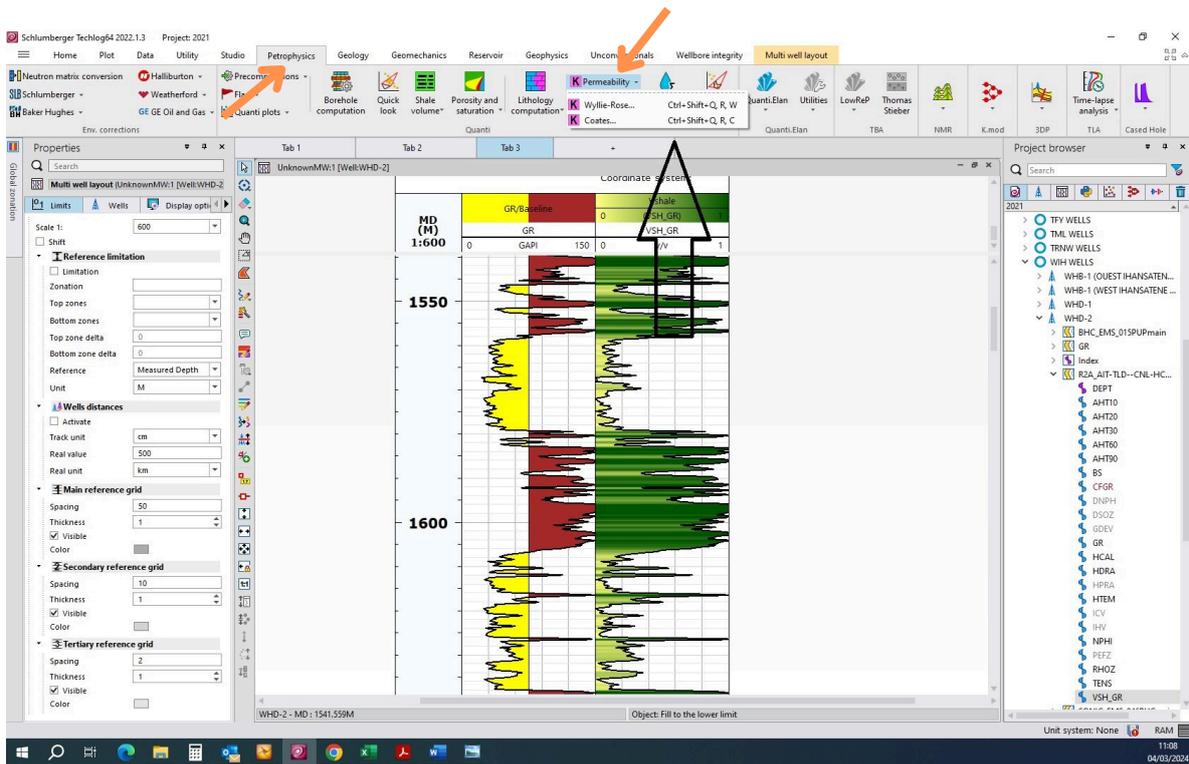


Fig III.8: Calcul de la perméabilité sur TECHLOG

**III.8: Résultats d'évaluation pétrophysique sur le logiciel TECHLOG**

**PUIT WHD-1**

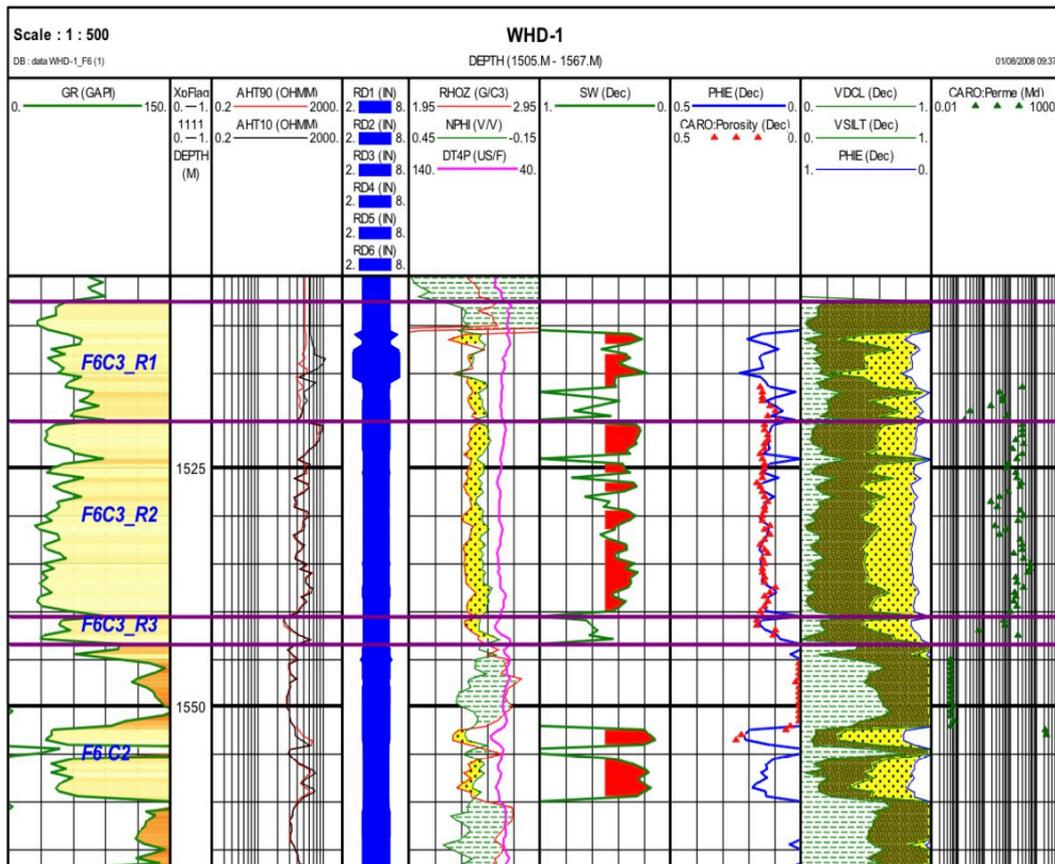


Fig III.9: Interprétation des logs du puit WHD-1 sur TECHLOG ( Doc Sonatrach )

**Résumé d'interprétation du puit WHD-1**

Zn	Zone Name	TOP	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av K
1	F6 C3_R1	1507.50	1520.10	12.60	8.00	0.635	0.143	0.336	0.159	9.678
2	F6 C3_R2	1520.10	1540.50	20.40	19.50	0.956	0.135	0.343	0.117	20.524
3	F6 C3_R3	1540.50	1543.50	3.00	2.50	0.833	0.158	0.448	0.122	8.030
4	F6 C2_R4	1543.50	1567.00	23.50	6.50	0.277	0.155	0.198	0.143	229.910

Tableau III.3: Résumé d'interprétation des logs du puit WHD-1 sur TECHLOG

PUIT WHD-2

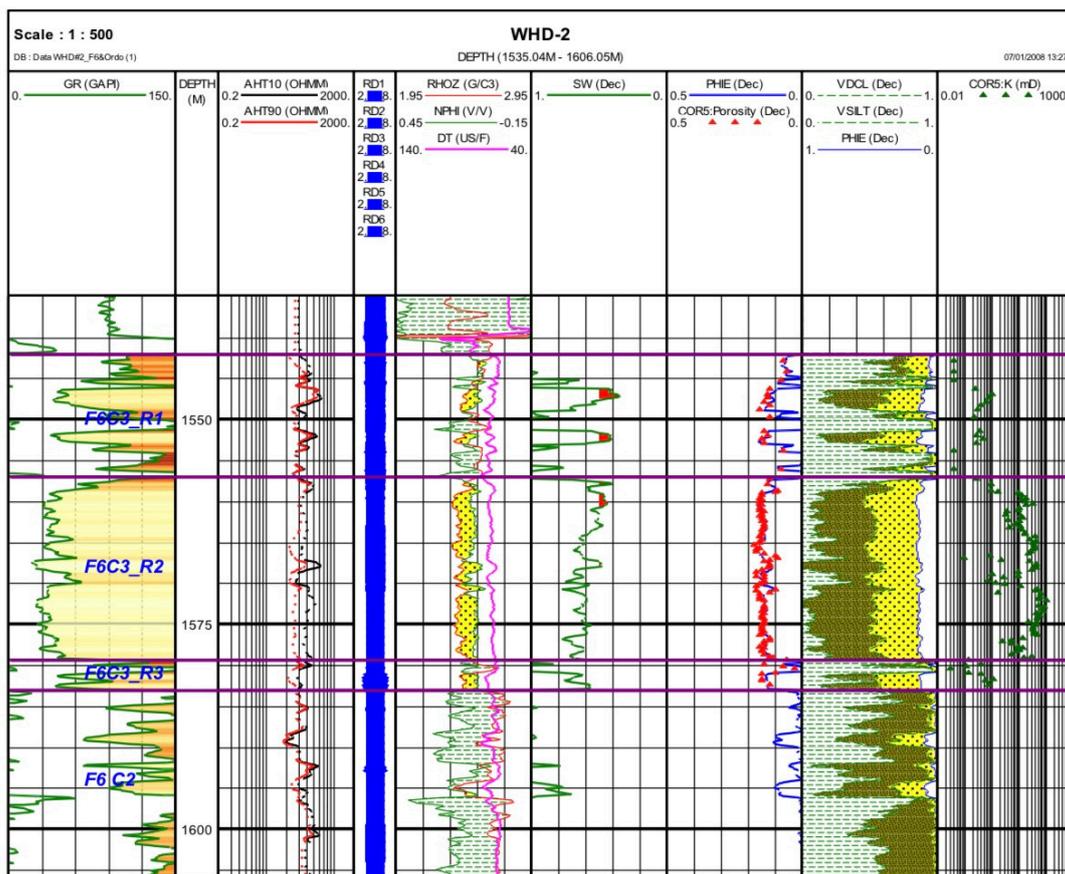


Fig III.10: Interprétation des logs du puit WHD-2 sur TECHLOG ( Doc Sonatrach )

