

Calcul des saturations en hydrocarbures dans les réservoirs étudiés

Les saturations en eau sont calculées pour déduire la saturation en hydrocarbures. Ce travail est réalisé avec le module Petrophysics.

L'analyse pétrophysique des réservoirs à hydrocarbures s'est faite selon les étapes suivantes :

- Contrôler de la qualité des diagraphies différées des différents puits du projet;
- Identifier les réservoirs dans chaque puits;
- Déterminer la résistivité de l'eau de formation des réservoirs (R_w);
- Déterminer les porosités totales (PHID ou PORS) et effectives PHIE ou PHIS des réservoirs étudiés;
- Déterminer les volumes d'argiles (V_{sh});
- Déterminer les saturations en eau (S_w) puis en hydrocarbures des réservoirs étudiés;

III.1 Identification des réservoirs potentiels

Plusieurs conditions sont nécessaires pour confirmer l'existence de réservoirs à partir des données de puits. Après avoir fixé les toits et les murs des réservoirs potentiels, on fait appel aux mesures de diagraphies différées acquises après le forage qu'on interprète afin de détecter la présence d'hydrocarbures et calculer leurs saturations. Pour cela on utilise les courbes GR, SP, les courbes de résistivités et de porosités.

La combinaison des diagraphies Densité (RHOB), Neutron (NPHI) et Résistivités permet de voir les zones à hydrocarbures (Figure 27).

La délimitation des zones s'est faite à partir du toit et du mur des formations.

