

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de fin d'étude Master

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers Filière : Géologie

Spécialité : géologie des bassins sédimentaires

THEME

Etude géologique et pétrophysique au réservoir sieginien dans la région
de Bir Berkine (HMD)

Present par:

- LOUBAKI Walid
- MOKHTARI Abderrahim

Soutenu publiquement le : 22/06/2021

Devant le jury :

Présidente :	BANSIR Fateh	M.A.B	Univ. Ouargla
Encadré par :	MERABET Lakhdar	M.A.A	Univ. Ouargla
Examineur :	SAHRAOUI Salah	M.A.B	Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2022/2023

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

﴿ وَقُلْ اَعْمَلُوا فَسَيَرَى اللَّهُ عَمَلَكُمْ
وَرَسُولُهُ وَالْمُؤْمِنُونَ ۗ وَسَتُرَدُّونَ إِلَىٰ عَالِمِ
الْغَيْبِ وَالشَّهَادَةِ فَيُنَبِّئُكُم بِمَا كُنتُمْ
تَعْمَلُونَ ﴾

[105: التوبة]

أهداء

اما بعد أهدي عملنا هذا إلى كل من أنار لي الطريق وكان نوره كالضياء يدلني إلى الذي كان
سندي عندما ضاقت بي الحياة، إلى من أحمل إسمه بكل إفتخار والذي العزيز **محمد** حماه الله
وإلى نبع الحنان التي مهما بحثت عن الجنة لن أجدها إلا تحت أقدامها الطاهرة إلى من كانت
تباركني بدعواتها الصالحة أينما كنت إلى التي لن تكون للحياة معنى بدونها حبيبة قلبي.

أمي الغالية **خديجة دباش** طالبا من المولى ان يطيل في عمرها.

كذلك لا أنسى إخوتي (**يوسف وزكريا**) وأخواتي نور عيني، خاصة **خولة الحبيبة**

شفاه الله واعادها بالعافية

كما أن للأصدقاء نصيب في هذا المشوار لا أنسى ما قدموه لي من تشجيع واعانات رفيق العمل

عبد الرحيم مختاري والأخ محمد الطاهر شتيوي، منير جديعي وعبد السلام شتيوي

شكرا لكم جميعا - احبكم في الله -

وليد لوبافوي

أهداء

بسم الله الرحمن الرحيم والصلاة والسلام علي أشرف المرسلين اما بعد

اهدي ثمرة جهودي هذه الي اعز شخصين في حياتي الي من كان نور دعواتهم ينير دربي ويشرق
الامل بداخلي كل صباح الي والدي الكريم **إسماعيل** ووالدتي العزيزة **ميموني خضرة** وإخوتي كل من
محمد ورفيق ورضوان ورياض وعبد اللطيف ووليد سائل المولى ان يحفظهم لي ويرعاهم بلطفه وكرمه

الي رفاق الدرب والسنين الي كل الأحبة والاقارب والأصدقاء **وليد لوباقي وايوب بوطويل وجمال**
وهايي وعبد الرحمان دلنيدة وسليمان مداني الي كل من تقاسم معنا الحلوى المرة وكان لنا سندا
والهمنه بالعزيمة والاسرار

الي كل من كان له سبب من قريب او بعيد كل باسمه ومقامه

والي عائلتي **مختاري وميموني** شكرا لكم جميعا _ أحبكم في الله _

عبد الرحيم مختاري

Remerciements

Nous remercions Dieu en premier lieu qui nous a donné la force

Pour compléter cette humble œuvre.

*Toute notre gratitude à notre promoteur, **M. Merabet Lakhdar** pour sa
formation et Aide précieuse.*

Nous remercions également les membres du jury qui nous ont fait

L'honneur d'accepter le verdict de notre modeste travail.

Notre sincère gratitude et le respect à nos enseignants

Département sciences de la terre et de l'Univers

Enfin, nous remercions nos parents et tous ceux qui ont

*Directement ou indirectement contribué au développement de cette
modeste*

Travail, regardez ici pour exprimer notre profonde gratitude

Et le respect.

Table des matières

Dédicace

Remerciements

Table des matières

Abstract

Introduction générale

CHAPITRE I : CADRE GENERALE DE L'ETUDE

I Généralités	1
I.1 Le bassin de Berkine.....	1
I.1.a Dépression sud-est–triasique	1
I.1.b Dépression de D'Ahar	1
I.1.c Dépression de Berkine	1
I.2 Cadre géographique	2
I.3 Contexte géologique	2
I.4 Le cadre structural	3
1.5 Aspet stratigraphique	6
a) Socle.....	6
b) Paléozoïque.....	6
1. Cambrien.....	6
2. Ordovicien.....	6
3) Dévonien.....	7
4) Carbonifère	7
c) Mésozoïque.....	7
1. Trias	7

2. Jurassique.....	8
3. Crétacé	8
d) Cénozoïque	8
1. Moi- Pliocène.....	8
2. Quaternaire.....	8
I.6 L'évolution structurale du bassin de Berkine	10
I.6.a Les éléments structuraux	10
I.6.b Le môle de Tihemboka	10
I.6.c Le môle d'Ahara	10
I.6.d Le môle d'Amguide El Biod	10
I.7. Historique de travaux	12
I Généralité sur champ BBK & BBKN	13
II.1. Présentation du champ BBK & BBKN.....	14

CHAPITRE II : POTENTIALITES EN HYDROCARBURES

I. Notion de base	15
I.1 le système pétrolier	15
I.1.1 la roche mère	15
I.1.2 la migration primaire	16
I.1.3 la roche Réservoirs	16
b) Trias carbonaté Trias intermédiaire	16
c) TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur).....	16
d) Carbonifère	17
e) Dévonien inférieur	17
f) Ordovicien.....	17

g) Cambrien	18
I.1.4 la migration secondaire.....	18
I.1.5 les roches de couvertures.....	18
I.1.6 accumulations et piégeage des HC	19

**CHAPITRE III : METHODES ET
TECHNIQUES D'ETUDE**

I METHODE DE PROSPECTION SUR TERRAIN	20
I.1 La géophysique	20
I.2. La diagraphie	20
I.2.1 Introduction Sur Les Diagraphies	20
I.2.2 Définition De La Diagraphie	20
I.2.3 Classification Des Diagraphies	20
a. Suivant la nature.....	20
b. Suivant le phénomène enregistré	21
C. Aperçu Général Sur Les Principaux Outils Utilisés En Diagraphie.....	21
a. La courbe de PS	21
b. Les principales applications de la PS.....	21
I.3 Forage d'exploration et d'exploitation	21
I.4 Le Carottage	22
II Modélisation Géologique	22

**CHAPITRE IV : APLICATION DE L'ANALYSE
MINÉRALOGIQUE**

I Introduction	24
----------------------	----

II Découpage des unités réservoirs ; log lithologique (grès-argile).....	25
II.1 Méthodologie.....	25
II.2 Contenu Lithologique du puits : well-1	25
II.2.1 L'intervalle de 3338.18 - 3160.50 : Siégenien F6-1.....	25
II.3 Contenu Lithologique du puits : well-2.....	27
II.3.1 L'intervalle de 3731.87 - 3473.88 : Siégenien F6-1.....	27
II.4 Contenu Lithologique du puits : well-3	28
II.4.1 L'intervalle de 3689.93 - 3458.82 : Siégenien F6-1.....	28
III Caractérisation minéralogique des différentes unités réservoirs.....	29
III.1 Méthodologie	29
III.2 Contenu minéralogique du puits : well-1	30
III.2.1 L'intervalle de 3338.18 - 3160.50 : Siégenien F6-1	30
III.3 Contenu minéralogique du puits : well-2	32
III.3.1 L'intervalle de 3731.87 - 3473.88 : Siégenien F6-1	32
III.4 Contenu minéralogique du puits : well-3	33
III.4.1 L'intervalle de 3689.93 - 3458.82 : Siégenien F6-1	33
IV Essai de caractérisations des environnements de dépôts	33
IV.1 Méthodologie.....	33
IV.2 Les environnements de dépôts des intervalles étudiés de puits well-.....	34
IV.2.1 Les environnements de dépôts du Siégenien F6-1	34
V Corrélation et proposition d'un nouveau découpage pour la région.....	35
V.1 Corrélation de l'unité Siégenien F6-1	39
V.1.1 Selon la Direction Nord-Est/Sud-Ouest.....	39
V.1.2 Selon la Direction Est/Ouest.....	39

Perspectives.....	41
-------------------	----

**CHAPITRE V : EVOLUTION LATERALE DU RESERVOIR
SIEGENIEN**

I Introduction	42
II Evolution latérale des propriétés pétro physique du Siegénien.....	42
II.1 Variation de la porosité	43
Cartes en iso-porosité de Siegénien	43
II.1.1 Commentaire des cartes.....	43
II.2 Variation de la perméabilité	43
II.2.1 Cartes en iso-perméabilité de Siegénien	43
II.2.2 Commentaire des cartes.....	44
II.3 Variation de la saturation	45
II.3.1 Cartes en iso-saturation du Siegénien	45
II.3.2 Commentaire des cartes.....	45
Corrélation entre BBK9, BBK3 et BBK13.....	46
Corrélation entre BBK3, BBK8 et BBK10.....	48
II.4 Conclusion.....	51
III Evolution latérale des corps gréseux appartenant au Siegénien.....	51
Conclusion générale.....	56
Liste des figures	57
Liste des tableaux.....	58
Bibliographie.....	59

Résumé

Bassin de Berkine est situé dans la partie orientale du Sahara algérien, à la frontière avec la Tunisie. Cette région correspond au bassin géologique le plus exploré au cours des trois dernières décennies et celui qui a révélé les plus grandes découvertes de pétrole et de gaz depuis Hassi Messaoud et Hassi Rmel en 1956.

Les découvertes réalisées dans les années 1990 ont permis à l'Algérie de renouveler ses réserves pétrolières au niveau de 1971, année de la nationalisation des hydrocarbures. Cela correspond à une véritable « succès story » avec environ 6 milliards de barils équivalent pétrole, soit près de 11% des réserves totales de l'Algérie.

Cette densité peut donner l'impression qu'il s'agit là d'un bassin surexploré, mais son potentiel est loin d'être totalement mis à jour si on prend en considération le volet hydrocarbures non conventionnels aussi bien au niveau des périmètres d'exploitation que ceux en exploration. Son potentiel est évalué aujourd'hui à environ 300 Tcf (Trillion cubic feet) de gaz naturel et 5 milliards de barils de pétrole, non conventionnels, tous deux contenus dans les deux plus importantes roches-mères du Sahara (Silurien et Frasnien). Les autres bassins pétroliers comme celui d'Illizi, de Timimoun, ou de l'Ahnet renferment autant de réserves non conventionnelles, mais celui de Berkine a l'avantage de disposer déjà de toutes les infrastructures permettant un développement plus rapide.

Mots-clés : HYDROCARBURES - POTENTIALITES - BERKINE – SIEGINIENNES

SEDIMENTOLOGIE

Abstract

Berkine is located in the eastern part of the Algerian Sahara, on the border with Tunisia. This region corresponds to the most explored geological basin over the past three decades and the one that has revealed the largest oil and gas discoveries since Hassi Messaoud and Hassi Rmel in 1956.

The discoveries made in the 1990s enabled Algeria to renew its oil reserves to the level of 1971, the year of the nationalization of hydrocarbons. This corresponds to a

real "success story" with approximately 6 billion barrels of oil equivalent, or nearly 11% of Algeria's total reserves.

This density may give the impression that this is an over-explored basin, but its potential is far from being fully revealed if we take into consideration the unconventional hydrocarbon component both at the level of the perimeters of exploitation than those in exploration. Its potential is estimated today at around 300 Tcf (Trillion cubic feet) of natural gas and 5 billion barrels of unconventional oil, both contained in the two most important source rocks of the Sahara (Silurian and Frasnian). The other oil basins such as Illizi, Timimoun, or Ahnet contain as many unconventional reserves, but that of Berkine has the advantage of already having all the infrastructure allowing faster development.

Key words: HYDROCARBONS - POTENTIAL - BERKINE – SIEGINIAN - SEDIMENTOLOGY

المخلص

تقع بركين في الجزء الشرقي من الصحراء الجزائرية على الحدود مع تونس. تتوافق هذه المنطقة مع الحوض الجيولوجي الأكثر استكشافًا على مدى العقود الثلاثة الماضية والذي كشف عن أكبر اكتشافات النفط والغاز منذ حاسي مسعود وحاسي الرمل في عام 1956.

مكنت الاكتشافات التي تحققت في التسعينيات الجزائر من تجديد احتياطياتها النفطية إلى مستوى 1971، عام تأميم المحروقات. وهذا يتوافق مع "قصة نجاح" حقيقية مع ما يقرب من 6 مليارات برميل من النفط المكافئ، أو ما يقرب من 11% من إجمالي الاحتياطيات الجزائرية.

قد تعطي هذه الكثافة انطباعًا بأن هذا حوض تم استكشافه بشكل مفرط، لكن إمكاناته أبعد ما تكون عن الكشف الكامل إذا أخذنا في الاعتبار المكون الهيدروكربوني غير التقليدي على مستوى محيط الاستغلال مقارنة بتلك الموجودة في الاستكشاف. تقدر إمكاناته اليوم بحوالي 300 تريليون قدم مكعب من الغاز الطبيعي و 5 مليارات برميل من النفط غير التقليدي، وكلاهما موجود في أهم صخور مصدر في الصحراء (السلوريان والفراسينيان). تحتوي أحواض النفط الأخرى مثل إليزي أو تيميمون أو أوهاوند على العديد من الاحتياطيات غير التقليدية، لكن حوض بركين يتميز بالفعل بوجود جميع البنية التحتية التي تسمح بالتنمية بشكل أسرع.

الكلمات المفتاحية: الهيدروكربوني – الامكانات – بركين – السيجيسي – علم الترسيب

Introduction générale

Après le déclenchement de la guerre russo-ukrainienne, la récente décision de l'Union européenne de réduire le volume des importations de pétrole russe d'environ 90 % est intervenue à la fin de l'année dernière, et la forte hausse des prix du carburant dans le monde, y compris aux États-Unis, le plus grand pays producteur de pétrole et de gaz au monde, ont réaffirmé que la guerre d'Ukraine n'a pas seulement affecté l'approvisionnement alimentaire dans le monde, mais aussi l'approvisionnement énergétique, avec ce que cela signifie en termes d'inflation des prix et de ralentissement de la croissance économique dans le monde. Et la Banque mondiale a publié il y a quelques jours un sombre calendrier de croissance économique dans le monde au cours des prochaines années en raison de la guerre d'Ukraine et des répercussions en cours de la pandémie de Covid-19. La Banque mondiale s'attendait à ce que la croissance économique diminue en 2022 à 2,9 %, après avoir atteint 5,7 % en 2021. La Banque mondiale s'attendait à ce que ces faibles taux de croissance économique mondiale se poursuivent en 2023 et 2024.

Certains experts et analystes estiment que même si l'Arabie saoudite et les Émirats arabes unis décidaient d'augmenter leur production de pétrole d'un million de barils de pétrole par jour ou plus, cela n'entraînerait pas de changement significatif sur les marchés mondiaux du pétrole, ni ne contribuerait de manière significative à réduire les prix du carburant aux États-Unis, la scène pétrolière. Dans le monde, il n'y a pas de candidat à des changements nombreux ou radicaux au cours des six prochains mois, ce qui signifie que les prix du carburant dans le monde et aux États-Unis resteront élevés. L'attention européenne s'est tournée surtout vers l'Algérie pour compenser son déficit énergétique, et la question posée est de savoir si l'Algérie a les capacités pétrolières pour compenser ce déficit, ce qui nous a poussés, en tant que techniciens en géologie sédimentaire, à mener davantage de recherches géologiques pour l'énergie potentiel au niveau vertical ou latéral des réservoirs pétroliers, ce qui nous a conduit à utiliser Field tapi dans le bassin de Berkine comme modèle, à utiliser nos informations sédimentaires

CHAPITRE I

Cadre générale de l'étude

CHAPITRE I : Cadre générale de l'étude

I Généralités :

I.1 Le bassin de Berkine :

Le bassin de berkine est un bassin intracratonique, Se-situe dans la partie nord-est de la plate- forme saharienne. D'une superficie globale de 102 395 km², il est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures.

Il est essentiellement subdivisé en trois zones pétrolières. {1}

I.1.a Dépression sud-est-triasique :

Elle se superpose pratiquement à l'actuel sillon salifère de Doriane et à ses extensions vers le sud-ouest. Cette région constitue la zone tampon entre le môle d'Amguid-Hassi Messaoud à l'ouest et le bassin de Berkane à l'est.

Elle est caractérisée par les développements des réservoirs du Paléozoïque et du TAGI-TAGS auxquels sont associés les principaux gisements et découvertes connus : Rhourde En Nouss, Gassi Touil, Gassi El Adem, Hassi Chergui, Brides, Rhourde Adra, Rhourde Chouf. Ces découvertes d'huile, de gaz et condensat sont associées principalement aux réservoirs triasiques et quartzites de Hamra, et à des structures de grande amplitude délimitées généralement par des systèmes de failles inverses à grands rejets. {1}

I.1.b Dépression de D'Ahar :

Il s'agit d'un vaste monoclinale mésozoïque à pendage NE se superposant au haut structural de D'Ahar, lequel constitue le prolongement vers l'ouest de l'arche de la Djefara tunisienne. Il est limité au nord par le sillon de Melhrir et constitue les bordures nord du bassin de Berkane. C'est un axe faiblement exploré en raison des développements limités des réservoirs triasiques, ordoviciens, et surtout en raison des risques liés à la maturation et aux limites d'extension de la roche mère silurienne. Cette zone est caractérisée par une érosion hercynienne et tectonique importante, ainsi que par des développements d'axes structuraux NE-SO. La série triasique se superpose aux séries anciennes du Silurien au Cambro- Ordovicien.

I.1.c Dépression de Berkine :

La région est topographiquement caractérisée par une épaisse couverture dunaire de l'Erg oriental. Il s'agit d'une vaste dépression paléozoïque où le socle se situerait à plus de 6 000

mètres de profondeur. Sa partie centrale reste peu affectée par l'érosion hercynienne où la série terminale du Carbonifère est préservée. Sur les remontées structurales vers les bords du bassin, les séries paléozoïques sont successivement affectées par les érosions hercyniennes. Les pourtours du bassin stricto sensu sont caractérisés par les développements du Siluro-Dévonien sous le Mésozoïque. Le bassin est limité à l'ouest par les axes structuraux de Rhourde Nouss et au sud par le vieux môle d'Ahara-El Ouar, d'orientation est-ouest, qui le sépare du bassin d'Illizi.

En raison de l'importante subsidence qui l'a affecté au cours de son évolution, le bassin de Berkane montre la série sédimentaire la plus complète (plus de 6 000 m), avec trois cycles sédimentaires : paléozoïque, mésozoïque et cénozoïque. {1}

I.2 Cadre géographique :

Le bassin de Berkane est limité par les coordonnées géographiques : une longitude de 5° 55' E jusqu'aux limites tunisiennes et une latitude de 29° 30' et 33° 40', à l'Est-il est limité par les frontières algéro-tunisiennes et algéro-libyennes, (SOLDATENKO, E. 1991, RAPPORT SONATRACH. 2000). La superficie globale est de l'ordre de 1025395.86 Km² répartie sur 28 blocs (RAPPORT SONATRACH, 2000). {2}

I.3 Contexte géologique :

Le bassin de Berkane est limité au Nord par les structures Est-Ouest Djemaa Touggourt et le môle de D'Ahara, au Sud par le môle d'Ahara et la zone haute d'El Ouar d'orientation Est-Ouest, à l'Est par une série de blocs de socle mise en évidence par gravimétrie, à l'Ouest par le sillon de Doriane et ses prolongements méridionaux (une série de bourrelets ; Rhourde Nouss, Gassi Touil et Rhourde El Baguel) (OVODOV, N., GHOMARI, A., MELEKHINE, V. 1991 et RAPPORT SONATRACH. 2000) (**figure 1**). {2}

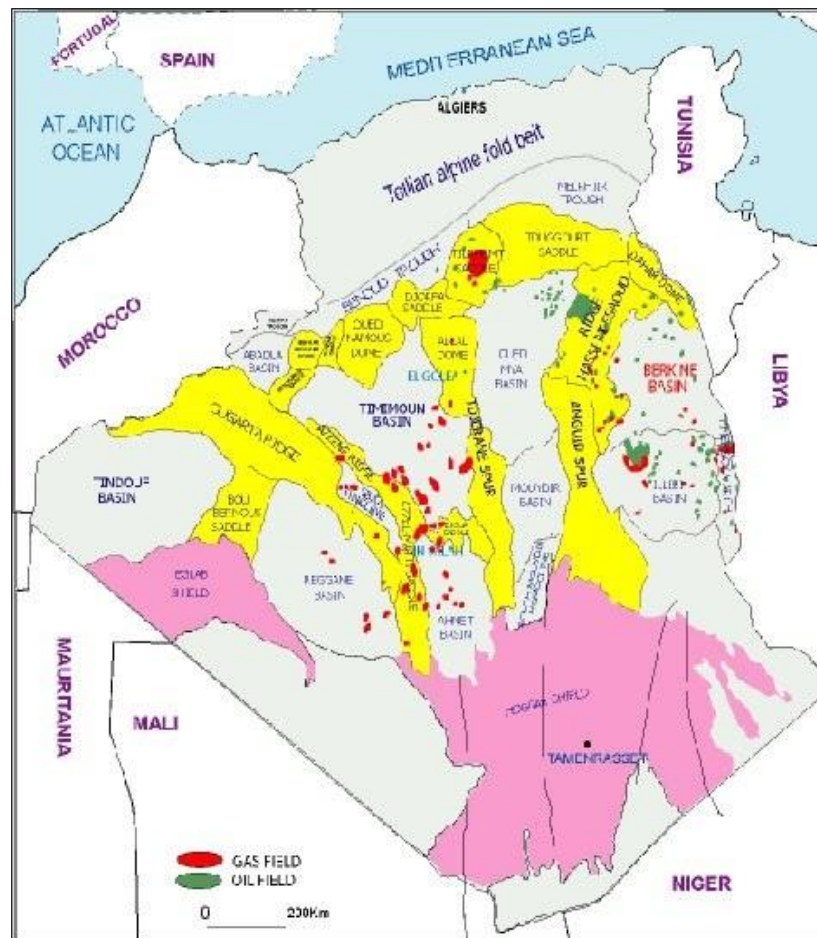


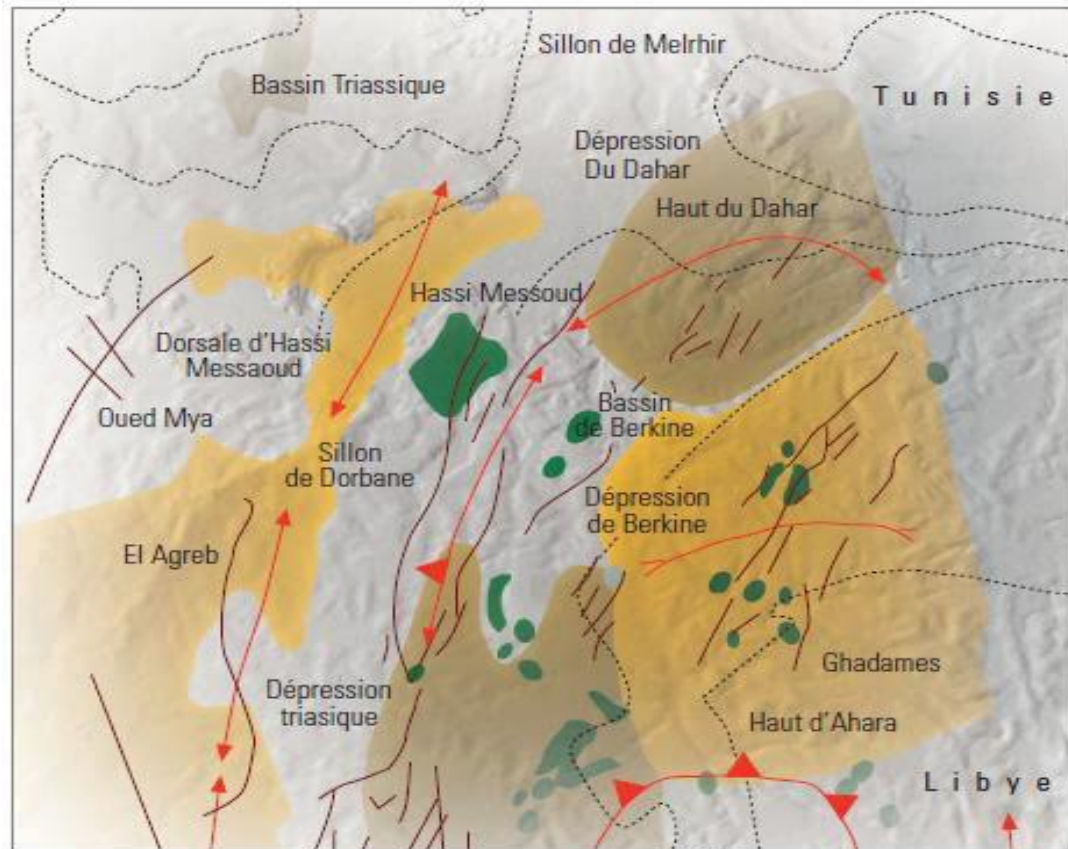
Figure 1 : La situation géologique du bassin de Berkine (RAPPORT SONATRACH. 2000).

