



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Amar Thlidji-laghout

FACULTE : TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT : GENIE DES PROCEDES

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : LEGDOUI Fatma

DOMAINE : Sciences et Technologie

FILIERE : Génie des Procédés

Thème

**Caractérisation pétro-physique du réservoir cambro-ordovicien,
champ d'Oued-Zine, Bassin de SBAA, Adrar.**

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
Merigui Khaled	MAA	Examineur
Abdel Mouis Ahmed	MCB	Président
Hadjadj Asma	MCB	Rapporteur

Promotion : JUIN 2022

Remerciement

Au terme de ce présent travail, je tiens à exprimer mes vifs remerciement tous les personne qui de près au loin m'ont aidé a la réalisation de ce travail.

Mes sincère remerciement s'adressent surtout à :

Dr.HADJADJ Asma, d'avoir accepté mon encadrement et pour son aide et ses précieux conciles qui ont permis l'élaboratoire de ce travail.

Dr.HADGKOUIDER, pour son aide avec des informations sur mémoire et l'encouragement.

Tout l'enseignement de département GENIE DE PROCEDES de l'université d'Amar Thligie -Laghouat.

Le chef département de gisement pour leur aide toute la durées de mon stage et qui mis à ma disposition tous les données disponible pour entamer ce travail.

Mes sincère remerciement vont également à l'ingénieur pétro-physicien BENSLIMEN Saufyane pour ces conciles ces critique et pour son aide

Melle.LEGDOU

Dédicace

À MES CHERS PARENTS

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être

À ma très chère mère, pour son amour, son soutien et ses prières qui m'ont toujours accompagné et protégé dans la vie.

À mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien et toute la confiance qu'il m'a donné pour avancer dans la vie.

A ma deuxième mère Dahbia, Qui ont toujours été là pour moi, pour me conseiller et m'aider, vous me donnez espoir dans la vie et le sentiment d'être toujours bien entouré.

A toute la famille : ma grand-mère, mes tante, mes cousins,

A ma meilleure sœur, Achwaq, pour ses effort, son soutien, son amour.

A mes meilleures copines Imane ,Siham et mes belles cousines Salma,Samiha,Ahlam et toutes mes cousines et cousins

À toute ma famille À tous mes amis que j'ai rencontrés l'Université.

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail. A Tous ceux que j'aime et que je respect.

FATMA

Introduction générale

Introduction générale

L'aventure de l'exploitation pétrolière en Algérie remonte au dernier quart du 19ème siècle. Depuis, le potentiel hydrocarbure de l'Algérie, n'a cessé de montrer ses richesses, à travers son développement dans le Sahara et aujourd'hui dans le Nord, avec les promesses offertes par l'exploitation, qui trouve un nouvel élan dans cette région. Cette histoire en hydrocarbures en Algérie est retracée à travers cette rubrique qui se propose de donner des repères datés aux étapes clés de l'épopée des hydrocarbures. La création de SONATRACH en 1963, constitue dans cette grande aventure, un moment fondateur, puisque la société est depuis cette date, le moteur du développement des richesses du sous-sol algérien. Après la découverte d'un gisement à potentiel d'hydrocarbures, les ingénieurs spécialistes se dirigent vers les techniques d'exploration et exploitation des formations géologiques, ces derniers dépendent des caractéristiques en même temps de la formation et des fluides qu'ils contiennent, cela détermine la valeur et l'intérêt de cette découverte du point de vue de la rentabilité économique. D'importants projets sont venus renforcer les installations énergétiques à Oud Zin, bassin Sbaa (600 km au Sud-Ouest du champ d'Hassi R'Mel), et permettre à ce complexe gazier (groupement Touat Gaz) de se mettre le domaine et de couvrir les besoins énergétiques du pays.

Nous rappellerons que ce travail est composé de trois chapitres :

Le premier chapitre : concerne la présentation de la région. On y présente la situation géologique et stratigraphique de la région.

Le deuxième chapitre : comprend une généralité sur les diagraphies et la pétro-physique. Ce chapitre est divisé en deux parties : la première partie est relative aux généralités sur les diagraphies et les caractéristiques pétro-physique et la deuxième partie représente le logiciel IP (Interactive Pétro-physique) utilisé pour l'interprétation.

Le troisième chapitre : concerne l'interprétation et l'analyse des résultats et on termine par la conclusion générale.

Introduction générale

Liste d'abréviation

ODZ: OUED EL ZIN

K :permeabilite

Rt : Résistivité de formation ($\Omega.m$)

Rw : Résistivité de l'eau ($\Omega.m$)

Sw, So: La saturation des fluides

Vp : Volume des pores (cm³)

Vs : Volume solide (cm³)

VCL : Volume de clay

Vt : Volume totale (cm³)

Ø: La Porosité

S_e : saturation en eau

Ka : Perméabilité absolue.

C : Constante mercure.

Q : Débit

L : Longueur de l'échantillon.

HW : Hauteur de l'eau lue directement sur le manomètre à l'eau.

BHI : bore Hole imagerie

PLT: Production logging Tool

IP: interactive petro-physique

Liste des tableaux

Tableau 1 : les donné diagraphie des puit.....	20
Tableau 2 : cordonné de puit ODZ-313.....	30
Tableau 3 : les moyennes des paramètres pétro physique du puits ODZ-313.....	32
Tableau 4: les cordonné de puit ODZ-301bis.....	36
Tableau 5: les moyennes des paramètres pétro physique du puits ODZ_301bis.....	Error! Bookmark not defined.
Tableau 6: cordonné de puit ODZ-304.....	Error! Bookmark not defined.
Tableau 7: les moyennes des paramètres pétro physique du puits ODZ_304	Error! Bookmark not defined.
Tableau 8: les cordonné de puit ODZ-6.....	Error! Bookmark not defined.
Tableau 9: les moyennes des paramètres pétro-physique du puits ODZ-6.....	Error! Bookmark not defined.
Tableau 10: les cordonné de puit ODZ-305.....	Error! Bookmark not defined.
Tableau 11: les moyennes des paramètres pétro-physique du puits ODZ-305.....	Error! Bookmark not defined.

Liste de figure

Figure 1 : Carte localisation des puits et d'Oued Zine	1
Figure 2 : coup synthétique de la série sédimentaire du paléozoïque inférieur dans la Sahara central....	3
Figure 3 : coup lithostraphie synthétique de la sucction sidimantaire combro_ ordovicien Mass et de bassin de sbaa au niveau de permis touat incluant de coup synthétique	5
Figure 4 tableau de synthèse et corrélation des données stratigraphie et lithologique dans le bassin de sbaa et des événements tectoniques associées	6
Figure 5 :coup sismique a travers le bassin de Sbaa. les structures hercyniennes correspondent a des anticlinaux aux crêtes érodées sous la discordance hercynienn	8
Figure 6 : carte de maturité (actuelle) à la base du silurien radioactif dans le bassin de Sbaa (document GDF-SUEZ).	9
Figure 7 : Milieu poreux.....	10
Figure 8 : mesure de volume solide (document Sonatrach CRD 2014).	11
Figure 9 : Pompe de mercure et Micromeritics Autopore (Sonatrach 2005).....	12
Figure 10: Perméamétrie conventionnel (Document sonatrach 2014).	13
Figure 11: principe Gamma ray.....	14
Figure 12: Dispositif radioactif Neutron.	15
Figure 13: Principe du fonctionnement de la sonde sonique.	16
Figure 14: Dispositif Densité Log.	17
Figure 15: Les outils d'imagerie (BHI)	19
Figure 16 : Production logging tool.....	19
Figure 17: Création du projet.	22
Figure 18: la création du puits.	22
Figure 19: Chargement de fichier LAS.	22
Figure 20 : Chargement des logs porosité et Densité /Neutron.....	23
Figure 21: Ajustement des valeurs minimales et maximales du Gamma Ray.....	24
Figure 22: Établissement de la courbe de la température avec le gradient géothermique.	25
Figure 23 :Calcul de PHIE et Sw.....	26
Figure 24: Découpage des différents étages stratigraphiques et leurs divisions.....	27
Figure 25: Insertion des valeurs limites (Vcl_cutoff, PHIE_cutoff et Sw_cutoff)	28
Figure 26: Les valeurs utilisées pour le champ d'oued zine	28
Figure 27: Carte structurale d'ODZ au toit de l'ordovicien montrant les positions des différentes puits proposés pour l'étude	29
Figure 28: Cross plot Thorium en fonction de potassium.	31
Figure 29: Relation porosité-perméabilité carotte	32
Figure 30: l'imagerie de puits ODZ-313	33
Figure 31: Contribution des différentes zones perforées durant la période d'écoulement.	34
Figure 32: composite log de puits ODZ-313	35
Figure 33: Cross plot Thorium en fonction de potassium	37
Figure 34: cross plot Densité en fonction de Neutron.....	37
Figure 35: Relation porosité-perméabilité carotte.	38
Figure 36: l'imagerie de puits ODZ-301bis.....	39
Figure 37 : Contribution des différentes zones perforées durant la période d'écoulement.	40
Figure 38: composite log de puits ODZ_301bis	41
Figure 39 : Contribution des différentes zones perforées durant la période d'écoulement.	43
Figure 40: composite log de puits ODZ_301bis	45
Figure 41 : Contribution des différentes zones perforées durant la période d'écoulement.	47

Figure 42: composite log de puits ODZ-6	48
Figure 43: Composite log de puit ODZ-305.....	51
Figure 44: Une corrélations N_S	52
Figure 45: Une corrélation SW_NE	53
Figure 46: cartes de distribution de porosité sur le toit des unités Ordo IV-4 et IV -3inf Iso porosité..	54
Figure 47: cartes de distribution de volume d'argile sur le toit des 'unités Ordo IV-4 et IV -3inf Iso-argilosité.....	55
Figure 48 :carte de distribution de porosité sur le toit des unités Ordo IV-4 et IV -3inf Iso perméabilité	56
Figure 49:carte de subdivision de champ	58

Sommaire

Remerciements

Résumé

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction générale

CHAPITRE I : Présentation de la région d'étude

I.1 Champ D'Oued Zine	1
I.1.1 Situation géographique et géologie	1
I.2 Lithologie des séries protérozoïque et paléozoïque inférieur	2
I.3 Le système gazier Cambro-Ordovicien/Silurien du bassin de Sbaa.....	5
I.4 Maturation, migration et piégeage.....	7
Conclusion	9

Chapitre II: Matériel et méthode

II.1 Paramètres pétro-physiques	10
II.1.1 Porosité	10
II.1.2 Perméabilité	12
II.1.3 Saturation.....	13
II.2 Diagraphies utilisés.....	14
II.2.1 Gamma Ray (GR)	14
II.2.2 Diagraphie Neutron.....	15
II.2.3 Diagraphie Sonique.....	15
II.2.4 Diagraphies de Résistivité.....	16
II.2.5 Diagraphie Densité	17
II.2.6 L'imagerie des parois de puits	17
II.2.7 Diagraphie PLT (Production logging Tool)	19
II.2.8 Caliper	20
II.3 Logicielle INTERACTIVE PETROPHYSICS (IP)	20
II.3.1 Etapes d'interprétations	21

Chapitre III: Interprétation par logiciel IP

Introduction.....	29
III.1 ODZ-313.....	30
III.1.1 Données de puits	30
III.1.2 Résultats Pétro-physiques.....	30
III.1.3 Résultats du test (DST).....	33
III.2 ODZ-301bis.....	36
III.2.1 Données de puits	36
III.2.2 Résultats Pétro-physiques.....	36
III.2.3 Résultats du test (DST).....	39
III.3 ODZ-304.....	42
III.3.1 Données de puits	42
III.3.2 Résultats Pétro-physiques.....	42
III.3.3 Résultats du Test (DST)	43
III.4 ODZ-6.....	46
III.4.1 Données de puits	46
III.4.2 Résultats Pétro-physiques.....	46
III.4.3 Résultats du test (DST).....	47
III.5 ODZ-305.....	49
III.5.1 Données de puits	49
III.5.2 Résultats Pétro-physiques.....	49
III.5.3 Résultats du test.....	50
Corrélation N-S.....	52
Corrélation SW-NE.....	53
Les cartes Iso-Porosité.	54
Les cartes Iso_Argilosité.....	55
Les cartes Iso perméabilité	55
Comparaison entre les résultats pétro-physique et résultats du test	57

I.1 Champ D'Oued Zine

I.1.1 Situation géographique et géologie

Le champ d'Oued Zine est situé au centre-est du bassin de Sbaa. Il correspond à une structure anticlinale développée contre une faille inverse orientée E-W à pendage vers le sud (environ 45°). [1]

Cette faille, que nous appellerons « faille principale de Oued Zine », est probablement héritée de l'orogénèse panafricaine (elle s'enracine profondément dans le socle précambrien), mais joue principalement à l'Hercynien.

A l'est du champ, la faille bifurque vers le sud et prend alors une orientation N-S jouant en décrochement dextre. [1]

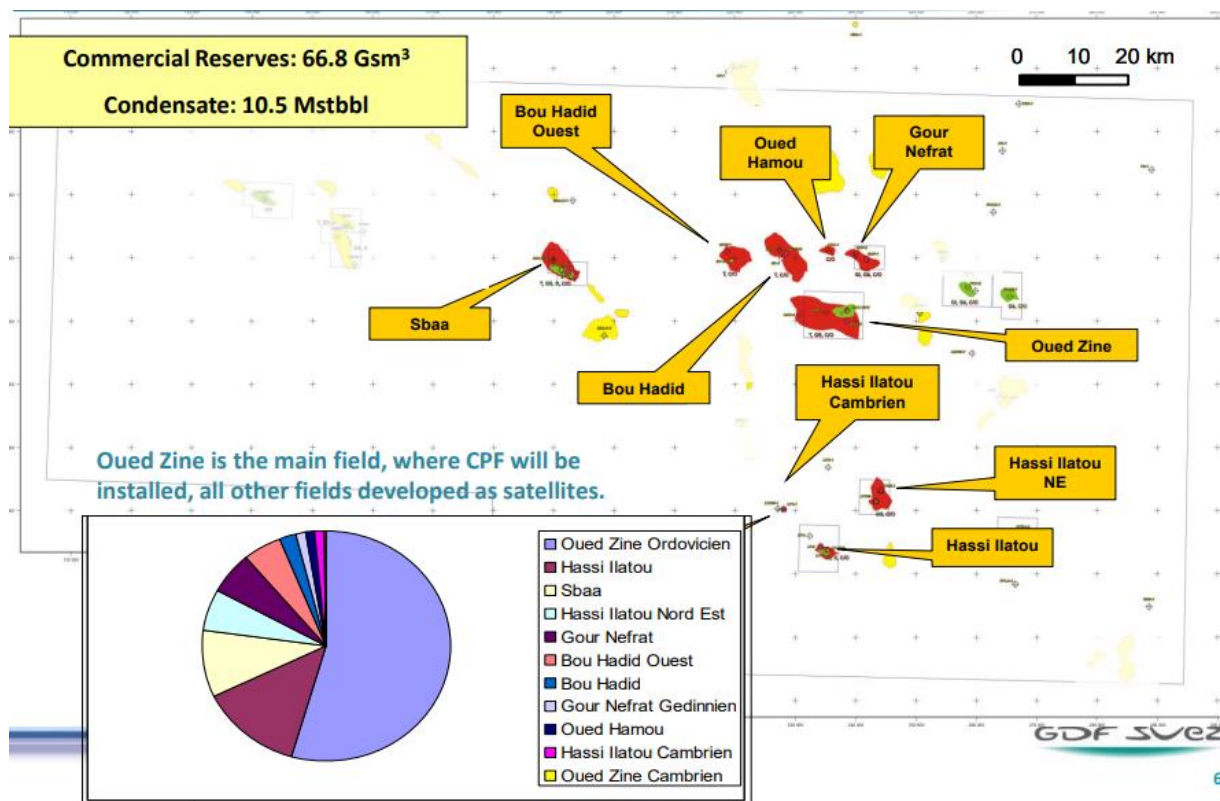


Figure 1 : Carte localisation des puits et d'Oued Zine

I.2 Lithologie des séries protérozoïque et paléozoïque inférieur**II.2.1 Substratum précambrien**

Dans la plate-forme saharienne, le socle a été reconnu surtout à l'affleurement, mais aussi dans certains puits (notamment dans les régions de Sbaa, d'Illizi et de l'Ahnet). Le socle du vieux craton ouest africain et du bouclier Targui sont essentiellement constitués par des granites, schistes, phyllosilicates, rhyolites. L'orogénèse panafricaine s'achève vers -620 Ma. Des dépôts glaciaires (glaciations éocambriennes) et des séries molassiques de démantèlement et détritiques se déposent dans des dépressions du bouclier Targui et en grand épandages sur le craton ouest africain, peu déformé. [1]

Les mouvements épirogéniques tardifs, datés vers -550 /-540 Ma, permettent une nouvelle érosion et le dépôt de formations tels que les grès d'El Moungar, appelé « Unité I » (Beuf et al. 1971), constitués de conglomérats, d'arkoses, de quartzites, évoluant vers des siltstones, occasionnellement préservés et légèrement discordants sous la surface tassilienne. C'est sur cette surface, appelée pédiplaine infra tassilienne, que seront déposées les séries cambriennes, d'abord par l'ouest, puis vers l'est sur le bouclier Targui (Hoggar).[1]

II.2.2. Cambrien (Unité II)

Les dépôts cambriens reposent en discordance sur les roches plissées infracambriennes et précambriennes constituant le socle (Figure2). Cette discordance majeure formée par l'érosion des reliefs panafricains est nommée discordance panafricaine, discontinuité infratassilienne, ou encore discontinuité infracambrienne. Les dépôts cambriens sont régionalement représentés par des grès grossiers et des quartzites à passées conglomératiques, à stratifications obliques ou entre-croisées, typiques de systèmes fluviatiles en tresses. Puis, l'environnement devient rapidement marin (tidal/estuarien) et conduit au dépôt de grès plus fins et mieux triés . [1]

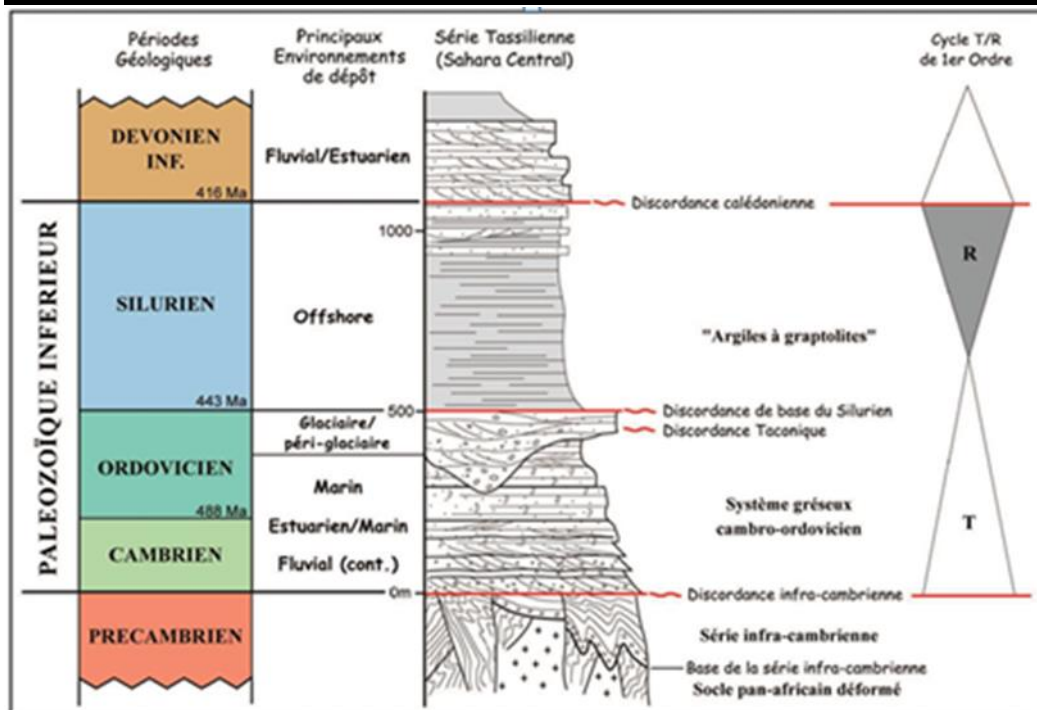


Figure 2 : coup synthétique de la série sédimentaire du paléozoïque inférieur dans la Sahara central.