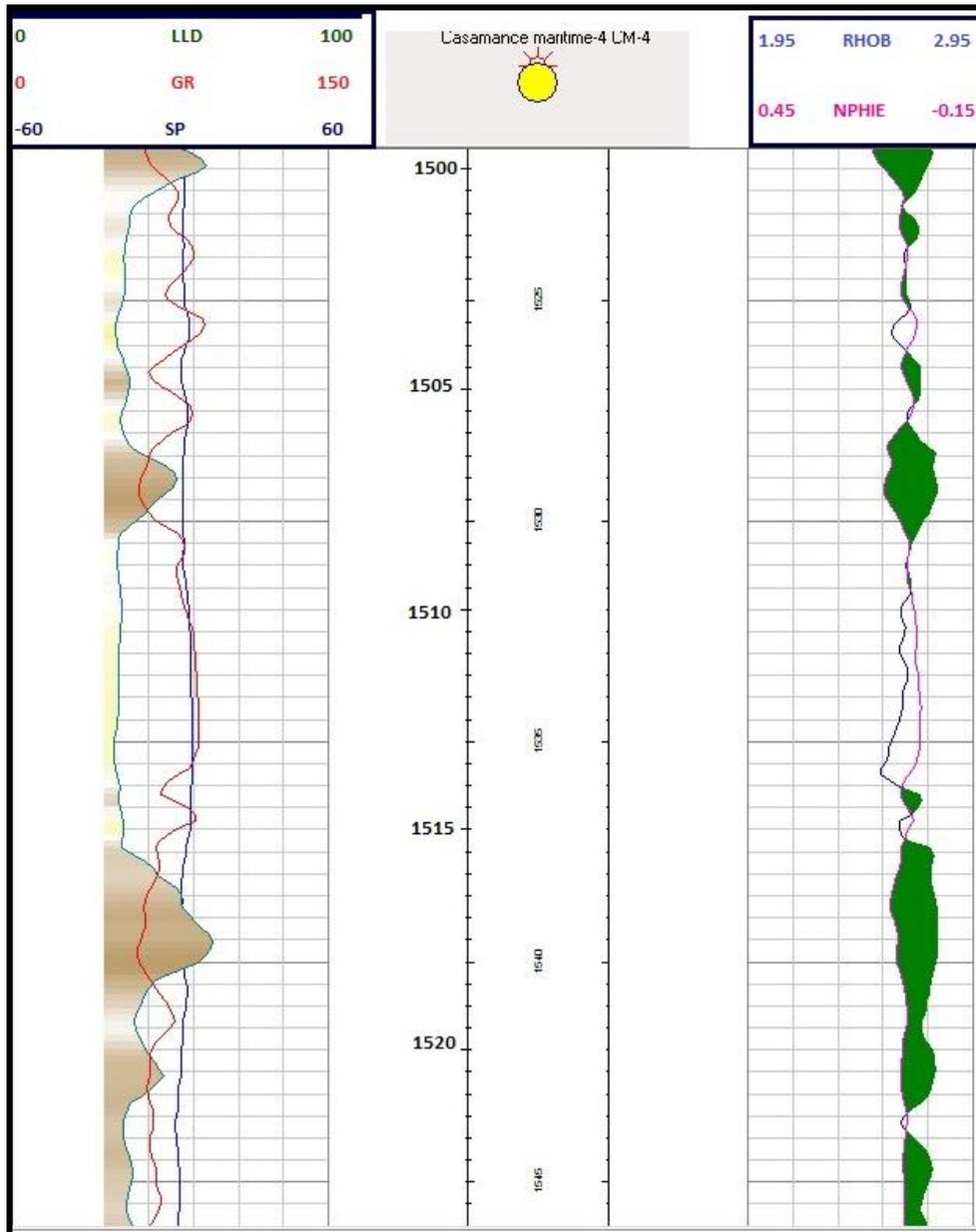


Figure 27: Cross-over RHOB_NPHIE du puits CM-4 (1500m-1520m)

III.2 Détermination du volume d'argile (VSH)

- Le volume d'argile (VSH) à partir du Gamma Ray

VSH correspond au volume d'argile dans les formations. La méthode utilisée est la méthode linéaire dans laquelle le VSH équivaut Gamma Ray Index.

Calcul du Gamma Ray Index :

$$GR_{index} = \frac{GR - GR_{matrix}}{GR_{shale} - GR_{matrix}}$$

$$VSH = GR_{index}$$

VSH est un facteur important dans la détermination de la qualité des réservoirs, car plus le volume d'argile est faible plus la formation est propre. Ainsi, cette formule peut également s'écrire :

$$VSH = \frac{GR - GRCLN}{GRSHL - GRCLN}$$

GR= Courbe GR

GRCLN= Plus petite valeur GR obtenue dans les formations propres

GRSHL= Plus grande valeur de GR obtenue dans les argiles.

VSH peut être aussi déterminé avec la courbe PS et les diagraphies de Résistivité.

III.3 Détermination de la Porosité Totale et de la Porosité Effective (PHIE)

La porosité est l'ensemble des volumes de petite taille pouvant être occupés par des fluides (gaz, eau, pétrole) à l'intérieur d'une roche.

Nous avons utilisé deux méthodes pour calculer les porosités des réservoirs dans les différents puits.

Elle est déterminée par la courbe Densité ou par la courbe Sonique selon les formules suivantes :

Calcul de la porosité à partir des diagraphies Densités

Cette méthode utilise aussi bien les courbes densité c'est-à-dire le Bulk Densité (RHOB) que les courbes de volume d'argile (VSH). Les équations sont :

– **Pour le calcul de la Porosité Totale**

$$PHID = \frac{RHOMA - RHOB}{RHOMA - RHOF}$$

RHOB= la courbe Densité

RHOMA= Densité de la matrice

RHOMA=2,68g/cm³ pour les sables et les grès

RHOMA=2,71g/cm³ pour les calcaires

RHOF= Densité de fluide

RHOF=1,07 g/cm³ pour les calcaires

RHOF= 1,03 g/cm³ pour les sables et les grès

- **Pour le calcul de la Porosité Effective (PHIE)**

$$PHIE = \frac{(PHID \times NPFI)/2}{1 - VSh}$$

Calcul de la porosité à partir des diagraphies Soniques

Cette méthode utilise aussi bien la courbe Sonique que celle du volume d'argile (VSH). Les équations sont celle de Wyllie :

- **Pour le calcul de la Porosité Totale**

$$PORS = \frac{DLT - DLTM}{DLTF - DLTM}$$

DLT= la courbe Sonique (us/ft)