I.4 Le cadre structural :

Le bassin de Berkine est classé comme un bassin intra-cratonique (SAHOUI, S. 2005) où la déformation se propage sur de vaste surface (KAZI TANI, N. 1998), il est caractérisé par deux domaines structuraux différents (SAHOUI, S. 2005) :

- **Un domaine central** : fortement structuré avec des failles de rejets importants (> 500m) et des fermetures structurales appréciables atteignant les 900m (Exemple : structure de Rhourde Nous).
- **Un domaine Ouest** : faiblement structuré avec une remontée en monoclinale prononcée vers le Sud. Plusieurs axes structuraux ont été mis en évidence dans le bassin, de l'ouest vers l'Est
 - L'axe structural de Zemoul Kbar-Rec (ZEK-REC).

- Les axes structuraux Oued El Teh-Bir Berkane (WT-BBK) et El Borma.
- L'axe structural d'Ourhoud-Sif Fatima.
- L'axe structural Rhourd Kerma-Rhourd yakoub (RKE-RY).
- Le complexe structural Menzel Ledjemat sud Est-El Merk Nord (MLSE-EMN).
- L'axe structural Akfadou Zemlet cherguia-El Merk est (ZCH-EME). {2}



Figurer 2: Eléments structuraux du bassin de berkine

• **Les failles sont réparties sur trois directions :**

Une direction principale d'orientation subméridienne dont les structures et les accidents associés sont de grande ampleur. Cette direction se domine au Sud-Ouest et à l'Ouest du bassin dans le prolongement Nord du môle d'Amguid El Biod (Exemple : faille de Ramade, structure de Hassi Chergui-Gassi Touil).

Une direction Nord-Est s'évaluant de N030° à N060° et interfère avec les accidents subméridiens, les structures liées à ce trend possèdent des amplitudes importantes à l'Ouest (Ex : Rhourde Adra, Rhourde El Baguel, Brides) et celles situées à l'Est et au centre possèdent des dimensions faibles (Bir Rebâa Nord).

- **Une direction secondaire dont l'orientation est variable :**

Une orientation N070° : est l'orientation du trend recoupant le périclinal Nord de la structure de Hamra, domine dans la région de Rhourde Nouss et au niveau de la structure de Taouil et dans la région de Menzel Ledjmat.

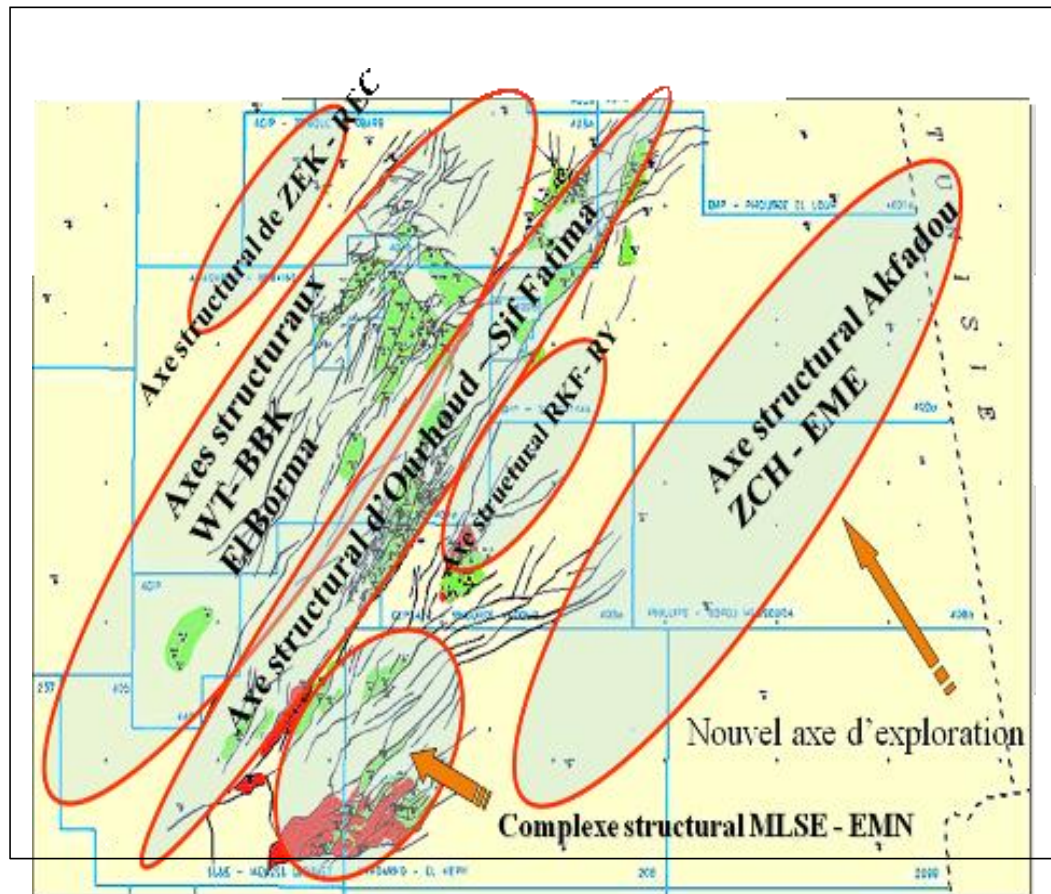


Figure 3 : Les axes structuraux du bassin de Berkine(RAPPORT SONATRACH. 2006).

Une orientation Sud-Est : Sur le môle d'Ahara et à l'Ouest sur le trend de Tartrat.

Une orientation N150° : Au Nord-Est du bassin au niveau des trends de Keskassa, Bir Rebâa, Zemlet El Arbi et Bir Berkane Nord-Rhourde Naga.

Notable :

Les structures anticlinales de grandes amplitudes et de petites surfaces sont liées aux directions des failles inverses Nord-Sud, localisées dans la partie Sud- Est triasique. Tandis que les structures de faibles amplitudes et de grandes surfaces sont rattachées aux directions

des failles normales décrochantes Nord-Est/Sud-Ouest localisées dans le reste du bassin (RAPPORT SONATRACH. 2000)

1.5 Aspet stratigraphique :

La série stratigraphique est essentiellement composée de dépôts Mésozoïque reposant en discordance majeure sur des formations du Paléozoïque reconnu partiellement. En fin, un épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le Mésozoïque (Fig. 3). La série litho stratigraphique du bassin est constituée des formations suivantes (Sonatrach, 2005). {3}

a) Socle :

Le socle composé de roches précambrien sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

b) Paléozoïque :

1. Cambrien :

Ces dépôts reposent sur un socle Précambrien, il est représenté par des grés et des quartzites à passées conglomératique. L'épaisseur moyenne de cette formation 300 m.

2. Ordovicien :

Ces dépôts sont représentés par un ensemble de sédiments détritiques. Du bas en haut, on distingue les unités lithologiques suivantes :

- Les argiles d'El Gassi.
- Les grés d'El Atchane.
- Les quartzites de Hamra.
- Les grés d'Ouargla.
- Les argiles d'Arzel.
- Les grés d'Oued Sacret.
- Les argiles micro conglomératiques.
- Les grés de Ramade.

Cette période est caractères par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin d'une épaisseur moyenne de 600 m. Elle est composée essentiellement par des argiles

noires fossilifères sur les quelles, reposent des grès argileux. Les Argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne.

3) Dévonien :

Le dévonien est formé par en trois époques à savoir :

- **Dévonien inférieur** : Il est composé d'une alternance argilo-gréseux.
- **Dévonien moyen** : Il est caractérisé par un dépôt argileux comporte des intercalations deniveaux carbonatés.
- **Dévonien supérieur** : Il est représenté par des argiles à passées de marne, calcaire et dolomie, au sommet on trouve des grès et des silts.

4) Carbonifère :

Les formations carbonifères ont formés du bas en haut par :

Carbonifère inférieur : Il est représenté par une alternance d'argiles, de silts et de grès avec des passées des roches carbonatées.

Carbonifère supérieur : Il est représenté par une alternance des grès et des argiles à la base, et on observe des carbonates dans la partie centrale.

c) Mésozoïque :

1. Trias :

Le trias est subdivisé en des formations suivant :

- **Trias Argilo Carbonaté (TAC)** : Il est constitué d'argile brun rouge, rarement grise verte àéléments fins à moyen devenant grossier vers le bas avec d'intercalation d'argile gris vert et brunâtre indurée, siliceuse et feuilletée.
- **Trias Argilo- Gréseux inférieur (TAGI)** : Il est constitué de grès gris blanc à blanc et gris vert, fin à moyen parfois grossier su arrondi à subanguleux, siliceux à silico-argileux, localement piteux, friables à moyennement consolidé avec intercalations d'argile brun rouge parfois gris-vert tendre à indurée silteuse.

- **Trias Argilo- Gréseux supérieur (TAGS)** : Il est constitué de grès gris blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée, silteuse.

2. Jurassique :

Les formations du Jurassique ont une épaisseur de 770 m, ils sont composés de sédiments marins lagunaires, à sa base, il se trouve un niveau dolomitique caractéristique.

3. Crétacé :

Le Crétacé est présent partout, sur la plateforme saharienne. Il est caractérisé par une épaisseur de 1250 m en moyenne. Les formations du Crétacé sont composées d'alternances de grès d'argiles, de dolomies et de calcaires ainsi que de quelques passées d'anhydrites, gypses et de sels. Il devient essentiellement carbonaté vers le sommet.

d) Cénozoïque :

1. Mio-Pliocène :

Les formations du Mio-pliocène sont constituées de sable blanc à translucide, jaunâtre localement rougeâtre, rarement rosâtre fin à moyen, parfois grossier sub-arrondi à arrondi avec des intercalations d'argile brun rouge sableuse avec la présence parfois, de bancs de calcaire argileux. {3}

2. Quaternaire

Ce sont des sables dunaires.

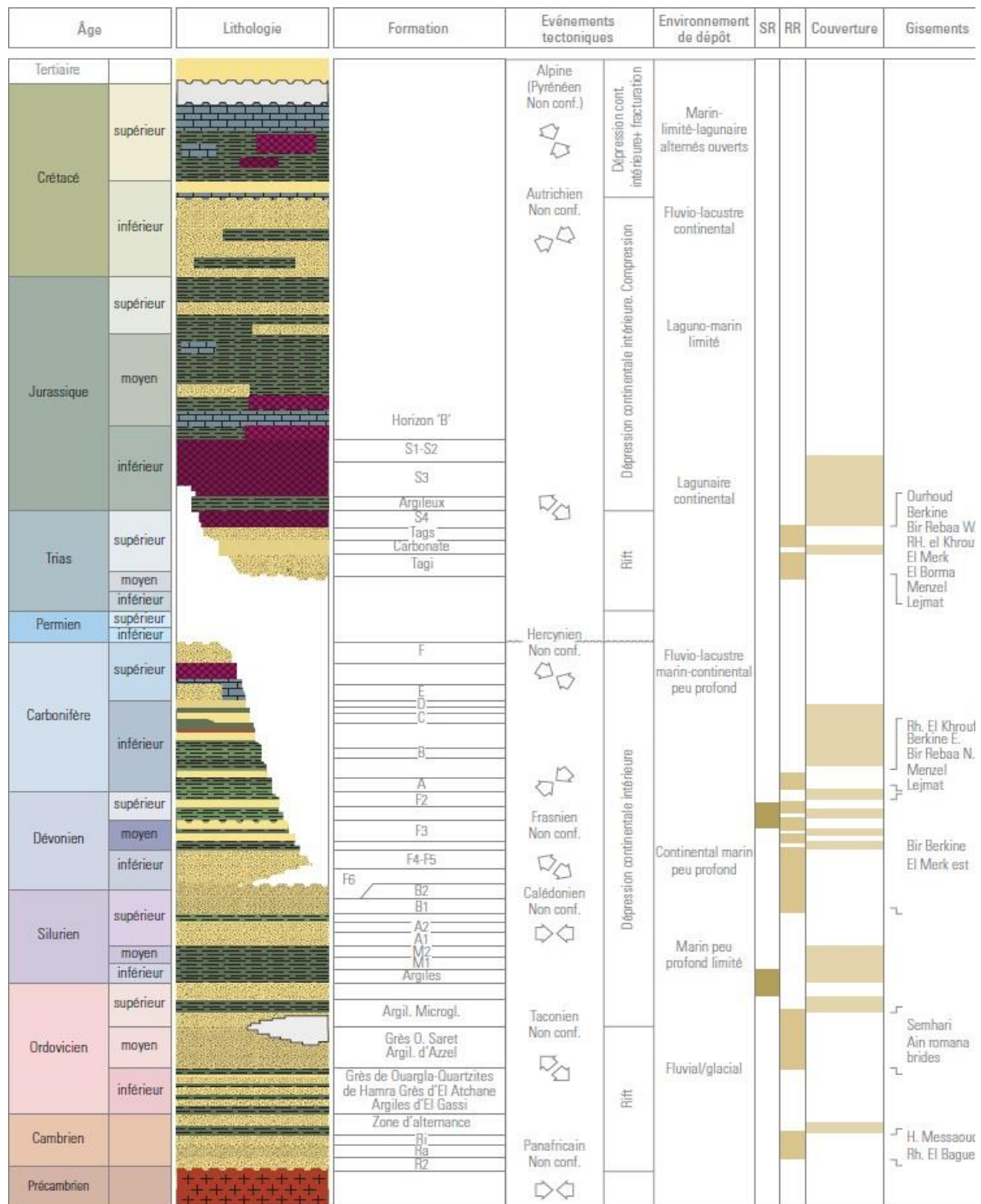


Figure 1.15 : Colonne stratigraphique du bassin de Berkine.

Figure 4 : colonne stratigraphique du bassin de berkine.

I.6 L'évolution structurale du bassin de Berkane :

I.6.a Les éléments structuraux :

Les principaux éléments tectoniques délimitant le bassin de Berkane et qui contrôlent son évolution structurale sont les suivants (fig.05) :

Au Nord : le môle D'Ahar-Nafishah (voûte de Telemann).

A l'Est : le flanc occidental du bassin de Syrte (Libye).

Au Sud : soulèvement de Raqqa et le bouclier du Hoggar.

A l'Ouest : le môle Amguid El Biod.

I.6.b Le môle de Tihemboka :

Le môle de Tihemboka est morcelé en plusieurs panneaux d'orientation Nord-Sud. Le soulèvement du môle a débuté au Silurien, ainsi fourni le matériel dans la partie orientale du bassin de Berkane. Du Tournaisien supérieur à la fin du Paléozoïque, il est devenu relativement subsidant et permet la communication des deux bassins (LATRACHE. 1999). {2}

I.6.c Le môle d'Ahara :

Le môle d'Ahara d'orientation Est-Ouest s'est présenté comme la limite méridionale du bassin de Berkane et le sépare du bassin d'Illizi, se comportant comme un bloc uni. L'évènement calédonien a accéléré le soulèvement du môle, qui a débuté au Dévonien (érosion ou condensation des séries sus jacentes) atteint son maximum durant l'Emsien à Eifelien et décroît durant le Givétien et le Francien (LATRACHE. 1999). {2}

I.6.d Le môle d'Amguide El Biod :

De direction subméridienne, Il est localisé à l'Est du bassin, actuellement correspond à une structure d'horsts sur laquelle les séries du Siluro-Dévonien sont érodées. {2}

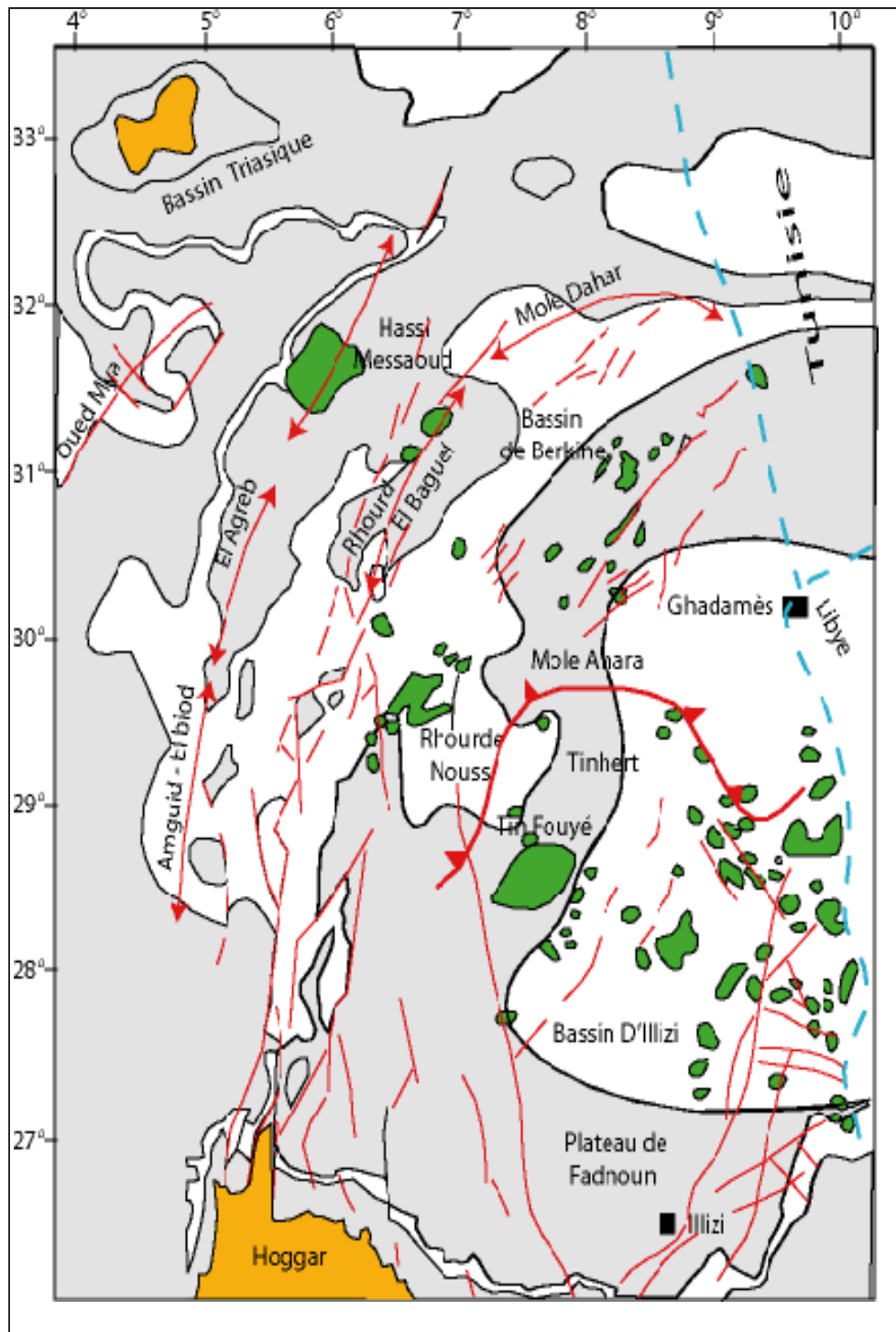


Figure 5 : Les éléments tectoniques du bassin de Berkine (RAPPORT SONATRACH 2000).

I.7. Historique de travaux :

Les gisements de Bir Berkane et Bir Berkane Nord ont été découverts par l'association Sonatrach / Total Algérie respectivement par les forages de BBK-1 en mai 1984 et BBKN-1 en mai 1986. La délimitation de ces deux structures a été entreprise plus tard par Sonatrach qui a réalisé les forages suivants confirmant la présence d'hydrocarbures :

BBKN-2 (1992), BBK-2 (1993), BBK-3 (1997), BBKN-3 (1997), BBKN-4 (1998)
BBK-4 (1999), BBK-5 (1999), BBKN-5 (1999), BBK-6 (1999), BBKN-6 (2000)
BBK-7 (2000), BBK-8 (2000), BBKN-7 (2001), BBKN-8 (2001). Depuis 2004, (06)

Autres ont été forés sur la structure de BBK et quatre (04) puits sur la structure de BBKN.