Résumé d'interprétation du puit WHD-2

Zn	Zone Name	TOP	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av Perm
1	F6 C3_R1	1542.05	1557.00	14.95	3.51	0.234	0.117	0.366	0.207	0.570
2	F6 C3_R2	1557.00	1579.38	22.38	20.57	0.919	0.136	0.497	0.116	24.031
3	F6 C3_R3	1579.38	1583.04	3.66	1.07	0.292	0.114	0.654	0.197	0.750
4	F6 C2_R4	1583.04	1606.05	23.01	2.13	0.093	0.083	0.835	0.262	---

Tableau III.4: Résumé d'interprétation des logs du puit WHD-2 sur TECHLOG

PUIT WHD-3

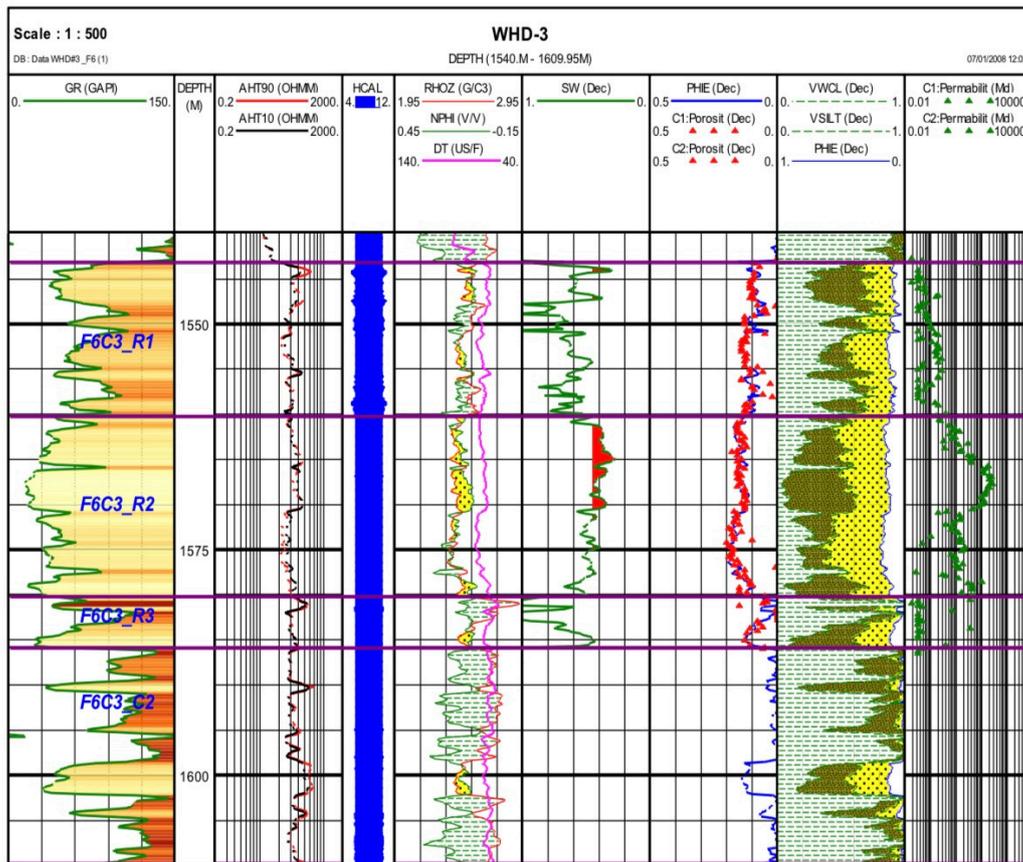


Fig III.11: Interprétation des logs du puit WHD-3 sur TECHLOG ( Doc Sonatrach )

Résumé d'interprétation du puit WHD-3

Zn	Zone Name	TOP	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av K
1	F6 C3_R1	1543.20	1560.27	17.07	5.94	0.348	0.102	0.565	0.286	0.232
2	F6 C3_R2	1560.27	1580.24	19.96	17.83	0.893	0.148	0.437	0.175	21.842
3	F6 C3_R3	1580.24	1585.88	5.64	1.90	0.338	0.108	0.510	0.189	0.222
4	F6 C2_R4	1585.88	1609.80	23.93	3.05	0.127	0.122	----	0.242	----

Tableau III.5: Résumé d'interprétation des logs du puit WHD-3 sur TECHLOG

PUIT WIH-1

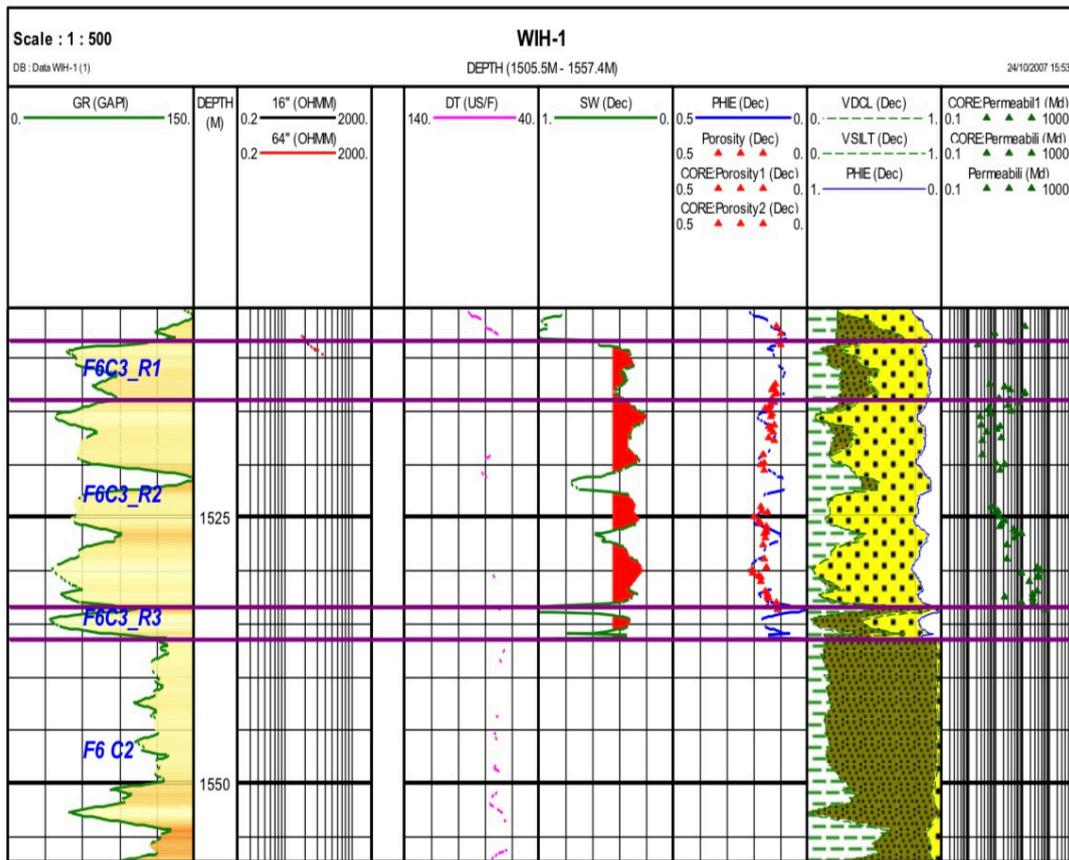


Fig III.12: Interprétation des logs du puit WIH-1 sur TECHLOG ( Doc Sonatrach )

Résumé d'interprétation du puit WIH-1

Zn	Zone Name	TOP	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av Perm
1	F6 C3_R1	1508.40	1514.00	5.60	5.20	0.929	0.107	0.381	0.240	3.400
2	F6 C3_R2	1514.00	1533.40	19.40	15.45	0.796	0.164	0.289	0.187	16.356
3	F6 C3_R3	1533.40	1536.50	3.10	2.30	0.742	0.144	0.372	0.139	----
4	F6 C2_R4	1536.50	1557.50	21.00	0.05	0.002	0.100	0.394	0.326	----

Tableau III.6: Résumé d'interprétation des logs du puit WIH-1 sur TECHLOG

PUIT WIH-4

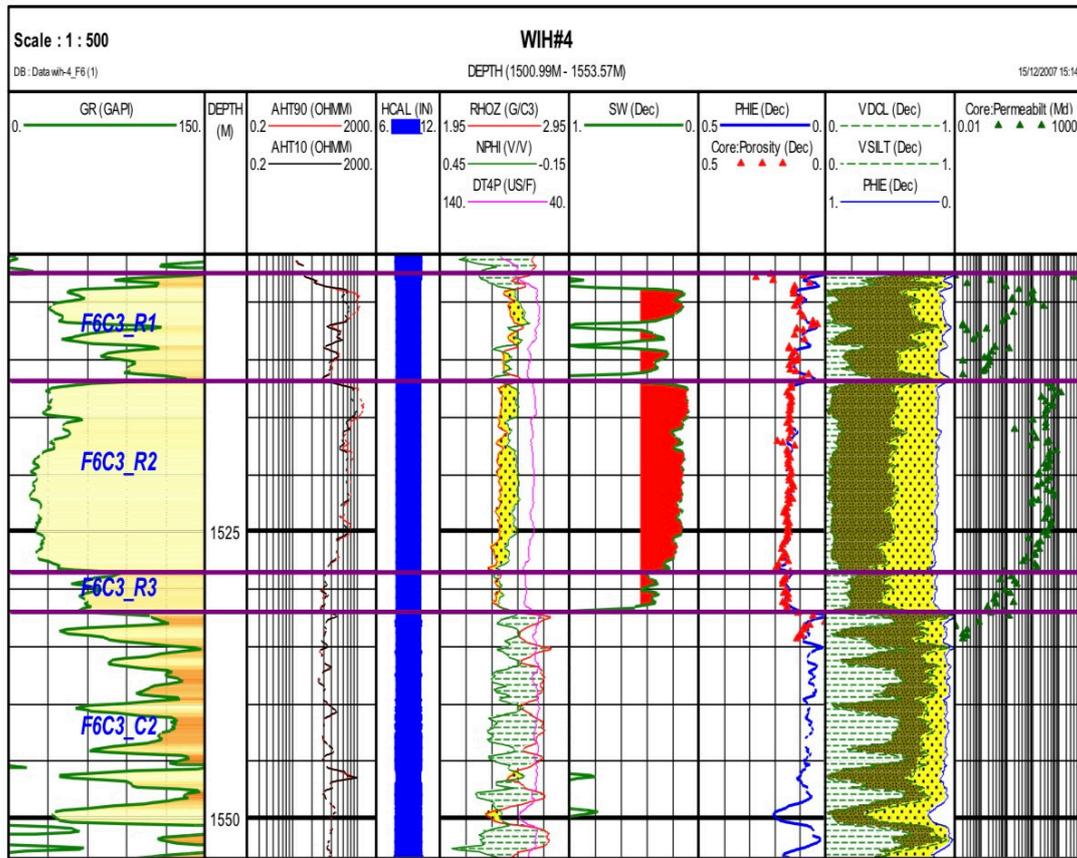


Fig III.13: Interprétation des logs du puit WIH-4 sur TECHLOG ( Doc Sonatrach )