DLTM= de la matrice,

DLTM=47,5 pour les sables et les grès

DLTM= 51,5 pour les calcaires

DLTF= Densité de fluide

DLTF= 189 pour les calcaires, les sables et les grés

- **pour le calcul de la Porosité Effective (PHIE)**

On cherche d'abord la porosité de l'argile PHISSH par la formule suivante :

$$PHISSH = \frac{\Delta SH - DLTM}{(DLTF - DLTM)}$$

Avec : ΔSH valeur du sonique dans la zone à 100% argile

A partir de la correction de l'argile on cherche la porosité effective PHIS

$$PHIS = PORS - (VSH \times PHISSH)$$

III.4 Détermination de la résistivité de l'eau de formation (R_w)

Elle est déterminée par la méthode du Pickett Plot de l'analyse pétrophysique du module EathPack. Cette méthode consiste à dresser un plot logarithmique de la résistivité de la formation en fonction de la porosité effective et du GR pour la mise en évidence des faciès (Figure 28). Ensuite on déplace la courbe SW=100% vers la zone correspondant au réservoir à eau dont la résistivité correspond à celle de l'eau de formation R_w . Les valeurs de m et n sont fixées en fonction de la lithologie du réservoir.

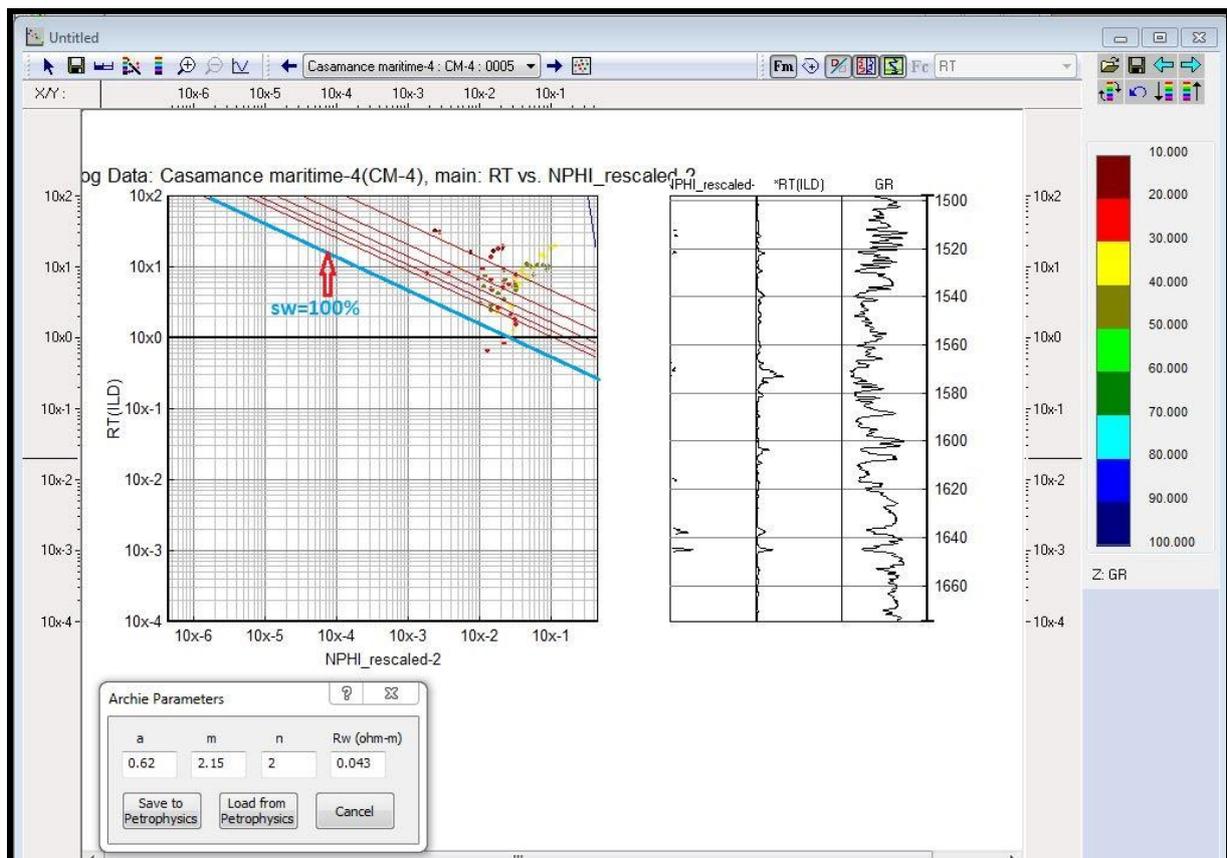


Figure 28: Détermination de R_w dans le Sénonien Inférieur du puits CM-4

III.5 Détermination de la saturation en eau et en hydrocarbures

La saturation en eau est fonction de la porosité, de la résistivité de la formation, et la résistivité dans la zone saturée. Il existe plusieurs méthodes de calcul de la saturation : Simandoux, Dual Water, Indonasia, Archie. La plus utilisée est la formule d'Archie :