Une première évaluation géologique, géophysique et réservoir a été réalisée en 1993 par AGIP et avait servi de base à une évaluation préliminaire du plan de développement de 1998. Une autre évaluation structurale et géologique a été réalisée en 1999 par Beicip Franlab basé sur une réinterprétation de l'ensemble des données disponible jusqu'en mars 1999, sismique (2D et 3D) et les données de 08 forages.

La zone du permis d'exploitation proposé pour l'ensemble de la structure BBK_BBKN couvre une superficie de 311,18 km², l'huile initiale en place est estimée à 108.61 millions m³ (683 millions de Barils) pour les volumes en place 'prouvés + probables des réservoirs du dévonien inférieur C + D + E, pour le TAGI le volume en place est estimé à 4 millions st m³ d'après l'évaluation de la précédente étude. {4}

II Généralité sur champ BBK & BBKN :

Le champ de pétrole brut de Bir Berkane BBK & BBKN qui doit produire 25 Mb/j est situé dans la région Erg oriental à environ 200 km du gisement de Hassi-Messaoud et à 60km environ au sud-est d'El Borma. Ce champ est ressèment développé, il est constitué de deux structures BBK et BBKN où la superficie couverte par ce complexe est de 311,18 km². Le réservoir principal appartient au Dévonien Inférieur (Siègèzien) et le TAGI qui constitue un réservoir secondaire. Pour ce champ une extension d'accumulation d'huile reste à préciser malgré la chute remarquable de pression notamment les pressions en tête des puits qui ont été constatées juste après la première année de production.

Supprimer l'objectif essentiel de ce travail est d'étudier le comportement du champ Bir Berkane BBK & BBKN et d'effectuer une série de scénarios de production en se basant sur le

gain de production actuelle apporté à cette zone. Une nouvelle version des travaux de simulation est effectuée à savoir l'optimisation de la stratégie d'injection d'eau actuel dans le niveau D du Siègèzien. {4}

II.1. Présentation du champ BBK & BBKN

Ces gisements (BBK et BBKN) ont été découverts par l'association Sonatrach / Total Algérie respectivement par les forages de BBK-1 en mai 1984 et BBKN-1 en mai 1986, les différents travaux de recherche peuvent résumer comme suit :

1984 & 1986 : furent les années de découverte des gisements de BBK-BBKN, suite au forage respectif des puits BBK1 et BBKN1 par l'association SONATRACH / TOTAL-ALGERIE.

1992 & 1993 : furent entrepris, par la SONATRACH, les premiers travaux de délimitation de ces deux gisements avec le forage respectif des puits BBK2 et BBKN2.

1997 : fut l'année de reprise de ces travaux de délimitation avec le forage des puits BBK3 et BBKN3.

Depuis cette dernière année à ce jour, le champ a connu une activité de délimitation et de développement intense et continue dans le temps. En effet, Trente-trois autres forages (dix-sept puits sur BBK et dix-huit puits sur BBKN) ont été réalisés selon un schéma de développement propre à ce champ.

Une première évaluation géologique, géophysique et réservoir a été réalisée en 1993 par AGIP et avait servi de base à une évaluation préliminaire du plan de développement de 1998. Une autre évaluation structurale et géologique a été réalisée en 1999 par BEICIP FRANLAB basé sur une réinterprétation de l'ensemble des données disponible jusqu'en mars 1999, sismique (2D et 3D) et les données de puits existants.

La production provient essentiellement des réservoirs gréseux du Dévonien (Siègèzien C, D, E, et F) et secondairement du TAGI. L'ensemble de la structure BBK et BBKN couvre une superficie de 311,18 km². Les réserves prouvées d'huile initiales en place des réservoirs du dévonien inférieur C + D + E sont estimées à 87.29 millions STm³ (549 millions de Barils). Tandis qu'elles sont estimées à 3.69 millions STm³ pour le TAGI.

Le réservoir du Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI), traversé en forage vers 3300 m, présente de mauvaises caractéristiques réservoirs sur la plupart des puits. Les intervalles

productifs des Réservoirs se situent principalement dans les alternances gréseuses du Dévonien Inférieur (Siegénien) dont le toit est généralement rencontré à une profondeur de forage de l'ordre de 3460 à 3560 m sur l'ensemble des deux gisements BBK et BBKN. Dans cette série d'environ 250 m, les niveaux C, D, E constituent les principaux réservoirs. La hauteur utile moyenne de l'ensemble de ces réservoirs varie de 30 à 60 m. Les valeurs moyennes de porosité sont comprises entre 9 et 19%, avec des perméabilités moyennes de 1 à 30 md. Le brut est sous-saturé aux conditions initiales du réservoir, avec une densité de 0.81 à 0.827 g/cm³ (39.5 à 42.8 API) et un GOR de 31 à 165 m³/m³.

Une certaine incertitude reste actuellement sur la détermination des plans d'eau qui semblent différents sur les deux structures BBK et BBKN. Malgré un ensellement entre ces deux gisements, la fermeture structurale semble légèrement insuffisante et la distribution des hydrocarbures est peut-être partiellement contrôlée par des variations de faciès. {4}

CHAPITRE II

Potentialités en hydrocarbures

CHAPITRE II : POTENTIALITES EN HYDROCARBURES

I. Notion de base

I.1 le système pétrolier

I.1.1 la roche mère :

Les deux roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondent au développement de séries argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine, marquant le début de la période de transgression lors du Silurien et du Frasnien. Leur extension dans le bassin de Berkane dépend du degré d'érosion durant la phase hercynienne. La roche mère silurienne, d'extension régionale, constitue le principal générateur d'hydrocarbures dans la région. La roche mère frasnienne a une extension plus limitée et se localise dans la partie centrale du bassin. Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien (**Tableau 1**). {4}

Roche mère du bassin de Berkane	Epaisseur moyenne	COT
Les argiles radioactives du Silurien	30 - 40 m	3.5 - 17 %
Les argiles radioactives du Frasnien	10 - 30 m	2.5 – 6.6 %

Tableau 1 : principaux roches mère du bassin de Berkane

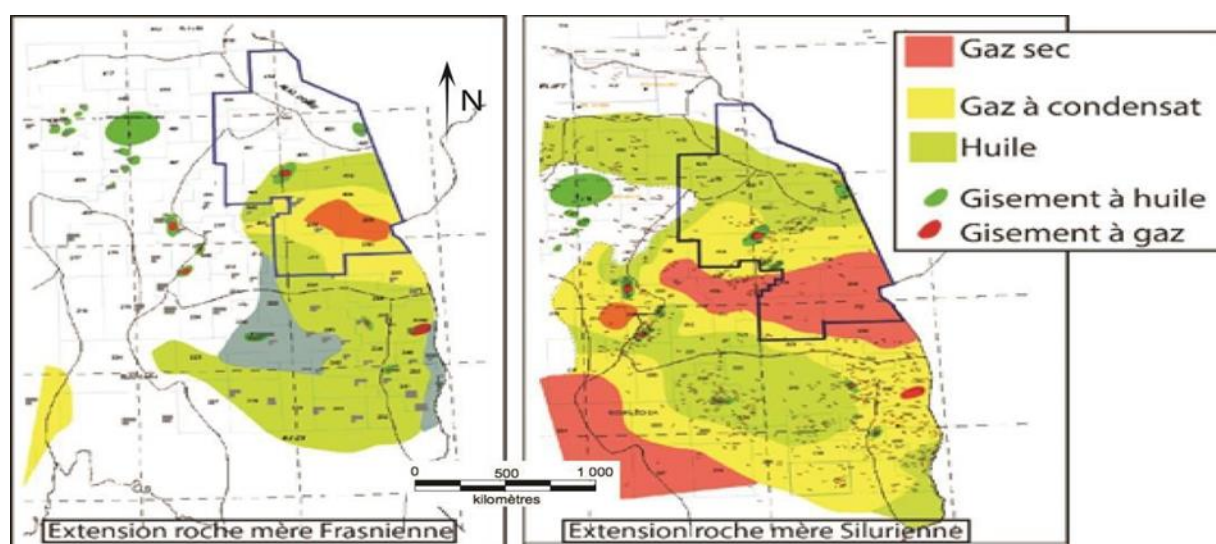


Figure 06 : Extension et maturité des roches mère silurienne et Frasnienne au Sud-Est de l'Algérie. (In MALLA A, et al, 2016).

I.1.2 la migration primaire :

Une fois formée, les hydrocarbures vont être expulsés de la roche mère et vont évoluer vers des niveaux poreux et perméabilité (réservoirs) qui sont situés à de faibles distances. {6}

I.1.3 la roche réservoirs :

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

a) TAGS (Trias Argilo Gréseux Supérieur) :

Le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au sud-ouest du bassin. Il est constitué de séquences de chenaux fluviaux et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier témoignant de la proximité des sources d'apport. Cette série se termine en biseau vers le sud-est sur le haut de Maouar et disparaît à l'ouest contre la faille de Ramade et le môle d'El Biod. Vers le nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère (équivalent du S4), son épaisseur moyenne est de 100 à 150m. Sur le plan pétrolier le TAGS constitue l'un des principaux réservoirs dans la dépression Sud Est triasique, d'autre part d'excellents résultats pétroliers ont été enregistrés à Nezla, Hassi Touareg et, Hassi Chergui qui produisent de l'huile et du gaz à condensat. La couverture est assurée par la puissante série évaporitique du Trias.

b) Trias carbonaté Trias intermédiaire :

L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les rejeux en distension des failles majeures.

Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

c) TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) :

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type

fluvatile (parfois éoliens), se développant sur l'ensemble du bassin sur une épaisseur totale pouvant varier de 65 à 80m. La distribution des épaisseurs est contrôlée par les failles et par la paléo-topographie de la région.

Il montre un empilement vertical des unités gréseuses d'une dizaine de mètres séparées par des intervalles argileux. La source des apports serait du Sud-Ouest avec un écoulement du réseau fluvatile principal vers le Nord-Est. Il constitue un nouvel objectif pétrolier avec d'excellentes caractéristiques pétro physiques, où la porosité varie entre 7 et 26 % et la perméabilité moyenne est de 27 à 35 md.

d) Carbonifère :

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

Le Carbonifère basal présente une extension restreinte à la partie centrale et aux bordures occidentales du bassin de Berkine. Les allures des faciès gréseux de type proximal dénotent le rôle prépondérant des reliefs anciens 15 et D'Amguid-Messaoud et du D'Ahar ayant servi de sources d'apport majeur. Les réservoirs du Strunien et du Carbonifère présentent des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m et ont d'excellentes caractéristiques pétro physiques.

e) Dévonien inférieur :

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

f) Ordovicien :

(Gaz et huile à Hamra et Rhourde Nouss, huile à Nezla) et dans la dépression de D'Ahar (huile sur le gisement de Semhari) sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel. Ces réservoirs, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la dépression SE triasique en se biseautant en direction du nord-est vers la région de Touggourt-Semhari. Les productions dans ce type de réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à

l'existence de fracturation.

g) Cambrien :

Les réservoirs du Cambrien sont représentés par quatre unités Ri, Ra, R2 et R3. Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques. Les grès du Cambrien sont productifs d'huile à Rhourde El Baguel, Ain Romana et Damrane. Les réservoirs cambro-ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et ouest du bassin de Berkine. {6}

I.1.4 la migration secondaire :

Elle se fait au sein du réservoir une fois son étanchéité assurée. Cette migration se fait à partir. Des zones à haute pression vers d'autres à plus faible pression ou encore par la poussée D'Archimède lorsqu'elle rencontre l'eau. {6}

I.1.5 les roches de couvertures :

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

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

La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi.

Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales. {3}

I.1.6 accumulations et piégeage des HC :

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler .Il existe trois types de pièges :

✓ **Pièges structuraux :**

Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux ou pièges par failles.

✓ **Pièges stratigraphiques :**

C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable tel que les lentilles gréseuses, les biseaux etc....

✓ **Pièges mixtes :**

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple la structure de HMD (anticlinal tronqué par la discordance hercynienne). Au niveau du bassin de oued M'ya et le NE de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural (mixtes). {6}

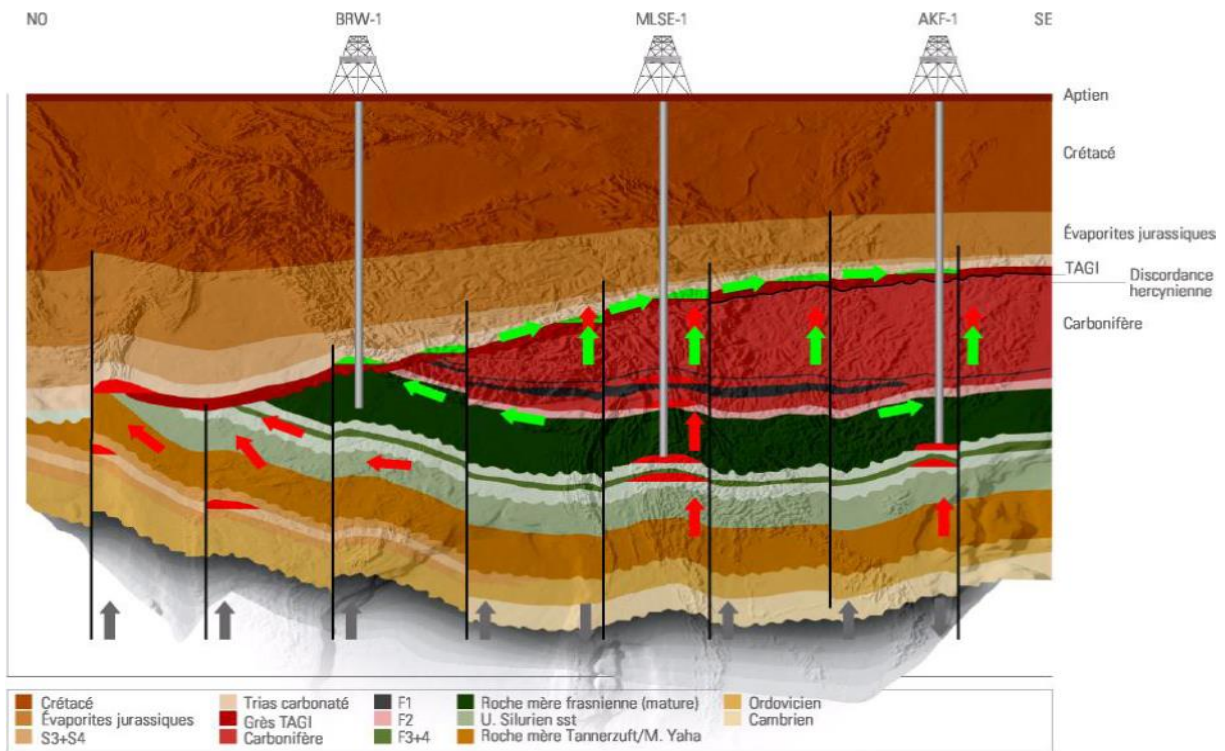


Figure 07 : Pièges et migration dans le bassin de BERKINE(WEC.2007)

CHAPITRE III

Méthodes et techniques d'étude

CHAPITRE III : METHODES ET TECHNIQUES D'ETUDE

I METHODE DE PROSPECTION SUR TERRAIN :

I.1 La géophysique :

La sismique réflexion utilisée jusqu'à présent dans le Bassin de Ghadamès ne possède de résolution élevée à cause de la profondeur des objectifs portiers paléozoïques qui dépasse généralement 4000 m et de la couverture sismique utilisée (12 ou 24). Elle est utilisée pour cartographier la structure susceptible de constituer des pièges à hydrocarbures et quelques réflecteurs situés au-dessus de la discordance hercynienne pour le calage de la colonne stratigraphique ; elle ne permet en aucun cas d' subdiviser l'ensemble Siluro-Dévonien en formations. Plus récemment deux laboratoires de géophysique permettent de réaliser une sismique avec des couvertures de 96, 120 ou 240, sont utilisés par l'ENGEO (Entreprise Nationale de Géophysique) ; les premiers résultats obtenus permettent de cartographier de horizons aussi profonds que le Cambrien. {8}

I.2. La diagraphie :

I.2.1 Introduction Sur Les Diagraphies :

La présence d'hydrocarbures dans une couche réservoir profonde ne peut être prouvée qu'après le forage d'un puits. Après avoir foré la formation, des mesures de paramètres physiques de la roche sont enregistrées. Ces dernières appelées diagraphies, nous permettent d'estimer les caractéristiques pétro physiques de la roche réservoir et d'identifier la nature des fluides qu'elle renferme. {8}

I.2.2 Définition De La Diagraphie :

On appelle diagraphie, tout enregistrement de paramètre physique des roches traversées par un forage en fonction de la profondeur.

Ces mesures sont faites en analogique et numérique (sur papier, CD et bande magnétique)

I.2.3 Classification Des Diagraphies :

a. Suivant la nature

- Electrique
- Acoustique
- Radiative

b. Suivant le phénomène enregistré

- Spontané (GR, PS,)
- Actif (Résistivité, Densité, Porosité ...)

C. Aperçu Général Sur Les Principaux Outils Utilisés En Diagraphie**a. La courbe de PS :**

La courbe de Potentiel Spontané (PS) est l'enregistrement de la différence de potentiel entre une électrode dans le trou de forage et la surface. La différence de concentration des solutions de boue et de l'eau de formation crée un potentiel dit polarisation spontanée (PS). L'unité de mesure de la PS est le millivolt (mv).

En face d'une Argile, la PS a la forme d'une ligne à peu près droite qu'on l'appelle ligne de base des Argiles. En face d'une formation perméable la courbe de PS s'éloigne de la ligne de base des Argiles. Devant des couches (poreuses et perméables) assez épaisses, la PS prend la forme d'une ligne à peu près constante c'est la ligne de base des sables.

La position de cette ligne pourra être à gauche ou à droite suivant la différence relative de salinité de l'eau de formation et de filtrat de boue. Si la différence de salinité entre ces deux solutions est très faible, les variations de la PS seront nulles ou très petites et la couche manquera totalement le caractère.

b. Les principales applications de la PS :

- Estimations de R_w (résistivité de l'eau de formation).
- Détection des couches perméables.
- Corrélation de puits à puits.

I.3 Forage d'exploration et d'exploitation :

Le bassin de Berkane est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures.

L'effort d'exploration dans ce bassin a connu un grand essor. L'activité sismique et forage a été intense.

- De 1986 à 2004 : environ 43 097 km de sismique 2D ont été acquis.
- De 1995 à 2004 : environ 8 119 km² de sismique 3D ont été acquis.
- De 1985 à 2004 : environ 215 forages ont été réalisés.

Il est certain que le potentiel en hydrocarbures en dehors des zones de développement et

de production en cours reste important.

I.4 Le Carottage :

Par leur 8 dimensions et dans la mesure où le carottage est continu, les carottes constituent de bons échantillons fournissant la majeure partie des données.

Les carottes de 7 puits dans le Dévonien inférieur (RE-1, RY-1, ROM-1, ROM-2, WT-1, BRN-1, BBKN-1). 1500 m, et de trois puits dans le Silurien supérieur (GER 2, DIM-1, SEDE-1) soit 350 m, ont été minutieusement décrites pour essayer de trouver des critères d'identification pour les subdivisions litho stratigraphiques et l'étude des faciès.

Ces forages ont été choisis de manière à couvrir tout l'intervalle siluro-dévonien c" permettre d'obtenir une coupe-type, Carotte en continu, qui servira d'étalon pour calibrer les réponses. Diagrammes et les rendre plus représentative de la lithologie dans les intervalles non carotté.

Pour des raisons à la fois économiques et techniques, le forage par carottage devient de plus en plus rare ; les sociétés pétrolières ont recours le plus souvent à l'enregistrement

Des diagrammes améliorés dont l'usage et la diversité des outils ont été améliorées, corrélativement avec la mise au point de méthodes et de traitements d'interprétations constamment perfectionnées.

Dans notre travail, nous avons utilisé les diagrammes suivantes :

- Gamma ray (GR) : cet outil mesure la radioactivité naturelle liée à la présence dans les roches d'isotopes radioactifs émetteurs de rayons gamma (Potassium K^{40} , Thorium Th, Uranium U). Bon indicateur de la lithologie, il permet de différencier les zones argileuses (Radioactives) des zones gréseuses (non Radioactives). Mais certains sables riches en minéraux radioactifs (zircon, sphène, monazite, phosphates, glauconie,...) se comportent comme les argiles ; le recours à d'autres diagrammes, par exemple le NGS permet alors de les caractériser. [8]

- Spectrométrie de rayonnement gamma naturel (NGS)

II Modélisation Géologique :

Le développement d'outils informatiques appliqués au domaine de la géologie a permis des progrès importants dans l'analyse des données géologiques, par conséquent depuis quelques années les stations de travail intégrées ont fait leurs apparitions dans l'industrie

Pétrolière qui permettent de réaliser un certain nombre de tâches dans les différents domaines de l'exploration pétrolière.

Pour ne pas être à la marge du développement technologique, la compagnie de service pétrolier **SCHLUMBERGER** a développé un logiciel de grande performance « **PETREL** » basé sur Windows, pour la visualisation 3D, la modélisation, et simulation du réservoir 3D. PETREL considéré comme un outil de travail efficace et indispensable pour toute étude géologique sérieuse. Son utilisation a rendu effectif le travail présenté dans ce mémoire.

La modélisation géologique des réservoirs est une étape essentielle pour la compréhension des phénomènes géologiques, elle est l'une des premières étapes de la chaîne des opérations qui permettent de faire des estimations de réserves en place, des prévisions de production à long terme, et ainsi de mesurer les conséquences économiques des stratégies d'exploitations mises en place.

Pour être pertinente, cette modélisation doit s'appuyer non seulement sur l'ensemble des connaissances et de donnée disponibles sur le sujet d'études (cartes, modèles numériques de terrain, sondage, etc.) mais aussi sur l'interprétation du géologue. {10}

CHAPITRE IV

Application de l'analyse minéralogique

CHAPITRE IV : APPLICATION DE L'ANALYSE MINÉRALOGIQUE

I Introduction :

Dans ce chapitre à l'aide de logiciel PETREL nous allons appliquer les notions théoriques du chapitre précédent, démarche et données de base (chapitre 03), dont la minéralogie des argiles, la présence de la matière organique et leurs relations avec les environnements de dépôts.

Sur la base de la corrélation litho-stratigraphique classique réalisée à partir des diagraphies de base (GR et DT) en suite à l'aide de la courbe GR, nous avons réalisé un log lithologique (grés- argile) afin d'améliorer le découpage.