II.2.3. Ordovicien (Unités III et IV)

L'Ordovicien (inférieur à supérieur) se décompose en deux unités principales successives (III et IV). L'Ordovicien III, daté du Trémadocien au Caradocien, correspond à des alternances argilo-gréseuses déposées lors d'une succession de cycles marins transgressifs et régressifs. [1]

En revanche, les dépôts hirnantien d'origine glaciaire de l'Ordovicien IV présentent une grande variabilité de faciès ; ils sont essentiellement gréseux dans la partie orientale du bassin de Sbaa, et plutôt silto-argileux dans la partie occidentale. Le découpage au sein de ces deux unités est le suivant :

L'unité III-1 est définie par une succession d'environnements marins (offshore sup.) d'âge Trémadocien. Il s'agit de la Zone des Alternances (alternances grès – argiles), des Argiles d'El Gassi, et des Grès d'El Atchane, avec un maximum d'inondation dans les argiles d'El Gassi (Figure 3). [1]

L'unité III-2 est composée par les Quartzites d'Hamra, liées à un environnement marin proximal (foreshore à shoreface inférieur). Le sommet de cette unité est généralement érodé à la limite Arénigien/Llanvirnien. [1]

L'unité III-3 (Ordovicien moyen) est constituée successivement des Argiles de Tiférouine et des Grès d'Oued Saret. Il s'agit d'une séquence marine transgressive, présente dans un seul puits au sud-est du bassin de Sbaa. [1]

L'unité IV, ou « Ordovicien glaciaire », correspond dans le contexte régional aux Grès d'El Goléa, aux « Argiles Microconglomératiques », et à la Dalle de M'Kratta. Ces formations silico-clastiques contiennent plusieurs preuves irréfutables d'un dépôt en environnement glaciaire (argiles à dropstones, planchers glaciaires, figures d'érosion glaciaire, déformation sous-glaciaire, etc. [1]

Dans cette unité glaciaire, les variations de faciès sont extrêmement importantes et rapides.

L'unité IV présente à sa base une incision profonde pouvant localement éroder quelques dizaines de mètres du sommet des formations cambriennes. Différentes vallées glaciaires orientées approximativement N-S s'emboîtent verticalement et latéralement. [1]

L'apport sédimentaire est globalement orienté du sud vers le nord, en accord avec la direction d'écoulement de la glace à l'échelle régionale séquence gréseuse formée par l'emboîtement de ces vallées peut atteindre 300m d'épaisseur localement. [1]

Le remplissage sédimentaire au sein de ces vallées évolue verticalement d'un environnement glacio-marin proximal vers un environnement distal (Figure 3). Cependant, les corrélations intra-unité IV entre chaque puits du bassin sont très complexes en raison de variations latérales de faciès très rapides et de multiples érosions internes. [1]

II.2.4. Silurien

Le Silurien basal est caractérisé par le dépôt d'argiles hémipélagiques noires à graptolites riches en matière organique. Elles se sont mises en place sous des conditions anoxiques en raison de faibles circulations océaniques conduisant à une stratification des eaux (Lüning et al., 2000). [1]

Ces argiles sont fortement radioactives à la base du Silurien, riches en matière organique d'origine marine, on les appelle alors « hot shales ». Cette formation, dont le faciès est assez uniforme dans le sud algérien, constitue un bon repère lithologique pour marquer la limite Ordovicien-Silurien. [1]

Dans le bassin de Sbaa, les argiles radioactives sont recouvertes d'argiles silteuses puis d'argiles contenant de rares bancs carbonatés au sommet du Silurien. L'épaisseur de la formation atteint 1000m au nord du bassin de Sbaa et 400 à 500m dans le secteur d'étude. [1]

I.3 Le système gazier Cambro-Ordovicien/Silurien du bassin de Sbaa

I.3.1 Roche réservoir

Le réservoir majeur dans le bassin de Sbaa consiste en une succession de séquences gréseuses allant du Cambrien (unité II) à l'Ordovicien (unité IV). L'unité IV de l'Ordovicien glaciaire constitue la séquence-réservoir principale dans ce système. [1]

Cependant ses qualités pétro-physiques sont très variables latéralement et verticalement. Il s'agit d'un réservoir non-conventionnel de type « tight-gas », c'est-à-dire aux propriétés pétro-physiques globalement mauvaises mais renfermant tout de même d'importantes quantités de gaz. [1]

De manière générale, les caractéristiques pétro-physiques des grès de l'Ordovicien sont très bonnes sur la bordure Sud-Est du bassin et se dégradent très fortement vers le nord-ouest en liaison avec un paléo-enfouissement croissant. [1]

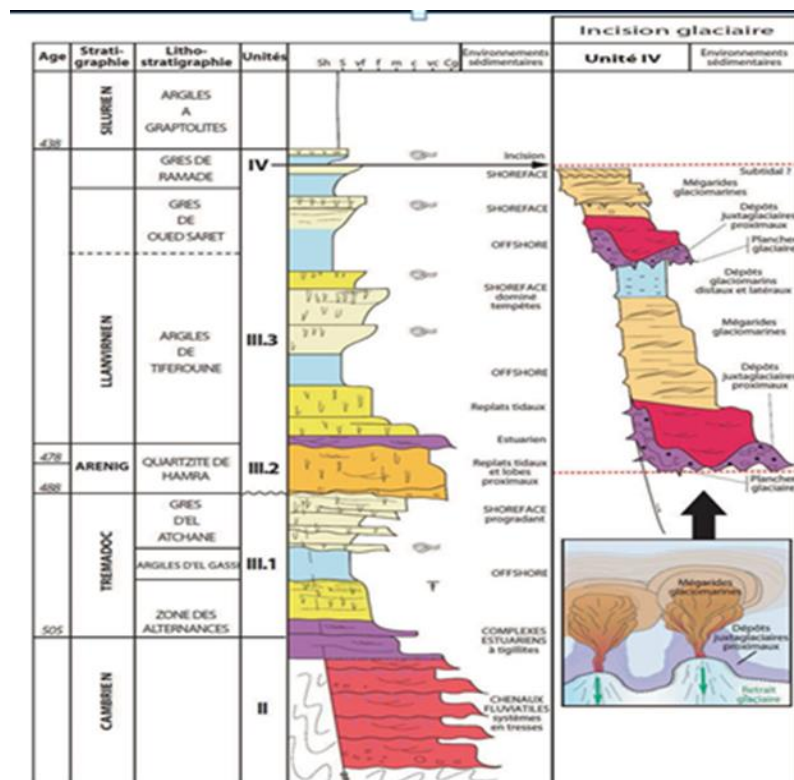


Figure 3 : coup lithostratigraphique synthétique de la succession sédimentaire cambro-ordovicienne du bassin de Sbaa au niveau de permis toutat incluant de coup synthétique

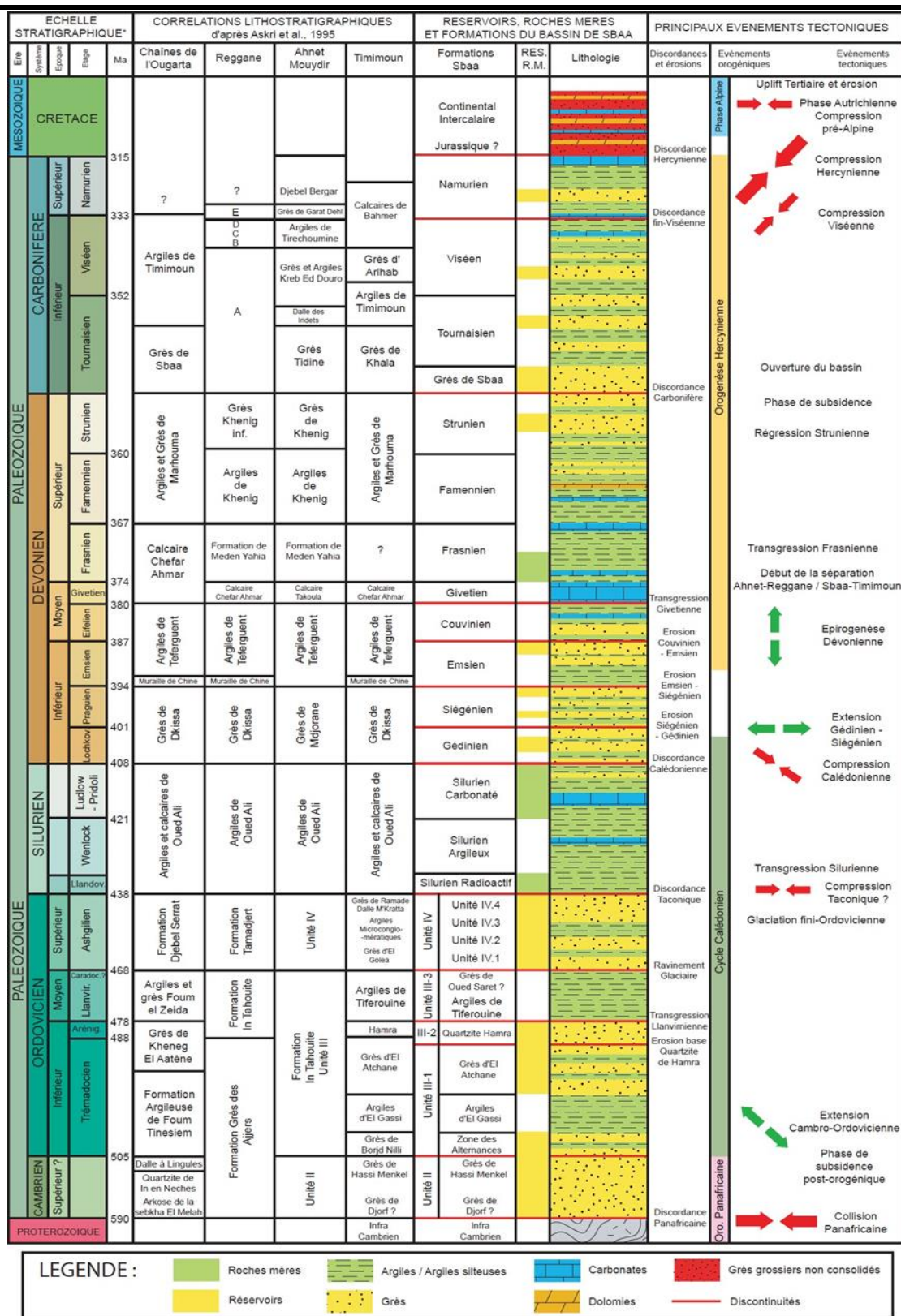


Figure 4 : tableau de synthèse et corrélation des données stratigraphie et lithologique dans le bassin de sbaa et des événements tectoniques associés.

I.3.2 Roche mère et couverture

Les argiles organiques siluriennes sont à l'origine de 80 à 90% des sources d'hydrocarbures paléozoïques en Afrique du Nord (Lüning et al., 2000). [1]

Dans le bassin de Sbaa, la matière organique de cette roche mère est de type II. Cependant, ses caractéristiques sont différentes des matières organiques de type II « classiques » selon les analyses de Beicip-Franlab (2000) réalisées sur des extraits de roche- mère immature issue du bassin de Sbaa :

Les températures de craquage du kérogène présent dans ces Hot Shales sont plus élevées que la normale et expliquent la capacité de ce kérogène à générer préférentiellement du gaz. [1]

La partie moyenne et supérieure des argiles siluriennes (« Silurien argileux » et « Silurien carbonaté ») présente un potentiel pétrolier faible (COT <3% pour le Silurien carbonaté et COT <1% pour le Silurien argileux). En raison de son épaisseur importante et de son imperméabilité, le Silurien joue le rôle de couverture pour le système pétrolier cambro-ordovicien/silurien. [1]

Il s'agit donc d'un système original puisque le gaz généré par la roche mère du Silurien radioactif basal est bloqué par la couverture argileuse silurienne sus-jacente, et se trouve ainsi expulsé par la pression per-descensum, dans le réservoir ordovicien sous-jacent. [1]

I.4 Maturation, migration et piégeage

Les structures les plus anciennes datent du Calédonien, mais la plupart des pièges structuraux du bassin de Sbaa se sont formés durant la phase hercynienne, dès les premiers mouvements du Viséen. [1]

Ils correspondent actuellement à des plis de forte amplitude mais de dimensions modérées, associés pour la plupart à des failles inverses de rejet important (Figure 5). [1]

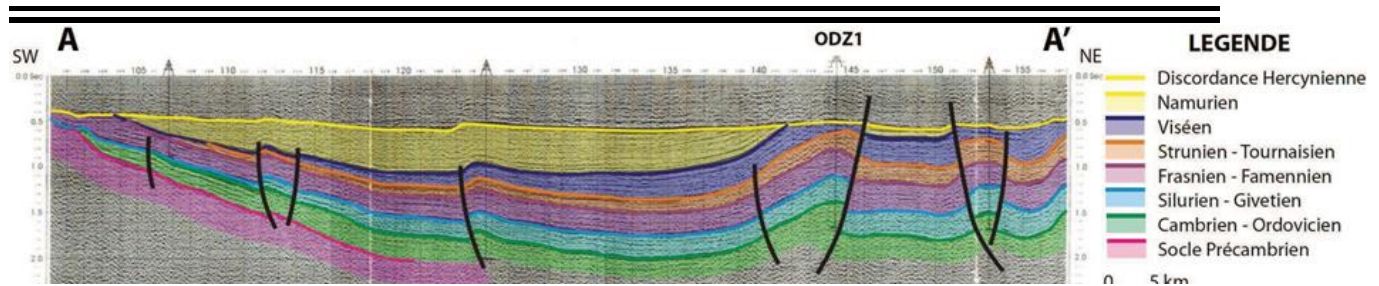


Figure 5 : coup sismique a travers le bassin de Sbaa. les structures hercyniennes correspondent a des anticlinaux aux crêtes érodées sous la discordance hercynienne.

La maturité de la roche mère du Silurien radioactif basal est très hétérogène dans le bassin : elle évolue en 70km d'immature au sud-est à très mature (« overmature ») au nord et au nord-est du bassin (Figure 6). [1]

Le degré de maturité de la matière organique passe donc du sud au nord du stade immature au stade fenêtre à huile, puis gaz à condensats, et enfin gaz sec dans le centre et le nord du bassin. [1]

La génération et la migration du gaz ont eu lieu en même temps que la structuration, le gaz migrant alors des points les plus bas vers les points hauts (anticlinaux). [1]

L'expulsion, la migration et le piégeage du gaz se sont produits à partir du Namurien, lors de l'enfouissement maximal et du démantèlement des premiers reliefs viséens (Beicip-Franlab, 2000). [1]

Paradoxalement, aucune trace d'hydrocarbures liquides formés par le Silurien basal n'a été préservée dans la majeure partie du bassin (excepté au sud où il existe un champ à huile dans l'Ordovicien) ; de l'huile a pourtant obligatoirement été générée avant le gaz. [1]

L'hypothèse la plus probable serait que la génération d'huile ait eu lieu bien avant la structuration, l'huile migrant ainsi sous le contact Ordovicien – Silurien mais ne rencontrant aucune structure pour être piégée (dismigration). [1]

De très rares traces de bitumes sont tout de même observées dans les grès du sommet de l'Ordovicien. [1]

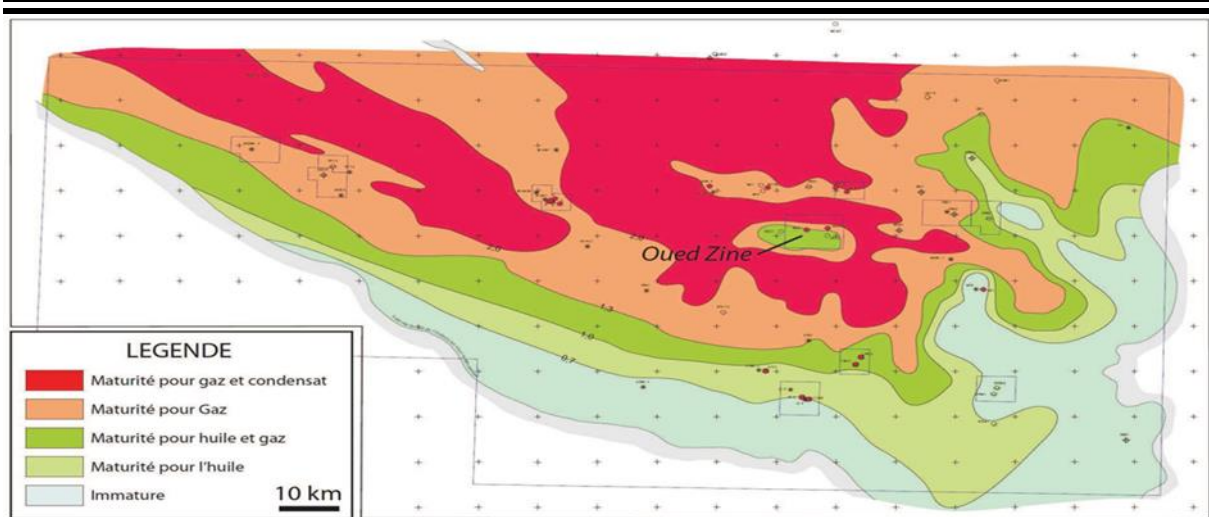


Figure 6 : carte de maturité (actuelle) à la base du silurien radioactif dans le bassin de Sbaa (document GDF-SUEZ).

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présentés la zone d'étude ainsi les différents phases de construction des hydrocarbures .Dans le prochain chapitre nous allons présenter les paramètres pétro-physique nécessaire et le logiciel utilisé pour l'interprétation des données obtenue.

La connaissance des caractéristiques pétro-physiques des roches est fondamentale dans l'étude du réservoir. Ces paramètres permettent de faire la caractérisation du réservoir d'un point de vue propriétés et qualité. [7]

On procède généralement à un carottage qui permet d'extraire des échantillons de roches qu'on analyse en laboratoire. Les mesures effectuées ont pour but de déterminer la porosité, la perméabilité et les saturations en fluides de la roche ainsi que les limites des zones intéressantes. [7]

II.1 Paramètres pétro-physiques

II.1.1 Porosité

La porosité est le rapport du volume des pores dans une roche réservoir au volume total de la roche, elle est exprimé en pourcentage. Le volume poreux fait essentiellement référence à la somme ou au volume combiné de tous les espaces poreux dans une roche réservoir donnée. [2]

Cette propriété est importante, elle est notée et s'exprimée mathématiquement par la relation suivante:

$$\emptyset = V_p / V_t \text{ (exprimée en \%)}$$

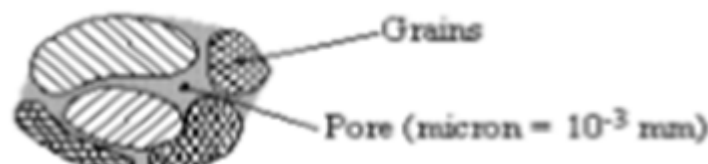


Figure 7 : Milieu poreux

II.1.1.1 Mesure

A/ Mesure de volume solide

Le volume solide est déterminé à l'aide d'un ultra-porosimètre à Hélium de type Core laboratories lié au logiciel Winpore basé sur la loi de BOYLE-MARIOTTE comme suit [3] :

$$P_1.V_1 / T_1 = P_2.V_2 / T_2 \longrightarrow (II.1)$$

P_1 : Pression initial du gaz (psi).

P_2 : Pression à l'expansion du gaz (psi).

V_1 : Volume initial du gaz (cc).

V_2 : Volume à l'expansion du gaz (cc).

T_1 : Température initial.

T_2 : Température à l'expansion.



Figure 8 : Mesure de volume solide (document Sonatrach CRD 2014).

B/ Mesure de volume total

Le volume total (V_t) est déterminé grâce à une pompe volumétrique à mercure par le principe d'Archimède.

L'équipement est placé sous une hotte fermée, l'extraction doit être mise en marche avant, pendant et après chaque manipulation.

L'appareil doit être calibré avant chaque série de mesure.

Il consiste en la calibration du zéro, ensuite mesurer un check Plug de volume total connu. [3]



Figure 9 : Pompe de mercure et Micromeritics Autopore (Sonatrach 2005).

II.1.2 Perméabilité

La perméabilité est une caractéristique physique qui représente la facilité qu'a un matériau à permettre le transfert de fluide au travers d'un réseau connecté. [2]

La perméabilité (k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (A) et de longueur (L), à la chute de pression (ΔP) nécessaire à son passage :

$$Q = \frac{k A (\Delta P)}{\mu L} \longrightarrow \quad (II.2)$$

II.1.2.1 Mesure de la perméabilité

A/ Perméamétrie conventionnel

C'est un modèle très ancien, il fonctionne manuellement sous pression de confinement de 200 Psi, et une pression de mesure de l'ordre de 80Psi. [3]

La perméabilité absolue (au perméamétrie conventionnel) est mesurée et calculée sous une équation qui dérive de la loi de Darcy et qui est:

Où :

$$K_a = (L.H.W.C.Q) / A \cdot 200. \longrightarrow \quad (II.3)$$

K_a : Perméabilité absolue.

C : Constante mercure.

Q : Débit

L : Longueur de l'échantillon.

H_w : Hauteur de l'eau lue directement sur le manomètre à l'eau.



Figure 10: Perméamétrie conventionnel (Document sonatrach 2014).

B/ Perméamétrie conventionnel informatisé

Il est récent, il est conçu pour mesurer la perméabilité sous une pression de confinement de 400 Psi. Sur cet appareil l'intervention humaine est réduite; par conséquent, les mesures sont plus proches à la réalité. [3]

II.1.3 Saturation

La saturation d'un échantillon de roche en un fluide est le rapport du volume de ce fluide

Dans l'échantillon au volume de pore V_p de l'échantillon. [4]

On définit ainsi :

$$\text{La saturation en eau } S_e = \frac{V_e}{V_p} \longrightarrow \quad (\text{II.4})$$

$$\text{La saturation en huile } S_h = \frac{V_h}{V_p} \longrightarrow \quad (\text{II.5})$$

$$\text{La saturation en gaz } S_g = \frac{V_g}{V_p} \longrightarrow \quad (\text{II.6})$$

Avec $S_e + S_h + S_g = 1$

II.2 Diagraphies utilisés

II.2.1 Gamma Ray (GR)

Le log nucléaire (GR) est une mesure de la radioactivité naturelle existant dans certaines roches.