Résumé d'interprétation du puit WIH-4

Zn	Zone Name	TOP	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av K
1	F6 C3_R1	1502.50	1511.80	9.30	6.55	0.705	0.104	0.411	0.128	3.192
2	F6 C3_R2	1511.80	1528.57	16.77	16.69	0.995	0.143	0.235	0.071	32.214
3	F6 C3_R3	1528.57	1531.92	3.35	3.35	1.000	0.150	0.512	0.204	1.013
4	F6 C2_R4	1531.92	1553.50	21.58	5.27	0.244	0.115	0.991	0.163	0.156

Tableau III.7: Résumé d'interprétation des logs du puit WIH-4 sur TECHLOG

PUIT WHA-1

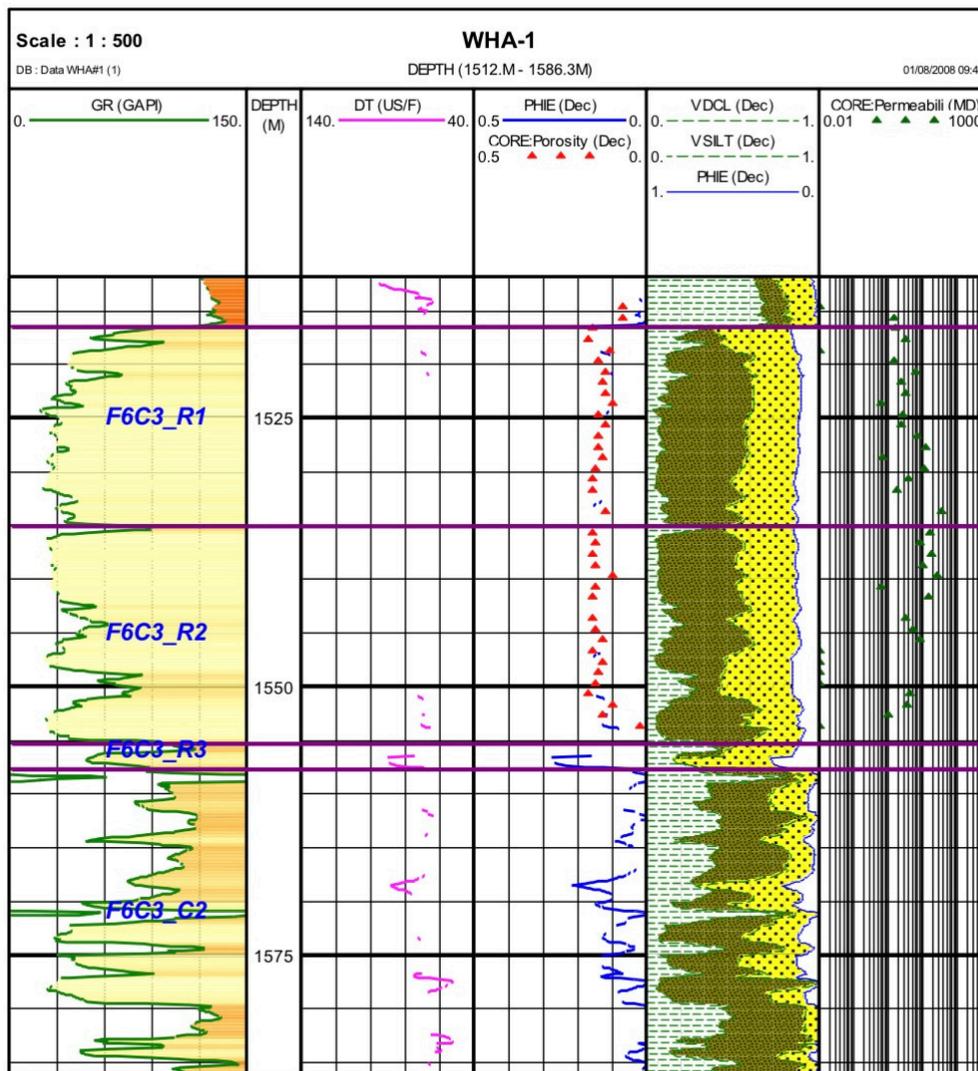


Fig III.14: Interprétation des logs du puit WHA-1 sur TECHLOG ( Doc Sonatrach )

Résumé d'interprétation du puit WHA-1

Zn	Zone Name	TOP	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av Perm
1	F6 C3_R1	1516.50	1535.00	18.50	14.6	0.784	0.129	----	0.136	6.564
2	F6 C3_R2	1535.00	1555.00	20.00	17.9	0.900	0.132	----	0.136	9.983
3	F6 C3_R3	1555.00	1557.70	2.70	0.00	0.000	0.000	----	0.000	0.000
4	F6 C2_R4	1557.70	1586.20	28.50	0.00	0.000	0.000	----	0.000	0.000

Tableau III.8: Résumé d'interprétation des logs du puit WHA-1 sur TECHLOG

### ***III.9: Interprétation des résultats obtenues***

L'interprétation des résultats a pour but d'évaluer les paramètres pétrophysiques et mieux comprendre les caractéristiques des fluides du réservoir West Ihansatene. Une description détaillée a été faite pour présenter les résultats des interprétations.

#### Réservoir R1:

Le réservoir R1 est caractérisé par un sommet au niveau du Toit du Dévonien F6-C3, avec une épaisseur variable entre 5,6 et 18,6 mètres. L'épaissement de cet intervalle est généralement associé à une augmentation d'argiles et une diminution du rapport NET to GROSS (N/G), sauf pour le puits WHA-1. Les couches de grès correspondent à des chenaux de marée dans un environnement argileux. La porosité moyenne est de 12%, mais la perméabilité est faible et variable, avec des valeurs comprises entre 4 et 12 millidarcies. Les faibles perméabilités et la diminution du rapport N/G ont des conséquences importantes sur la connectivité du réservoir et le taux de récupération.

#### Réservoir R2:

Le réservoir R2 est le plus important en termes d'épaisseur et de qualité réservoir. Il présente une épaisseur homogène d'environ 20 mètres sur tout le champ. Il est composé de grès massifs de type beach shoreface, séparés par des intercalations rares d'argile marine marginale. Le rapport épaisseur totale épaisseur nette (N/G) est élevé, environ 0,9. La porosité moyenne est comprise entre 14 et 15%, avec des valeurs plus élevées sur la structure de WIH (entre 12 et 17%) que celle de WHD/WHA,. La perméabilité moyenne des carottes est élevée, environ 20 à 30 (mD). Cependant, il y a une grande variabilité des perméabilités, avec des valeurs allant de 1 à 100 mD pour une fourchette de porosité donnée entre 11 et 17%. Cette variabilité est expliquée par la nature différente des ciments.

#### Réservoir R3:

Cet intervalle représente l'unité de base du réservoir F6-C3. C'est une unité qui est présente sur tous les puits. L'analyse sédimentologique des carottes récupérées sur cet intervalle indique qu'il s'agit d'une zone de transition appelée « transgressive lag ». Elle est caractérisée par des dépôts terrestres dans lesquels se trouvaient des galeries ou des racines (fouissage). Les qualités réservoir sont pratiquement nulles. Cette couche pourra être drainée à travers la couche R2. Le R3 pourra constituer une barrière de perméabilité verticale non négligeable dont il faudra tenir compte dans la modélisation du réservoir.

#### Réservoir R4:

Cette unité réservoir n'est développée que sur deux puits seulement, WHD-1 et WHA-1. Elle varie en épaisseur de 6,5 m à 8,5 m. La porosité est de l'ordre de 15 à 16 % et les valeurs calculées à partir de la carotte prise sur cet intervalle dans le puits WHD-1 indiquent des porosités entre 20% et 25% et des perméabilités de l'ordre de 200 mD. Cette unité est uniquement présente sur la structure WHA / WIH, elle est sans doute latéralement peu continue comme c'est le cas en général du F6-C2 dans la région.