$$SW = \sqrt[N]{\frac{A \times RW}{RT \times PHIE^M}}$$

Où :

N= Indice de saturation de la formation

A= Indice de tortuosité de la formation

M= Facteur de cimentation de la formation

PHIE= Porosité effective

RT= Résistivité de la formation (en Ohm.m)

R_w= Résistivité de l'eau à la température de formation (en Ohm.m)

S_w= Saturation en eau

Les valeurs utilisées dans les calculs sont :

Pour les réservoirs calcaires : A=1,0 M=2,0 N=2,0

Pour les réservoirs gréseux : A=0,62 M=2,15 N=2,0

Pour les argiles, la loi d'Archie ne s'applique pas rigoureusement à cause de deux phénomènes :

- L'ionisation de certains minéraux argileux ;
- La conductibilité superficielle ;

Après avoir déterminé la saturation en eau, on en déduit la saturation en hydrocarbures (S_{hc}) par la formule suivante : $S_{hc} = 1 - SW$

IV Résultats et Interprétations

Les réservoirs ciblés sont : l'Oligocène, le Sénonien Inférieur et le Maastrichtien. Les saturations en eau ont été calculées et des cartes sont établies.

A. Le réservoir de l'Oligocène

A.1 Calcul des saturations en eau S_w et hydrocarbures S_{hc} dans le réservoir de l'Oligocène de Baobab-1

L'Oligocène a été traversé dans presque tous les puits du secteur sauf le puits CM-4, CM-3, CM-8.

L'analyse pétrophysique a été faite dans le puits Baobab-1 (BAO-1) seulement (Figure 29). Au niveau des puits de Sénégal offshore Sud profond les courbes de diagraphie n'ont pas été acquises dans l'Oligocène.