Un cristal scintillant envoyer un photon lumineux lorsqu'il entrer en collision par un rayon gamma, puis la transformation de photo envoyée par un photomultiplicateur en une impulsion électrique amplifiée pour devenir mesurable.

Donc l'impulsion électriques mesurée est adapté l'énergie de la radiation gamma incidente, la sensibilité de ces compteurs est fonction de la taille et de la forme du cristal

Les éléments radioactifs dominants c'est : l'uranium, le thorium et le potassium 40. [5]

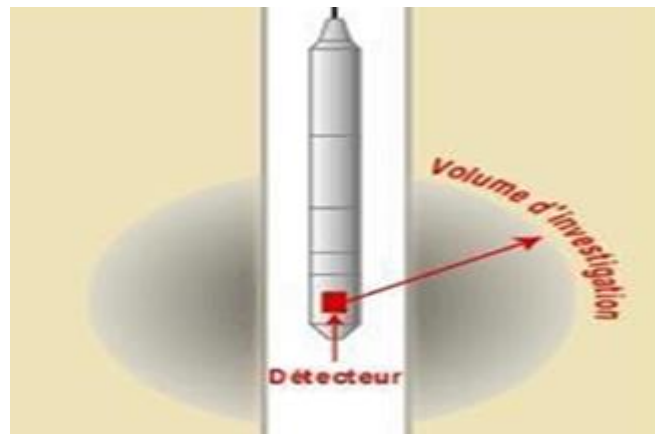


Figure 11: principe Gamma ray.

Application des diagraphies Gamma Ray

- Estimation pourcentage d'argiles :

$$\text{Indice d'argile : } I_{Xargile} = \frac{GRx - GR_{propre}}{GR_{argile} - GR_{propre}}$$

- Se démarquer clairement les charbons, les évaporites et surtout les niveaux d'argiles.
- La série doit comprendre un véritable banc d'argile et une zone de sable propre (ou calcaire) qui serviront de référence.

II.2.2 Diagraphie Neutron

C'est un bombardement de formation par des neutrons rapides. Une collision avec les atomes l'atome aura une masse plus proche de celle du neutron par conséquence le ralentissement, les atomes d'hydrogène se montrent les plus efficaces. [5]

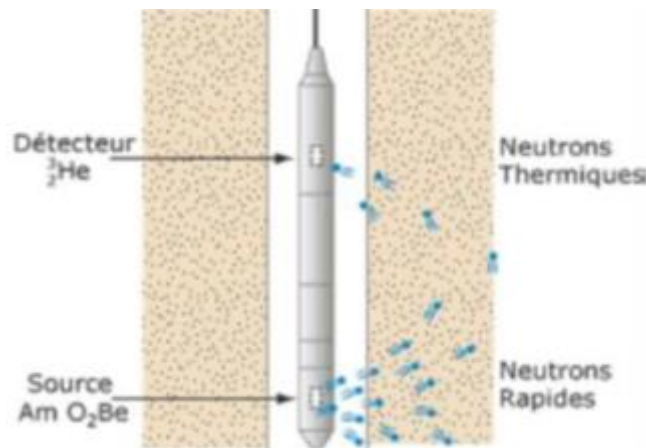


Figure 12: Dispositif radioactif Neutron.

Applications des diagraphies neutron :

- détermination de la porosité pour
- les formations argilo-gréseuses.
- Indicateur de lithologie.
- Indicateur de gaz.
- Détermination de la porosité en trou fermé.

II.2.3 Diagraphie Sonique

Le log sonique approuve sur l'étude de la propagation dans les roches d'ondes acoustiques générées par l'outil de diagraphie.

Le log Sonic mesure le temps de transit entre deux récepteurs, envoyés d'ondes dans la formation, composé de deux émetteurs et deux récepteurs couples, ceci pour pouvoir corriger les décalages dans les temps de parcours, le décentrement de l'outil. [5]

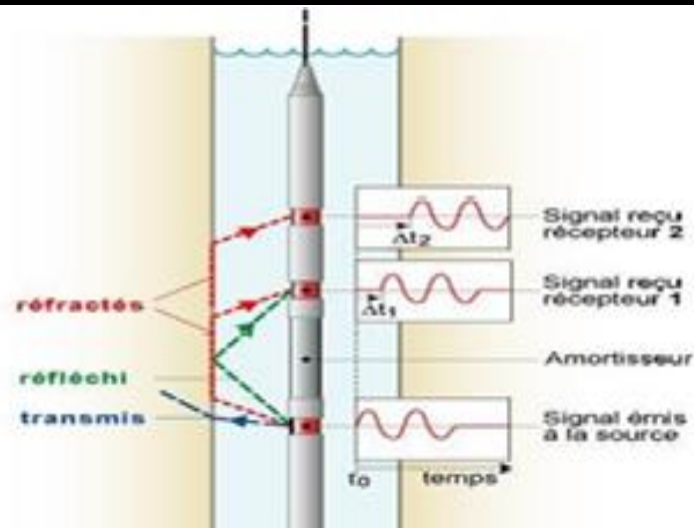


Figure 13: Principe du fonctionnement de la sonde sonique.

Applications des diagraphies Sonic

- Evaluation de la porosité.
- Détermination de la lithologie.
- Analyse des propriétés mécaniques.
- Analyse de la stabilité du puits.
- Identification des fractures.

II.2.4 Diagraphies de Résistivité

C'est un log électrique le mesure ce fait comme suit : Une électrode d'injection envoie un courant électrique, et une électrode de mesure, situer à une distance de la source, enregistre les réactions du terrain à ce signale.

Quand la distance entre l'objet émetteur – récepteur est grand, plus l'investigation n'est grande. [6]

Application des diagraphies résistivité

- Interprétation rapide pour détection des hydrocarbures.
- Calcul de la saturation en eau S_w .
- Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w

II.2.5 Diagraphie Densité

La diagraphie gamma-gamma est basée sur l'interaction entre une radioactivité incidente et les composants de la formation soumis au bombardement radioactif, on trouve en bas de la sonde une source concentrée de rayons gamma, un compteur à scintillations, atteignent le détecteur les rayons gamma qui ont traversé la formation adjacente. [7]

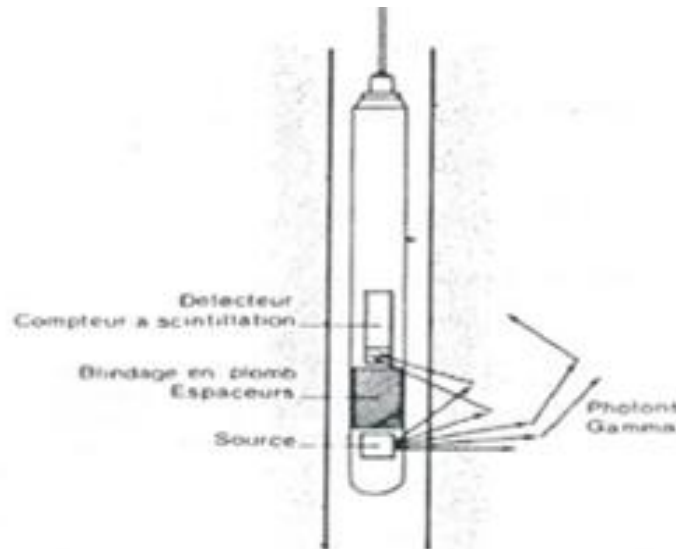


Figure 14: Dispositif Densité Log.

Application des diagraphies densité

- Mesure de la densité des formations traversées par le forage.
- Déduire les différentes porosités.
- Il est basé sur l'interaction entre une radioactivité incidente et les composants de la formation

II.2.6 L'imagerie des parois de puits

Les images sont orientées dans l'espace 3D, permettant de déterminer les différentes caractéristiques géologiques. La profondeur d'image est contrôlée avec précision, un grand avantage par rapport aux données des carottes traditionnelles dans des situations de reprise partielle comme carottage dans des réservoirs faillées ou fracturé. [9]

II.2.6.1 Les outils d'imagerie (BHI) utilisée

1. Les outils de l'imagerie acoustique

Outils d'imagerie acoustique utilisent un transducteur piézoélectrique à rotation rapide pour émettre une impulsion sonore à haute fréquence ciblée de la paroi du trou. L'outil d'imagerie acoustique enregistre ensuite l'amplitude de l'écho de retour, ainsi que le temps de déplacement total de l'impulsion sonore. Le temps de trajet de l'onde acoustique et l'amplitude réfléchi est mesurée à de nombreux azimuts à l'intérieur du puits de forage pour une profondeur donnée. Ces données sont ensuite traitées dans les images de la réflectance de la paroi du forage (sur la base de l'amplitude de l'écho de retour) et le rayon du trou de forage (sur la base de temps de parcours d'impulsion).[9] Il existe une grande variété, certains des outils les plus courants sont :

- Outil CBIL "Circumferential Borehole Imaging Log"
- Outil UBI "Ultrasonic Borehole Imaging"

2. Les outils de l'imagerie électrique

Le transducteur rotatif envoie 156 pulses par rotation et fait 7 rps (rotations par seconde) assurant ainsi une couverture de 100% de la paroi du trou. Le corps inférieur de l'outil émet un courant appelé EMEX (pour Emettre-Exciter), dans la formation. Une très faible partie de ce courant passe par les électrodes et donne les courbes enregistrées, représentant les contrastes de micro-résistivité aux limites des couches ou aux fractures traversant le sondage.[9]

Il existe une grande variété d'outils d'imagerie de micro-résistivité disponible pour la boue à base d'huile et à base d'eau, certains des outils les plus courants sont le STAR, Earth Imager (BAKER ATLAS), FMI, OBMI (SLB) et OMRI (Halliburton).[9]

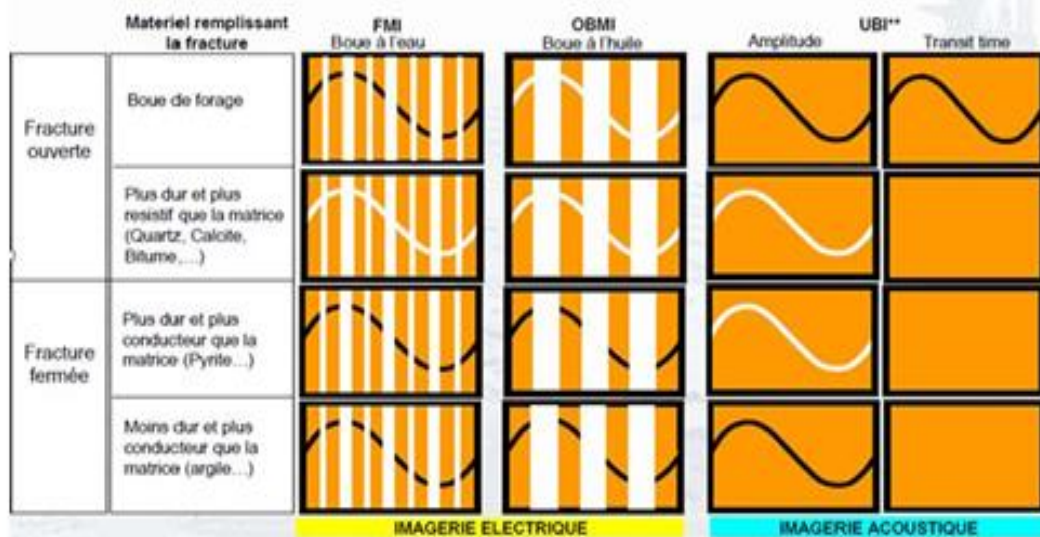


Figure 15: Les outils d'imagerie (BHI)

II.2.7 Diagraphie PLT (Production logging Tool)

Les outils de diagraphie de production sont utilisés pour analyser et étudier les performances du forage.

À côté de cet outil, surveille les inefficacités du trou de forage en interprétant les journaux de production, montre un outil de journalisation de la production et montre les composants des outils de journalisation de la production.

Cette chaîne d'outils se compose d'un spinner à passage intégral et d'une sonde qui mesure les paramètres de base. Le spinner consiste en une sonde qui mesure le comportement de rétention de l'eau. [10]

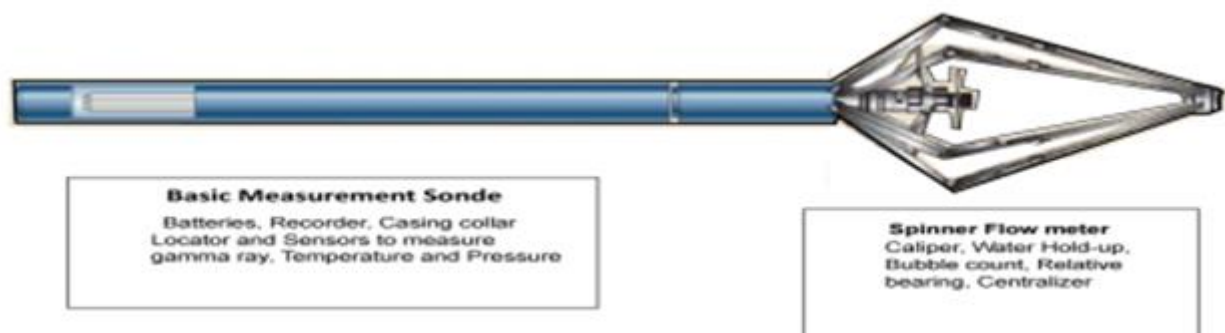


Figure 16 : Production logging tool

II.2.8 Caliper

Est un outil de diagraphie de puits qui fournit une mesure continue de la taille et de la forme d'un trou de forage le long de sa profondeur et est couramment utilisé dans l'exploration des hydrocarbures.

Le Caliper mesure la variation du diamètre du trou de forage lorsqu'il est retiré du fond du trou, à l'aide de deux bras articulés ou plus qui poussent contre la paroi du trou de forage.

Chaque bras est généralement connecté à un potentiomètre qui fait changer la résistance lorsque le diamètre du trou de forage change, créant un signal électrique variable qui représente la forme changeante du trou de forage. Cette variation de sortie est traduite en changements de diamètre après un simple calibrage et le diaporama est imprimé comme une série continue de valeurs de diamètre de trou avec la profondeur.

II.3 Logicielle Interactive Petro-physique (IP)

L'évaluation de la qualité d'un réservoir se fait essentiellement par le calcul de différents paramètres pétro-physiques à savoir : La porosité PHI, la perméabilité K, le volume d'argile VCL, le rapport entre la hauteur utile et la hauteur total (Net to Gross) N/G, la saturation en eau S_w , Etc.

Pour pouvoir calculer les différents paramètres suscités le pétro-physicien a besoin de certaines données acquises principalement par des outils de diagraphie à savoir : L'outil Gamma ray pour évaluer le volume d'argile.

L'outil Sonic, l'outil densité et l'outil neutron pour l'évaluation de la porosité. L'outil Résistivité pour évaluer la saturation en eau. autres outils peuvent être aussi nécessaires comme le Caliper qui permet le contrôle de la qualité d'enregistrement de l'outil densité.

Données disponibles

Tableau 1 : Donnée diagraphie des puits.

Puits	GR	Cliper	Neutron	Densité	Résistivité	Sonic	PLT	L'imagerie
ODZ_313	X	X		X	X	X	X	X
ODZ_304	X	X	X	X	X	X	X	X
ODZ_305	X	X	X	X	X	X		
ODZ_301bis	X	X	X	X	X	X	X	X
ODZ_6	X	X	X	X	X	X	X	X

II.3.1 Etapes d'interprétations

1. Création de projet.
2. Création de puit.
3. Chargement des données en format LAS.
4. Calcule de volume d'argile dans tout l'intervalle enregistré pour chaque puits.
5. Découpage des différents étages stratigraphiques et leurs divisions, on ajuste les valeurs minimales et maximales du Gamma Ray.
6. Calcule de la température avec un gradient de 14.5Deg/100m et la température moyenne 27°C.
7. Chargement des logs porosité et Densité /Neutron.
8. Calcule de la saturation en eau avec l'équation de dual water saturation, ainsi de la perméabilité k.
9. Evaluation du Net to Gross (N/G) par insertion des valeurs limites (Vcl_cutoff, PHIE_cutoff et Sw_cutoff) avec les valeurs utilisées pour le champ d'oued zine (Vcl_cutoff = 0.2PHIE_cutoff = 0, 04 Sw_cutoff = 0.6).

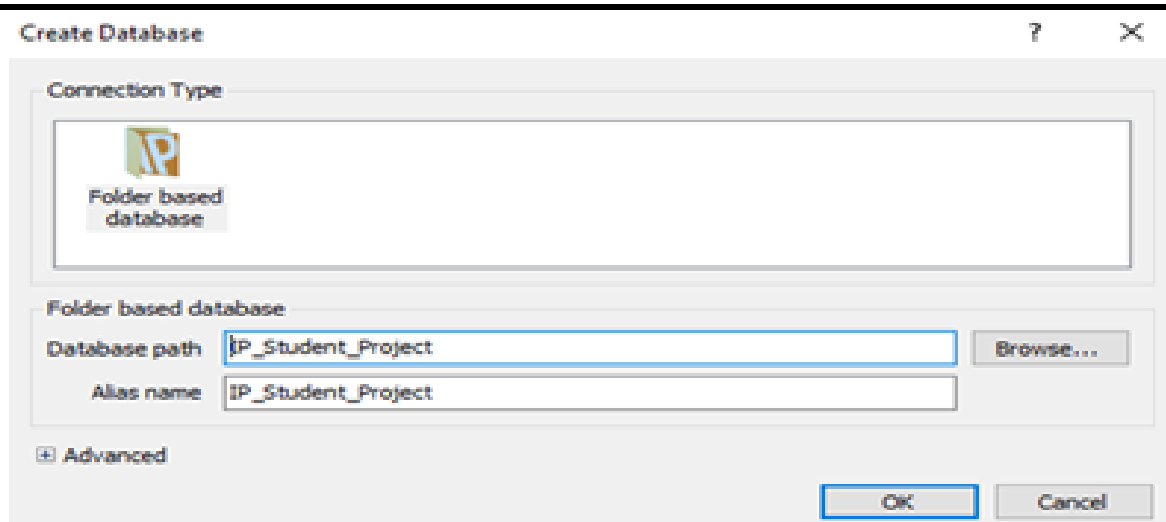


Figure 17: Création du projet.

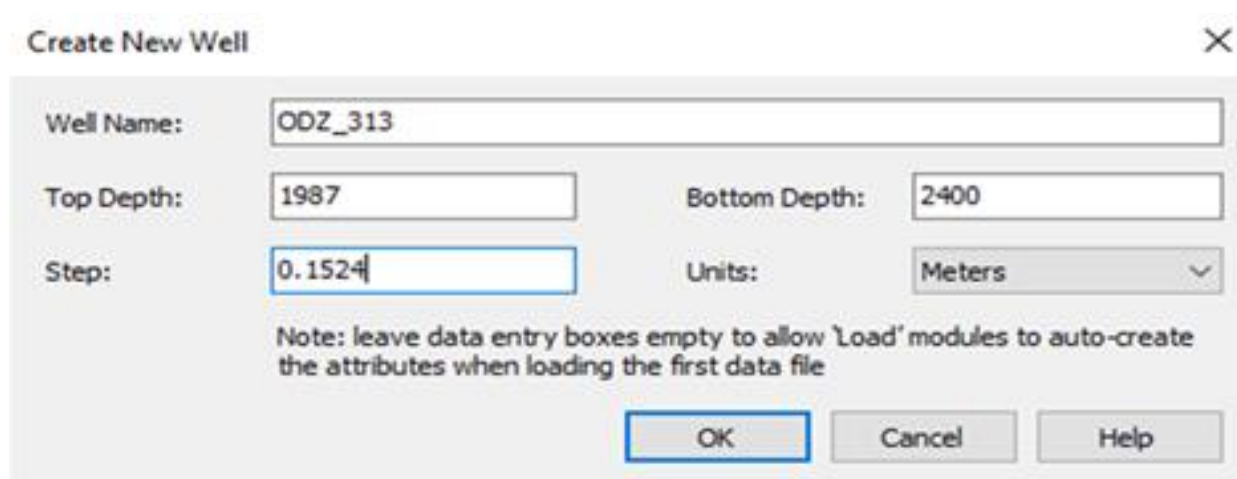


Figure 18: la création du puits.

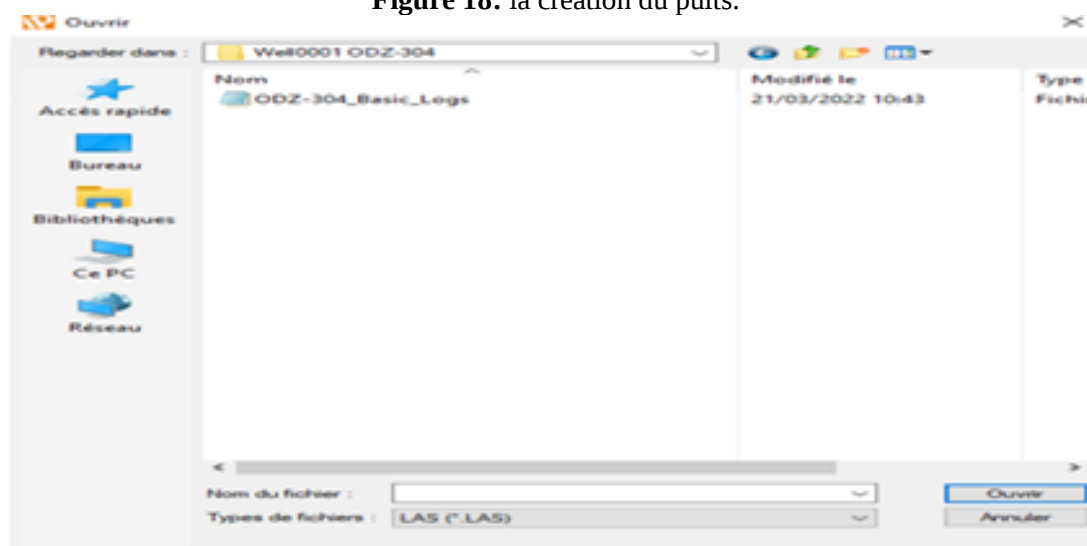


Figure 19: Chargement de fichier LAS.