En suite pour affiner notre découpage nous avons procédé à une caractérisation minéralogique des unités réservoirs du Dévonien moyen-inférieur, pour donner une minéralogie type de chaque puits à l'aide du rapport Th/K.

Pour restituer les environnements de dépôts dans la région berkin nous allons utiliser deux démarches ; la reconstitution des environnements de dépôts à partir des minéraux radioactifs caractéristiques, l'autre démarche est centrée sur l'interprétation du rapport Th/U.

Voici la carte de positionnement des trois puits concerne par cette étude : {9}

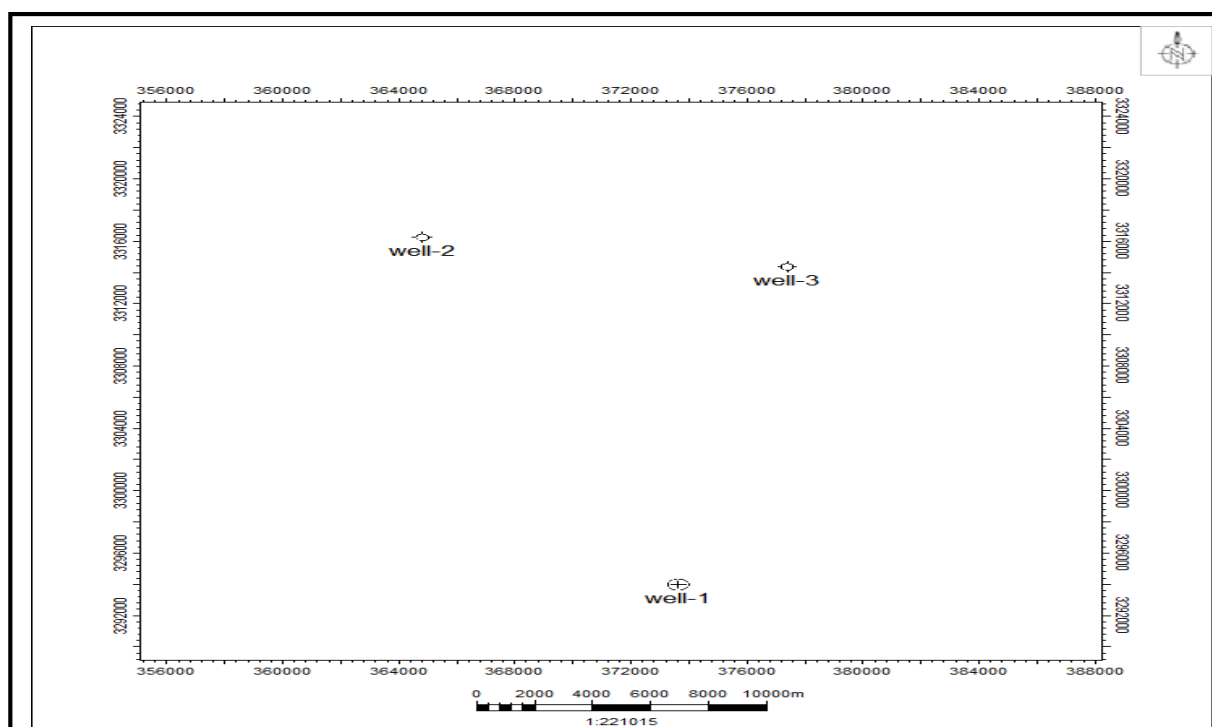


Figure 08 : Carte de positionnement des puits.

II Découpage des unités réservoirs ; log lithologique (grès-argile) :

II.1 Méthodologie :

A partir des courbes (GR et DT) en a réalisé des logs lithologiques de chaque puits sur tout l'intervalle du dévonien inférieur et moyen sur le logiciel PETREL en utilisant la formule suivante :

$$\text{Litho} = \text{If} (\text{GR} \leq 70, 0, \text{If} (\text{GR} \geq 200, 1, 1))$$

GR ≤ 70, 0 : si les valeurs du GR sont inférieures à 70 en obtient des grès.

GR ≥ 200, 1, 1 : si les valeurs du GR sont supérieures à 70 et inférieure à 200 en obtient des argiles. {9}


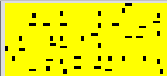


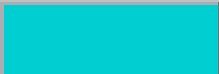
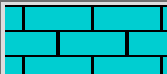
Code	Name	Background	Pattern
0	grès		
1	argile		
2	calcaire		

Figure 09 : La légende des logs lithologiques.

II.2 Contenu Lithologique du puits : well-1 :

II.2.1 L'intervalle de 3338.18 - 3160.50 : Siégenien F6-1 :

Le réservoir F6-1 est d'une épaisseur de 177m il est constitué par des grès très fin à fin rarement moyen blanc à beige, argileux à silico-argileux, et d'argile grise à gris clair parfois noire, avec des traces de pyrite. (Master log)

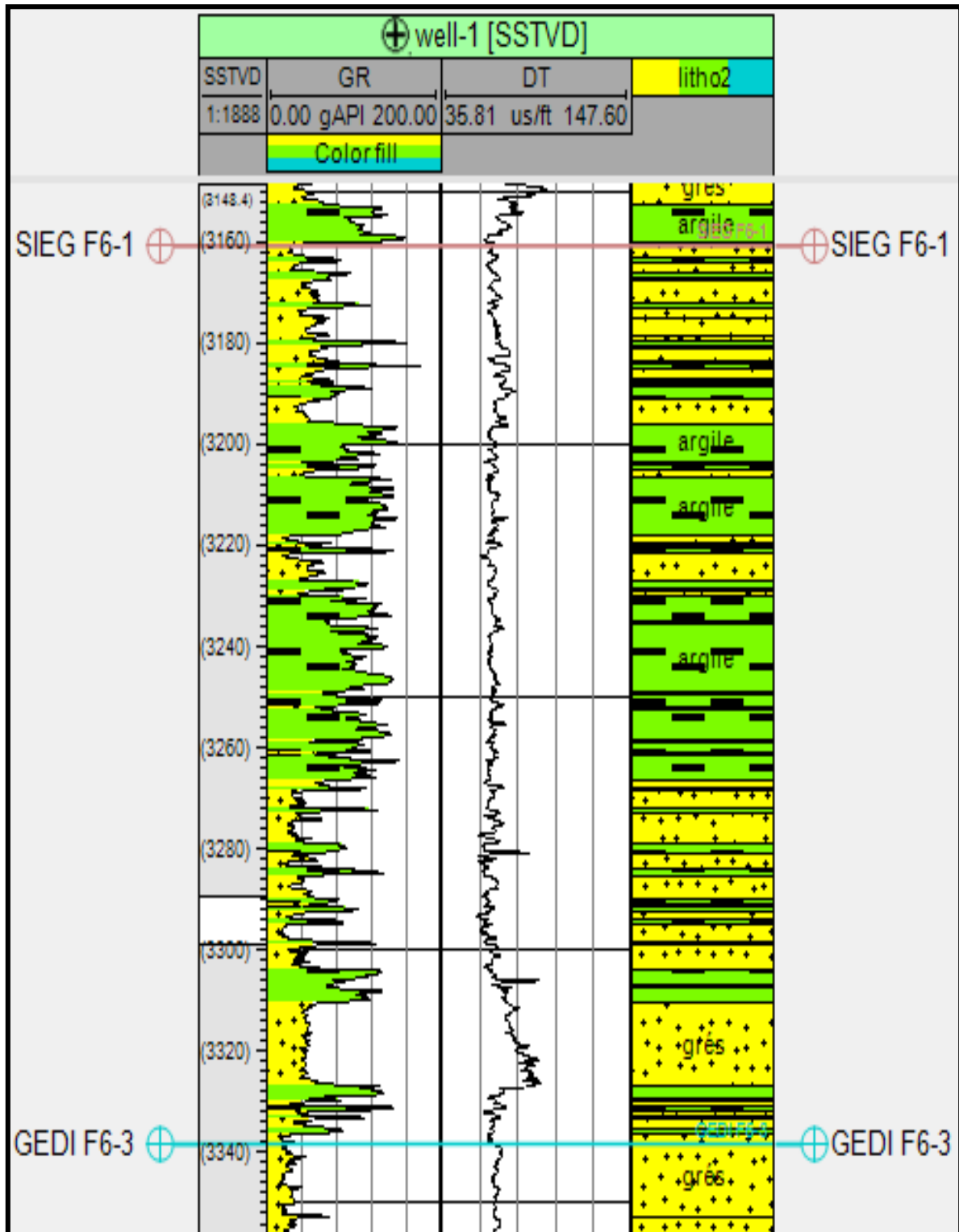


Figure 10 : Log lithologique du réservoir Siégenien F6-1 de puits well-1

II.3 Contenu Lithologique du puits : well-2 :

II.3.1 L'intervalle de 3731.87 - 3473.88 : Siégenien F6-1 :

Le réservoir F6-1 est un complexe grés-argileux, d'une épaisseur de 308m il est constitué essentiellement par des argiles gris sombre à noire, silteuse, micacée, avec intercalations des grès gris blanc à gris beige, très fin à fin, siliceux, (master log)

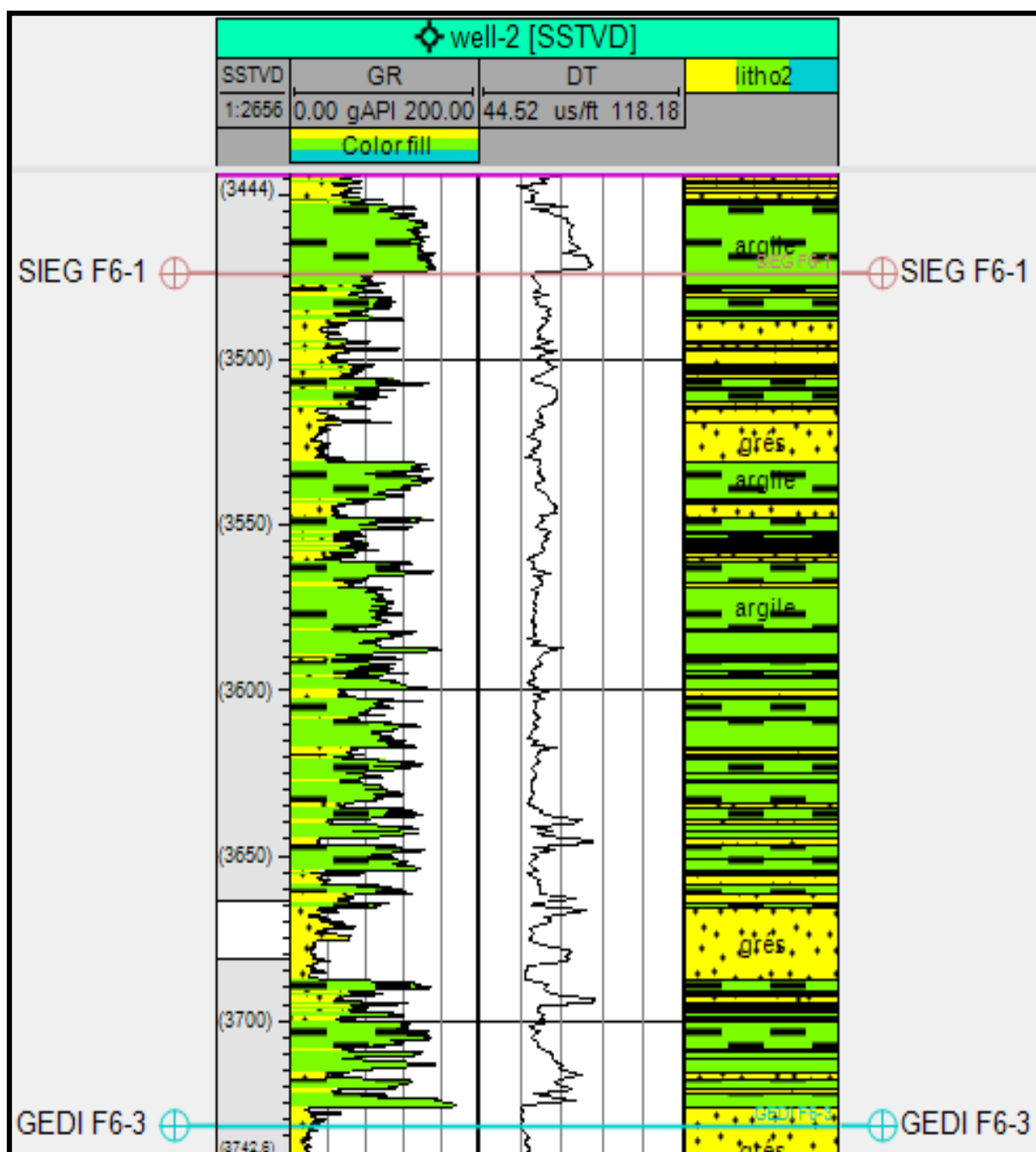


Figure 11 : Log lithologique du réservoir Siégenien F6-1 de puits well-2

II.4 Contenu Lithologique du puits : well-3 :

II.4.1 L'intervalle de 3689.93 - 3458.82 : Siégenien F6-1 :

Le réservoir F6-1 est d'une épaisseur de 231m il est constitué essentiellement par des argiles gris noir, silteuse, micacée, avec passée des grès très fin à fin blanc, gris blanc, siliceux a silico-quartzitique, (master log). {9}

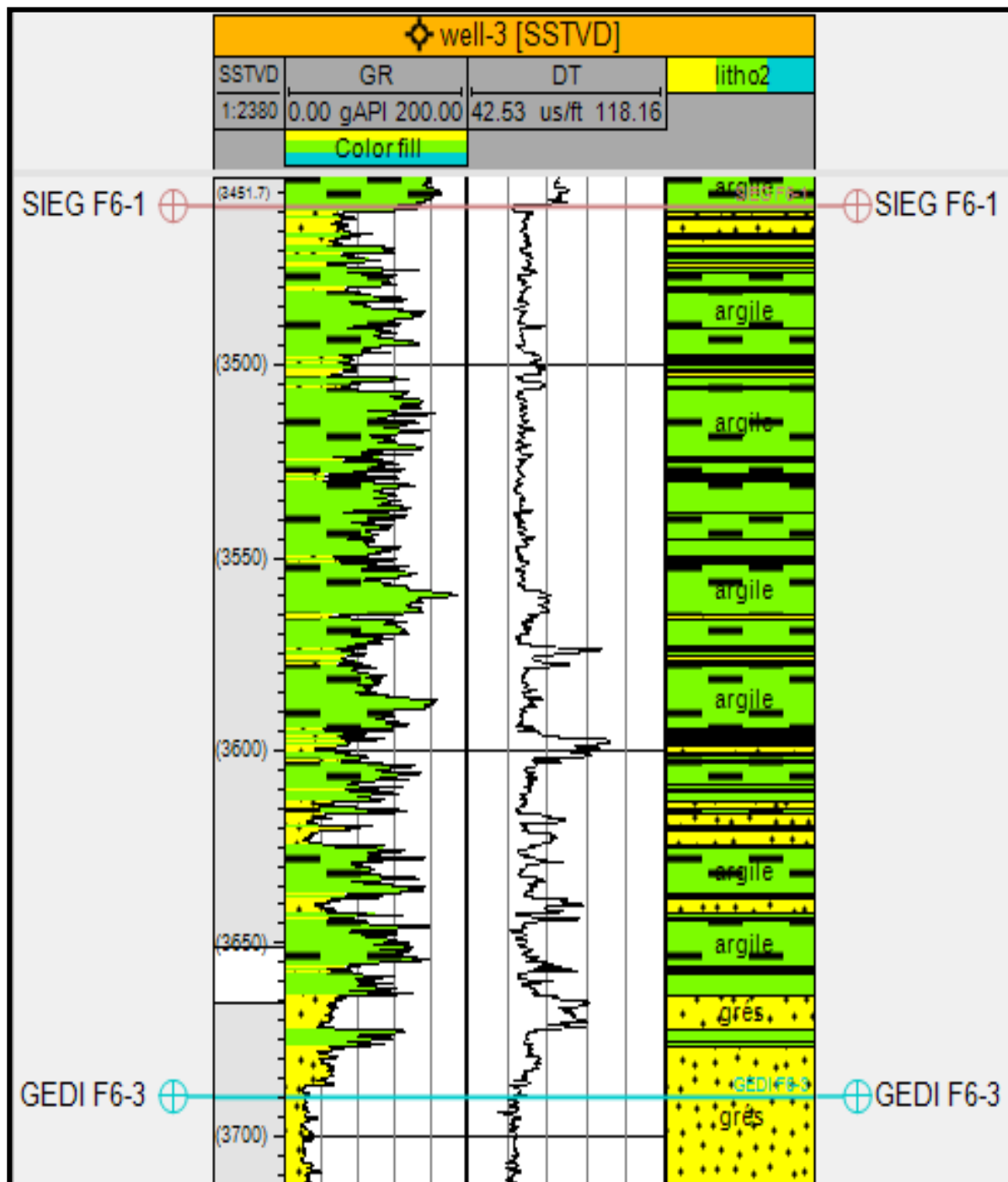


Figure 12 : Log lithologique du réservoir Siégenien F6-1 de puits well-3

III Caractérisation minéralogique des différentes unités réservoirs :

III.1 Méthodologie :

A partir des valeurs des principales sources radioactives (les éléments Thorium (Th), Potassium (K), Uranium (U)) on effectue des rapports entre les abondances (Thorium/Potassium) dans le but de savoir le type et le pourcentage des minéraux radioactifs présentes dans les roches.

Ensuite ont réalisé un log du contenu minéralogique de tout l'intervalle du dévonien inférieur-moyen en utilisant le rapport Th/K à l'aide de logiciel PETREL en appliquant la formule suivante :

$$\text{THK_FACIES} = \text{If}(\text{ThK} \geq 25, 0, \text{If}(\text{ThK} \geq 12, 1, \text{If}(\text{ThK} \geq 3.5, 2, \text{If}(\text{ThK} \geq 2, 3, \text{If}(\text{ThK} \geq 1.4, 4, \text{If}(\text{ThK} \geq 0.6, 5, \text{If}(\text{ThK} \geq 0.3, 6, 7))))))$$

THK_FACIES : type de minéraux radioactifs (minéraux argileux).

ThK >= 25 : si les valeurs du rapport Th/K sont supérieur à 25 en obtient les minéraux lourds

ThK >= 12, 1 : si les valeurs du rapport Th/K sont entre 12 et 25 en obtient le chlorite et la kaolinite

ThK >= 3.5, 2 : si les valeurs du rapport Th/K sont entre 3.5 et 12 en obtient la montmorillonite et l'argile inter stratifiée.

ThK >= 2, 3 : si les valeurs du rapport Th/K sont entre 2.3 et 3.5 en obtient de l'illite

ThK >= 1.4, 4 : si les valeurs du rapport Th/K sont entre 1.4 et 2.3 en obtient des micas

ThK >= 0.6, 5 : si les valeurs du rapport Th/K sont entre 0.6 et 1.4 en obtient de la glauconite

ThK >= 0.3, 6, 7 : si les valeurs du rapport Th/K sont entre 0.3 et 0.6 en obtient des feldspaths et l'évaporite potassique. {9}


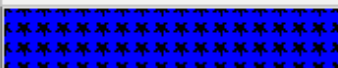

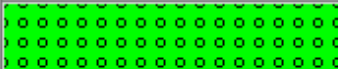








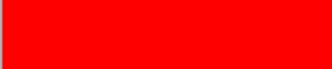



	Code	Name	Background	Pattern
	0	MINERAUX LOOURDS A THORIUM		
	1	CHLORITE +kaolinite		
▶	2	(montmorillonite) - ARGILE INTERSTRATIFIER		
	3	illite		
	4	micas		
	5	GLAUCOGNITE		
	6	feldspaths		
	7	EVAPORITE POTASSIQUE		

Figure 13 : La légende de la minéralogie établie à partir du rapport Th/K

III.2 Contenu minéralogique du puits : well-1 :

III.2.1 L'intervalle de 3338.18 - 3160.50 : Siégenien F6-1 :

Le réservoir F6-1 est composé d'une alternance des grés avec des argiles dominées par des grés à la base et au sommet, et des argiles au milieu de la formation.

Pour la composition minéralogique cette unité est dominée par des montmorillonites et des argiles inter stratifiées avec des quantités très importantes, et on remarque une faible présence des chlorites, des kaolinites et des minéraux lourds à la base de la formation. Et une présence d'illite au sommet de la formation dans les argiles.

L'illite est le minéral dominant dans les dépôts marins anciens. {9}

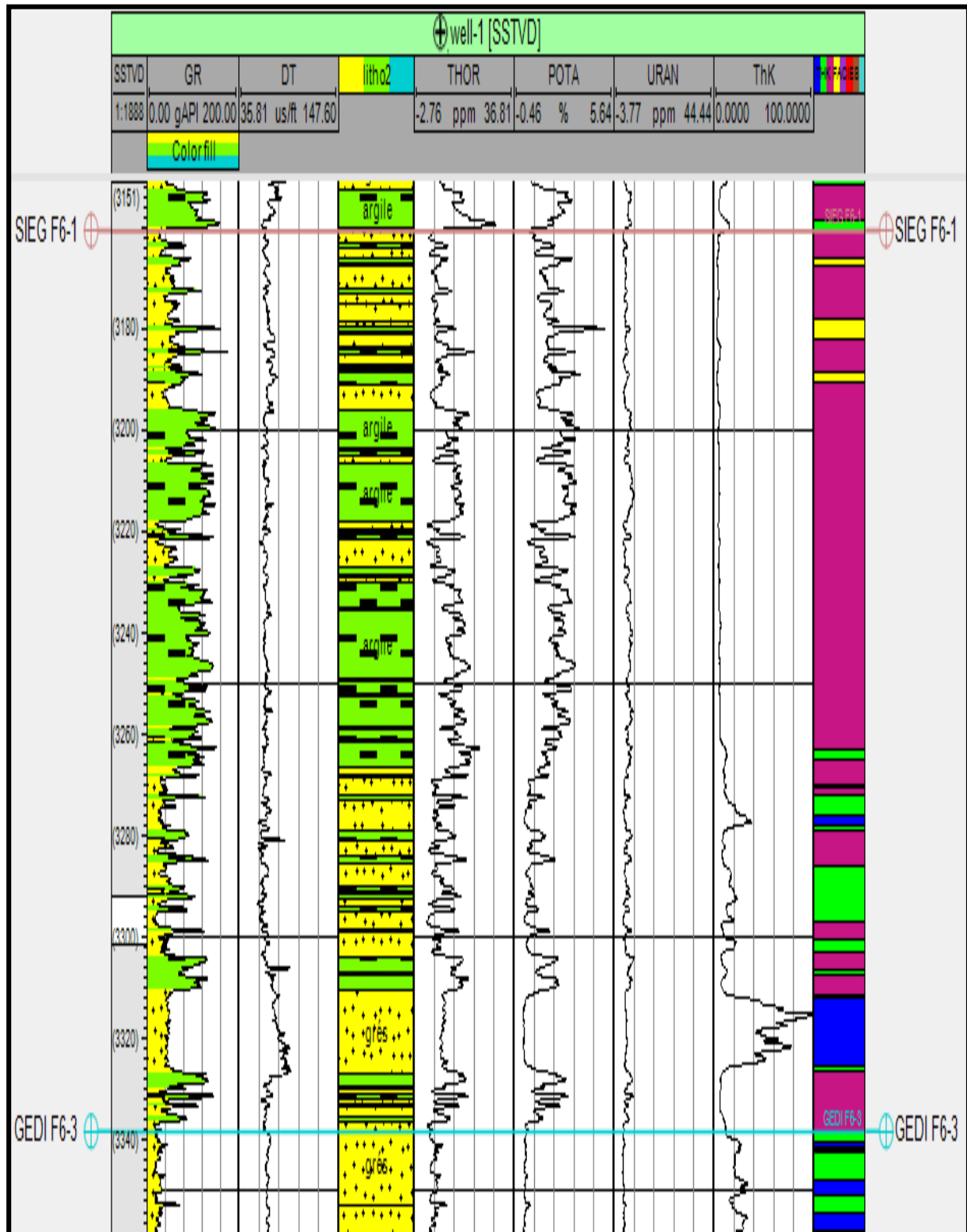


Figure 14 : Log minéralogique du réservoir Siégenien F6-1 de puits well-1

III.3 Contenu minéralogique du puits : well-2 :

III.3.1 L'intervalle de 3731.87 - 3473.88 : Siégenien F6-1 :

Le réservoir F6-1 est composé essentiellement par des argiles avec intercalation des grés.