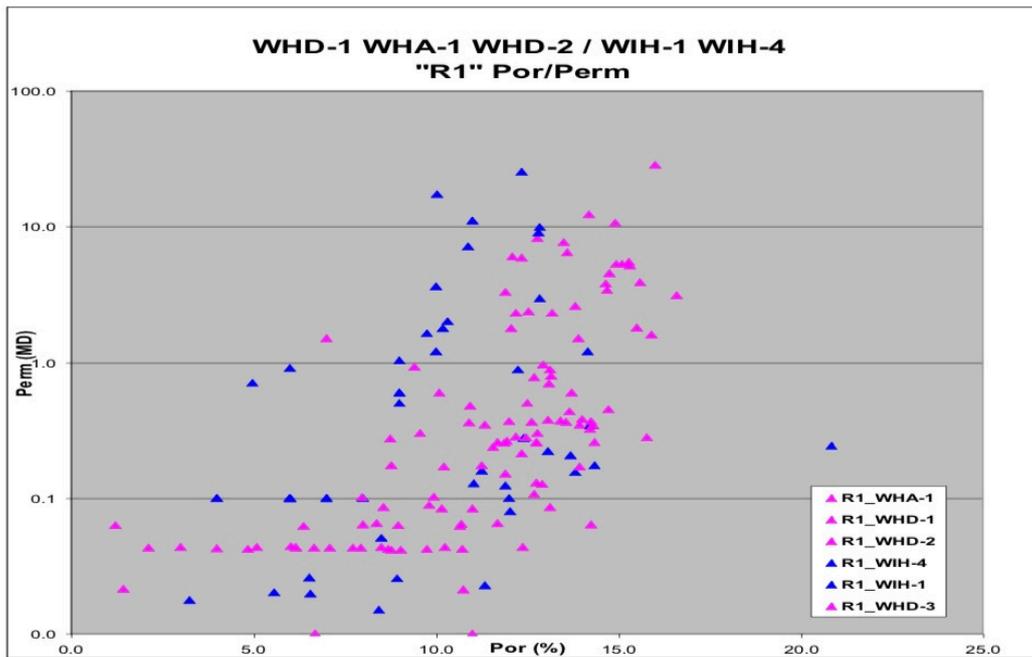


Fig III.15: Relation Porosité Perméabilité R1, WIH VS WHA/WHD ( Doc Sonatrach )

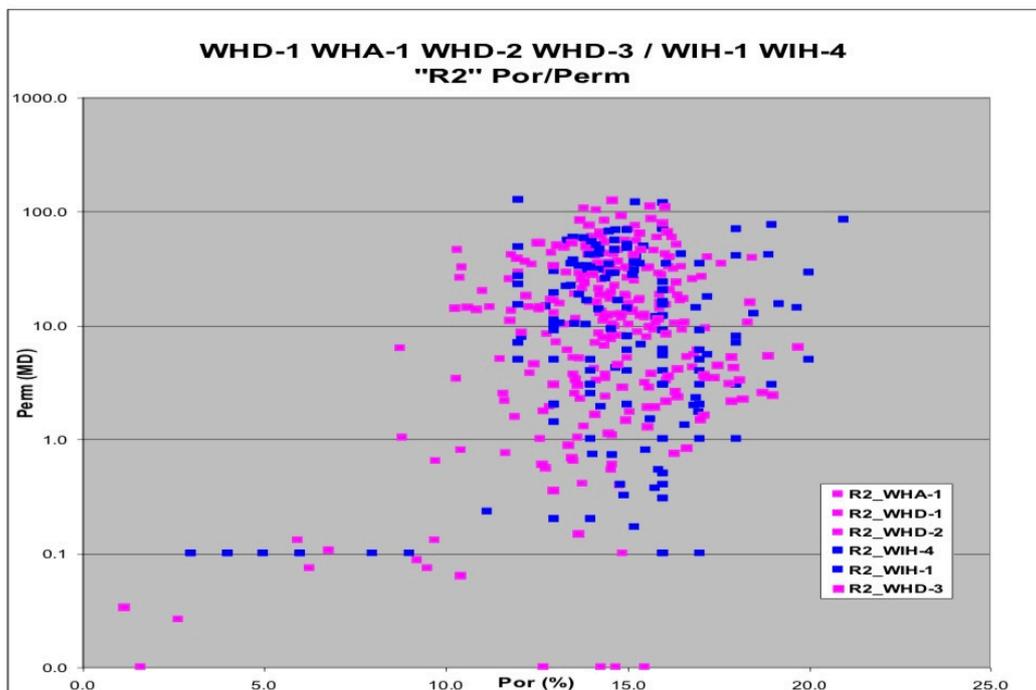


Fig III.16: Relation Porosité Perméabilité R2, WIH VS WHA/WHD ( Doc Sonatrach )

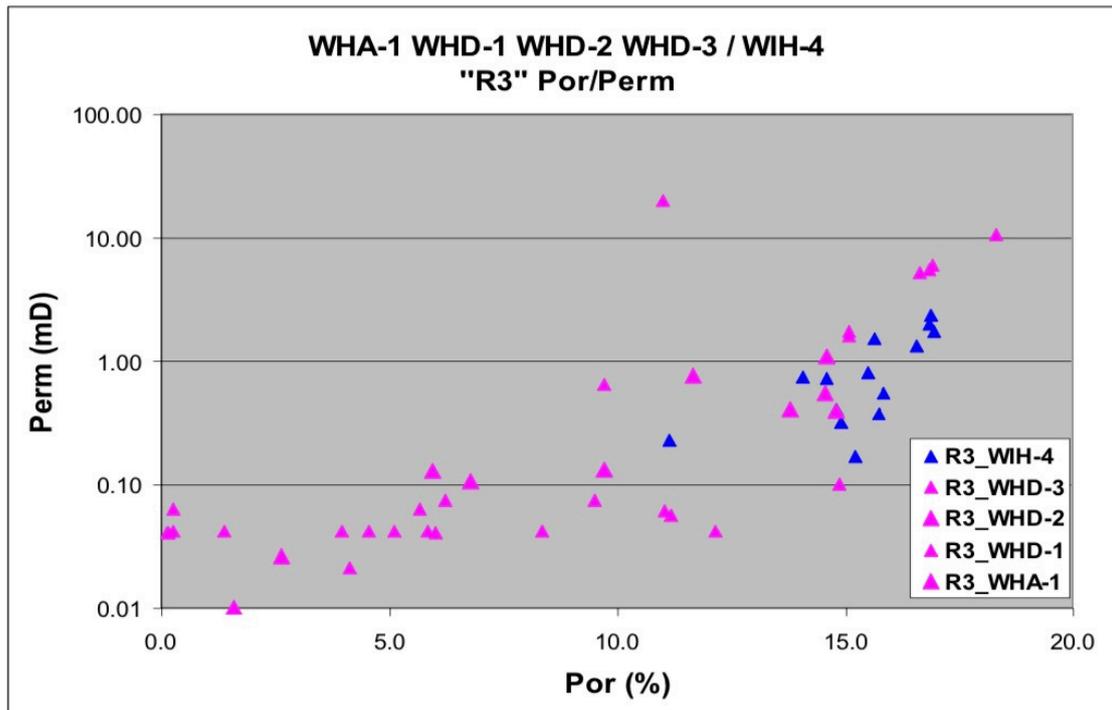


Fig III.17: Relation Porosité Perméabilité R3, WIH VS WHA/WHD ( Doc Sonatrach )

Réservoir R1: Une bonne corrélation entre la porosité et la perméabilité qui est traduité par l'augmentation de la perméabilité avec l'augmentation de la porosité. (Fig III.15)

Réservoir R2: Présente une grande variabilité dans la perméabilité pour des valeurs de porosité données, ce qui peut être un indice de l'hétérogénéité dans le réservoir. (Fig III.16)

Réservoir R3: Comme le cas du réservoir R1, une corrélation positive entre les deux paramètres est remarqué. (Fig III.17)

---

# **CHAPITRE IV: Réalisation des cartes 2D et 3D**

---

***IV.1: Introduction:***

Une carte 2D de la porosité et de la perméabilité est une représentation spatiale de la répartition de ces deux propriétés dans un réservoir. Cette cartographie permet de localiser précisément les zones poreuses et perméables et d'en quantifier les valeurs en chaque point de la coupe.

Une carte 3D de ces derniers est une représentation tridimensionnelle de leur répartition dans un réservoir. Les cartes 3D offrent une représentation plus détaillée et réaliste de la répartition de la porosité et de la perméabilité dans le réservoir, par rapport aux modèles 2D. Elles sont donc plus informatives pour caractériser les hétérogénéités et les propriétés pétrophysiques du réservoir. Cette méthode consiste à construire un modèle géologique 3D du réservoir en intégrant les données de la porosité et de la perméabilité issues de l'évaluation des diagraphies des puits.