Clay Volume Analysis - ODZ-304

☒ Calculate Clay Volume (VCL)
 ☐ Calculate Shale Volume (VSH)

Use	Name	Input Curves	Output Curves
Single Clay Indicators			
☒	Gamma Ray	BASIC_LOGS_RES:G	VCL_INTERP:VCLGR
☐	Neutron	BASIC_LOGS_RES:N	VCL_INTERP:VCLN
☐	Resistivity	BASIC_LOGS_RES:R	VCL_INTERP:VCLR
☐	SP		VCL_INTERP:VCLSP
☐			
Double Clay Indicator			
☐	Density	BASIC_LOGS_RES:R	Neutron BASIC_LOGS_RES:N
☐	Density	BASIC_LOGS_RES:R	Sonic BASIC_LOGS_RES:D
☐	Sonic	BASIC_LOGS_RES:D	Neutron BASIC_LOGS_RES:N
☐		1	Other 2
☐ Organic Shale Corrections			
Bad Hole Indicators for Double Clay Indicators			
☐	Name		Minimum Clay Volume
☐	Name		Average Clay Volume
			Clay Volume Mixed
Parameter set name		ClayVol	Load / Save Parameter Sets
SM		Run	Cancel Help

Figure 20 : Chargement des logs porosité et Densité /Neutron.

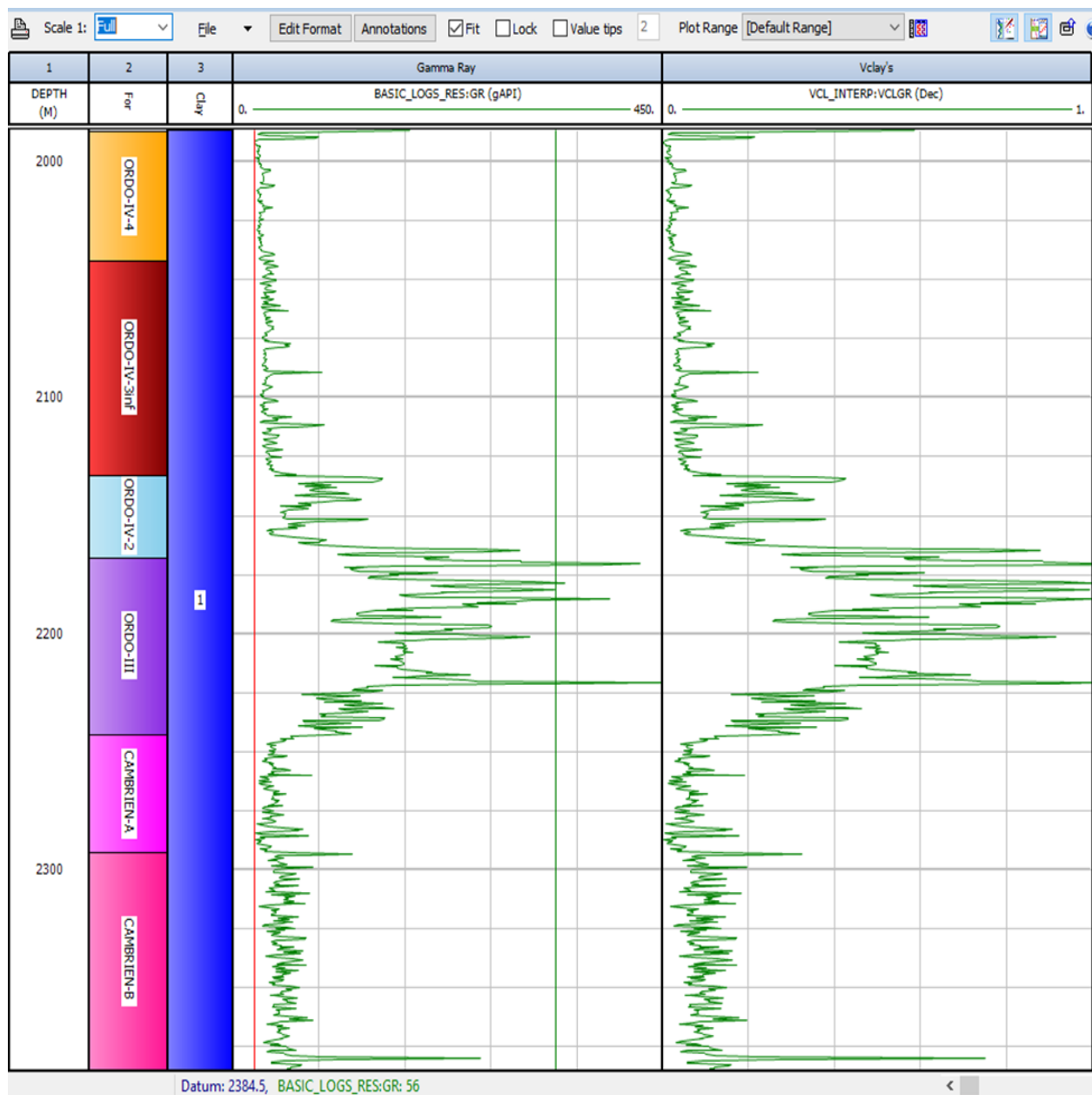


Figure 21: Ajustement des valeurs minimales et maximales du Gamma Ray

Calculate Temperature Gradient - ODZ-305

☐ Use Points ☒ Use Gradient

	Depth	Temp.	Gradient
1	0		
2			Deg. / 100 m 4.15
3			Start point
4			Reference Depth 0
5			Temperature 27
6			

Depth reference curve DEPTH ☐ Null Output

Output Curve TEMP

Top Depth 2289 Bottom Depth 2500

SM Run Save Load Close Help

Figure 22: Établissement de la courbe de la température avec le gradient géothermique.

Porosity and Water Saturation Analysis - ODZ-304

Input Curves Output Curves Plot Options

Neutron (Limestone)	BASIC_LOGS_RES:NPHI
Density	BASIC_LOGS_RES:RHOB
Sonic	BASIC_LOGS_RES:DT
PEF	BASIC_LOGS_RES:PE
RT	BASIC_LOGS_RES:RT
RXO	
EPT TPL	
Horizontal Resistivity	
Vertical Resistivity	
Pass through Porosity	
Clay Volume	VCL_INTERP:VCL
Temperature	TEMP
TOC Volume	
Heavy Mineral Volume	
Matrix Density	
Archie "m"	
Archie "n"	
Waxman Smits Qv	
Bad Hole Discriminator	
Non Calculation Flag	

Initial Porosity Model
Neutron Density

Multi-Mineral Analysis Defaults

☐ 3 Minerals
☐ 4 Minerals

Name	Snd	Lm	Dol	Clay	Other
Sand	☒	☐	☐	☐	☐
Lime	☐	☒	☐	☐	☐
Dol	☐	☐	☒	☐	☐
Clay	☐	☐	☐	☒	☐

Clay or Shale input
☒ Input Clay Volume curve
☐ Input Shale Volume curve

Default Saturation Equation
Archie

Temperature Units
Centigrade

☐ Default Mud Type is OBM

☐ Laminated Sand Analysis Clay Model

☐ Organic Shale Logic

Parameter set name PhiSw

Load / Save Parameter Sets

SM

OK Cancel Help

Figure 23 :Calcul de PHIE et Sw.

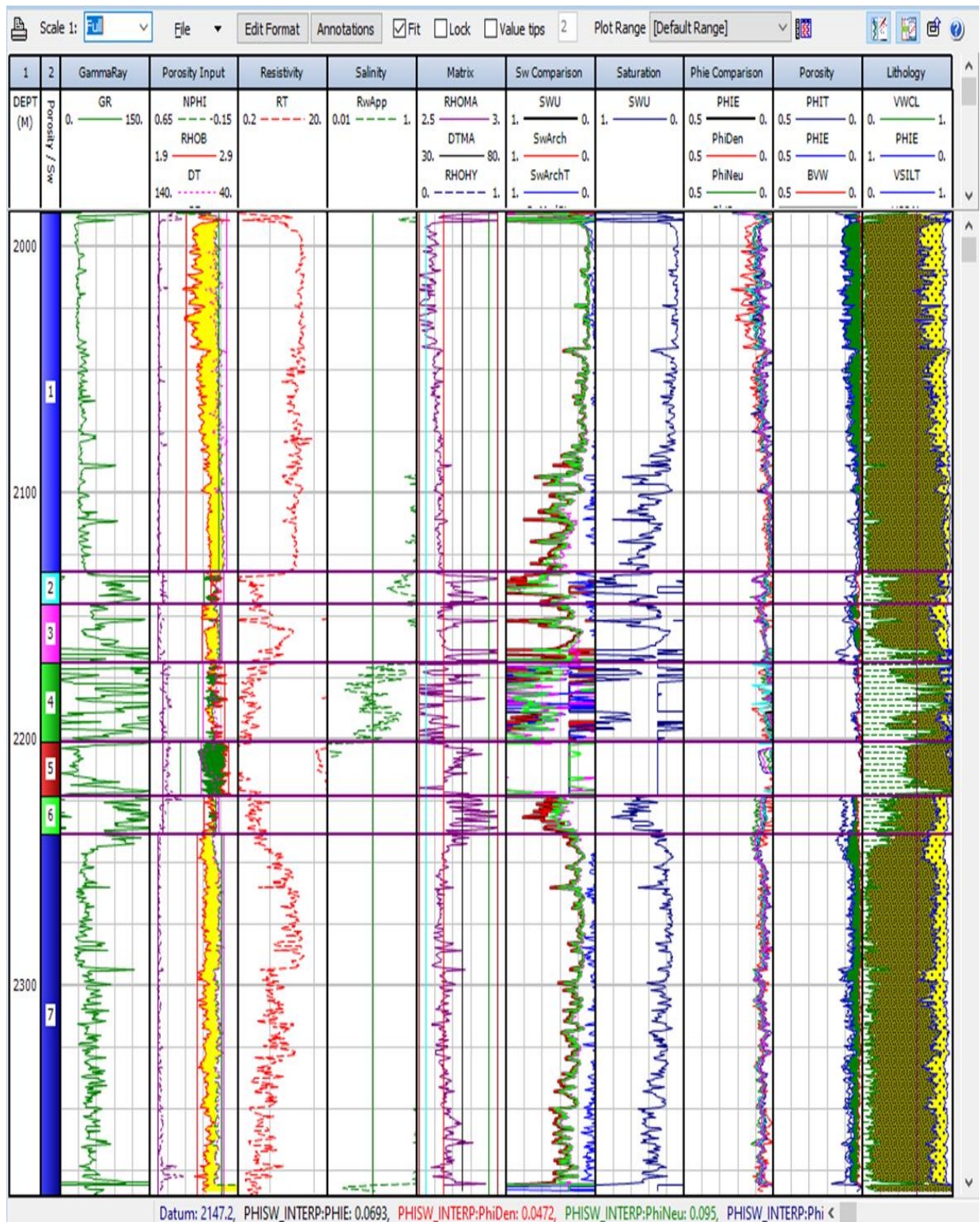


Figure 24: Découpage des différents étages stratigraphiques et leurs divisions

Input Curves Reports Set-Up / Default Cut-offs Output Curves

	Cutoff Name	Use	Short Name	Curve Type	Input Curve	Cutoff Type	Average Method	Result Precision	Output Cum CrvH
1	Porosity	✓	Phi	Phi	PHISW_INTERP:PHIE	>=	Arithmetic	3	✓
2	Water Saturation	✓	Sw	Sw	PHISW_INTERP:SW	<=	Arithmetic	3	✓
3	Clay Volume	✓	Vd	Vd	VCL_INTERP:VCL	<=	Arithmetic	3	
4						>=	Arithmetic	3	
5						>=	Arithmetic	3	
6						>=	Arithmetic	3	
7						>=	Arithmetic	3	
8						>=	Arithmetic	3	
9						>=	Arithmetic	3	
10						>=	Arithmetic	3	

☐ Add Zone X / Y location to report Use same cutoff value for all zones ☐

TVD, TVT Depth Curve

Parameter set name **Load / Save Parameter Sets**

SM

Figure 25: Insertion des valeurs limites (Vcl_cutoff, PHIE_cutoff et Sw_cutoff)

Input Curves Reports Set-Up / Default Cut-offs Output Curves

	Report Title	Report 1		Report 2		Report 3		Report 4		Report 5	
	Short Name	Res	Res	Pay	Pay						
	Use report	✓		✓							
	Cutoff Name	Default Cut Value	Default Use	Default Cut Value	Default Use	Default Cut Value	Default Use	Default Cut Value	Default Use	Default Cut Value	Default Use
1	Porosity	0.04	✓	0.04	✓	0.04	✓	0.1	✓	0.1	✓
2	Water Saturation	0.6		0.6	✓	0.6		0.5		0.5	
3	Clay Volume	0.2	✓	0.2	✓	0.2	✓	0.5	✓	0.5	✓
4		0		0		0		0		0	
5		0		0		0		0		0	
6		0		0		0		0		0	
7		0		0		0		0		0	
8		0		0		0		0		0	
9		0		0		0		0		0	

Parameter set name **Load / Save Parameter Sets**

SM

Figure 26: Les valeurs utilisées pour le champ d'oued zine

Introduction

Cette étude a pour objectif une meilleure compréhension et caractérisation pétro-physique du réservoir Cambro-Ordovicien du champ d'Oued-Zine (ODZ) et pour cela, Cinq puits ont été sélectionnés d'une façon de couvrir tout le champ, la carte ci-dessous montre le positionnement des puits.

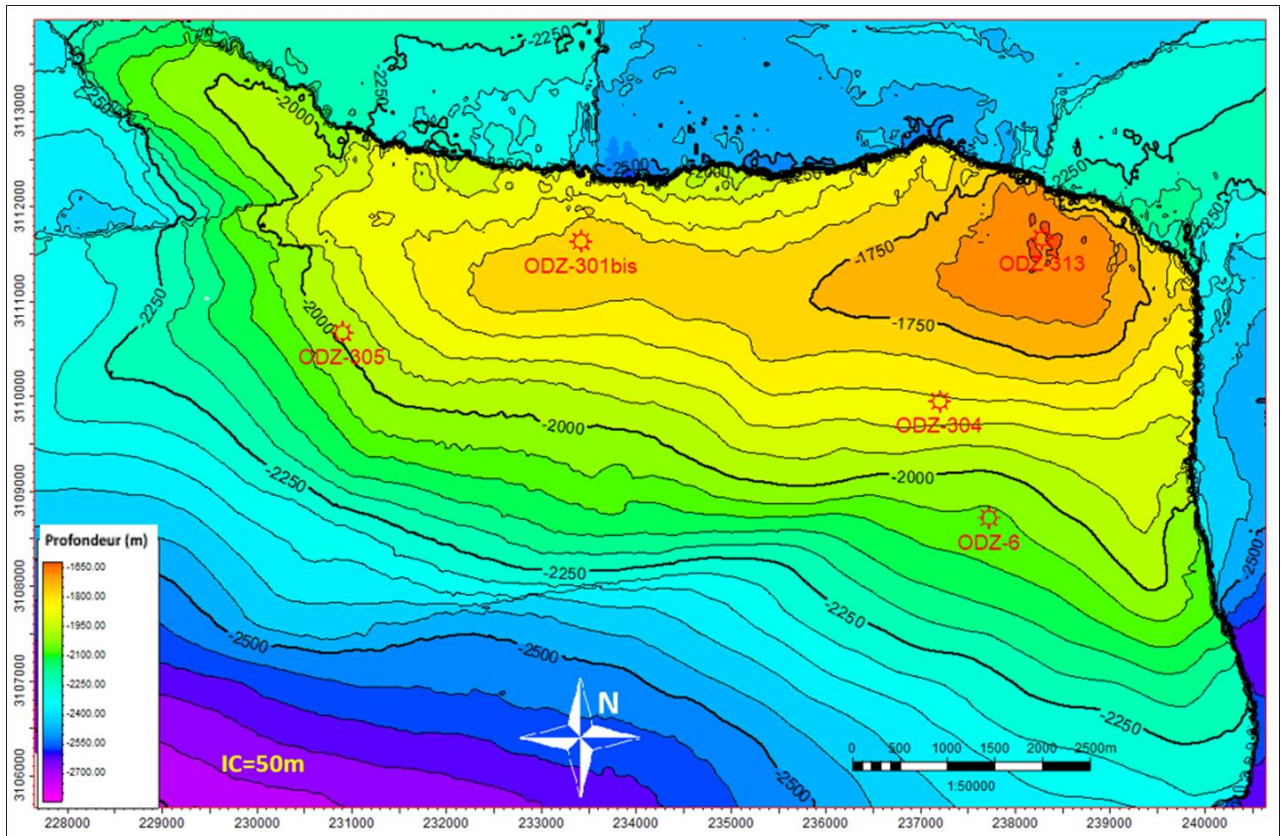


Figure 27: Carte structurale d'ODZ au toit de l'ordovicien montrant les positions des différents puits proposés pour l'étude

III.1 ODZ-313

III.1.1 Données de puits

Localisation :	65 km au Nord-Est de la ville d'Adrar.
Permis :	Blocks 352a & 353.
Coordonnées :	Datum (WGS1984), Elipsoïde(WGS84)

Tableau 2 : cordonné de puit ODZ-313

Coordonnées Géographiques		Coordonnées Projetées UTM 31	
Latitude (N)	Longitude (E)	Estaing (X)	Nothing (Y)
28° 06' 27,064" N	0° 20' 07,530" E	238 219,93	3 111 981,90

Profondeur totale du puits :	2400 m.
Déviation maximale :	4° à 2393m (Puits Vertical).
Contracture forage:	SAHARA RIG05.
Mudlogging:	WEATHERFORD.
Wireline logging:	BAKER HUGHES.
Coring:	BAKER HUGHES.
Well Test :	SHLUMBERGER.
Début de Forage:	30 Juin 2016.
Fin de forage:	21 Aout 2016.

III.1.2 Résultats Pétro-physiques

L'interprétation pétro-physique déterministe est basée sur une suite de logs acquis en boue à huile de bonne qualité grâce un trou parfaitement calibré jusqu'à 2400mMD (TD) et de faible déviation.

La lithologie de l'Ordovicien se compose principalement de grès assez massifs et propres en IV-4 et IV-3inf, devenant silteux en IV-2 puis franchement argileux dans l'unité III. La lithologie du Cambrien est un grès silteux laminé (illite/kaolinite).

Le calcul du VCL est une normalisation linéaire de la courbe du Potassium ou du Gamma Ray afin de s'affranchir d'augmentation de la radioactivité indépendante de l'argilosité, en particulier dans l'unité IV-2.

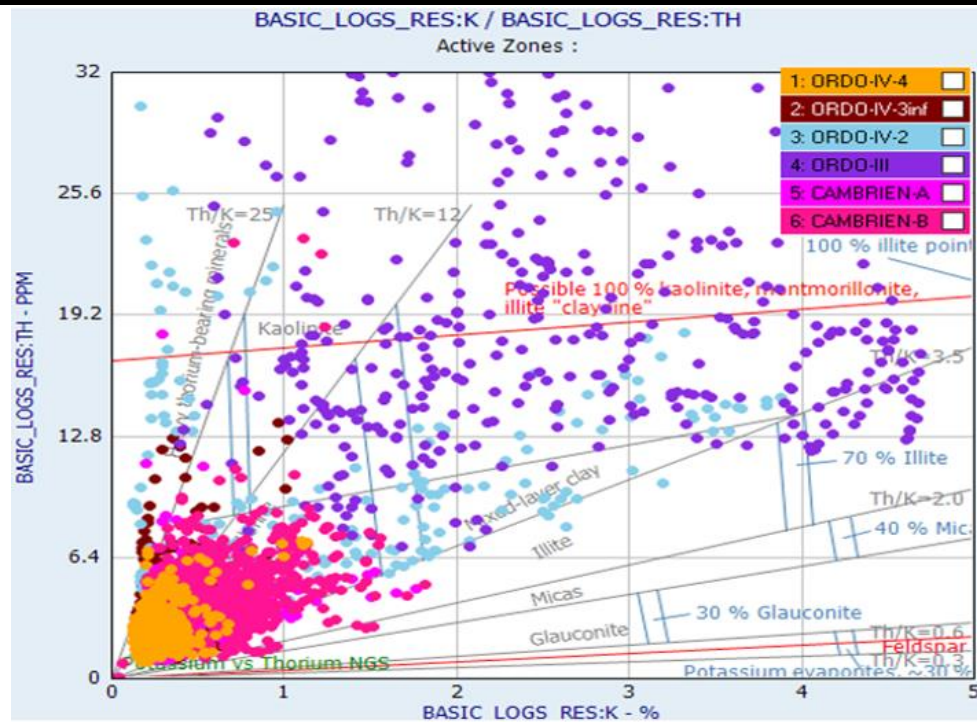


Figure 28: Cross plot Thorium en fonction de potassium.