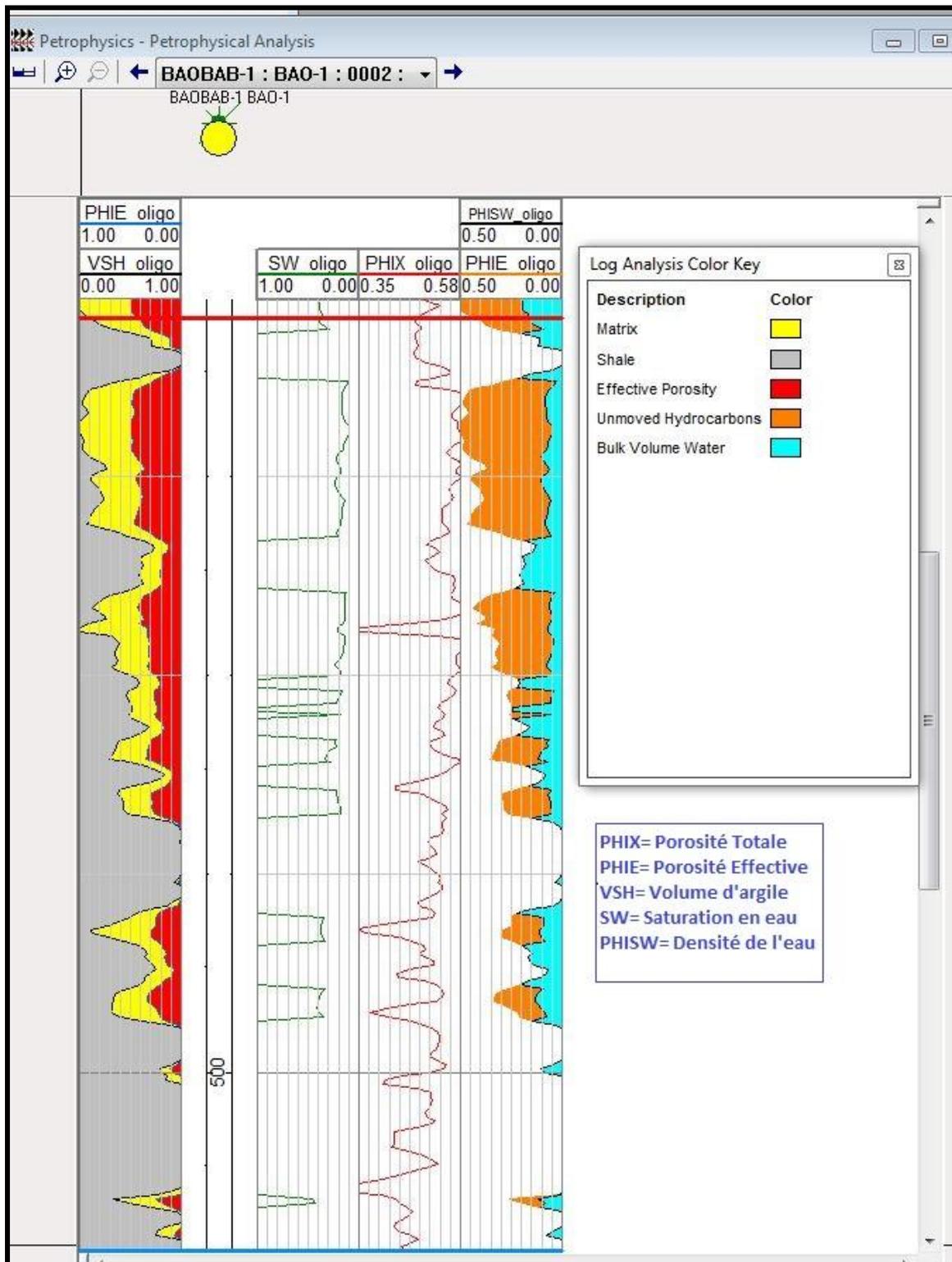


Figure 29: Résultats de l'analyse pétrographique dans l'Oligocène du puits BAOBAB-1 (462m-512m)

Les meilleures valeurs de porosités et de saturations sont rencontrées au sommet de l'intervalle et décroissent vers la base de l'horizon.

Le puits BAO-1 présente de très bonnes saturations en hydrocarbures (SW=10 à 20%), avec d'excellentes porosités (> 40%).

Le réservoir est composé de calcaires avec des bancs d'argiles.

Ces résultats sont consignés sur le tableau suivant :

Tableau III: Résultats du calcul des paramètres pétrophysiques de l'Oligocène du puits BAO-1.

Intervalle (m)	Gross (m)	Net (m)	PHA Cut-off (0,5%)	VSH(%)	SW cut-off (0,6%)	HPV
412-559	147	127,41	39	36	43	27.88

L'Oligocène du puits Baobab-1 présente une très bonne porosité. Ceci est du fait de la lithologie du réservoir caractérisée par des calcaires à foraméniférites présentant ainsi d'excellentes porosités (43%). La saturation en eau ainsi que le volume d'hydrocarbures dans les pores sont bons.

Les hydrocarbures sont de l'huile lourde de densité 10° API.

B. Le réservoir Sénonien Inférieur

Le Sénonien Inférieur a été traversé par tous les puits du Sénégal Offshore et par un seul puits (CM-7) du Dôme Flore.

B1. Calcul des saturations en eau S_w et hydrocarbures S_{hc}

L'analyse pétrophysique de CM-7 donne la figure ci-dessous (Figure 30).