***IV.2: Réalisation des cartes***

IV.2.1: Réservoir R1

IV.2.1.1: Porosité

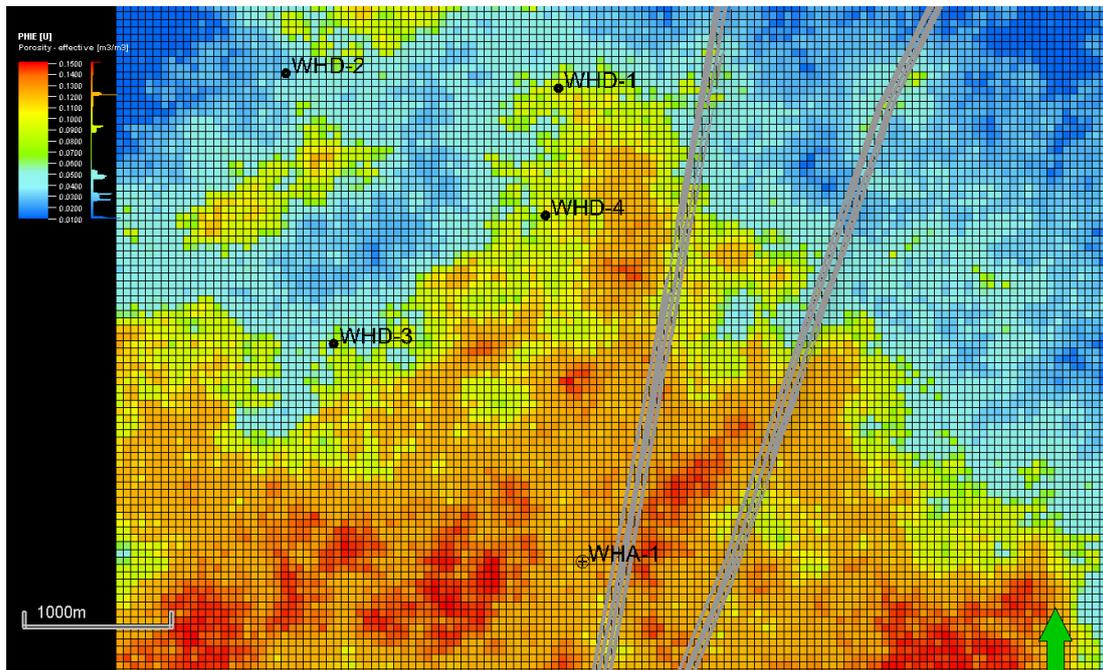


Fig IV.1: Carte 2D de la porosité au réservoir R1

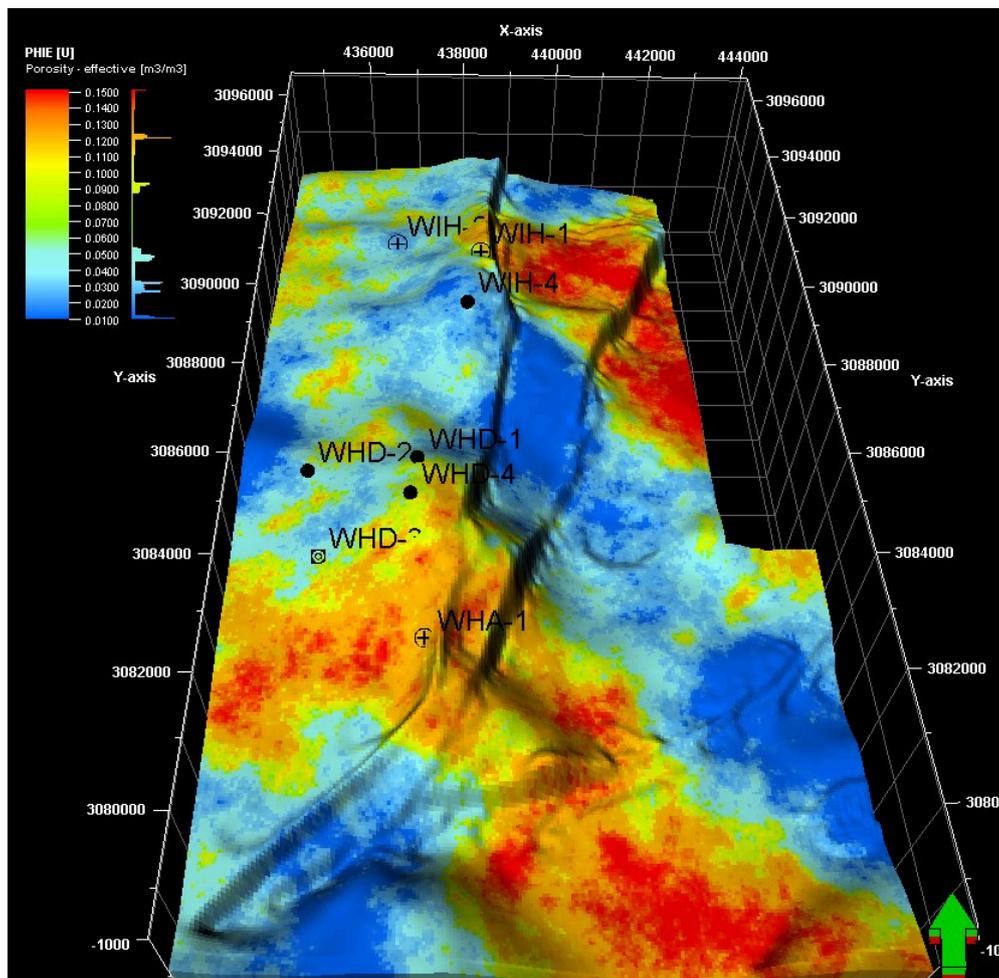


Fig IV.2: Carte 3D de la porosité au réservoir R1

IV.2.1.2: Perméabilité

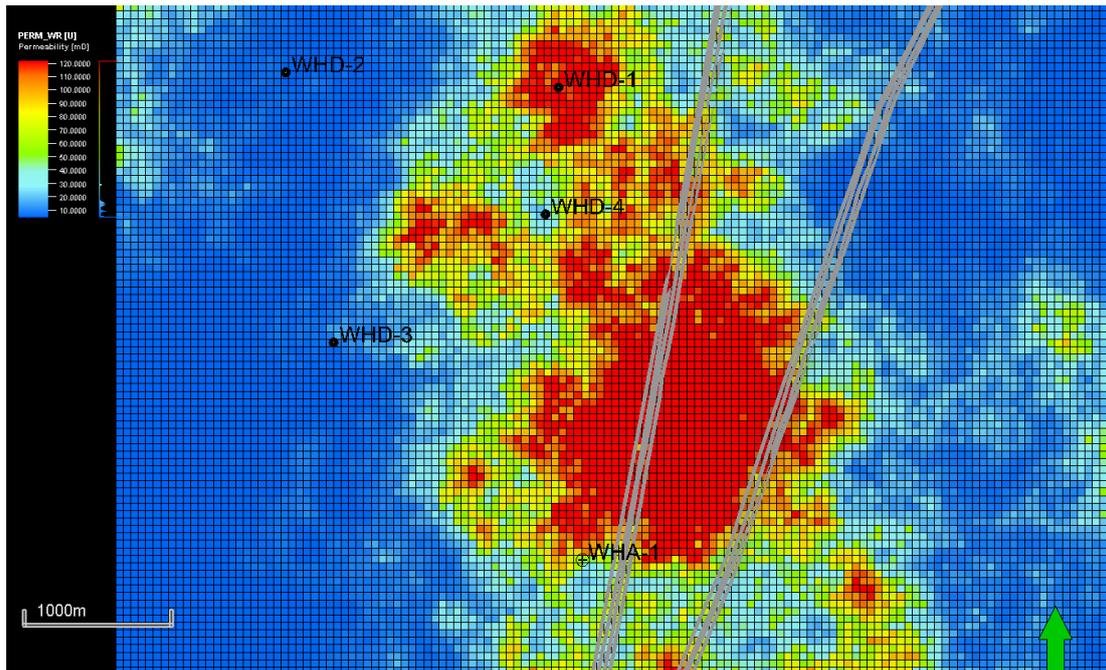


Fig IV.3: Carte 2D de la perméabilité au réservoir R1

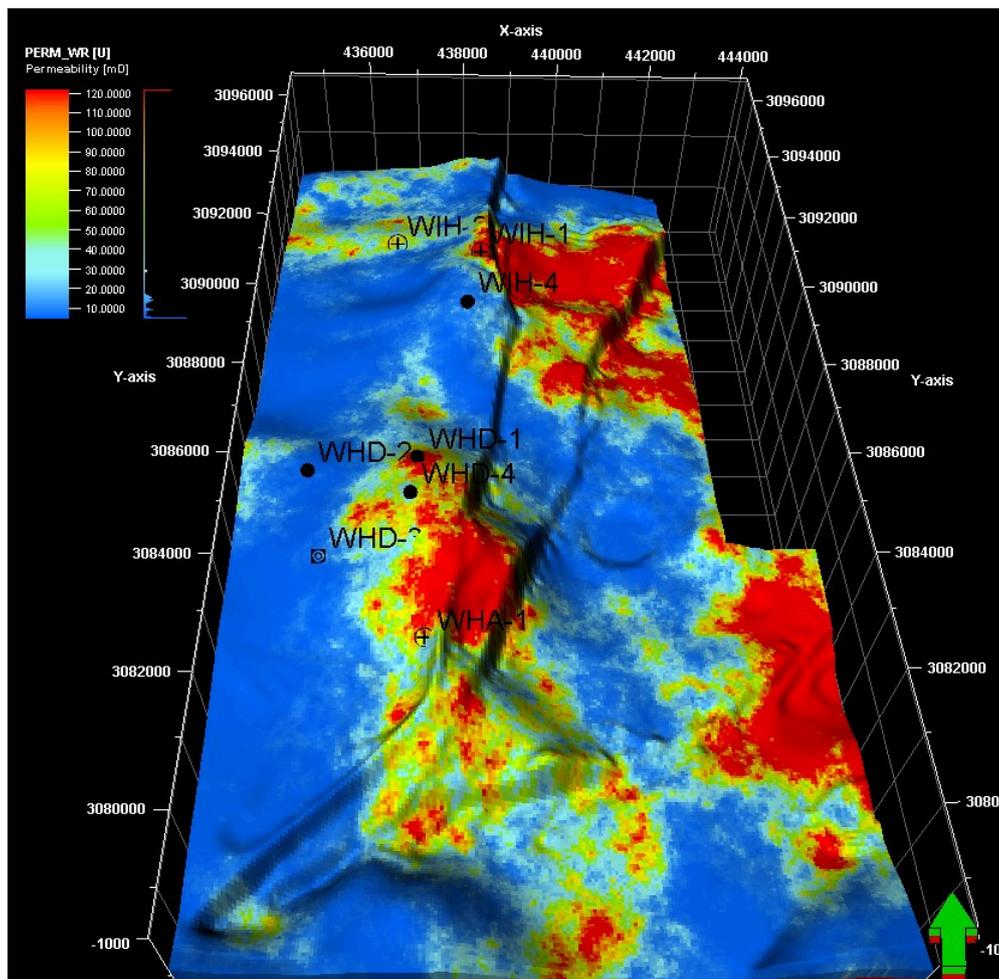


Fig IV.4: Carte 3D de la perméabilité au réservoir R1

IV.2.2: Réservoir R2

IV.2.2.1: Porosité

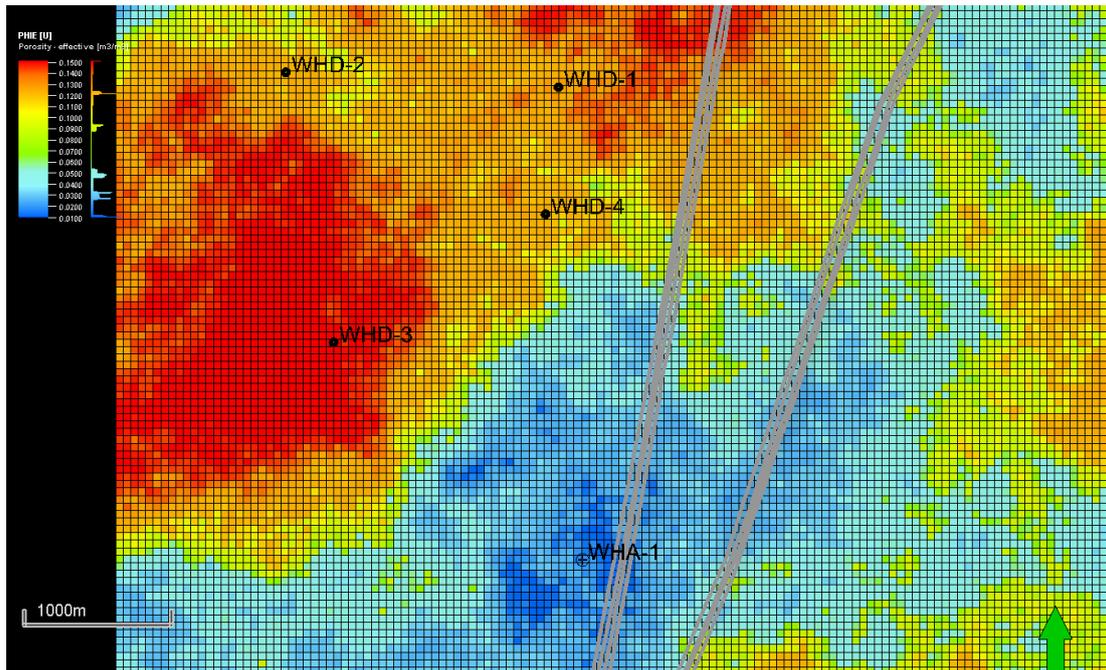


Fig IV.5: Carte 2D de la porosité au réservoir R2

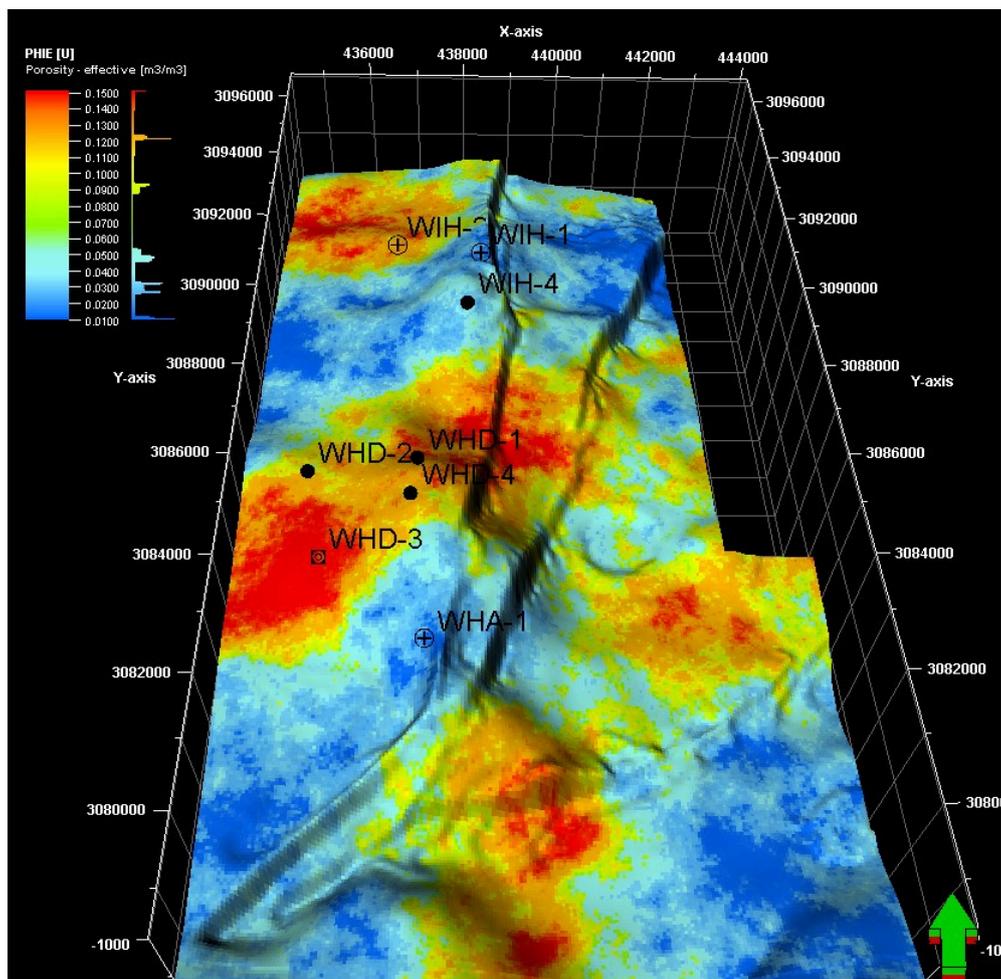


Fig IV.6: Carte 3D de la porosité au réservoir R2

IV.2.2.2: Perméabilité

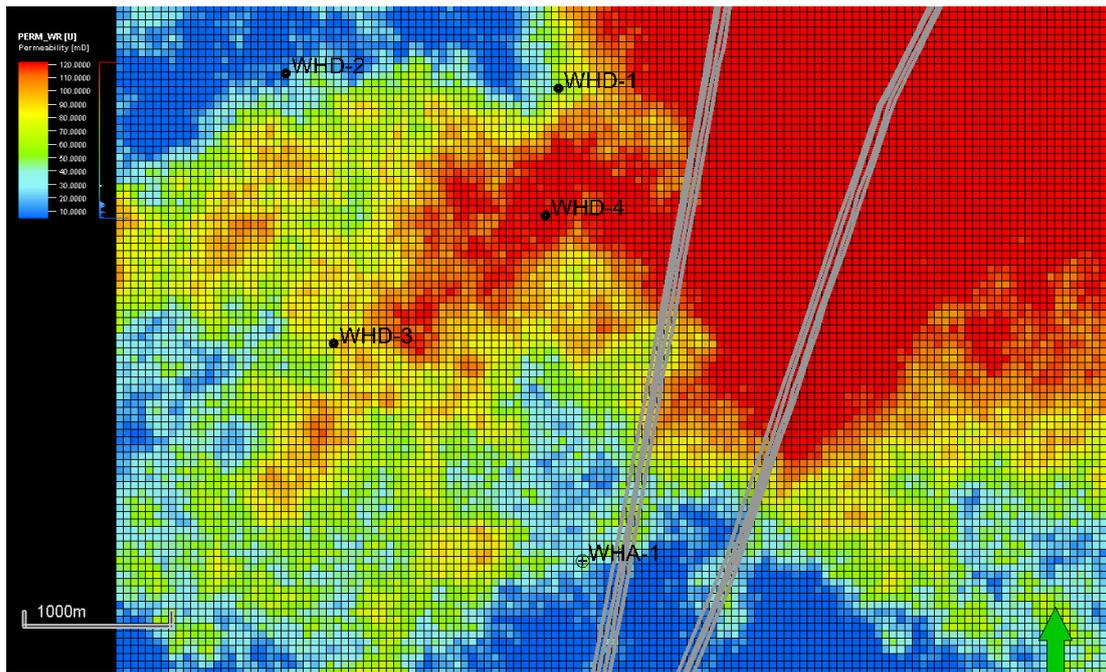


Fig IV.7: Carte 2D de la perméabilité au réservoir R2

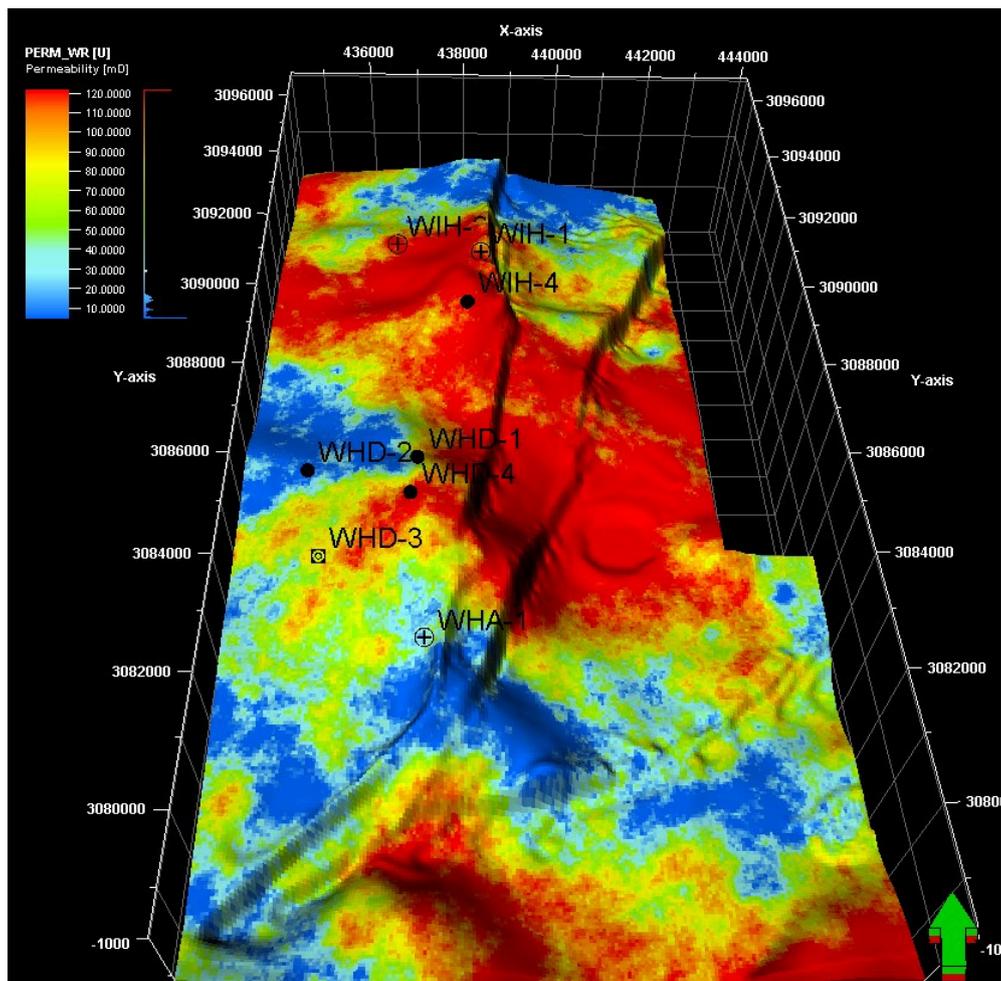


Fig IV.8: Carte 3D de la perméabilité au réservoir R2

IV.2.3: Réservoir R3

IV.2.3.1: Porosité

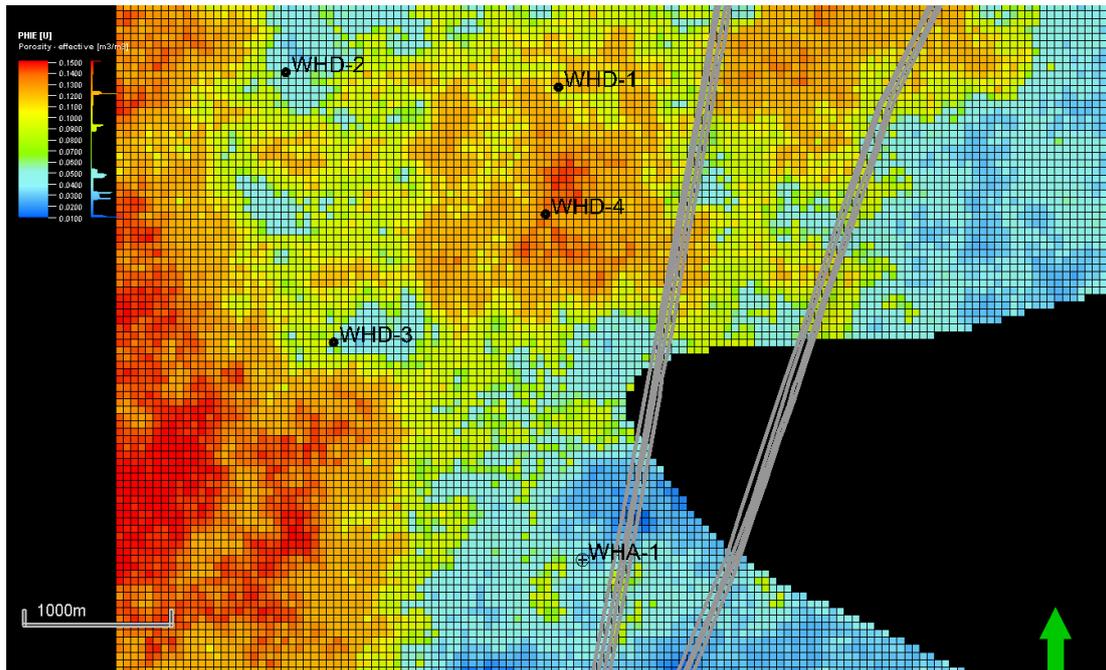


Fig IV.9: Carte 2D de la porosité au réservoir R3

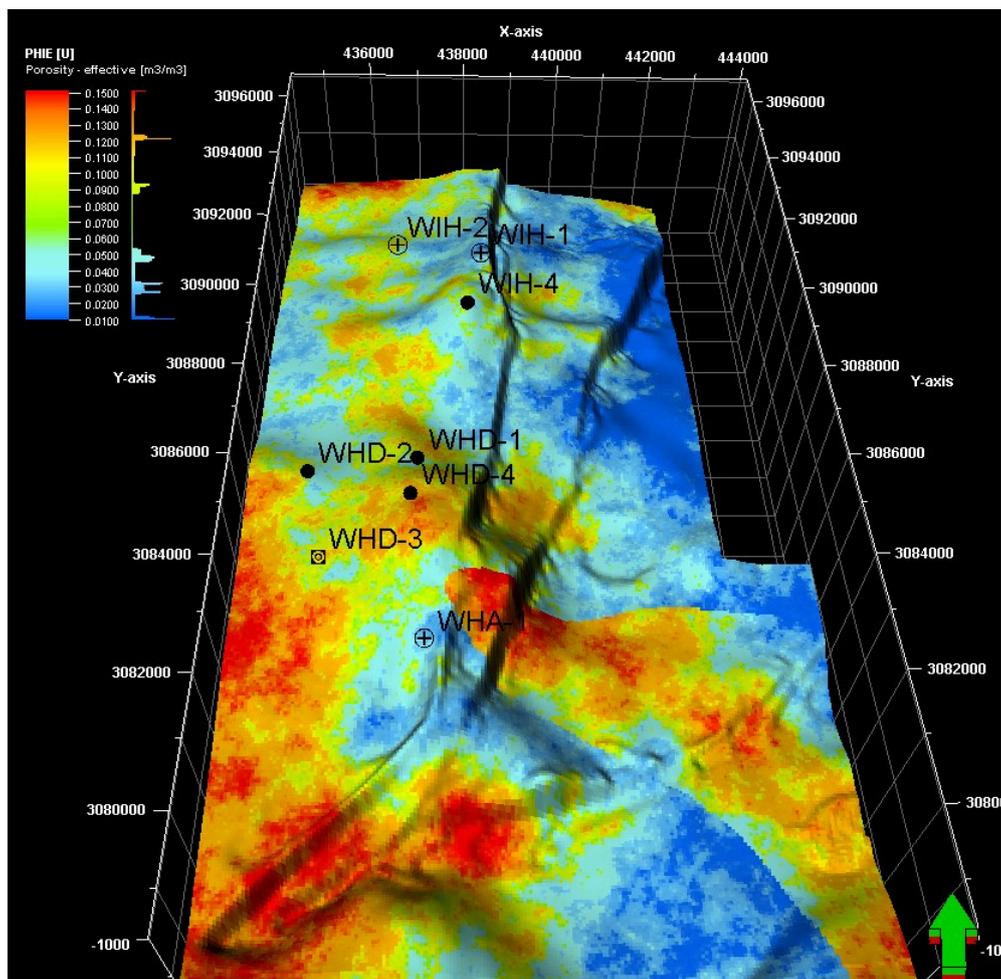


Fig IV.10: Carte 3D de la porosité au réservoir R3

IV.2.3.2: Perméabilité

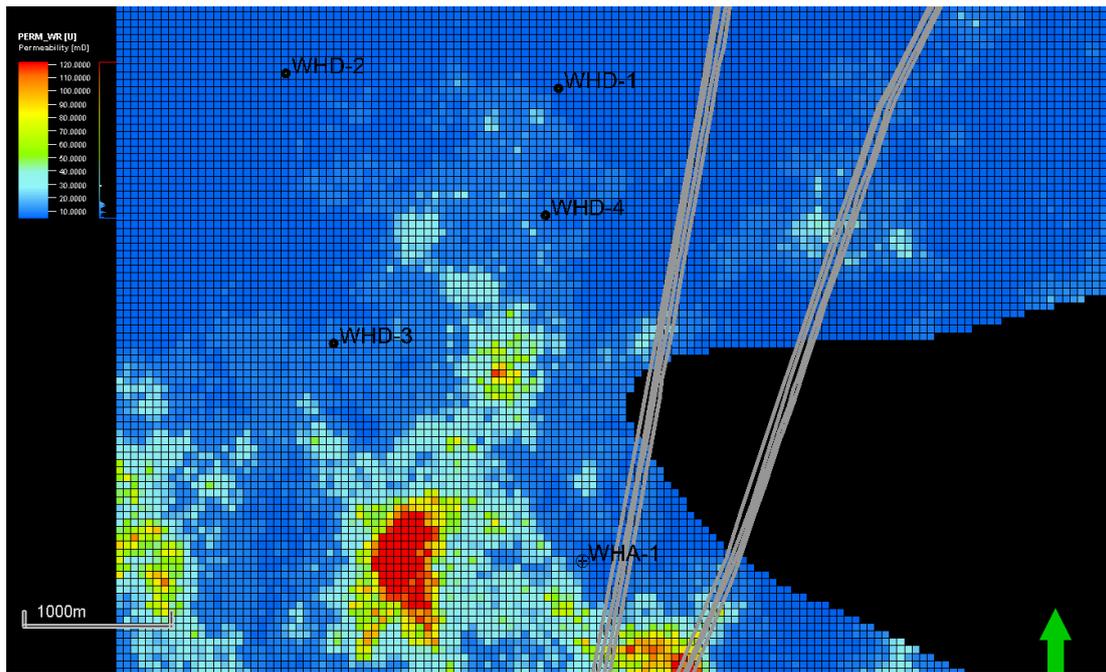


Fig IV.11: Carte 2D de la perméabilité au réservoir R3

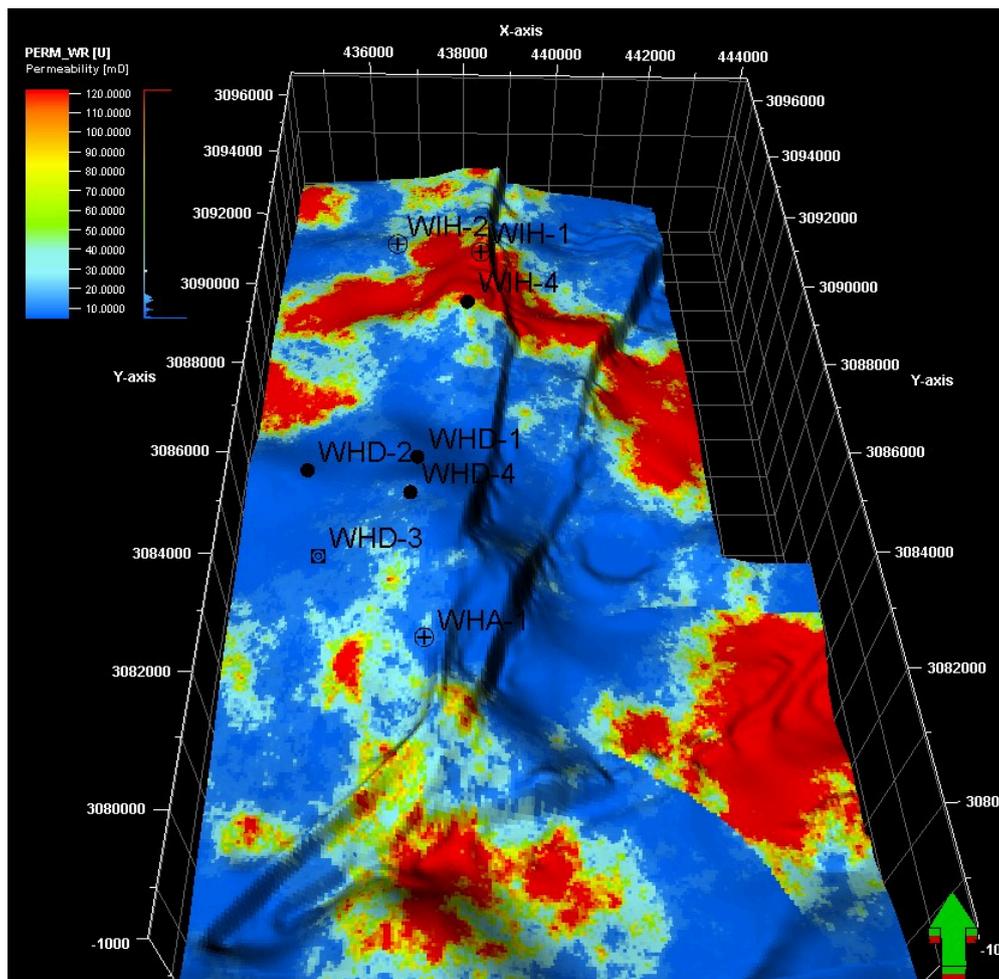


Fig IV.12: Carte 3D de la perméabilité au réservoir R3

### ***IV.3: Interprétation des cartes***

#### **IV.3.1: Réservoir R1**

##### IV.3.1.1: Porosité

Les figures Fig IV.1 et Fig IV.2 sont des cartes 2D et 3D de la variation de la porosité dans le réservoir R1. Nous remarquons qu'elle présente des variations significatives de la porosité variant de 0.01 à 0.15. Les zones avec des couleurs plus chaudes (rouge, orange) indiquent des porosités plus élevées, tandis que les couleurs plus froides (bleu, vert) montrent des porosités plus faibles. La distribution de la porosité est assez hétérogène avec des zones distinctes de haute et de basse porosité. Cela suggère une variabilité dans la capacité du réservoir à stocker et à transmettre des fluides.

##### IV.3.1.2: Perméabilité

Les figures Fig IV.3 et Fig IV.4 sont des cartes 2D et 3D de la distribution de la perméabilité dans le réservoir R1. Les cartes présentent des variations de la perméabilité allant de 10 mD à 120 mD. Nous remarquons que la distribution de la perméabilité est prédominée par des zones de basse perméabilité ( Zone en bleu ) tandis que les zones à haute perméabilité ( en rouge et orange ) sont moins étendues et plus dispersées.