Le diagramme croisé potassium-thorium est utile pour la reconnaissance des minéraux argileux.

On note que le nuage de point des unités Ordo-III, Ordo-IV-2 plus large et plus diffus a la ligne de kaolinite. Cependant, le nuage des unités Ordo-IV-3inf, Ordo-IV-4, Cambrien-A, Cambrien-B est situé à des lignes de chlorite, Illite, Micas.

La porosité effective est basée sur la combinaison NPHI-RHOB corrigée itérativement de l'effet de gaz [0.1-0.3 g/cc] et de la densité matricielle [2.62-2.66 g/cc].

La saturation en eau est basée sur l'outil HDIL (induction) et l'équation d'Archie ($a=1$; $m=n=2$; $R_w=0.10$ ohm.m, $T=85^\circ\text{C}$).

La perméabilité est calculée en fonction de la porosité, basant sur une loi (PHI-K) extraite des résultats des mesures (Poro-perm) sur carottes.

$$\text{Perm} = 10^{(-2.948 + 40.868 \cdot \text{PHIE})}$$

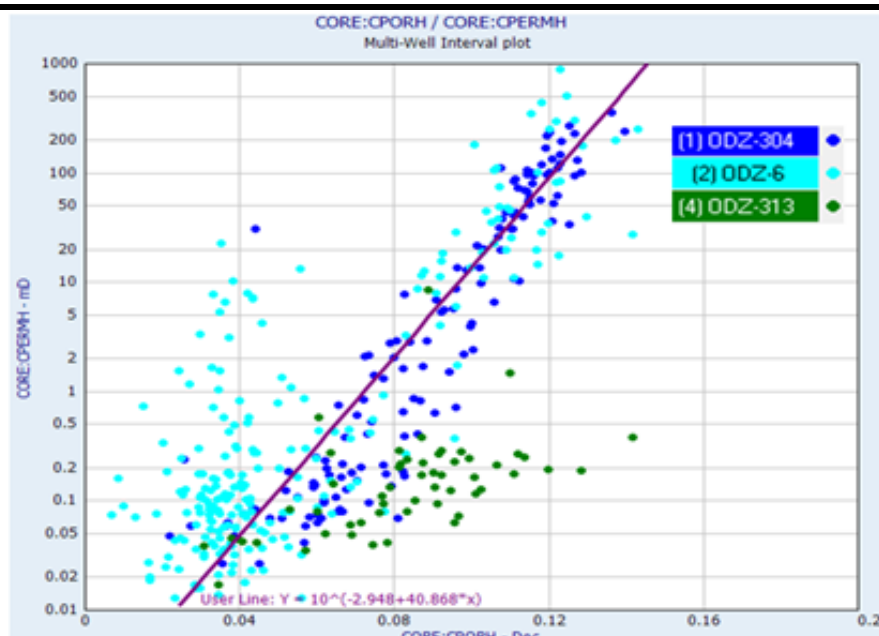


Figure 29: Relation porosité-perméabilité carotte

La hauteur nette contenant du gaz en saturation suffisante (Net Pay) est de 117 mètres dans l'Ordovicien IV où les meilleures productivités sont attendues.

Les moyennes pétro physiques par intervalles sont reportées dans le tableau suivant :

Tableau 3 : les moyennes des paramètres pétro physique du puits ODZ-313

	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	VCL	PHIE	SW	Perm	Perm.H
	(m)	(m)	(m)	(m)		(Dec)	(Dec)	(Dec)	(mD)	(mDm)
ORDO-IV-4	2185	2252	67	61.63	0.92	0.025	0.103	0.106	16.697	1044.32
ORDO-IV 3inf	2252	2345	93	57.39	0.617	0.033	0.068	0.271	0.49	32.68
ORDO-IV-2	2345	2368	23	0.3	0.013	0.043	0.088	0.573	0.631	9.72
CAMBRIEN-A	2441	2489	48	13.41	0.279	0.018	0.056	0.499	0.261	11.47
CAMBRIEN-B	2489	2605	48	0.15	0.001	0.013	0.083	0.598	0.718	66.44

La fracturation : l'interprétation des imageries acoustiques de l'outil ECBIL (BAKER) enregistré sur ce puits, Nous permettre l'identification d'une grande intensité de fractures .

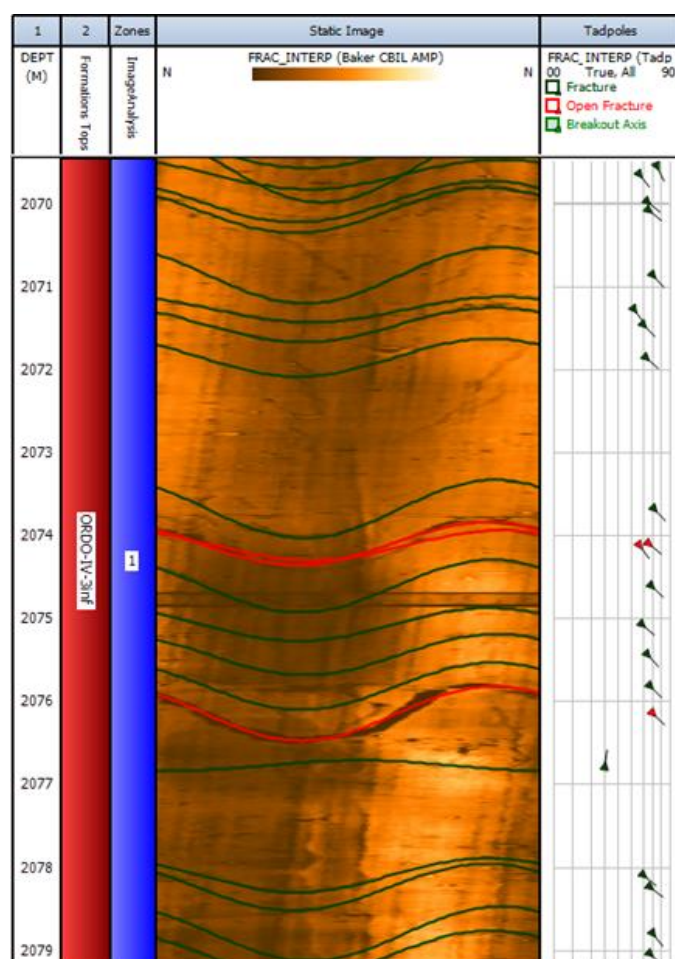


Figure 30: l'imagerie de puits ODZ-313

Ce puits possède des paramètres pétro-physiques matricielles importantes ainsi qu'il est naturellement fracturé.

III.1.3 Résultats du test (DST)

Le puits a été testé seulement pendant la campagne Rigless. Le test du puits a été réalisé entre le 08 Juin et le 21 Juin 2017 au niveau des unités de l'Ordovicien IV-4 et IV-3-Inf.

L'intervalle perforé dans l'Ordovicien s'étend sur 72 m d'épaisseur (2065-2077, 2046-2058 & 1990-2038 mMD). Un PLT a aussi été enregistré sur la même zone.

La contribution des différentes zones perforées selon les unités durant l'écoulement sur la dusse (28''/64'') est présentée dans le tableau suivant (PLT résultats) :

Zones m	Qt res. m3/D	Production %	Production % eff.	Production % opt.	
IV-4 (1990.0-2012.1)	395.97	17.14	17.14	17.14	
IV-4 (2015.6-2038.0)	1197.42	51.83	51.83	51.83	
IV-3 inf (2046.0-2077.0)	181.21	7.84	7.84	7.84	
Cambrien (2271.0-2277.0)	97.66	4.23	4.23	4.23	
Cambrien (2286.0-2289.0)	438.20	18.97	18.97	18.97	

Figure 31: Contribution des différentes zones perforées durant la période d'écoulement.

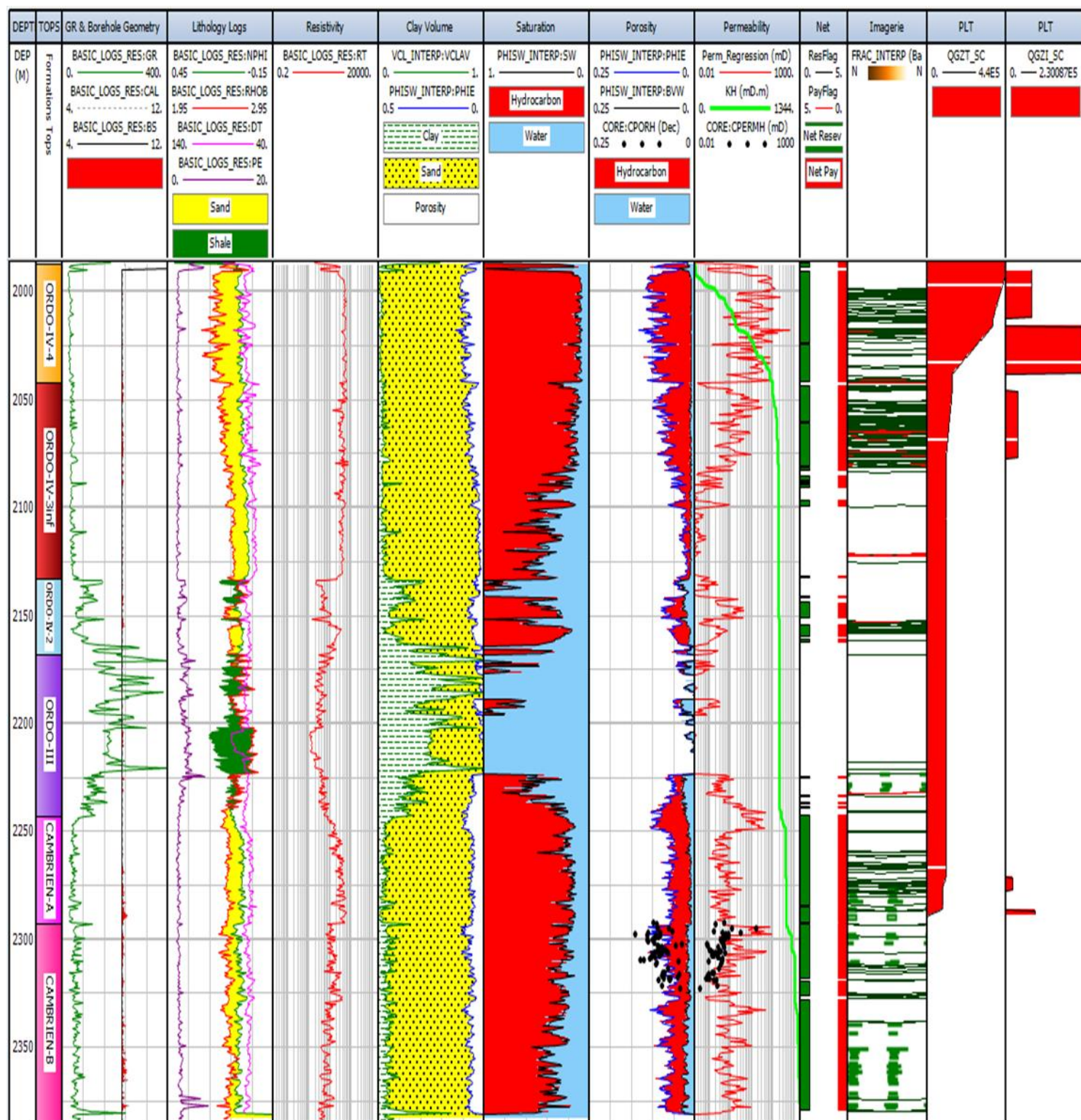


Figure 32: composite log de puits ODZ-313

III.2 ODZ-301bis

III.2.1 Données de puits

Coordonnées : Datum (WGS1984), Elipsoïde(WGS84)

Tableau 4: les coordonnées de puit ODZ-301bis

Coordonnées Géographiques		Coordonnées Projetées UTM 31	
Latitude (N)	Longitude (E)	Easting (X)	Northing (Y)
28° 06' 22,62" N	0° 17' 09,45" E	233 351,010	3 111 937,974

Profondeur totale du puits :	2500 m.
Déviations maximale :	5.9° à 1529.3m (Puits Vertical).
Contracteur forage:	SAHARA RIG05.
Mudlogging:	GEOLOG INTERNATIONAL.
Wireline logging:	SHLUMBERGER.
Coring:	BAKER HUGHES.
Well Test:	SHLUMBERGER.
Début de Forage :	05 Déc 2011.
Fin de forage :	04 Fév. 2012.

III.2.2 Résultats Pétro-physiques

L'interprétation pétro-physique est basée sur une suite de logs de bonne qualité généralement, et a été calibré par Les mesures conventionnelles de carottes RCAL.

Le calcul du VCL est calculé utilisant le log Gamma Ray, Une argilosité entre 07 et 15% sur l'ensemble des formations gréseuses (IV-4 et IV-3inf), une telle argilosité est considérée importante comparant avec les autres puits.

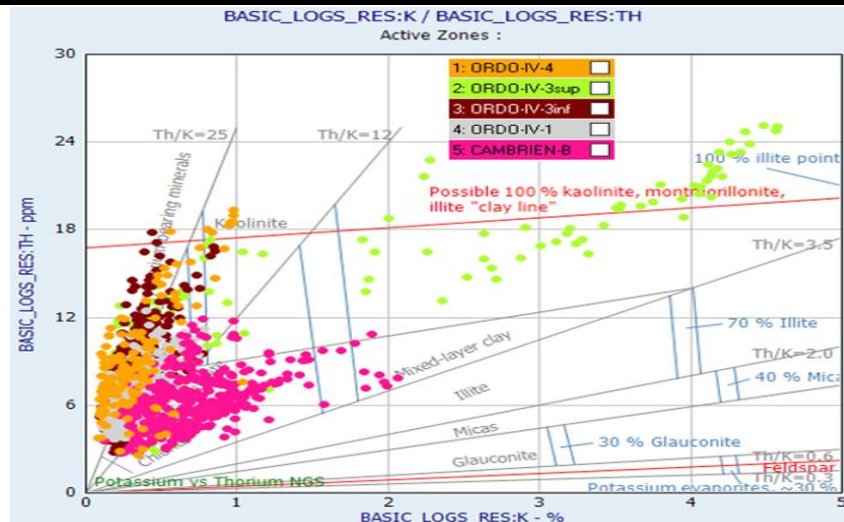


Figure 33: Cross plot Thorium en fonction de potassium

On note que le nuage de point de l'unité Ordo-IV-3sup, plus large et plus diffuse a la ligne de kaolinite. Cependant, le nuage des unités Ordo-IV-3inf, Ordo-IV-4, Ordo-IV-1, Cambrien-B situé à la lignes de chlorite.

La porosité effective est basée sur la combinaison NPHI-RHOB corrigée itérativement de l'effet de gaz [0.1-0.3 g/cc] et de la densité matricielle [2.62-2.66 g/cc].

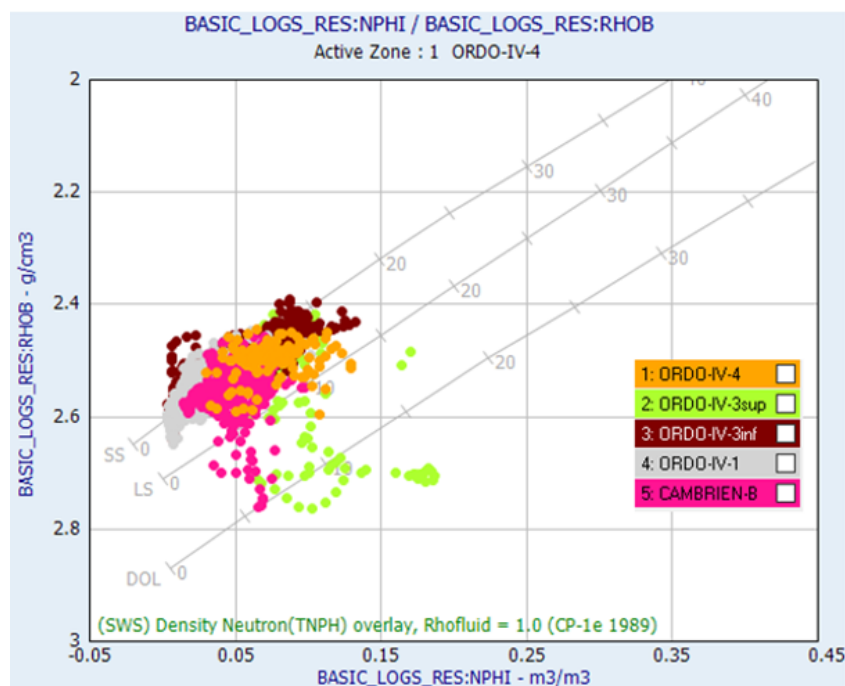


Figure 34: cross plot Densité en fonction de Neutron.

On note que le nuage de point de l'unité Ordo-IV-3sup situé a la ligne de dolomite, Cependant, le nuage des unités Ordo-IV-3inf, Ordo-IV-4, Ordo-IV-1, Cambrien-B situé à des lignes de Sandstone et limston.

La saturation en eau est basée sur l'outil AIT (induction) et l'équation d'Archie (a=1 ; m=n=2 ; Rw=0.10 ohm.m, T=85°C).

La perméabilité est calculée en fonction de la porosité, basant sur une loi (PHI-K) extraites des résultats des mesures (Poro-perm) sur carottes des puits de la zone Ouest du champ.

$$\text{Perm} = 10^{(-2.369 + 14.755 \cdot \text{PHIE})}$$

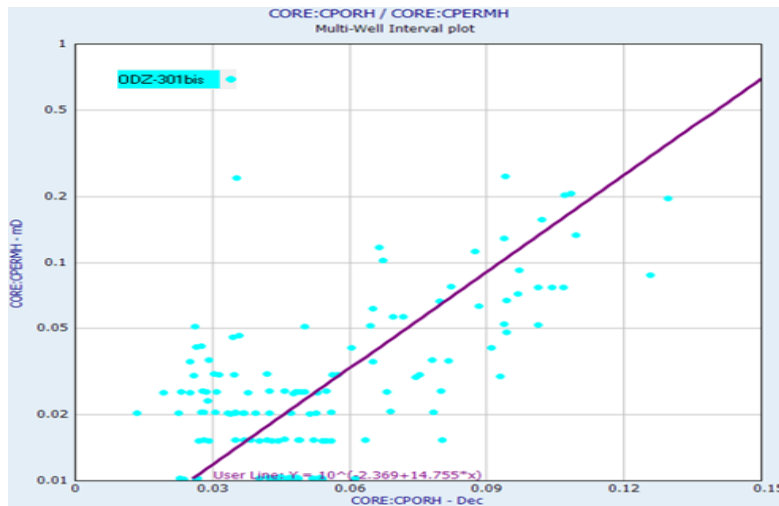


Figure 35: Relation porosité-perméabilité carotte.

La hauteur nette contenant du gaz en saturation suffisante (Net Pay) est de 154 mètres dans l'Ordovicien IV-4, IV-3 et IV-1. Les moyennes pétro physiques par intervalles sont reportées dans le tableau suivant :

Tableau 5: les moyennes des paramètres pétro physique du puits ODZ_301bis

	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Vcl	PHIE	SW	Perm	Perm.H
	m	m	m	m		Dec	Dec	Dec	mD	mDm
ORDO-IV-4	2107.08	2130.25	23.17	15.39	0.664	0.112	0.087	0.333	0.082	1.26
ORDO-IV-3sup	2130.25	2148.23	17.98	4.19	0.233	0.14	0.101	0.329	0.13	0.55
ORDO-IV-3inf	2148.23	2318.5	170.27	104.17	0.612	0.1	0.081	0.37	0.066	6.9
ORDO-IV-1	2318.5	2405	86.5	30.07	0.348	0.059	0.058	0.496	0.031	0.93
CAMBRIEN-B	2405	2488.08	83.08	6.2	0.075	0.03	0.078	0.514	0.061	0.38

Une combinaison de logs d'imageries acoustique (UBI Schlumberger) et électrique (OBMI Schlumberger) ont été enregistrés sur ce puits et permettre l'interprétation des fractures, une intense fracturation naturelle sur imageries et supporté par les traces sur les carottes ainsi que par les pertes de boue au cours de forage, à noter que ce puits se trouve proche d'une faille majeure.