Pour la composition minéralogique Cette formation est dominée par des montmorillonites et des argiles inter stratifiées avec des quantités très importantes, on remarque une faible présence des chlorites, des kaolinites et des minéraux lourds à la base, et une faible présence d'illite au sommet de la formation.

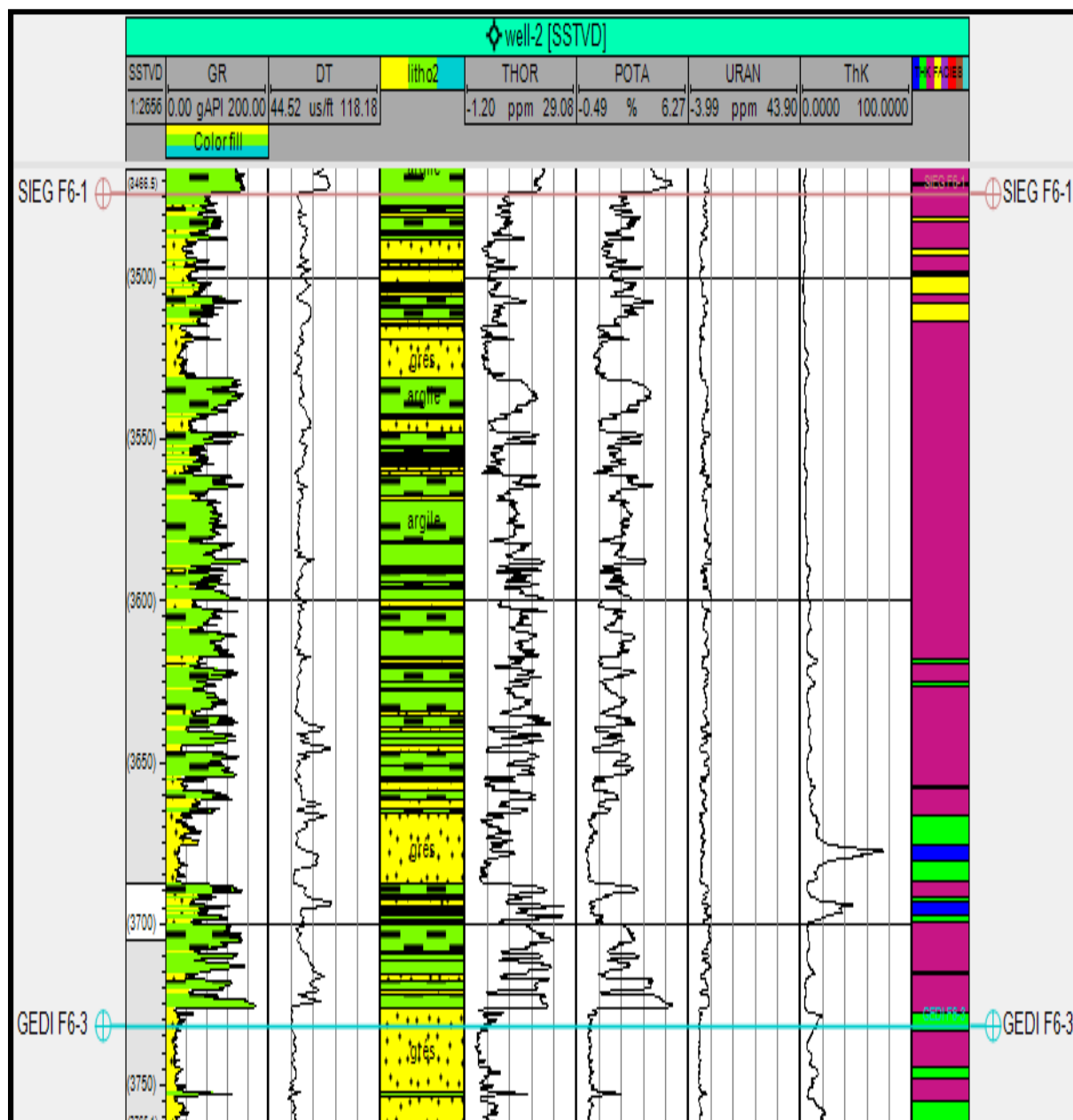


Figure 15 : Log minéralogique du réservoir Siégenien F6-1 de puits well-2

III.4 Contenu minéralogique du puits : well-3 :**III.4.1 L'intervalle de 3689.93 - 3458.82 : Siégenien F6-1 :**

Le réservoir F6-1 est composé d'une alternance des grés avec des argiles dominées par des argiles dans tout l'intervalle.

Pour la composition minéralogique cette formation est dominée par des montmorillonites et des argiles inter stratifiées avec des quantités très importantes, et on remarque une faible présence des chlorites, des kaolinites et des minéraux lourds à la base, et une faible présence d'illite au sommet de la formation.

IV Essai de caractérisations des environnements de dépôts :**IV.1 Méthodologie :**

A partir des valeurs des principales sources radioactives (les éléments Thorium, Potassium, Uranium) on effectue des rapports entre les abondances (Thorium/Uranium) afin de reconstituer les environnements de dépôts de la région étudié.

Ensuite en réalisé des faciès de défèrent environnement de dépôts de l'intervalle étudie (dévonien inférieur-moyen) en utilisent le rapport Th/U à l'aide de logiciel PETREL en appliquent la formule suivante :

$$\text{FACIES_THU} = \text{If} (\text{RTHU} > 7, 0, \text{If} (\text{RTHU} > 2, 1, 2))$$

FACIES_THU : type d'environnement de dépôts.

RTHU > 7,0 : si les valeurs du rapport Th/U sont supérieure à 7 on est dans un environnement continental avec des conditions oxydantes.

RTHU > 2, 1,2 : si les valeurs du rapport Th/U sont inférieur à 7 et supérieur à 2 on est dans un environnement marin avec des schistes gris et vert dans le cas où les valeurs du rapport Th/U sont inférieur à 2 on est dans un environnement marin caractérisé par des schistes noire marin, phosphorites, des conditions réductrices. (Le terme schiste indique ici, la traduction du terme anglo-saxon shale)


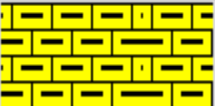
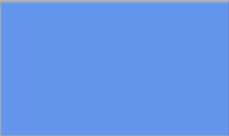
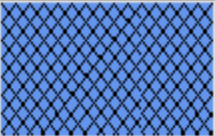

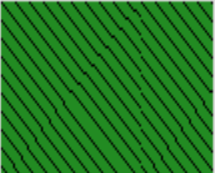
	Code	Name	Background	Pattern
▶	0	environnement continental, conditions oxydantes		
	1	sédiments marins, schistes gris et verts		
	2	schistes noirs marins, phosphorites, conditions réductrices.		

Figure 16 : La légende des environnements de dépôts établis à partir du rapport Th/U.

IV.2 Les environnements de dépôts des intervalles étudiés de puits well-1 :

IV.2.1 Les environnements de dépôts du Siégenien F6-1 :

L'identification des environnements de dépôts pour le Siégenien F6-1 est basée sur La courbe de rapport Th / U selon lequel les dépôts du réservoir F6-1 sont principalement représentés par des sédiments marins composés par des schistes (argiles) gris et vert. Et une faible influence continentale caractérisée par des conditions oxydantes. (Moins importante que le Gédinien).

Dans cette unité on remarque que la phase de régression n'est présente que rarement avec des dépôts de très faibles épaisseurs par rapport à la phase de transgression qui domine la totalité de l'intervalle avec des dépôts très épais. {9}

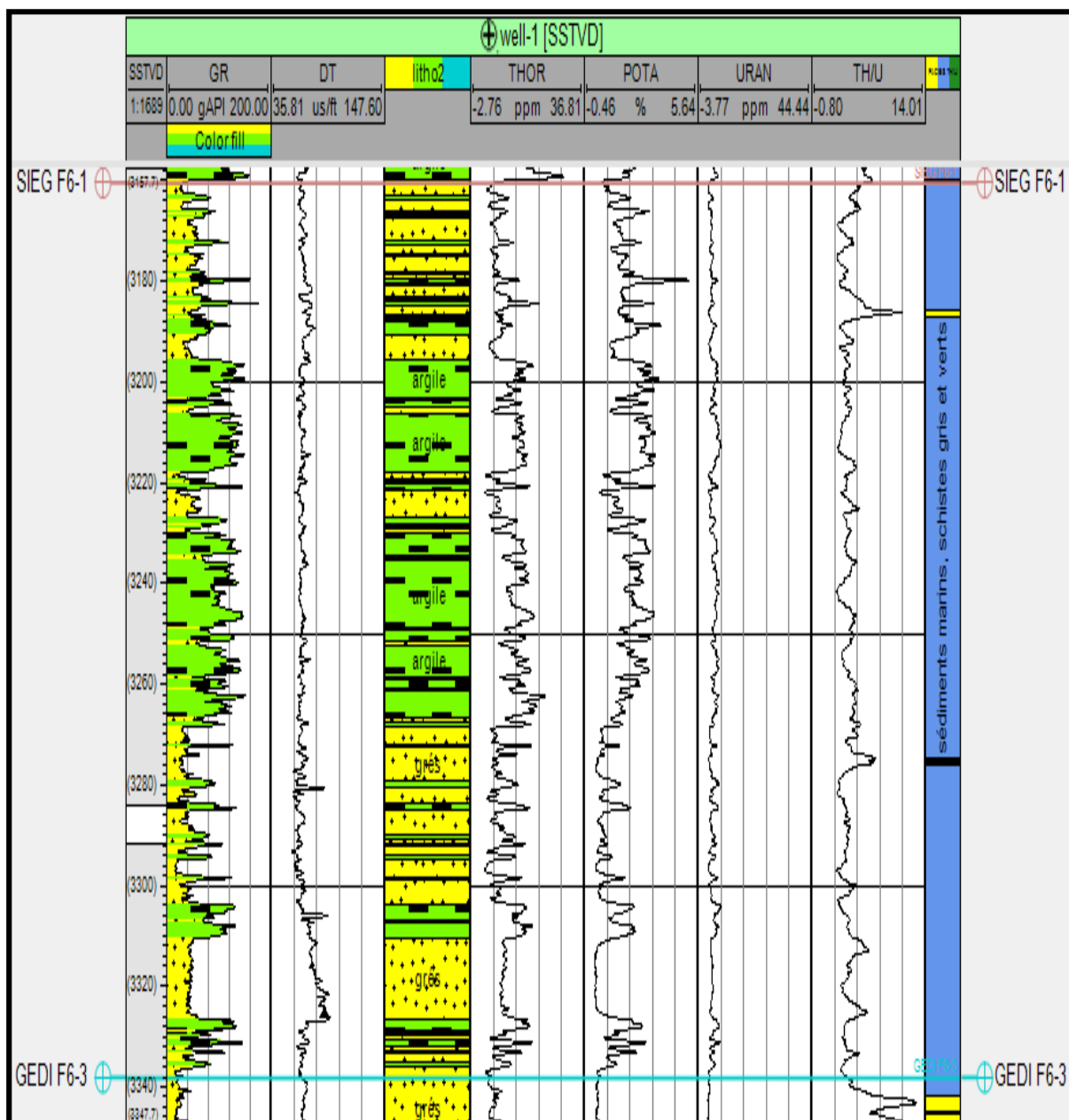


Figure 17 : Détermination des environnements de dépôts du Siégenien F6-1.

V Corrélation et proposition d'un nouveau découpage pour la région :

Un découpage en unité a été réalisé sur tous les sondages étudiés dans le but d'établir des corrélations entre puits à travers la zone d'étude, le découpage en unités de dépôts s'est fait sur la base d'une interprétation des diagraphies, ce découpage concerne les 03 puits cités précédemment.

Dans le but de mettre en évidence les variations latérales des unités en termes d'épaisseurs et leur contenu minéralogique, pour cela deux profils de corrélations sont réalisés dans la zone d'étude (El Ouar), Pour suivre les formations géologiques (les 4 unités étudiées) à travers les données diagraphiques et géologiques (contenu minéralogique) obtenus des puits

Profil n°1 : Ce profil est de direction Nord-Est/Sud-Ouest passant par les puits well-3, Well-1.

Profil n°2 : Ce profil est de direction Est-Ouest passant par les puits well-3, well

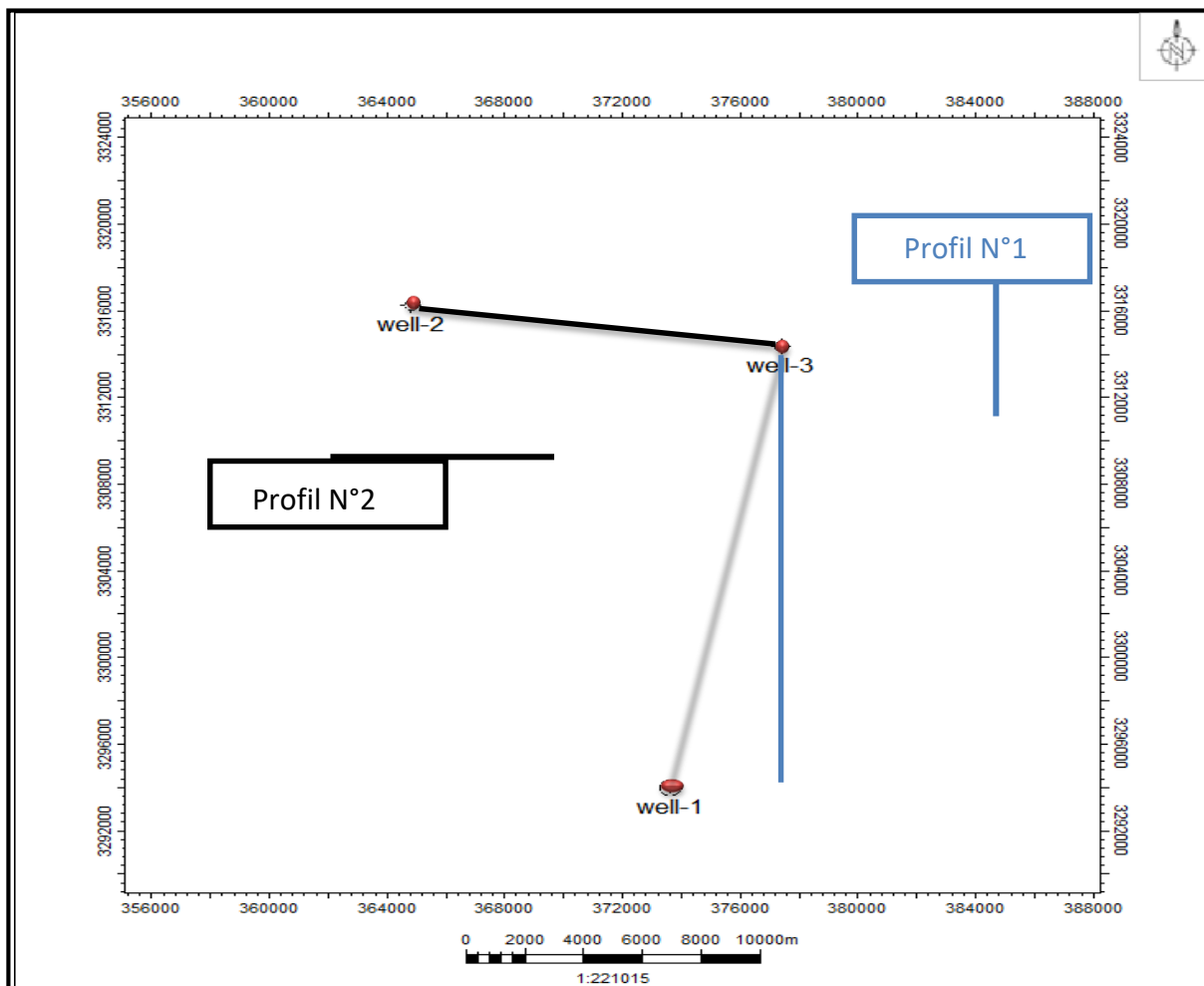


Figure 18 : Carte de position des puits et des deux profils de corrélation.

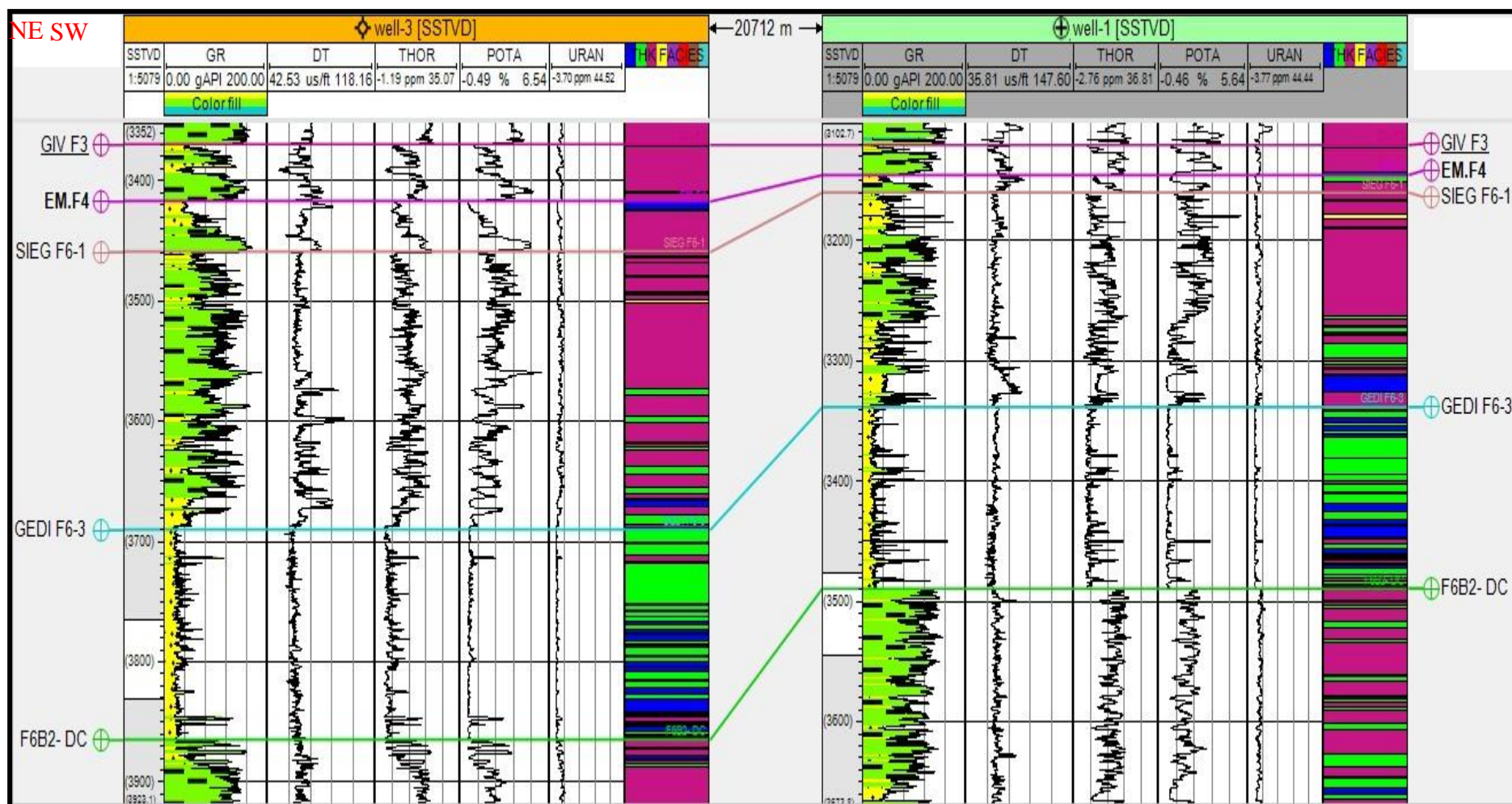


Figure 19 : profil de corrélation litho-stratigraphique à travers les puits ; well-3, well-1.