#### **IV.3.2: Réservoir R2**

##### IV.3.2.1: Porosité

Les figures Fig IV.5 et Fig IV.6 sont des cartes 2D et 3D de la variation de la porosité dans le réservoir R2. Ce réservoir montre une distribution de la porosité qui varie entre 0.01 et 0.15. Elle présente des variations différentes, avec une moins grande variabilité par rapport au réservoir R1. Les couleurs sont plus uniformes, ce qui pourrait indiquer une porosité plus homogène à travers le réservoir ce qui peut être favorable pour une production plus stable et prévisible. Des zones de haute porosité sont présentes, mais elles sont moins étendues que dans le premier réservoir. Cela pourrait indiquer des zones ciblées pour le forage.

##### IV.3.2.2: Perméabilité

Les figures Fig IV.7 et Fig IV.8 sont des cartes 2D et 3D de la distribution de la perméabilité dans le réservoir R2. Ce réservoir montre une variation de la perméabilité de 10mD à 120mD. Les cartes montrent une distribution d'une haute perméabilité vers le centre et la partie supérieure des cartes ( en rouge ) et vers les puits WIH-1, WIH-2, WIH-4 et WHD-4, et des perméabilités faibles à modérées entourant ces régions. Cette distribution présente une hétérogénéité avec des perméabilités élevées ce qui peut indiquer que les pores sont bien connectés qui peut être une cible prioritaire pour la production.

### **IV.3.3: Réservoir R3**

#### **IV.3.3.1: Porosité**

Les figures Fig IV.9 et Fig IV.10 sont des cartes 2D et 3D de la variation de la porosité dans le réservoir R3. La carte montre des variations significatives, semblables au premier réservoir, avec des zones bien définies de haute et de basse porosité. Cette distribution indique également une hétérogénéité notable, avec des gradients de porosité significatifs qui peuvent influencer la dynamique des fluides dans le réservoir. Les zones avec des niveaux de porosité élevés sont clairement délimitées, ce qui peut guider la localisation des puits de production.

#### **IV.3.3.2: Perméabilité**

Les figures Fig IV.11 et Fig IV.12 sont des cartes 2D et 3D de la distribution de la perméabilité dans le réservoir R3. Ce réservoir montre une variation de la perméabilité allant de 10mD à 120mD. La distribution de la perméabilité est semblable à la distribution de la perméabilité au réservoir R1 avec une majorité de faible perméabilité ( en bleu ) vers les puits WHD-1, WHD-2, WHD-3, WHD-4 et WHA-1 et quelques zones avec des hautes perméabilités vers les puits WIH-1 et WIH-4. Cette distribution présente une homogénéité mais avec une dominance des perméabilités faibles.