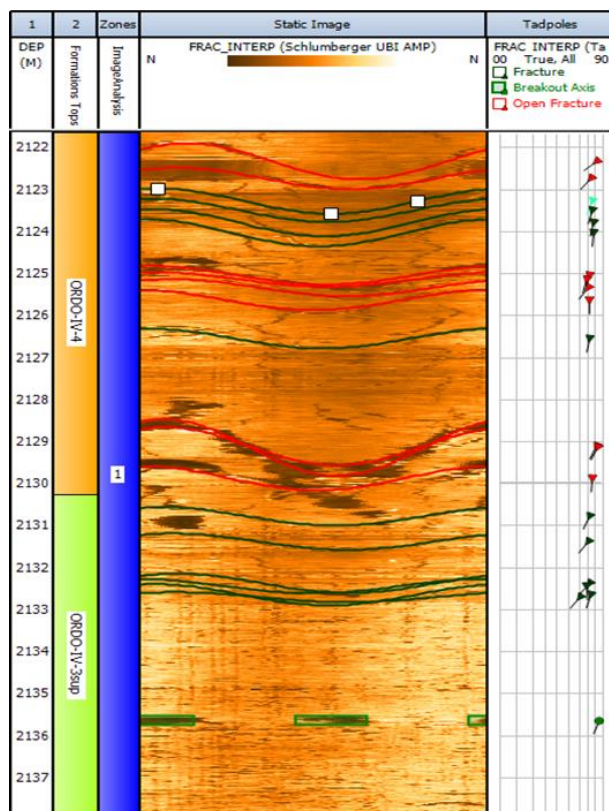


Figure 36: l'imagerie de puits ODZ-301bis.

Ce puits montre des mauvaises paramètres pétrophysiques, notamment la perméabilité qui ne dépasse pas 0.1mD sur tous les plugs de carotte à l'unité Ordo IV-4 jugé la plus intéressante en terme de productivité, puits affecté par la diagénèse. Heureusement qu'il est totalement fracturé.

III.2.3 Résultats du test (DST)

Le puits a été testé seulement pendant la campagne Rigless (Sans appareil de forage). Le test du puits a été réalisé entre le 16 et le 31 décembre 2016 au niveau des unités de l'Ordovicien IV-4 et IV-3-Inf.

L'intervalle perforé dans l'Ordovicien s'étend sur 48 m d'épaisseur (2108-2120 & 2144-2180 mMD). Un PLT a aussi été enregistré sur la même zone.

La contribution des différentes zones perforées selon les unités durant l'écoulement sur la dusse (32''/64'') est présentée dans le tableau suivant (PLT résultats) :

Zones m	Qt res. m3/D	Production %	■ W ■ O ■ G
Ord IV-4 (2108.0-2120.0)	1458.56	47.52	
Ord IV-3 inf (01) (2144.0-2147.7)	457.91	14.92	
Ord IV-3 inf (02) (2149.5-2157.6)	143.89	4.69	
Ord IV-3 inf (03) (2158.6-2172.2)	946.70	30.84	
Ord IV-3 inf (04) (2173.1-2180.0)	62.20	2.03	

Figure 37 : Contribution des différentes zones perforées durant la période d'écoulement.

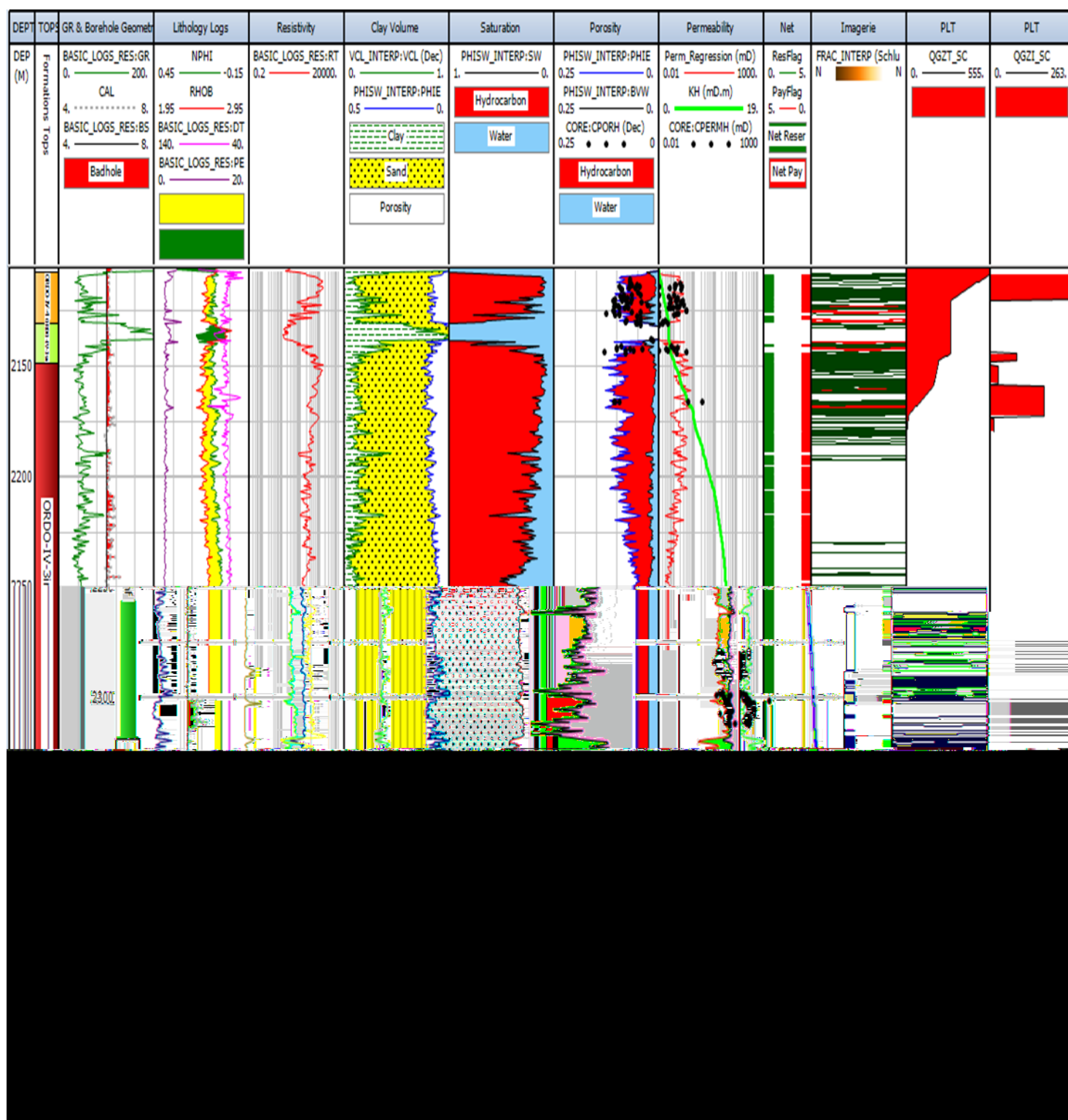


Figure 38: composite log de puits ODZ_301bis

III.3 ODZ-304

III.3.1 Données de puits

Coordonnées : Datum (WGS1984), Elipsoïde(WGS84)

Tableau 6: cordonné de puit ODZ-304

Coordonnées Géographiques		Coordonnées Projetées UTM 31	
Latitude (N)	Longitude (E)	Easting (X)	Northing (Y)
28° 05' 30,656" N	0° 19' 29,375" E	237 140,020	3 110 268,002

Profondeur totale du puits :	2609 m.
Déviation maximale :	4.3° à 1292m (Puits Vertical).
Contracteur forage:	SAHARA RIG05.
Mudlogging :	GEOLOG INTERNATIONAL.
Wireline logging :	SHLUMBERGER.
Coring	BAKER HUGHES.
Well Test:	SHLUMBERGER.
Début de Forage:	23 Juin 2013.
Fin de forage:	13 Aout 2013.

III.3.2 Résultats Pétro-physiques

L'interprétation pétro-physique est basée sur une suite de logs de bonne qualité généralement, et a été calibré par Les mesures conventionnelles sur carottes.

Le calcul du VCL est calculé utilisant le log Gamma Ray, une argilosité faible (Moins de 5%) sur les unités réservoirs IV-4 et IV-3Inf.

La porosité effective est basée sur la combinaison NPHI-RHOB corrigée itérativement de l'effet de gaz [0.1-0.3 g/cc] et de la densité matricielle [2.62-2.66 g/cc].

La saturation en eau est basée sur l'outil de résistivité et l'équation d'Archie ($a=1$; $m=n=2$; $R_w=0.10$ ohm.m , $T=85^\circ\text{C}$).

La perméabilité est calculée en fonction de la porosité, basant sur une loi (PHI-K) extraites des résultats des mesures (Poro-perm) sur carottes des puits de la zone est du champ (ODZ-6, ODZ-304 et ODZ-313).

$$\text{Perm} = 10^{(-2.948 + 40.868 \cdot \text{PHIE})}$$

La hauteur nette contenant du gaz en saturation suffisante (Net Pay) est de 119 mètres dans l'Ordovicien IV-4, IV-3Inf où les meilleures productivités sont attendues (Puits avec une matrice bonne).

Les moyennes pétro-physiques par intervalles sont reportées dans le tableau suivant :

Tableau 7: les moyennes des paramètres pétro physique du puits ODZ_304

	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Vcl	PHIE	SW	Perm	Perm.H
	(m)	(m)	(m)	(m)		(Dec)	(Dec)	(Dec)	(mD)	(mDm)
ORDO-IV-4	2185	2252	67	61.63	0.92	0.025	0.103	0.106	17.782	1095.94
ORDO-IV-3inf	2252	2345	93	57.39	0.617	0.033	0.068	0.271	0.655	37.61
ORDO-IV-2	2345	2368	23	0.3	0.013	0.043	0.088	0.573	4.33	1.32
CAMBRIEN-A	2441	2489	48	13.41	0.279	0.018	0.056	0.499	0.227	3.05
CAMBRIEN-B	2489	2605	116	0.15	0.001	0.013	0.092	0.598	6.99	1.02

L'outil d'imagerie acoustique (UBI Schlumberger) montre que ce puits n'est pas vraiment fracturé.

III.3.3 Résultats du Test (DST)

Pendant la campagne Rigless, entre le 30 juillet et le 31 août 2017, le puits a été perforé et testé au niveau de l'Ordovicien (57 m dans l'unité IV-4 [2193 – 2250 m MD] et 15 m dans l'unité IV-3inf [2250 – 2253 m] ; [2254 – 2266 m])

La contribution des différentes zones perforées selon les unités durant l'écoulement sur la dusse (28''/64'') qui à donner un débit de gaz de 413 kSm³/D est présentée dans le tableau suivant (PLT résultats) :

Zones m	Qt res. Mm3/D	Production %	■ W ■ O ■ G
Ord IV-4 (2193.0-2203.0)	5.23E-2	2.29	■
Ord IV-4 (2204.8-2208.9)	0.33	14.43	■
Ord IV-4 (2210.8-2222.5)	0.19	8.17	■
Ord IV-4 (2225.3-2233.8)	0.42	18.47	■
Ord IV-4 (2235.7-2238.4)	0.60	26.37	■
Ord IV-4 & 3inf (2239.9-2253.4)	0.54	23.57	■
Ord IV-3inf (2255.4-2266.0)	0.15	6.70	■

Figure 39 : Contribution des différentes zones perforées durant la période d'écoulement.

D'après les résultats du test, ce puits est considéré comme un très bon producteur (le débit de gaz est de 1270 kSm³/D sur la duse 56/64 '' avec une pression en tête de 191.6 Bar.

Le KH test de ce puits égale 969 md.m (Perméabilité=9.41mD).

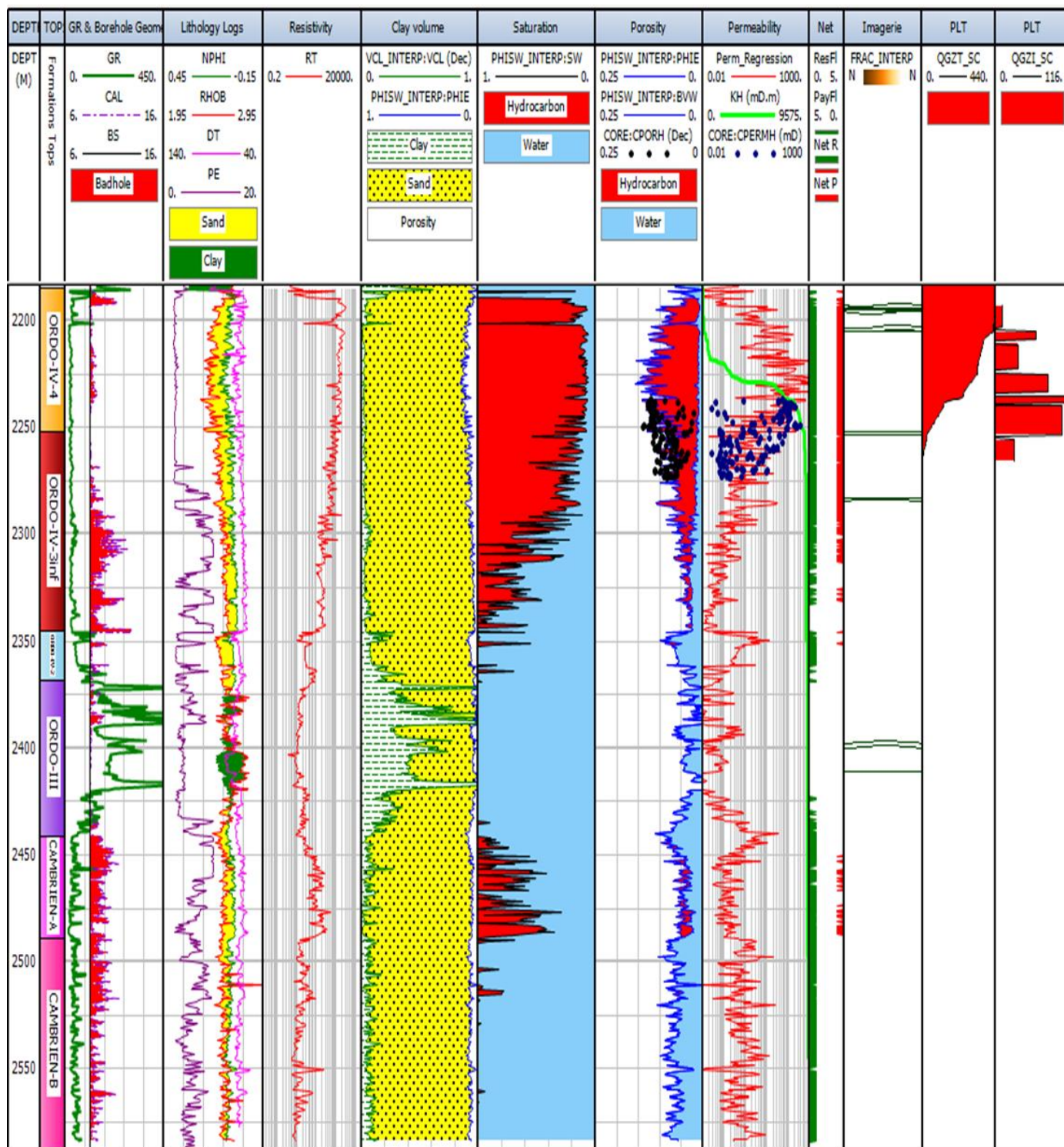


Figure 40: composite log de puits ODZ_304

III.4 ODZ-6

III.4.1 Données de puits

Coordonnées : Datum (WGS1984), Elipsoïde(WGS84)

Tableau 8: les coordonnées de puit ODZ-6

Coordonnées Géographiques		Coordonnées Projetées UTM 31	
Latitude (N)	Longitude (E)	Easting (X)	Northing (Y)
28° 04' 50,48" N	0° 19' 47,98" E	237 720,74	3 108 731,80

Profondeur totale du puits :	2609 m.
Déviations maximale :	7° (Puits Vertical).
Contracteur forage:	ENAFOR-19.
Mudlogging :	DATALOG COMET.
Wireline logging :	SHLUMBERGER.
Coring	BAKER HUGHES.
Well Test:	SHLUMBERGER.
Début de Forage:	22 Juillet 2005.
Fin de forage:	07 Septembre 2005.

III.4.2 Résultats Pétro-physiques

L'interprétation pétro-physique est basée sur une suite de logs de bonne qualité, et a été calibré par Les mesures conventionnelles sur carottes.

Le calcul du VCL est calculé utilisant le log Gamma Ray, une argilosité faible (Moins de 5%) sur l'ensemble des unités réservoirs IV-4 et IV-3Inf et s'augmente vers l'unité Ordo-III.

La porosité effective est basée sur la combinaison NPHI-RHOB corrigée itérativement de l'effet de gaz [0.1-0.3 g/cc] et de la densité matricielle [2.62-2.66 g/cc].

La saturation en eau est basée sur l'outil de résistivité et l'équation d'Archie ($a=1$; $m=n=2$; $R_w=0.10$ ohm.m, $T=85^\circ\text{C}$).

La perméabilité est calculée en fonction de la porosité, basant sur une loi (PHI-K) extraites des résultats des mesures (Poro-perm) sur carottes des puits de la zone est du champ (ODZ-6, ODZ-304 et ODZ-313).

$$\text{Perm} = 10^{(-2.948 + 40.868 \cdot \text{PHIE})}$$

La hauteur nette contenant du gaz en saturation suffisante (Net Pay) est de 92 mètres dans l'Ordovicien IV où les meilleures productivités sont attendues (Puits avec une matrice moyenne à bonne).

Les moyennes pétro-physiques par intervalles sont reportées dans le tableau suivant :

Tableau 9: les moyennes des paramètres pétro-physique du puits ODZ-6

	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	VCL	PHIE	SW	Perm	Perm.H
	(m)	(m)	(m)	(m)		(Dec)	(Dec)	(Dec)	(mD)	(mDm)
ORDO-IV-4	2390.5	2457.5	66.95	54.64	0.816	0.037	0.085	0.132	3.343	182.65
ORDO-IV- 3inf	2457.5	2528	70.5	24.69	0.35	0.051	0.055	0.251	0.202	4.99
ORDO-IV-2	2528	2572.2	44.2	12.95	0.293	0.101	0.059	0.479	0.306	3.96
CAMBRIEN-A	2645	2680	34.6	6.1	0.176	0.11	0.063	0.411	0.445	2.71

L'outil d'imagerie acoustique (FMI Schlumberger) montre que ce puits n'est pas fracturé.

III.4.3 Résultats du test (DST)

Une opération Rigless a été effectuée sur ce puits entre le 28 Février et le 10 Mars 2018 pour le perforer (Soit 60m au niveau Ordo IV-4), le nettoyer, et le tester avant sa mise en production, pendant laquelle un PLT a été enregistré.

La contribution des différentes zones perforées de l'unité IV-4 durant l'écoulement sur la duse (40/64'') est présentée dans le tableau suivant :

Zones m	Qt res. m3/D	Production %	Production % eff.	Production % opt.	
Ordo IV-4 (2390.0-2404.9)	680.36	16.77	16.77	16.77	
Ordo IV-4 (2406.5-2407.7)	438.91	10.82	10.82	10.82	
Ordo IV-4 (2408.6-2419.3)	729.30	17.98	17.98	17.98	
Ordo IV-4 (2420.3-2423.2)	618.89	15.26	15.26	15.26	
Ordo IV-4 (2424.0-2436.3)	1320.82	32.56	32.56	32.56	
Ordo IV-4 (2437.5-2450.0)	267.89	6.60	6.60	6.60	

Figure 41 : Contribution des différentes zones perforées durant la période d'écoulement.

D'après les résultats du test, ce puits est considéré comme un très bon producteur (le débit de gaz est de 1185 kSm³/D sur la duse 60/64 '' avec une pression en tête de 158 Bar.

Le KH test de ce puits égale 1650 md.m (Perméabilité=27mD).