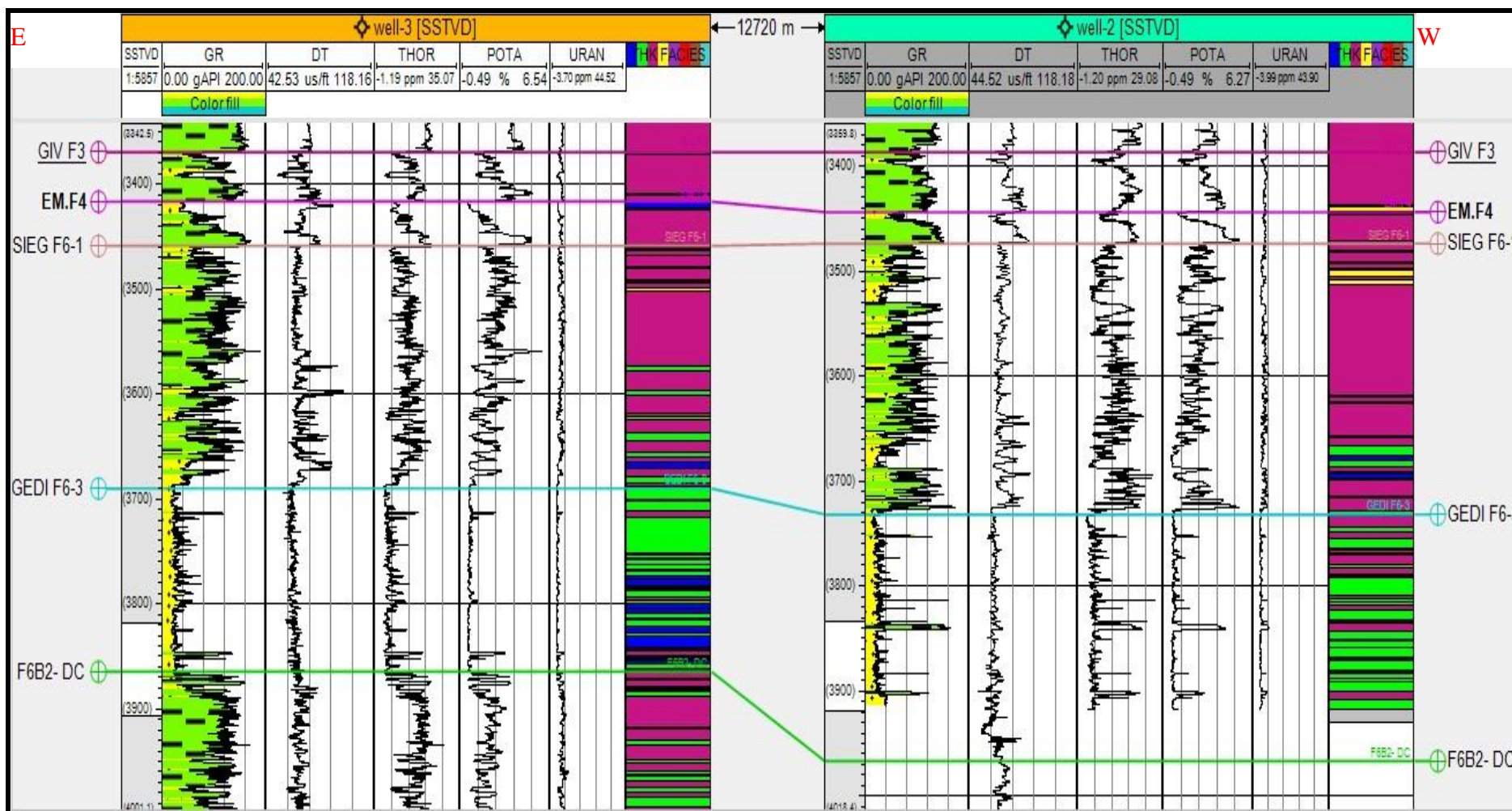


Figure 20 : profil de corrélation litho-stratigraphique entre les puits ; well-3, well-2

V.1 Corrélation de l'unité Siégenien F6-1 :**V.1.1 Selon la Direction Nord-Est/Sud-Ouest :**

Au niveau des deux puits well-3 et well-1 cette unité est constitué essentiellement par des grès très fin à fin, avec intercalations d'Argile, son épaisseur varie entre 231m et 177m, dans la direction Nord-Est/Sud-Ouest. On remarque un amincissement et une présence importante de la quantité des grés en allant du puits well-3 vers le puits well-1.

Pour la composition minéralogique au niveau des puits well-3 well-1, cette unité est dominée par des montmorillonites et des argiles inter stratifiées avec des quantités très importantes, et on remarque une faible présence de chlorite, de kaolinite et des minéraux lourds à la base. Et une faible présence d'illite au sommet de l'unité.

V.1.2 Selon la Direction Est/Ouest :

Au niveau des deux puits well-3 et well-2 cette unité est composé d'un Grès très fin à fin, et d'une argile, son épaisseur varie entre 231m et 308m dans la Direction Est /Ouest. On remarque un épaissement en allant du puits well-3 vers le puits well-2.

Selon la Direction Est/Ouest Au niveau des deux puits well-3 et well-2 le contenu minéralogique de cette unité est le même, elle est dominée par des montmorillonites et des argiles inter stratifiés. {9}

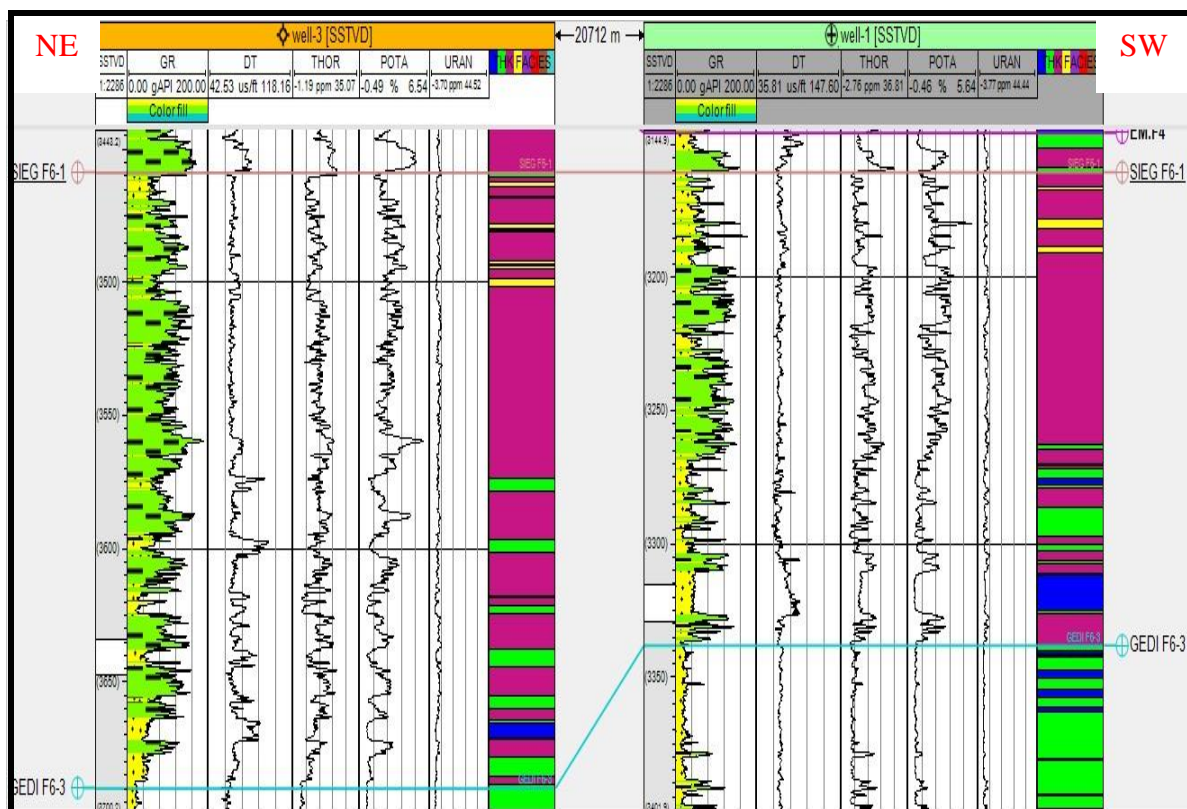


Figure 21 : corrélation litho-stratigraphique de l'unité F6-1 passant par les puits well3,well-1

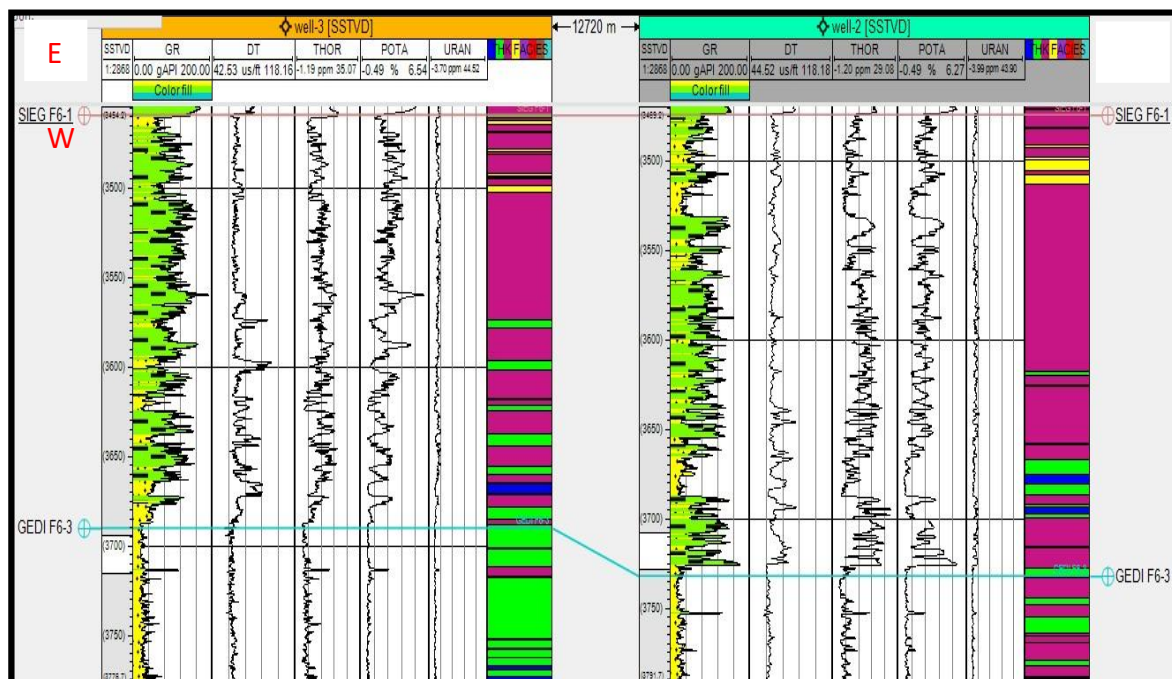


Figure 22 : corrélation litho-stratigraphique de l'unité F6-1 passant par les puits well3, well2

Perspectives :

Dans le but d'affiner ce travail, nous recommandons une étude sédimentologique plus détaillée, sur des données de subsurface, notamment les carottes et les diagraphies de bases, en outre, il est souhaitable de créer des valeurs de références du rapport Thorium/Uranium propre à la région d'étude et de le généraliser sur l'ensemble du bassin. Ce qui permettra certainement une meilleure corrélation entre les différentes formations du Dévonien.

CHAPITRE V

évolution latérale du réservoir siegenien

CHAPITRE V : EVOLUTION LATERALE DU RESERVOIR SIEGENIEN

I Introduction :

Dans cette partie on se base sur des cartes en iso-valeurs et des corrélations puits à puits, donc le suivi d'un horizon lithologique du sous-sol. C'est pour cela qu'on a choisi quelques puits répartis sur la région d'étude champ de Bir Berkine, afin de bien comprendre un petit schéma représente la situation des puits utilisé dans le périmètre de la région (**Figure 24**)

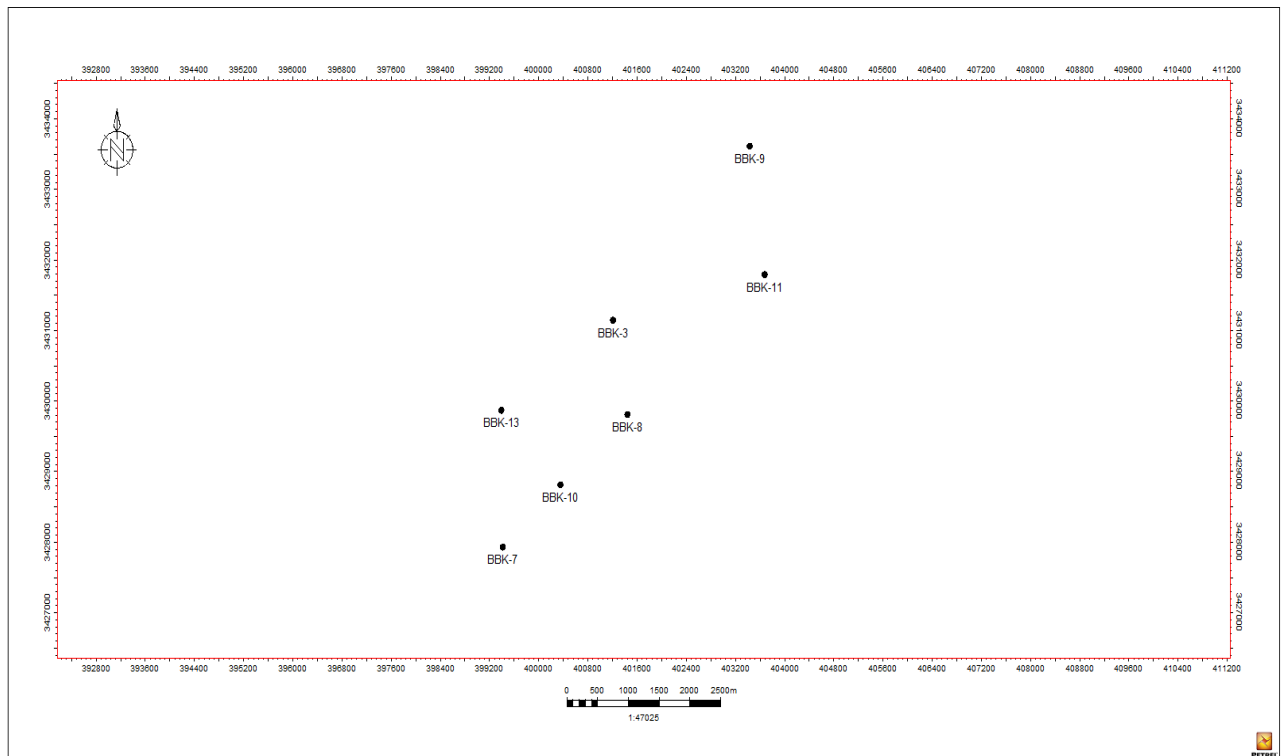


Figure 23 : Plan de position des puits utilisés lors de l'étude situant dans le champ de Bir Berkine.

II Evolution latérale des propriétés pétro physique du Siegenien:

Pour comprendre les variations latérales des paramètres pétro physiques, des cartes en iso-valeur ont été établies, les données utilisées pour l'élaboration de ces cartes sont des données carotte, appartenant à différents puits répartis sur la région d'étude.

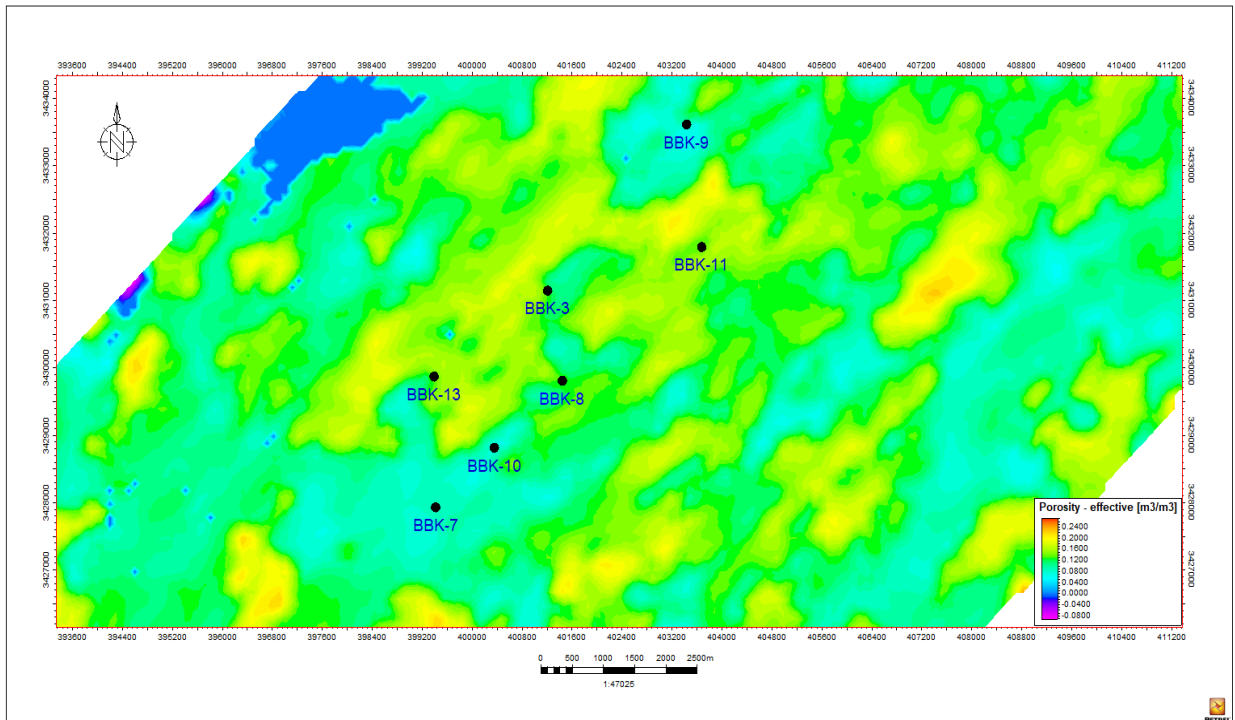
II.1 Variation de la porosité :**Cartes en iso-porosité de Siegénien :**

Figure 24 : Carte en iso-porosité du Siegénien du champ étudié.

II.1.1 Commentaire des cartes :

La carte en iso-porosité du Siegénien (**Figure 25**) du bassin de Bir Berkine présente une augmentation des valeurs au centre de la région, les valeurs de porosité diminuent vers l'Ouest pour atteindre les plus faibles valeurs au niveau de la partie Nord-Est et la partie Sud-Ouest.

On remarque donc une nette amélioration de la porosité au niveau du Siegénien, essentiellement au niveau des puits du centre et du Sud-Est de la région.

II.2 Variation de la perméabilité :**II.2.1 Cartes en iso-perméabilité de Siegénien :**

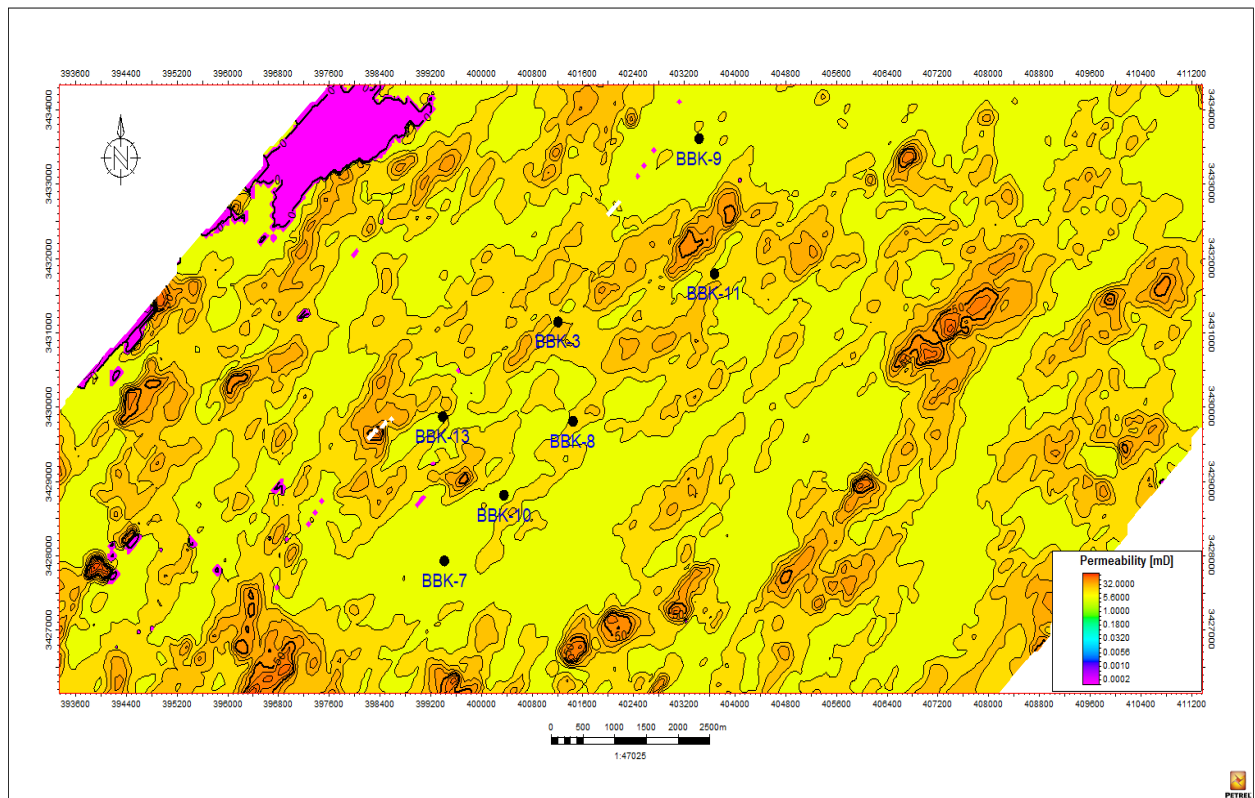


Figure 25 : Carte en iso-perméabilité du Siegénien.

II.2.2 Commentaire des cartes:

La carte en iso-perméabilité du Siegénien au niveau de la partie centrale du champ de Bir Berkiné (**Figure 26**) a montré des valeurs dans toute la région avec une petite augmentation vers le centre, elles peuvent atteindre 100 md. On observe dans la carte que les valeurs de perméabilité se dispersent d'une manière allongée de direction NE-SW, se traduisant par la présence de structures de la même direction.

De point de vue structural, la région d'étude se délimite par deux réseaux de structures de direction différentes dont les principales failles sont de direction NE-SW, et les autres failles sont avec direction E-O (**Figure 27**).