### ***IV.4: Conclusion***

D'après l'interprétation des cartes de la distribution de la porosité et la perméabilité, le réservoir R2 est un réservoir potentiel. Les principaux éléments qui ont guidé ce choix sont

Les cartes de répartition de la porosité au réservoir R2 ont permis d'identifier les zones les plus poreuses et donc les plus favorables à un bon stockage des hydrocarbures

Les cartes de répartition de la perméabilité ont montré que certaines zones présentent des valeurs élevées, facilitant ainsi l'écoulement des hydrocarbures dans le réservoir.

---

# **Conclusion générale**

---

### ***Conclusion générale***

Cette étude approfondie des propriétés pétrophysique des réservoirs R1, R2, R3 du champ de West Ihansatene, basée sur l'interprétation des diagraphies de puits et des autres données disponibles, a permis de mieux caractériser son potentiel productif et d'identifier les meilleures zones de développement.

L'analyse des paramètres clés tels que la porosité, la perméabilité et la saturation en hydrocarbures a mis en évidence une grande hétérogénéité du réservoir R2, avec des variations significatives de ces propriétés selon les faciès sédimentaires. Ce réservoir présente une porosité moyenne de 15% et des perméabilités de 20 à 30 mD avec des variations allant jusqu'à 100 mD.

En revanche, les deux autres réservoir R1 et R3 ont des propriétés réservoir médiocres, avec des porosités moyenne de 12% et des perméabilités faibles entre 4 et 12 mD pour le réservoir R1 et des qualités nulles pour le réservoir R3. Leur contribution à la production sera donc limitée.

La saturation en huile est globalement bonne, avec des valeurs supérieures à 70% dans les meilleurs intervalles. Cependant, la présence de niveaux aquifères dans la partie inférieure du réservoir nécessitera une gestion attentive de la production pour éviter une percée d'eau prématurée.

Au final, le potentiel productif du réservoir R2 peut être qualifié de bon. Son développement optimal passe par une complétion sélective ciblant les intervalles les plus perméables.