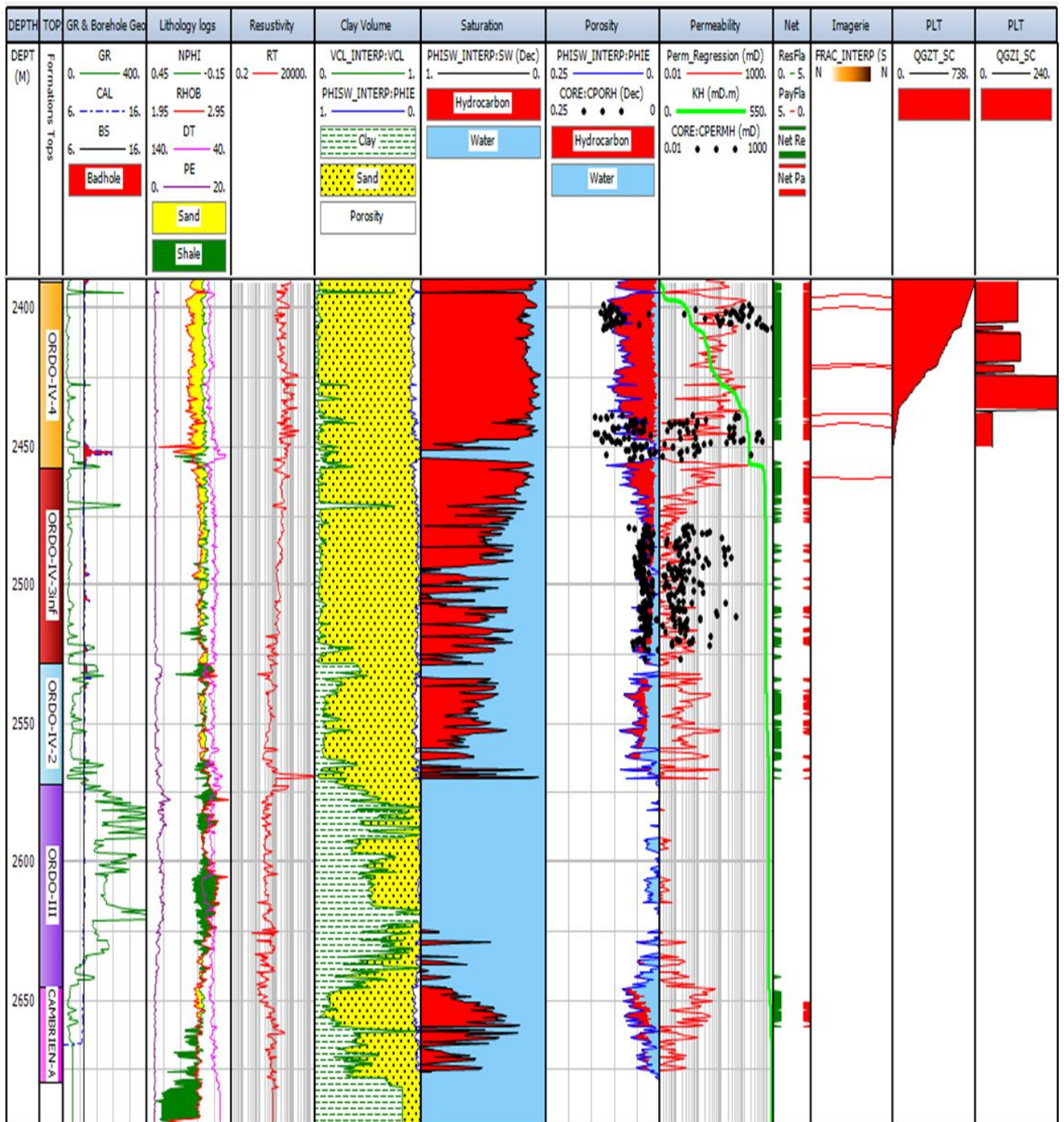


Figure 42: composite log de puits ODZ-6

III.5 ODZ-305

III.5.1 Données de puits

Coordonnées : Datum (WGS1984), Elipsoïde(WGS84)

Tableau 10: les coordonnées de puit ODZ-305

Coordonnées Géographiques		Coordonnées Projetées UTM 31	
Latitude (N)	Longitude (E)	Easting (X)	Northing (Y)
28° 05' 49,562" N	0° 15' 38,129" E	230 838,818	3 110 990,719

Profondeur totale du puits : 2500m.
 Déviation maximale : 9.12° à 2195m.
 Contracteur forage: SAHARA RIG05.
 Mudlogging: GEOLOG INTERNATIONAL.
 Wireline logging: SHLUMBERGER.
 Début de Forage: 18 Décembre 2013.
 Fin de forage: 04 Février 2014.

III.5.2 Résultats Pétro-physiques

L'interprétation pétro-physique est basée sur une suite de logs de bonne qualité. La lithologie de l'unité IV est à 60% d'un grès quartzitique plus ou moins silteux et à 30% des argilites. Les grès possèdent une matrice assez mauvaise présentant une porosité entre 6 et 8%, une perméabilité entre 0.01-0.5mD et une saturation gaz entre 65 et 85%. De plus, aucune fracturation naturelle n'est décelable à l'imagerie.

Les moyennes pétrophysiques par intervalles sont reportées dans le tableau suivant :

Tableau 11: les moyennes des paramètres pétro-physique du puits ODZ-305

	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Vcl	PHIE	SW	Perm	Perm.H
	m	m	m	m		Dec	Dec	Dec	mD	mDm
ORDO-IV-4	2289	2312	23	9.92	0.431	0.056	0.058	0.098	0.031	0.31
ORDO-IV-3sup	2312	2324	12	5.93	0.494	0.127	0.072	0.209	0.05	0.3
ORDO-IV-3inf	2324	2403	79	56.39	0.714	0.139	0.061	0.195	0.034	1.91
ORDO-IV-2	2403	2478	75	1.68	0.022	0.088	0.05	0.397	0.023	0.04

III.5.3 Résultats du test

Le test rigless avait été réalisé du 12 au 27 Juillet 2016 et perforé aux intervalles : 2300-2312m, 2314-2320m et 2332-2344m (Ordo IV-4, Ordo IV-3Sup et Ordo IV-3Inf).

Le puits a montré une performance très faible. Un débit de gaz de 9 259 Sm³/j avec une pression en tête de 96 Bar sur une duse de 8/64''.

L'interprétation des données de fond montre un faible KH test de 4.89 md.m et une très faible perméabilité de 0.163 md, indication d'un réservoir bien compact.

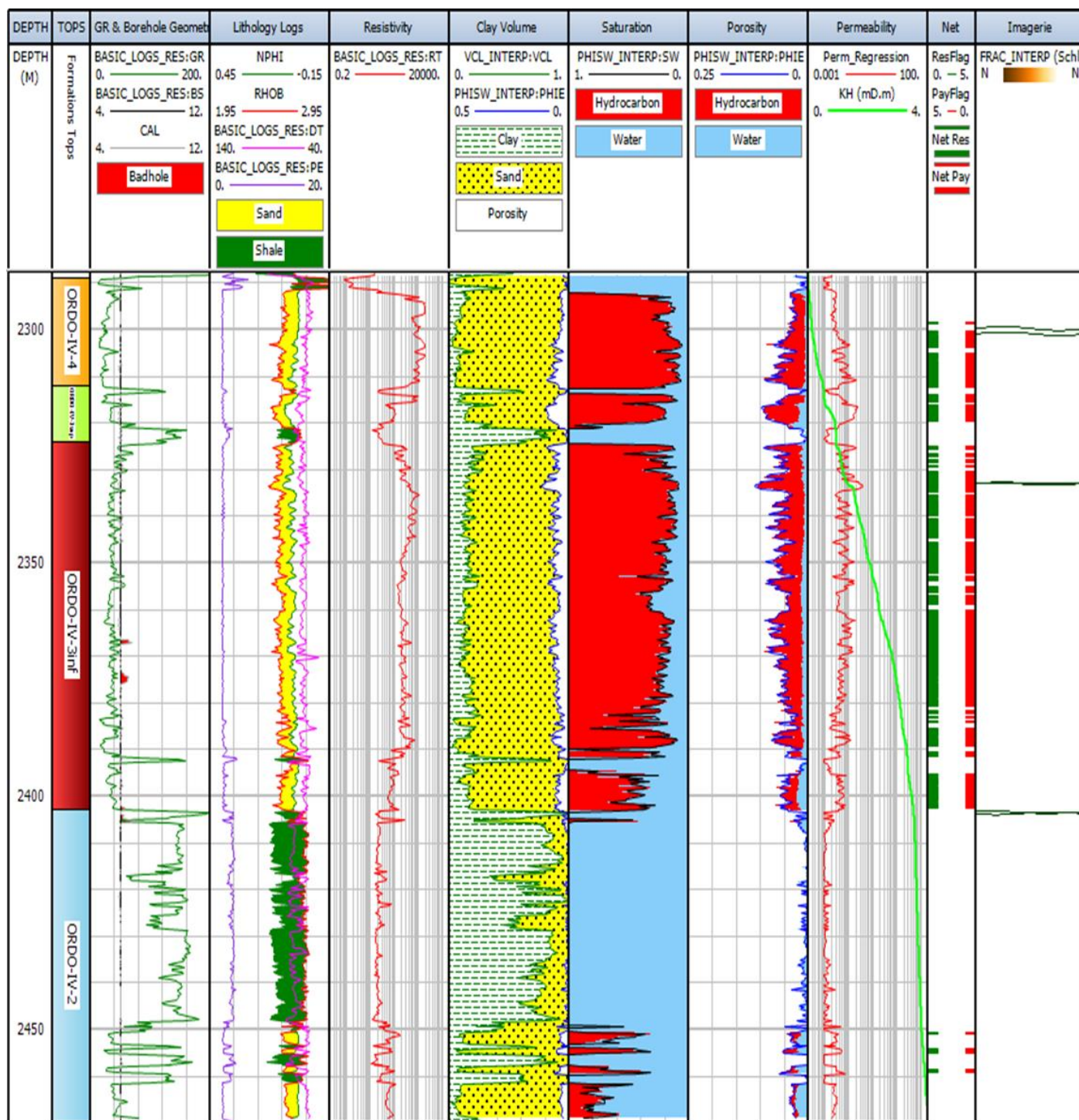


Figure 43: Composite log de puit ODZ-305

Corrélation N-S

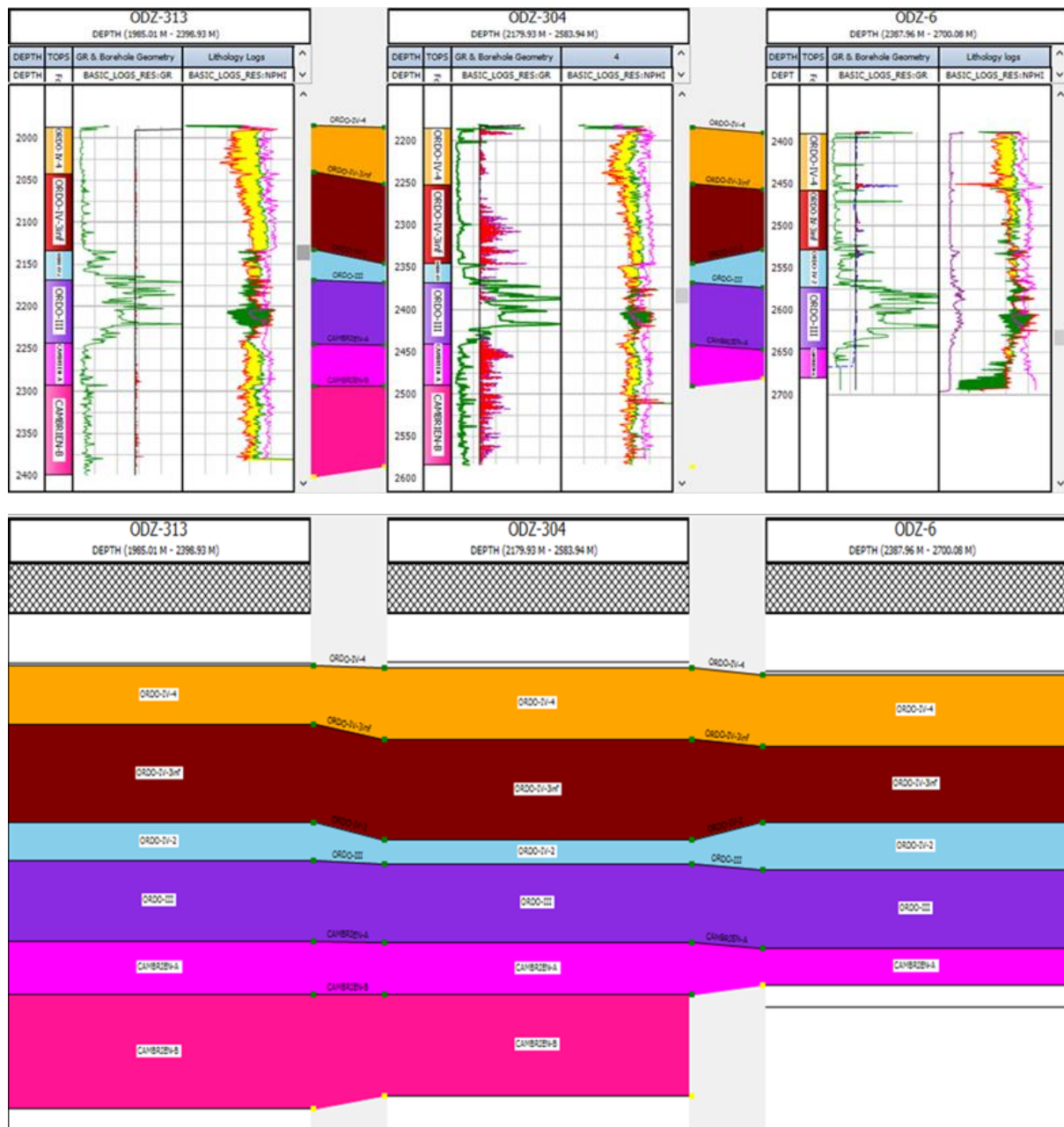


Figure 44: Une corrélations N_S

La corrélation N-S passant par les puits ODZ-313, ODZ-304 et ODZ-6 montre :

- L'épaisseur de l'unité Ordo IV-4 est presque uniforme en allant du nord du champ vers le sud (Isopaques, 50mètres).
- L'épaisseur de l'unité Ordo IV-3Inf commence à diminuer en allant du centre vers le sud.
- L'épaisseur de l'unité Ordo IV-2 se dégrade au centre du champ (ODZ-304).
- L'unité Ordo III (Argileuse) est isopaque.

Corrélation SW-NE

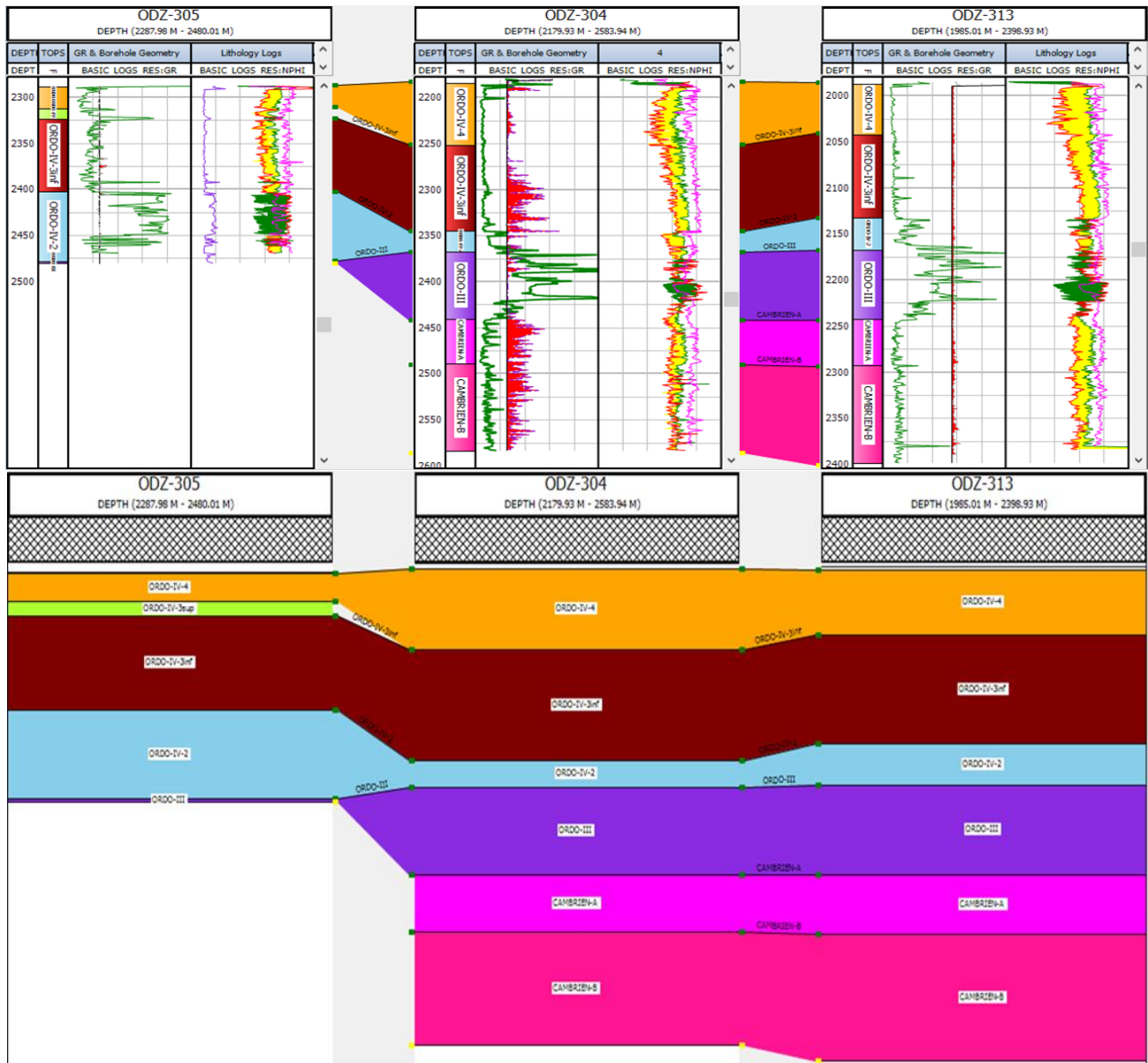


Figure 45: Une corrélation SW_NE

La corrélation SW-NE passant par les puits ODZ-305, ODZ-304 et ODZ-313 :

- L'unité Ordo IV- 4 est très dégradé en terme d'épaisseur sur le ouest et le sud du champ (Pas plus de 20 mètres).
- L'unité Ordo IV-3Sup (Argileuse) existe qu'à l'ouest du champ et elle est complètement érodée sur le reste du champ.
- L'unité Ordo IV-3Inf est isopaque (Environ de 90mètres).
- L'unité Ordo III (Argileuse) est isopaque.
- L'unité Ordo IV-2 plus épaisse au sud- ouest (ODZ-305).

Les cartes Iso-Porosité.

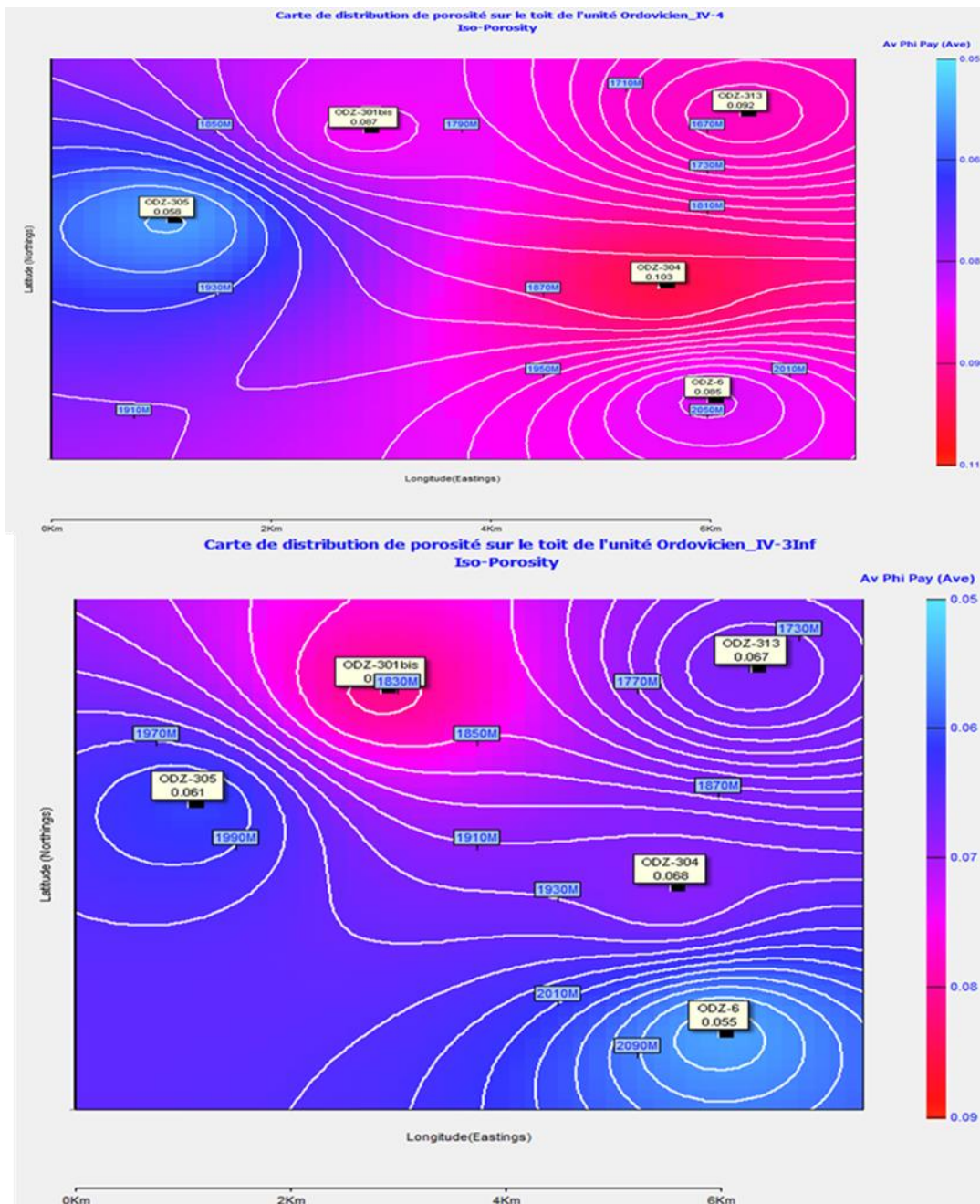


Figure 46: cartes de distribution de porosité sur le toit des unités Ordo IV-4 et IV -3inf Iso porosité

- Au niveau d'unité Ordo IV-4 : une décroissance de la porosité en allant de vers le Sud-Ouest, ou on remarque les basses porosités sur le puits ODZ-305 (PHIE=5.8%).
- Sur l'unité Ordo IV-3inf : des porosités comparables entre la majorité des puits varié entre 6-7%, un pic est enregistré sur ODZ-301bis atteint 8%.