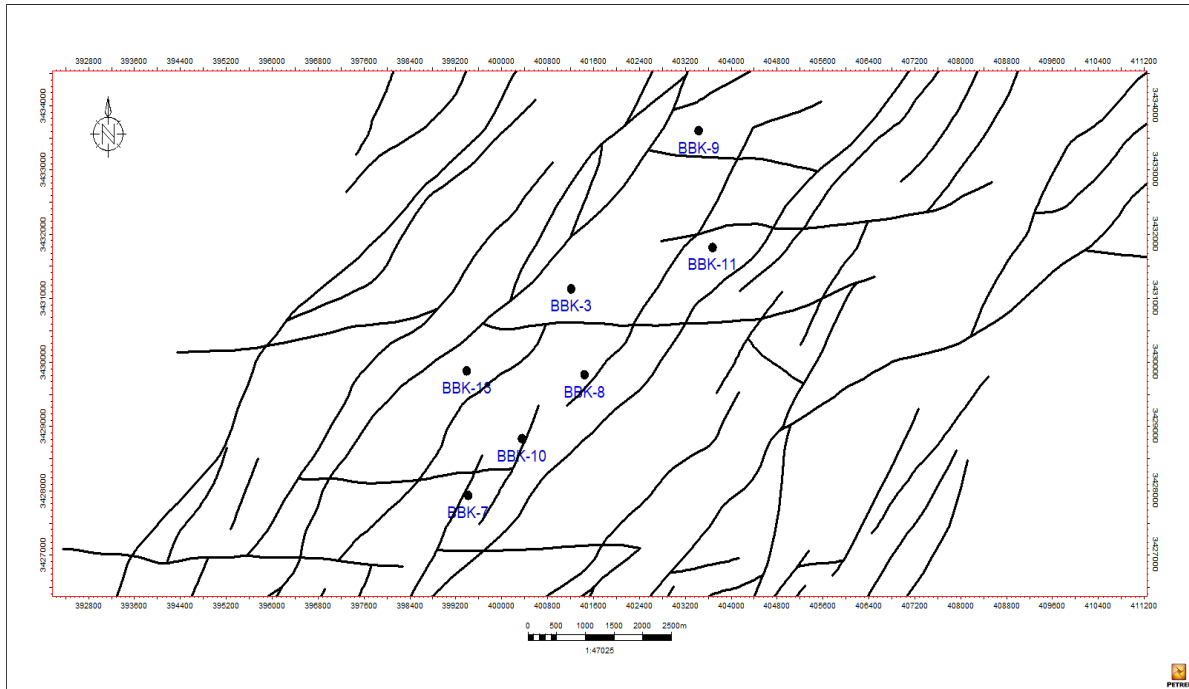


Figure 26 : réseaux des failles

II.3 Variation de la saturation :

II.3.1 Cartes en iso-saturation du Siegénien :

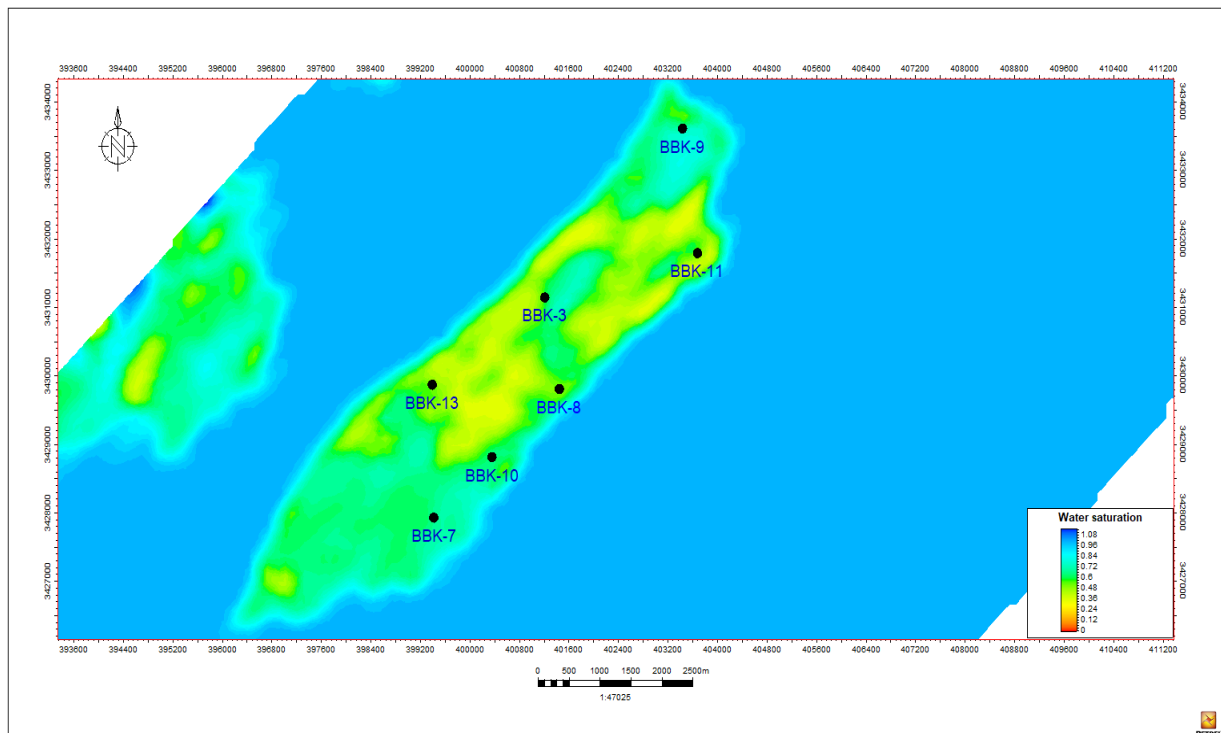


Figure 27 : Carte en iso-saturation du Siegénien.

II.3.2 Commentaire des cartes :

La première carte en iso-saturation du Siegénien (Figure 28) au niveau de la partie centre de bassin de Bir Berkine présente une saturation plus ou moins monotone avec des valeurs oscillant 35 à 40%, les saturations les plus faibles sont localisées autour des puits BBK-3 et BBK-13.

Donc on peut le dire que le Siegénien présentent donc, des valeurs de saturations en eau pratiquement différentes, les saturations les plus basses sont localisées au centre de la région.

- **Corrélation entre BBK9, BBK3 et BBK13**

Le Siegénien d'après la (Figure 28) est très profond dans la partie Nord-Est (BBK-9) par rapport la partie Sud-Ouest avec une porosité effective (Figure 29) moins importante que la partie centrale (BBK-3) et dans le Sud-Ouest de la région avec une porosité effective de l'ordre de 0.2-0.25 m³/m³. La corrélation de la perméabilité (Figure 30) montre que les valeurs de perméabilité le plus significatifs se localise au centre (BBK-3) avec une saturation faible (Figure 31) lorsqu'on allons vers le Sud-Ouest de la région, cette variation peut interpréter d'une manière logique par la présence d'une structure d'anticlinale dont laquelle le puit BBK-3 et BBK-13 représentent le cœur de l'anticlinale ou par une discordance stratigraphique qui représente la limite du bassin peut être ?

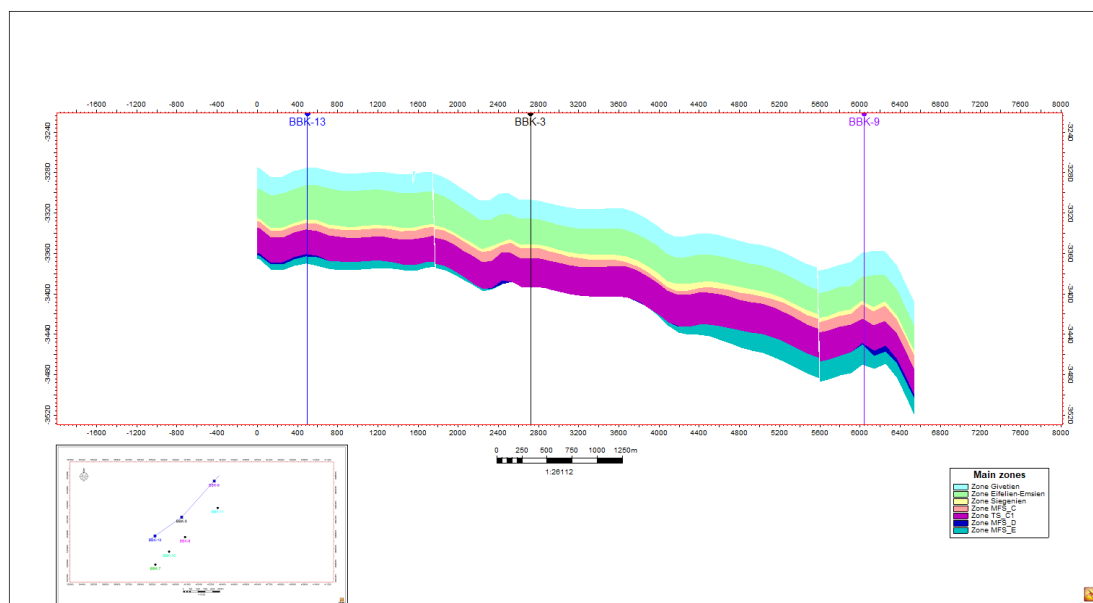


Figure 28 : Corrélation latérale de réservoir Siegénien entre les puits BBK9, BBK3 et BBK13

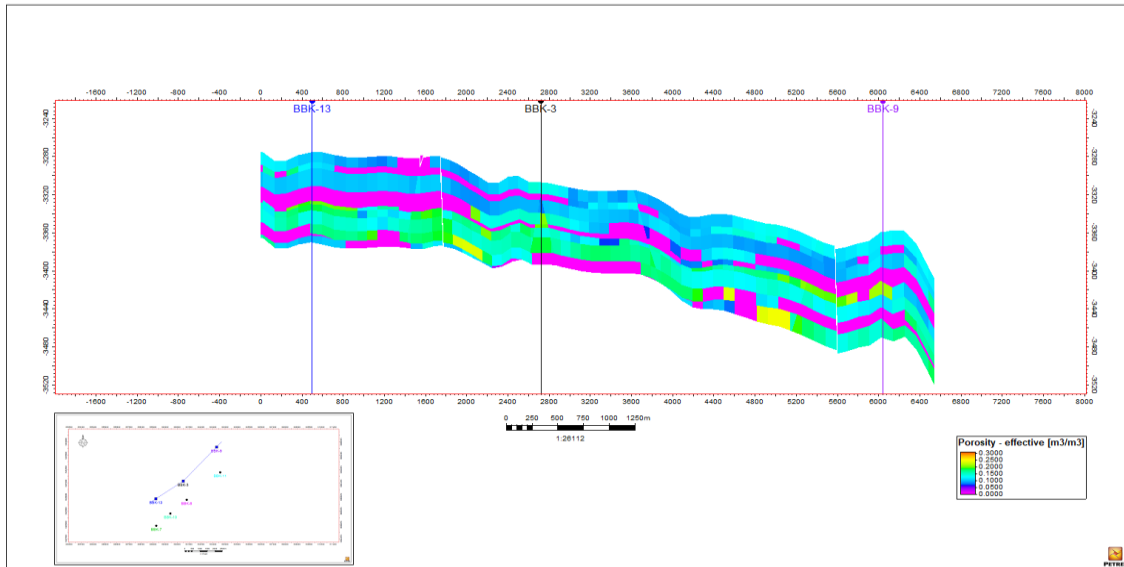


Figure 29 : Corrélation latérale de porosité effective dans le réservoir Siegénien entre les puits BBK9, BBK3 et BBK13

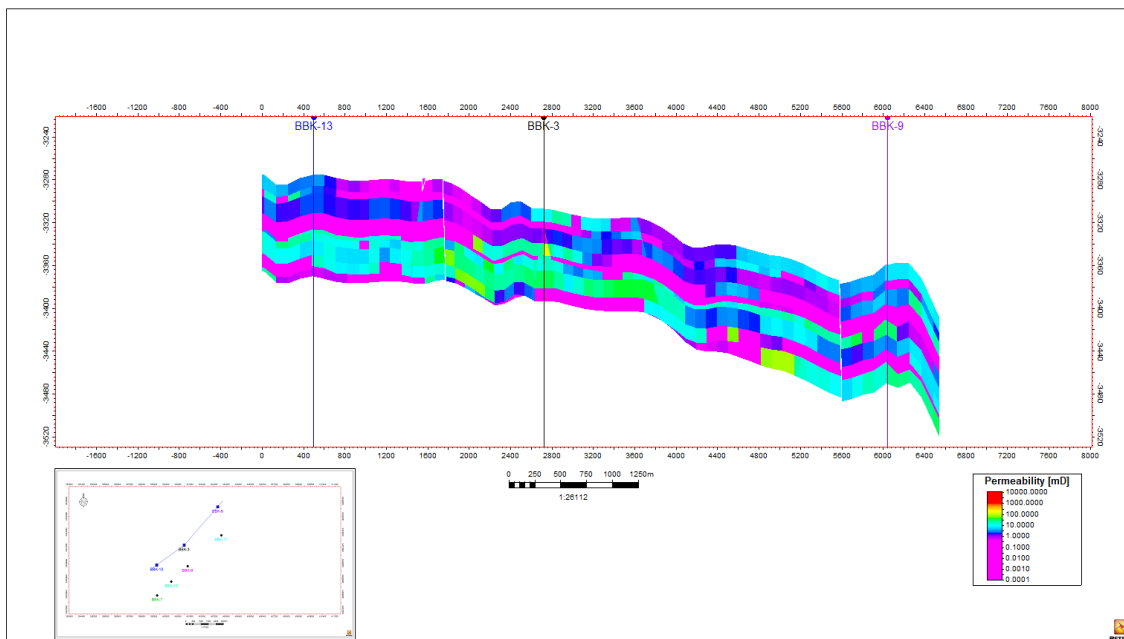


Figure 30 : Corrélation latérale de perméabilité dans le réservoir Siegénien entre les puits BBK9, BBK3 et BBK13

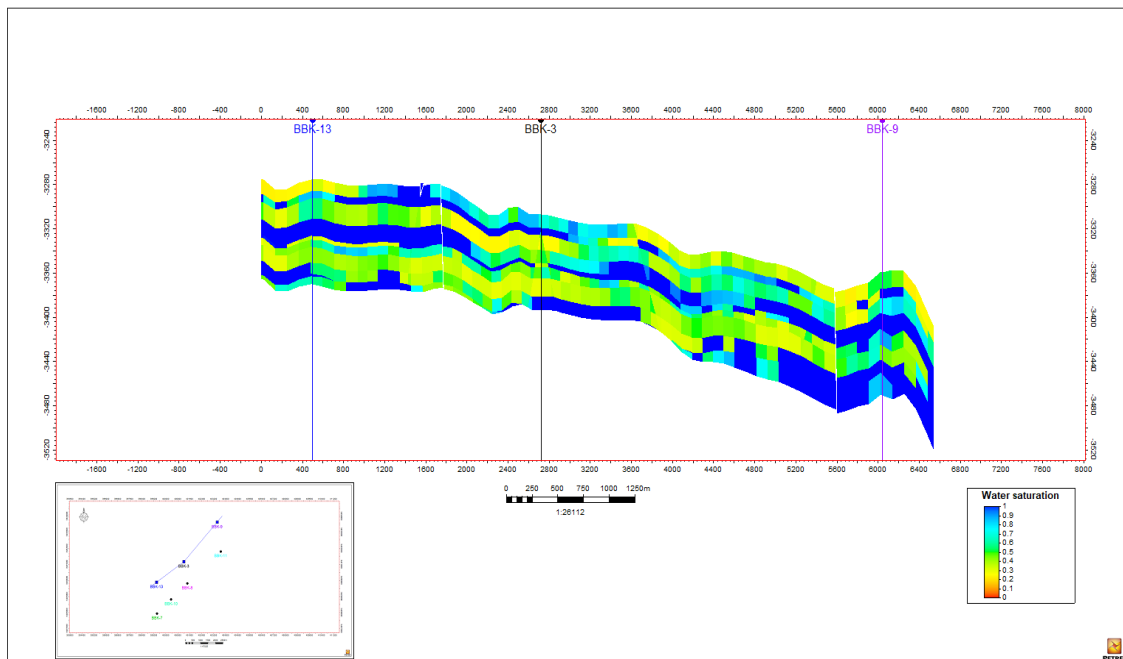


Figure 31 : Corrélacion latérale de la saturation dans le réservoir Siegénien entre les puits BBK9, BBK3 et BBK13

- **Corrélacion entre BBK3, BBK8 et BBK10**

Le Siegénien dans les puits BBK3, BBK8 et BBK10 d’après la (Figure 32) est peu profond dans la partie Nord-Est (BBK-3) par rapport la partie Sud-Ouest avec une porosité effective (Figure 33) plus importante que la partie centrale (BBK-8) et dans le Sud-Ouest de la région avec une porosité effective de l’ordre de 0.2-0.25 m³/m³. La corrélacion de la perméabilité (Figure 34) montre que les valeurs de perméabilité le plus significative se localisent dans la partie Nord-Est (BBK-3) avec une saturation faible (Figure 35). Ces corrélacions montrent que le puits (BBK-3) c’est un cœur d’un anticlinal

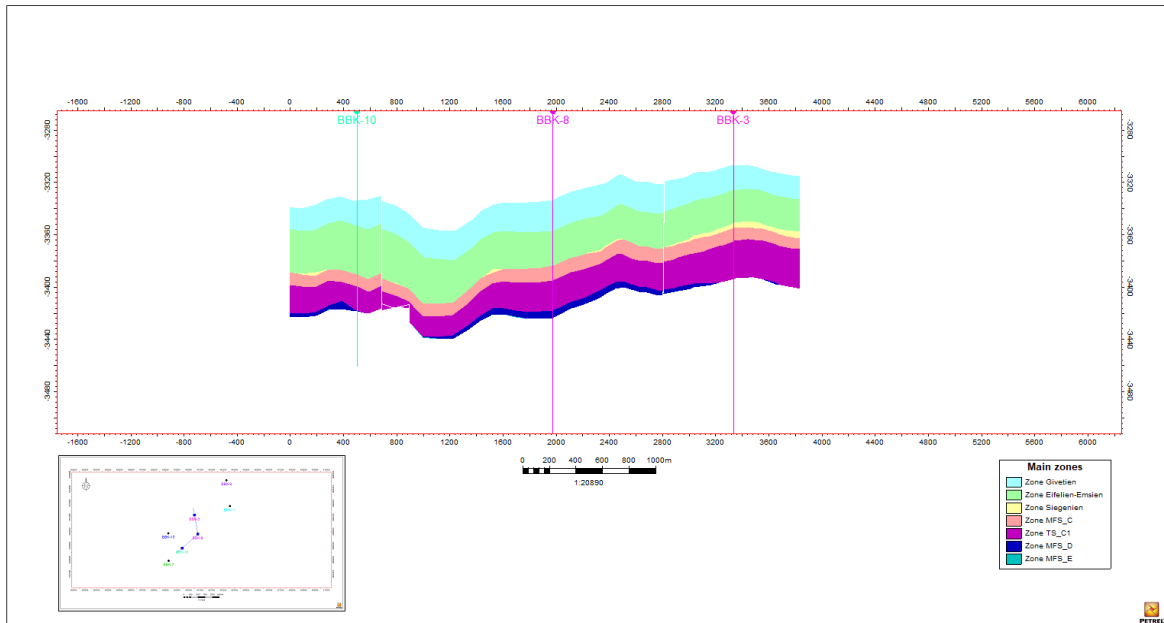


Figure 32 : Corrélation latérale de réservoir Siegénien entre les puits BBK3, BBK8 et BBK10.

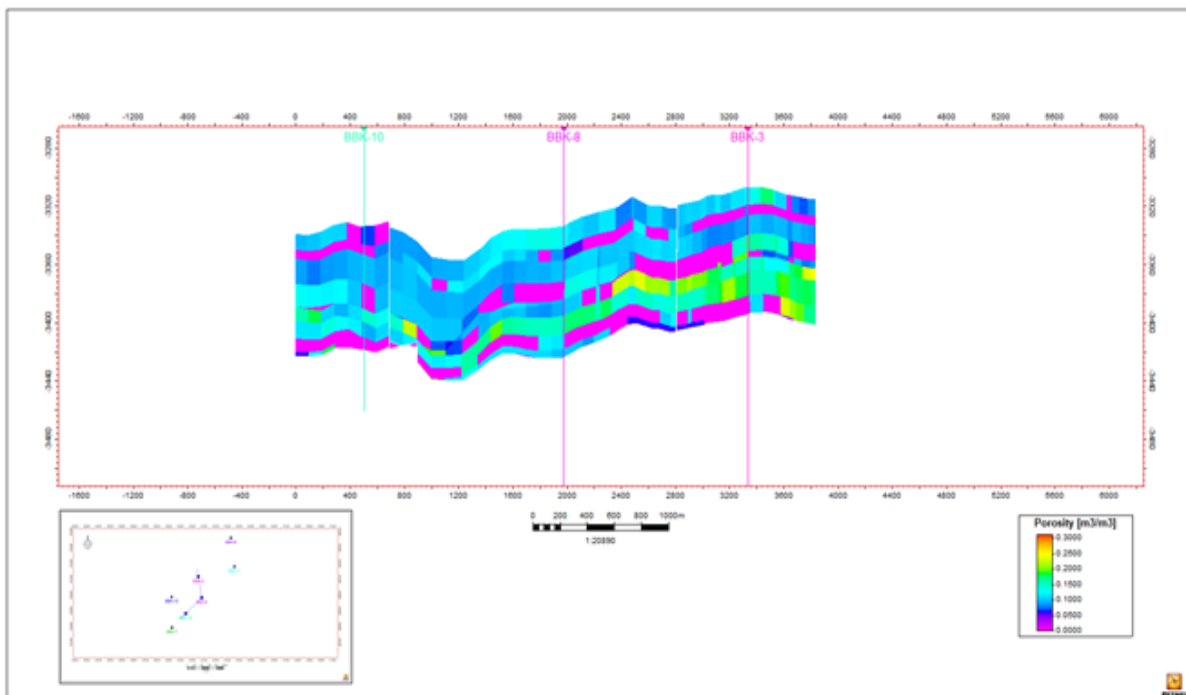


Figure 33 : Corrélation latérale de porosité effective dans le réservoir Siegénien entre les puits BBK3, BBK8 et BBK10.