Cette étude montre tout l'intérêt d'une évaluation pétrophysique détaillée, basée sur une interprétation rigoureuse des diagraphies, pour caractériser finement les propriétés d'un réservoir et optimiser son développement. Elle souligne aussi la nécessité de prendre en compte l'hétérogénéité des formations et les spécificités de chaque gisement pour adapter les stratégies d'exploitation.

---

## Référence

- Latreche, S., & Coquel, R. (1996). Stratigraphie, sédimentologie et palynologie de la Formation d'Illérène (Dévonien-Carbonifère) du bassin d'Illizi (Sahara algérien). *Bulletin du Service Géologique de l'Algérie*, 7(1), 87-107.
  - Sonatrach. (2009). Rapport définitif de Découverte, Document interne.
  - Serra, O. (n.d.). Diagraphies, géophysique. *Encyclopædia Universalis*. Consulté sur <https://www.universalis.fr/encyclopedie/diagraphies-geophysique/>
  - Maget, P. (1985). Les diagraphies en forage : Initiation aux méthodes et aux interprétations, application en géothermie. Rapport technique (Rapport 85 SGN 034 SPG), Bureau de Recherches Géologiques et Minières.
  - Mari, J.-L., & Vergniault, C. (2018). Sismique en forage et diagraphies acoustiques. Livre, EDP Sciences. DOI : 10.1051/978-2-7598-2262-1.
  - Benhamida, M. A., & Bekkouche, M. E. A. (2017). Interprétation et analyse des paramètres pétrophysiques à partir des diagraphies différées du réservoir grésocarbonaté dans les puits HGA45, MD680, MD689, OML142 (Champ de Hassi Messaoud). Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla.
  - Desbrandes, R. (1982). Diagraphies dans les sondages. Livre, Éditions Technip.
  - Latrèche, S. (1987). Étude géologique du bassin d'Illizi. Thèse de doctorat, Sonatrach.
  - Aliouane, L. (2017). Cours de diagraphies différées. Document pédagogique, Université de Boumerdès.
  - Nedjari, A., Amrane, A., & Amrouche, F. (1998). Modalités de fonctionnement d'une synclise saharienne : l'exemple du bassin intracratonique d'Illizi (S.E. algérien) au Carbonifère. *Bulletin du Service Géologique de l'Algérie*, 9(1), 33-41.
  - Lagabrielle, R. (2007). Diagraphies et géophysique de forage. Article technique, *Techniques de l'Ingénieur*. Consulté sur <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/construction-et-travaux-publics-th3/modele-geotechnique-de-calcul-42238210/diagraphies-et-geophysique-de-forage-c225/diagraphie-de-resistivite-c225v2niv10003.html>
  - Beghoul, M. S. (2013). Les diagraphies différées : Principes des outils et interprétations. Cours universitaire.
-