Les cartes Iso_Argilosité

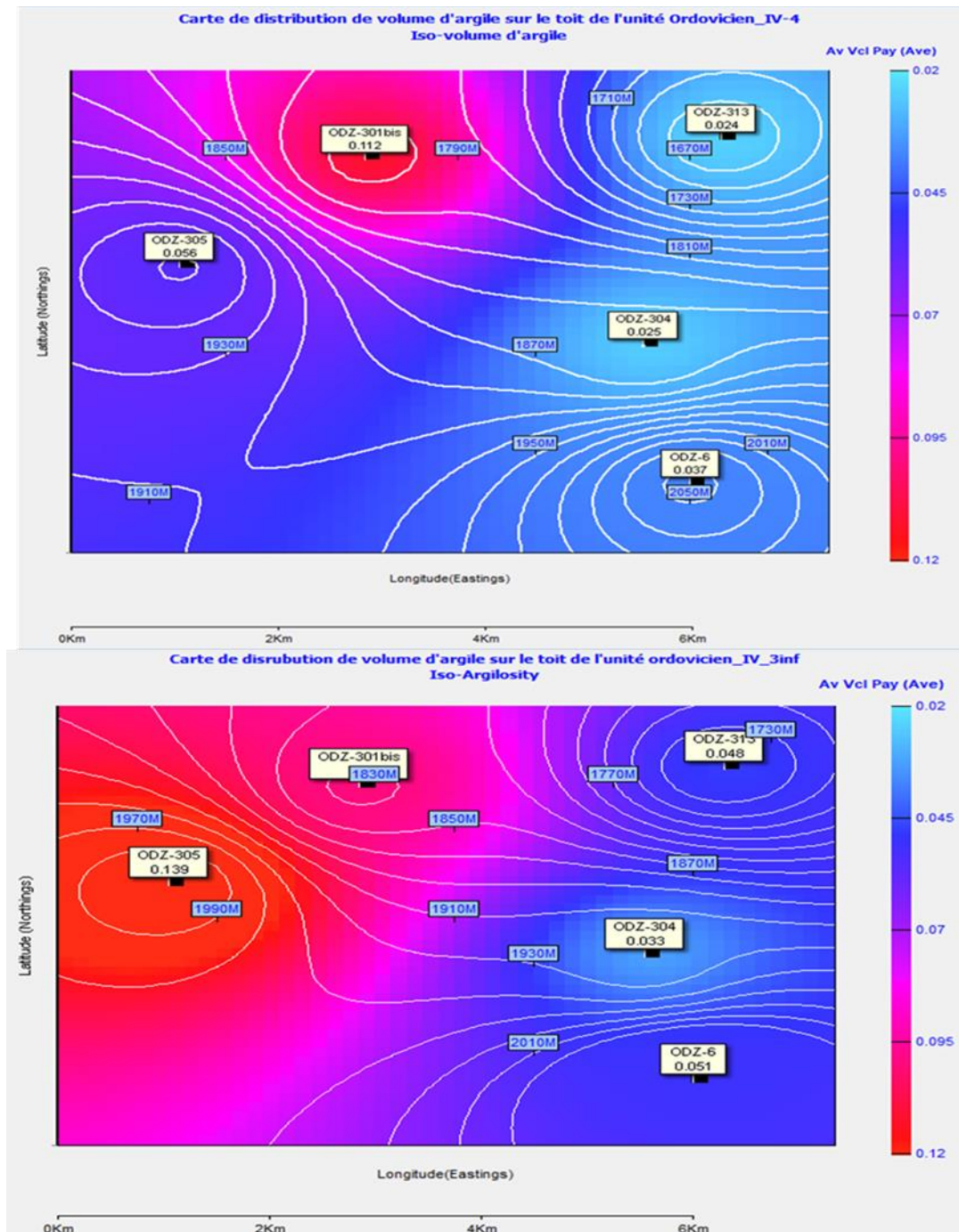


Figure 47: cartes de distribution de volume d'argile sur le toit des 'unités Ordo IV-4 et IV -3inf Iso-argilosité

- Au niveau d'unité Ordo IV-4 : l'argilosité est très faible à l'est du champ (<4%), par contre elle est plus élevée sur la partie ouest du champ jugés affecté par la diagénèse.
- Au niveau d'unité Ordo IV-3Inf : l'argilosité est très faible à l'est du champ (<5%), par contre elle est plus élevée sur la partie ouest du champ.

Les cartes Iso perméabilité

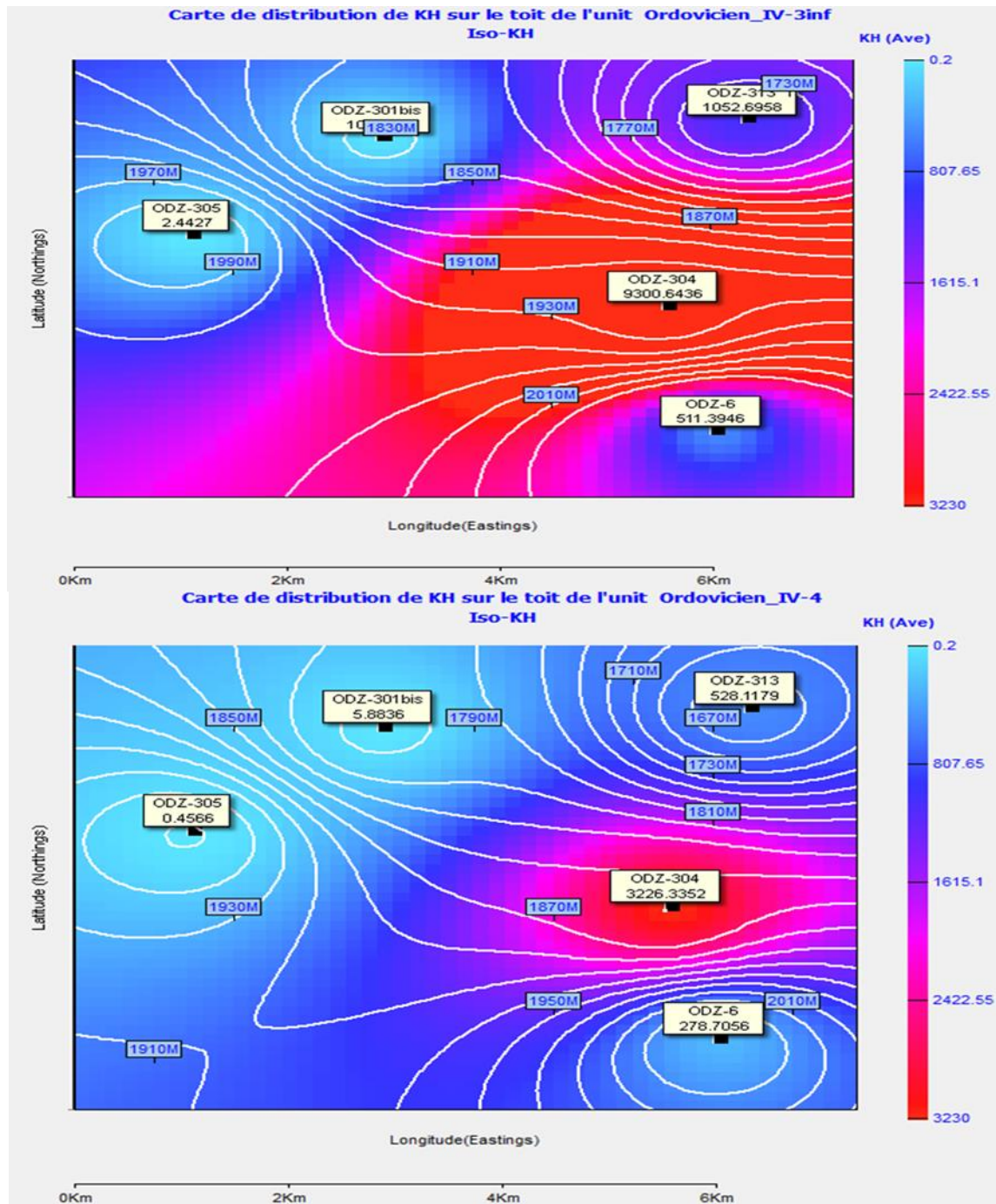


Figure 48 :carte de distribution de porosité sur le toit des unités Ordo IV-4 et IV -3inf Iso perméabilité

- Au niveau d'unité Ordo IV_4 : le KH (la perméabilité multiplier par la hauteur utile) montre que la matrice dans la partie est du champ est beaucoup mieux en comparant avec la matrice dans la partie ouest du champ.
- Au niveau d'unité Ordo IV_3Inf : les valeurs supportables de la perméabilité se trouvent à l'est, par contre l'ouest présente une matrice compacte (Tight).

Comparaison entre les résultats pétro-physique et résultats du test

Le tableau ci-dessous montre une comparaison entre les valeurs KH estimé par la pétrophysique (C'est-à-dire qui représente la matrice) et le KH test qui représente la matrice plus la fracturation.

Well	KH pétro (mD.m)	KH Test (mD.m)	Fracturation basant sur logs Imageries	Ration (KH test /KH petro)
ODZ-313	1060	21500	Très fracturé	20
ODZ-301bis	6.8	2501.5	Très fracturé	368
ODZ-304	9245	969	Pas tellement fracturé	0.1
ODZ-6	431	1650	Pas fracturé	3.8
ODZ-305	1.72	4.89	Pas de tout fracturé	2.8

Quand le ration KH test/KH pétrophysique est inférieur à la valeur 5 comme le cas des puits ODZ-6, ODZ-304 et ODZ-305. On considère que les puits produit principalement que par leurs matrices pas de contribution de la fracturation, cette dernière information a été confirmé par l'interprétation des imageries, alors on peut constater deux points essentielles :

- Tous les puits qui se trouvent au sud du champ (Loin de la faille (E-W)) ne sont pas fracturés.
- ODZ-304 et ODZ-6 ayant un bon potentiel grâce à leurs matrices seulement, par contre le puits ODZ-305 il a rien donner à cause de sa matrice compacte. C'est-à-dire une dégradation de la matrice est confirmé en allant du l'est vers l'ouest du champ.

Quand le ration KH test/KH pétrophysique est entre les valeurs 5 et 20 comme le cas des puits ODZ-313. On considère que la contribution est mixte matrice plus fracturation, les résultats d'interprétation soit de la matrice séparé ou d'imageries confirme ceci. Alors on peut constater :

- La zone Nord-Est (Autour du puits ODZ-313) possède une matrice avec des caractéristique pétro-physiques bonne et en plus elle est très fracturée parce qu'elle est proche de la faille (E-W).

Quand le ration KH test/KH pétrophysique est Trop supérieur comme le cas du puits ODZ-301bis, on considère que la contribution vient principalement de la fracturation naturelle et

pas de contribution de la matrice, les résultats d'interprétation soient de la matrice séparé ou d'imageries confirme ceci. Alors on peut constater :

- La zone Nord-Ouest (Autour du puits ODZ-301bis) possède une matrice avec des caractéristique pétro-physiques faible mais elle est très fracturée parce qu'elle est proche de la faille (E-W).

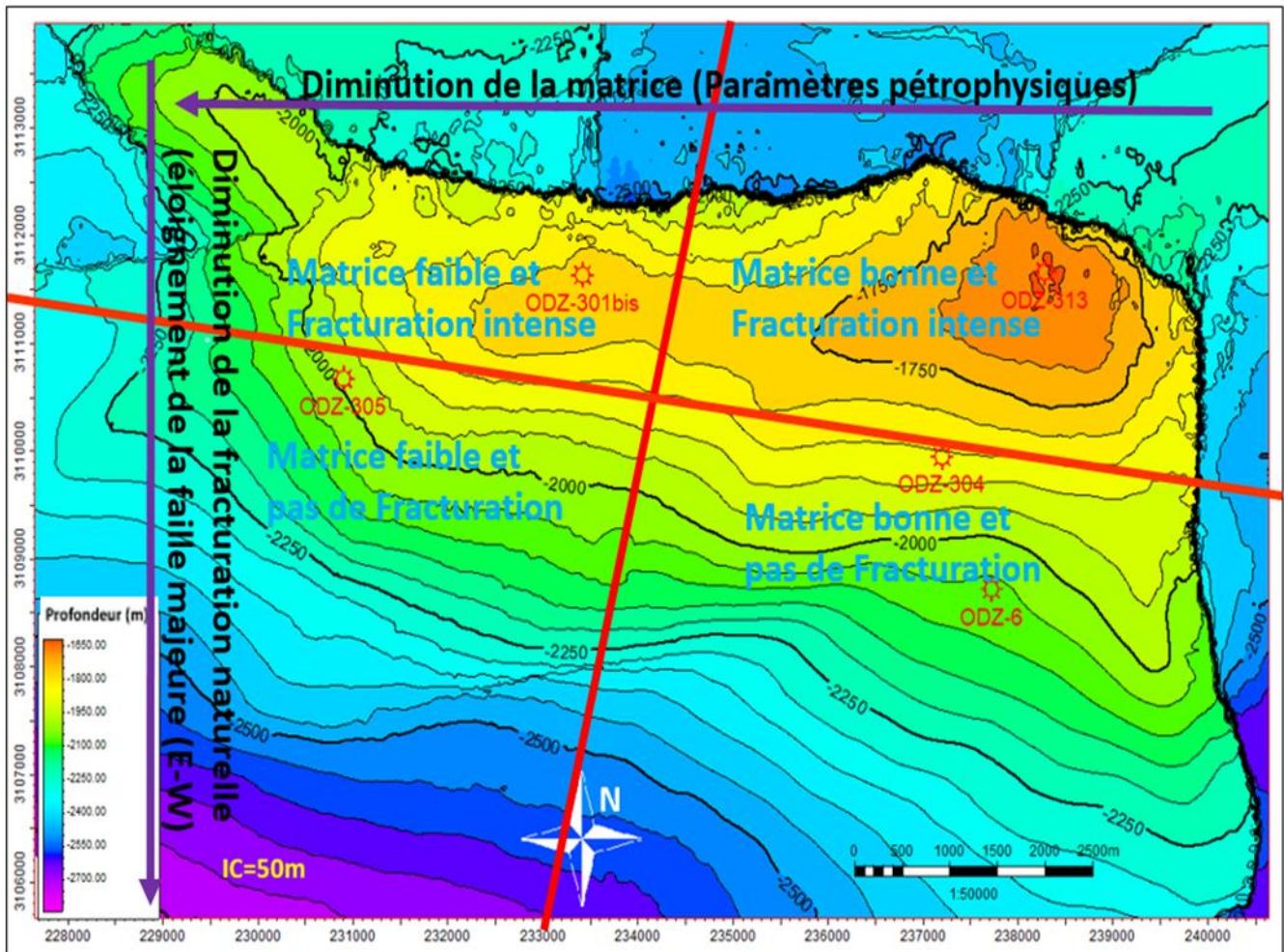


Figure 49: carte de subdivision de champ

Conclusion et Recommendation

Conclusion Générale

Les caractéristiques pétro-physiques sont les principaux paramètres contrôlant un réservoir. Cependant, certaines propriétés sont à considérer d'une manière prioritaire. Parmi ces caractéristiques, on peut citer celles correspondant aux fluides dont leur impact reste primordial. Elles permettent d'avoir une estimation de la capacité d'un fluide à circuler dans un milieu poreux..

Les sous unités ordovicienne IV-4 et IV-3Inf possèdent des paramètres pétro-physiques assez importantes sur la partie Est du champ. Par contre à la partie ouest ou les paramètres se dégradent due probablement à un effet dia génétique (Confirmé par les valeurs de perméabilité réduites sur les carottes du puits ODZ-301bis) ainsi que la diminution d'épaisseur d'unité IV-4 sur cette partie ouest.

Le nord du champ ODZ est très fracturé naturellement, cette intensité de fracture se dégrade simultanément lorsque on s'éloigne de la faille E-W.

Des intervalles intéressants ont été perforés pour chaque puits (moyen de 60m par puits sur les unités IV-4 et IV-3inf), Tous les puits ont été testé par la suite et donne des résultats positives (Présence du gaz avec des débits très encourageantes) à l'exception du puits ODZ-305 ou le résultat été négative.

Lors des opérations des tests, des PLT (Production logging tool) ont été enregistrés afin de bien définit la contribution de chaque intervalle perforé ainsi que mieux comprendre s'il produit matricielement, par fractures ou mixte.

Conclusion et Recommendation

Recommandations

Pour l'implantation des futurs puits à ce champ, la partie Nord-Est sera la zone la plus supportable ou les bons potentiels seront attendus.

L'implantation des futurs puits sur la zone Sud-Ouest est déconseillée, sauf s'il y'aura des programmes pour fracturation hydraulique de l'ordovicien.

Une combinaison des imageries acoustique et électrique sera très bénéficiale de le faire sur les prochains puits à foré pour mieux comprendre le réseau de la fracturation naturelle (Direction, Nature de frac, ouverture de la frac...).

L'enregistrement des diagraphies Développées comme ECS (Elemental Capture Spectroscopy) pour une compréhension minéralogique détaillé est recommandé surtout sur les puits qui vont être foré dans la zone affecté par la diagénèse, L'outil NMR (Nucléaire magnétique résonance) pourrait être aussi nécessaire car il donne l'information sur la porosité et la perméabilité directe sur les lithologies complexes.

Pour les puits qui ont en production, des programmes de test périodique (PLT) seront recommandé pour maintenir une surveillance des performances du réservoir.

Bibliographies

[1] Document Mécanismes et contrôle des phénomènes dia génétiques en milieu acide dans les grès de l'Ordovicien glaciaire du bassin de Sbaa, Algérie thèse doctorat Présentée par Florent TOURNIER DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE PARIS SUD.

[2] livre Petro -physics Dr. Paul W.J. Glover MSc Petroleum Geology Department of Geology and Petroleum Geology

[3] (Document sonatrach 2014)

[4] Initiation gisement, © Copyright 2006 ENSPM Formation Industrie — IFP TrainingPRO00842.

[5] DIAGRAPHIES ACQUIFERES Professeur D. Chapellier cour online de géophysique université de Lausanne institut français de pétrole.

[6] https://www-ig.unil.ch/pdf/doc_dia/diapet_f.pdf

[7] <https://iast.univ-setif.dz/documents/Cours/Diagraphie.pdf>

[8] DIAGRAPHIES ACQUIFERES Professeur D. Chapellier cour online de géophysique université de Lausanne institut français de pétrole

[9] http://wikhydro.developpementdurable.gouv.fr/index.php/Wikigeotech:Imagerie_de_parois

[10] <http://www.brass-energy.com/logging-tools-principles/>

Nom et Prénom : LEGDOUI Fatma **Titre :** Caractérisation pétro-physique du réservoir cambro-ordovicien, champ d'Oued-Zine, Bassin de SBAA, Adrar **Encadreuse :** HADADJ Asma

Résumé

Le champ d'Oued Zine fait partie d'un développement plus vaste intégrant plusieurs champs du Périmètre de Touat. Ce projet gazier se situe à environ 600 km au Sud-Ouest du champ d'Hassi R'Mel. Il englobe plusieurs champs principalement constitués des réservoirs cambro-ordoviciens et pour l'essentiel à gaz sec.

L'objectif de cette étude consiste à une caractérisation pétro-physique du réservoir cambro-ordovicien, champ d'Oued-Zine, Bassin de SBAA, Adrar.

Cette étude est basée sur l'interprétation par logiciel IP des différentes diagraphies exécutées sur les réservoirs et leurs paramètres pétro-physiques telle que la porosité, la saturation, la résistivité et le volume d'argile. L'étude comparative a permis de subdiviser le champ en quatre subdivisions.

Mots-clés : oued zin, diagraphie, pétro-physique, IP (interactive petro-physique)

اسم الطالب: لقدوعي فاطمة **العنوان:** الخصائص البتروفيزيائية لخزان كامبرو-أوردوفيشي ، حقل واد زين ، حوض سبأ ، أدرار

المؤطر: حجاج اسماء

ملخص

حقل واد زين هو جزء من تطوير أكبر يدمج عدة مجالات في محيط توات. يقع مشروع الغاز هذا على بعد 600 كيلومتر جنوب غرب حقل حاسي الرمل. وهي تشمل عدة حقول تتكون أساساً من مكامن كامبرو-أوردوفيشي وغاز جاف بشكل أساسي.

الهدف من هذه الدراسة هو التوصيف البتروفيزيائي لخزان كامبرو-أوردوفيشي ، حقل واد الزين ، حوض سبأ ، أدرار.

تستند هذه الدراسة إلى التفسير بواسطة برنامج IP للسجلات المختلفة التي تم إجراؤها على الخزانات ومعاييرها البتروفيزيائية مثل المسامية والتشبع والمقاومة وحجم الطين. جعلت الدراسة المقارنة من الممكن تقسيم المجال إلى أربعة أقسام فرعية.

Name: LEGDOUI Fatma Title: Caractérisation pétro-physique du réservoir cambro-ordovicien, champ d'Oued-Zine, Bassin de SBAA, Adrar

Supervisor: HADJADJ Asma

Abstract

The Oued Zine field is part of a larger development integrating several fields of the Perimeter of Touat. This gas project is located about 600 km southwest of the Hassi R'Mel field. It encompasses several fields mainly made up of Cambro-Ordovician reservoirs and mainly dry gas.

The objective of this study is a petro-physical characterization of the Cambro-Ordovician reservoir, Oued-Zine field, SBAA basin, Adrar.

This study is based on the interpretation by IP software of the various logs performed on the reservoirs and their petro-physical parameters such as porosity, saturation, resistivity and volume of clay. The comparative study made it possible to subdivide the field into four Subdivisions.