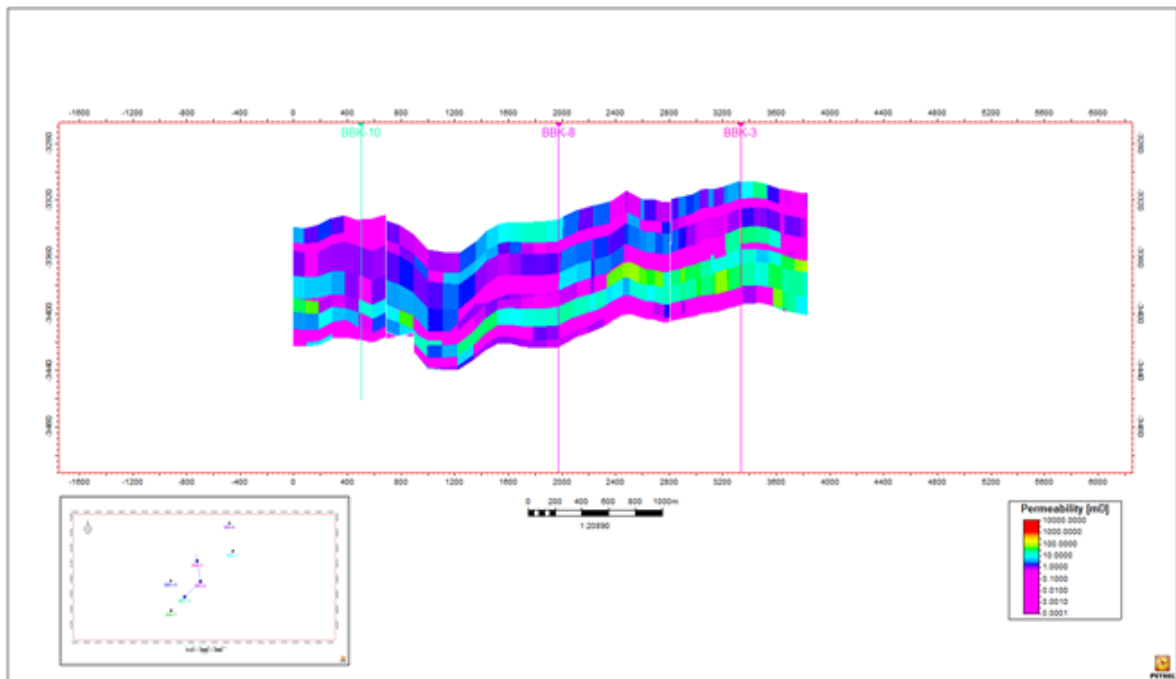


Figure 34 : Corrélation latérale de perméabilité dans le réservoir Siegénien entre les puits BBK3, BBK8 et BBK10.

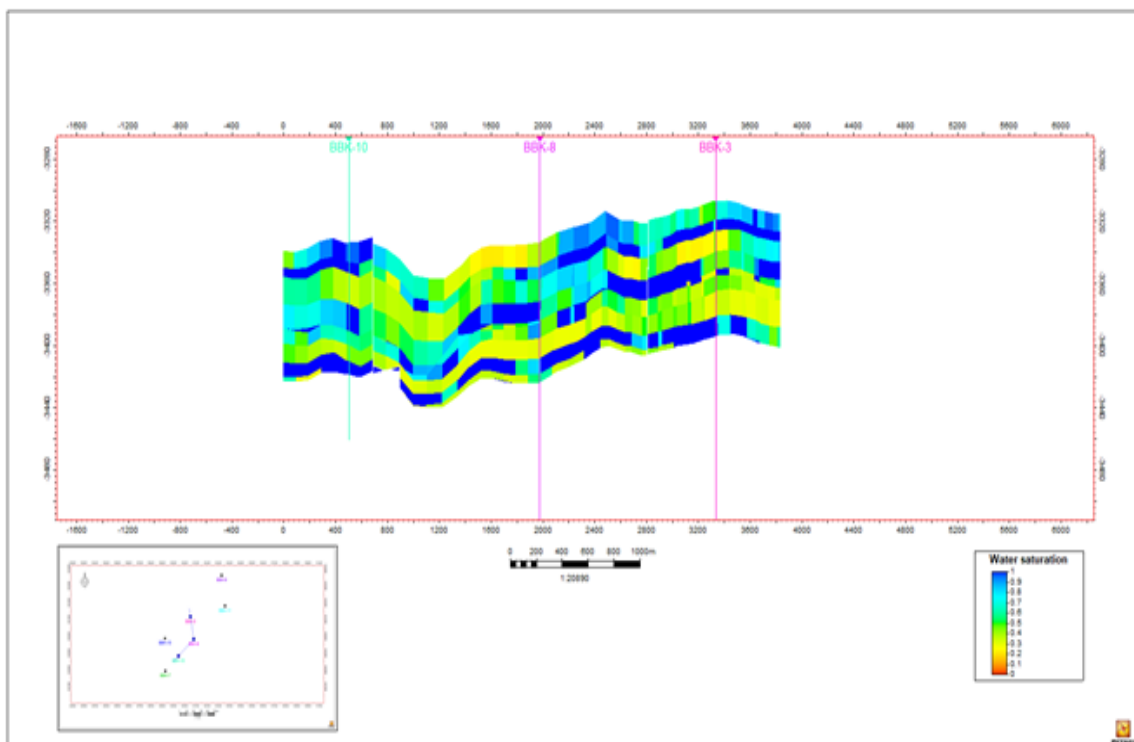


Figure 35 : Corrélation latérale de la saturation dans le réservoir Siegénien entre les puits BBK3, BBK8 et BBK10

II.4 Conclusion :

D'après cette interprétation, on peut conclure que le Siegénien apparait comme un réservoir hétérogène. La présence de bonnes caractéristiques pétro physiques est le seul paramètre qui ontrôle la présence d'hydrocarbures.

En effet les puits productifs d'hydrocarbures sont ceux qui ont les meilleures caractéristiques pétro physiques.

III Evolution latérale des corps gréseux appartenant au Siegénien :

Deux profils de corrélation ont été faits afin de mieux cerner les différents changements de corps gréseux et de leurs épaisseurs à travers les puits, les données utilisées sont, celles des diagraphies de radio activité (GR) et densité.

Pour les puits BBK-9, BBK-3 et BBK-13 La variation de l'épaisseur de réservoir Siegénien d'après le composite log (Fig. 36) montre que l'épaisseur devient plus important lorsqu'on allons vers le Sud-Ouest de la région atteindre 120m d'épaisseur (BBK-13) par contre dans la partie Nord-Est ne dépasse le 70 m (BBK-9). Cette variation d'épaisseur peut expliquer le changement des valeurs de porosité dans le réservoir Siegénien dans la région étudiée.

Pour les puits BBK-3, BBK-8 et BBK-10 La variation de l'épaisseur de réservoir Siegénien d'après le composite log (Fig. 37) montre que l'épaisseur devient plus important lorsqu'on allons vers le Nord-Est de la région dépasse 90m d'épaisseur (BBK-13) par contre dans la partie Sud-Ouest ne dépasse le 70 m (BBK-9). Cette variation d'épaisseur peut influencer sur la propriété pétro physique de la roche notamment la porosité.

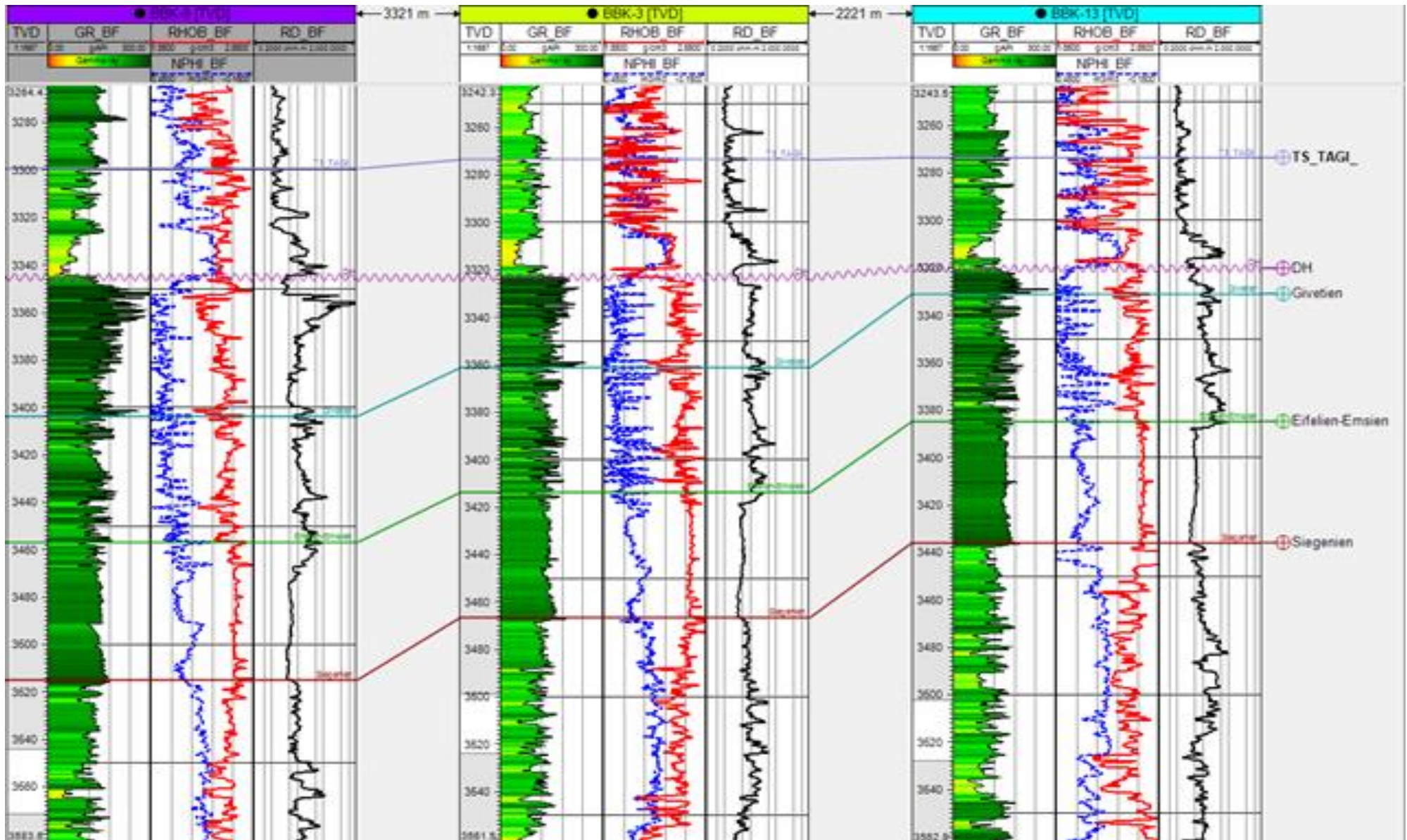


Figure 36 : Corrélation NE-SW passant par les puits ; BBK-9, BBK-3 et BBK-13

I.1) Profil de corrélation Nord-sud :

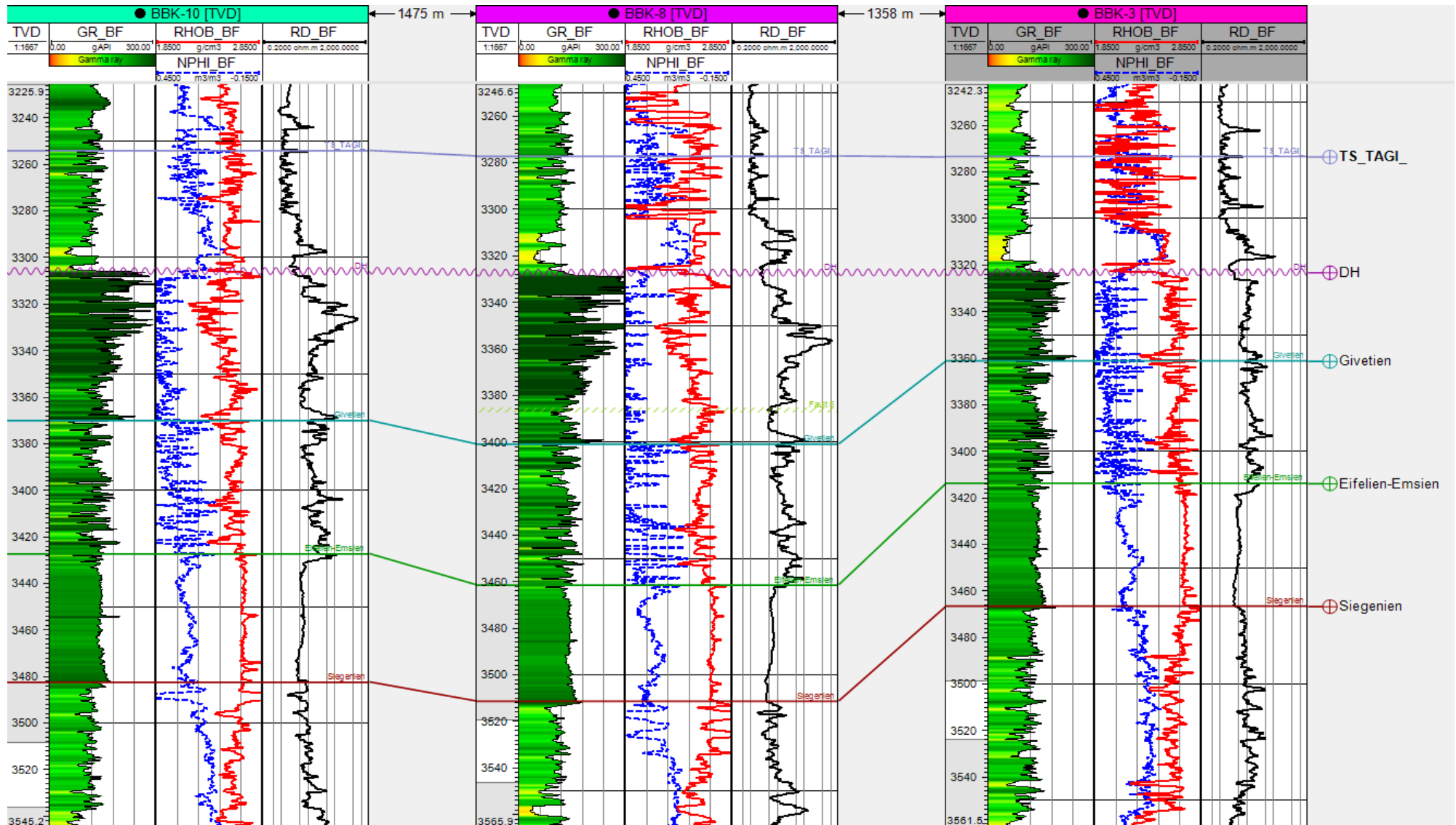


Figure 37 : Corrélation Nord-sud passant par les puits : BBK-3, BBK-8 et BBK-

Le premier profil de corrélation associe 03 puits ; BBK9, BBK-3 et BBK-13, il traverse les puits de Nord-Est en Sud-Ouest.

La deuxième corrélation regroupe les puits ; BBK3, BBK-8, et BBK-10 elle est d'orientation Nord-sud, on a pu conclure que :

Ces deux profils présentent des épaisseurs variables dans le réservoir du Siegénien. Il n'y a pas de changement notable pour les faciès, les corps gréseux sont distribués de façon monotone.

Structuralement, le puits le plus élevé est BBK-3.

Conclusion Générale

Conclusion générale :

De par son importance économique, le bassin de Berkine a fait l'objet de nombreux travaux géologiques. Au début, l'exploration a visé principalement le Trias et le Carbonifère, le Siegénien (Dévonien inférieur) est un objectif relativement récent.

Le réservoir Siegénien est de types argilo-gréseux et son évolution latérale est assez complexe et variable d'un puits à un autre, ce qui a fait l'objet de ce mémoire.

Dans ce travail, on a utilisé le logiciel Pétrel conçu par Schlumberger qui permet de faciliter l'interprétation des paramètres pétro physiques, l'élaboration des cartes en iso-paramètres pétro physiques et des profils de corrélation.

A la lumière des résultats obtenus dans ce travail pluri disciplinaire, chaque analyse a permis de tirer les conclusions suivantes :

- ❖ D'après les résultats de l'analyse sédimentologie, le réservoir siegénien du pôle central de Berkine est constitué d'un faciès dominant gréseux avec quelques passés argileux, il est subdivisé en deux unités principales, le F6-2 à la base et le F6-1 au sommet.
La paléogéographie du réservoir Siegénien correspondrait à un environnement estuarien pour le F6-1 et marin de shore face (avant plage) pour le F6-2.
- ❖ L'étude pétro physique, nous a permis de conclure que dans la zone d'étude, le Siegénien présente un intérêt pétrolier lorsqu'il a de bonnes caractéristiques pétro physiques avec des saturations en eau moyennes de 30 à 40%, une porosité moyenne de 17 %, un faible pourcentage d'argile et une haute résistivité.
Dans le puits pris comme exemple, le Siegénien présente de bonnes caractéristiques pétro physiques dans quelques niveaux du F6-1 de 3480 m à 3560 m.
- ❖ D'après l'étude de l'évolution latérale du réservoir siegénien F6 et après l'analyse des cartes en iso-valeurs et des corrélations puits à puits, on a conclu que le Siegénien du Pôle central de Bir Berkine est caractérisé par l'évolution de ses caractéristiques pétro physiques, ces derniers contrôlent la présence des hydrocarbures, l'homogénéité des

List des Figures

Figure	Titre	Page
Figure1	La situation géologique du bassin de Berkane (RAPPORT SONATRACH. 2000).	02
Figure2	Eléments structuraux du bassin de berkine	03
Figure3	Les axes structuraux du bassin de Berkane(RAPPORT SONATRACH. 2006).	04
Figure4	colonne stratigraphique du bassin de berline	08
Figure5	Les éléments tectoniques du bassin de Berkane (RAPPORT SONATRACH 2000).	11
Figure6	Extension et maturité des roches mère silurienne et Frasnienne au Sud-Est de	15
Figure7	Pièges et migration dans le bassin de BERKINE(WEC.2007	19
Figure8	Carte de position des puits.	24
Figure9	La légende des logs lithologiques.	25
Figure10	Log lithologique du réservoir Siégenien F6-1 de puits well-1	26
Figure11	Log lithologique du réservoir Siégenien F6-1 de puits well-2	27
Figure12	Log lithologique du réservoir Siégenien F6-1 de puits well-3	28
Figure13	La légende de la minéralogie établie à partir du rapport Th/K	29
Figure14	Log minéralogique du réservoir Siégenien F6-1 de puits well-1	31
Figure15	Log minéralogique du réservoir Siégenien F6-1 de puits well-2	32
Figure16	La légende des environnements de dépôts établis à partir du rapport Th/U.	34
Figure17	Détermination des environnements de dépôts du Siégenien F6-1.	35
Figure18	Carte de position des puits et des deux profils de corrélation	36
Figure19	profil de corrélation litho-stratigraphique à travers les puits ; well-3, well-1.	37
Figure20	profil de corrélation litho-stratigraphique entre les puits ; well-3, well-2	38
Figure21	corrélation litho-stratigraphique de l'unité F6-1 passant par les puits well3,well-1	40
Figure22	corrélation litho-stratigraphique de l'unité F6-1 passant par les puits well3, well2	40
Figure23	Plan de position des puits utilisés lors de l'étude situant dans le champ de Bir Berkine	42

Figure24	Carte en iso-porosité du Siegénien du champ étudié.	43
Figure25	Carte en iso-perméabilité du Siegénien.	44
Figure26	réseaux des failles	45
Figure27	Carte en iso-saturation du Siegénien.	45
Figure28	Corrélation latérale de réservoir Siegénien entre les puits BBK9, BBK3 et BBK13	46
Figure29	Corrélation latérale de porosité effective dans le réservoir Siegénien entre les puits BBK9, BBK3 et BBK13	47
Figure30	Corrélation latérale de perméabilité dans le réservoir Siegénien entre les puits BBK9, BBK3 et BBK13	47
Figure31	Corrélation latérale de la saturation dans le réservoir Siegénien entre les puits BBK9, BBK3 et BBK13	48
Figure32	Corrélation latérale de réservoir Siegénien entre les puits BBK3, BBK8 et BBK10.	49
Figure33	Corrélation latérale de porosité effective dans le réservoir Siegénien entre les puits BBK3, BBK8 et BBK10.	49
Figure34	Corrélation latérale de perméabilité dans le réservoir Siegénien entre les puits BBK3, BBK8 et BBK10.	50
Figure35	Corrélation latérale de la saturation dans le réservoir Siegénien entre les puits BBK3, BBK8 et BBK10	50
Figure36	Corrélation NE-SW passant par les puits ; BBK-9, BBK-3 et BBK-13	52
Figure37	Corrélation Nord-sud passant par les puits : BBK-3, BBK-8 et BBK-	53

List des Tableaux

Tableau	Titre	Page
Tableau1	les principaux réservoirs du bassin de Berkane	15

Bibliographie

- **{1} Bassins de la province orientale.**
- **{2} Gharbi akila, 2011.** Cartographie de biseaux stratigraphiques du gedinnien de la zone nord-ouest du bassin de berkine en utilisant l'inversion sismique (interwell-easy trace).
- **{3} BOUMAZA MOHAMED SEMAI, 2013_2014. FAROUQ** Evaluation quantitative et qualitative d'un réservoir Cas du réservoir TAGI – SIF Fatima Bassin de Berkine (Algérie Oriental).
- **{4} M.Bencheikh Ahmed Abdeldjebbar/M.Mersout Mohamed dia elhak, 2015-2016.** Caractérisation du réservoir siégenien dans le champ de Bir Berkine Nord (Sud-est Algérien).
- **{5} MAHDJOUBI Abderraouf/ MOUANE Anouar, 2015-2016.** Etude Sédimentologique et Pétro physique de Réservoir (TAGI) Bloc 402b du Bassin de Berkine.
- **{6} AHMAHMA HOUSSAM GHARA ABD ELHAKIM, 2013/2014.** Caractérisation et évaluation quantitative du trias argilo-gréseux inferieur (tagi) de la structure de bassin de berkine (rhourde rouba).
- **{8} BEKKOUCHE Djamel, 1992** Le Silurien supérieur - Dévonien inférieur du Bassin de Ghadamès(Sahara oriental Algéûen) : LithosPaùgraphie, Sédimentologie et Diagenèse des réservoirs gréseux
- **{9} M. ASSOUS Chafa, 2017-2018.** Analyse Minéralogique et Environnement de Dépôt des Réservoirs du Dévonien Moyen-Inférieur de la Région d'El Ouar à Partir des Mesures du Gamma Ray Spectral. Bassin de Berkine ; Sud-Est Algérie.
- **{10} SONATRACH DP**
- **{11} (SAHOUI, S. 2005)** Berkine/ Zemoul El Kbar. Analyse structural. Axe HBNE-BRN. Evaluation du trend lié a la faille d'El Bourma. Division exploration-DRE/Département Berkine.

- **{12} (KAZI TANI, N. 1998).** Evolution géodynamique de la Bordure nord-africaine : le domaine intraplaque Nord Algérien. Approche mégaséquentielle. Tome 1.
- **{13} (Sonatrach, 2005)**
- **{14} LATRACH. (1999).** Evolution structurale du bassin d'Illizi. Sahara oriental Algérien au paléozoïque supérieur.
- **VODOV, N., GHOMARI, A., VMELEKHINE.** Schéma Tectonique de la Dépression de Ghadamès. Département étude des Bassins Exploration (SONATRACH).
- **SOLDATENKO, E. (1991).** District.5. Evolution paléostratigraphique du bassin de Ghadamès. Ebtreprise nationale. Sonatrach. Division Exploration.