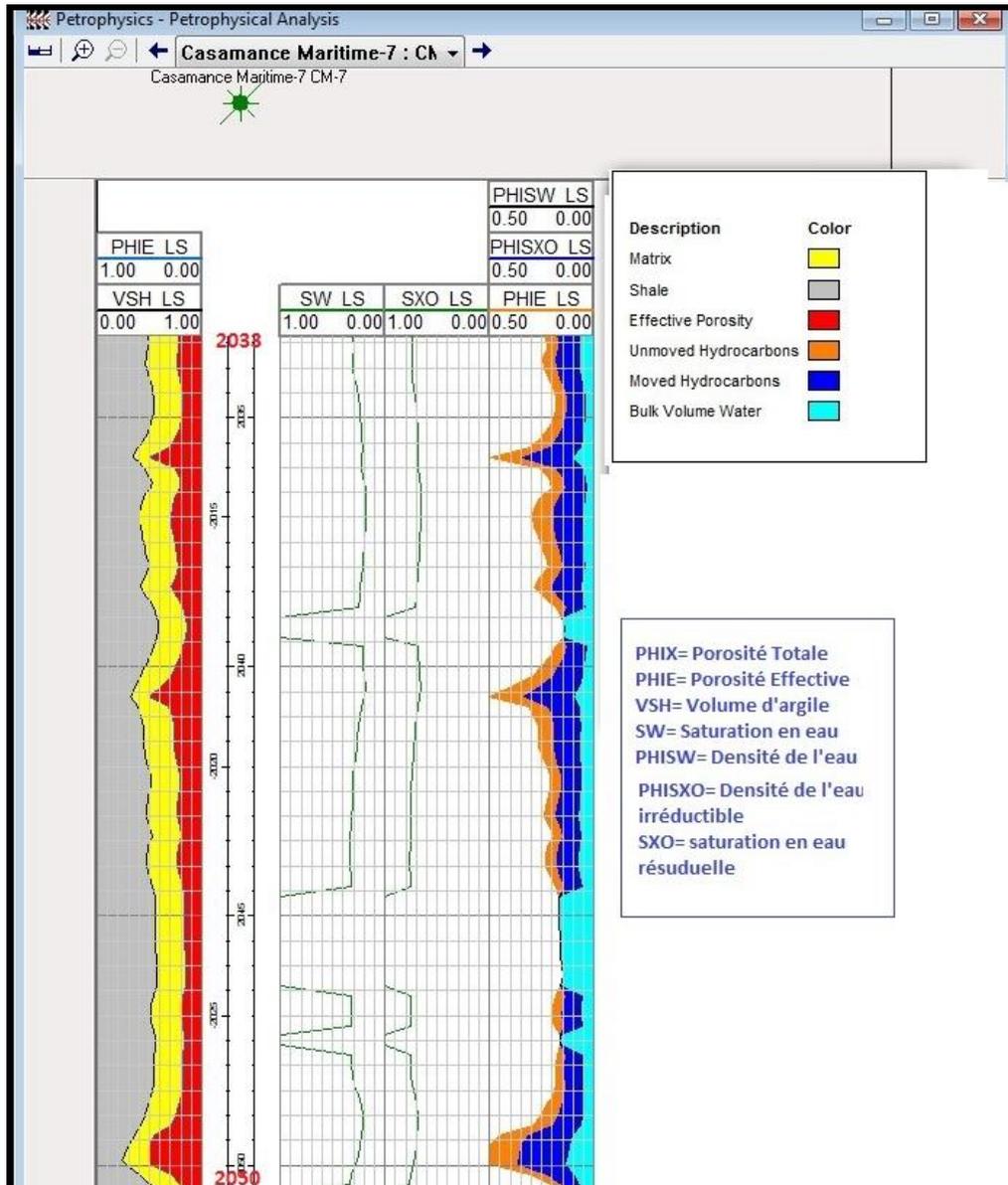


Figure 30: Résultats de l'analyse pétrographique dans le Sénonien Inférieur du puits CM-7 (2038m-2050m)

Le Sénonien Inférieur présente, sur l'intervalle 2050m à 2038m, d'excellentes valeurs de saturation en hydrocarbures (>70%), de très bonnes porosités (30%). Le volume d'hydrocarbures dans les pores varie entre 5 et 10m³.

Les résultats des calculs effectués dans le Sénonien Inférieur sont consignés dans le tableau IV suivant :

TABLEAU IV: RESULTATS DU CALCUL DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR SENONIEN INFERIEUR.

Puits	GROSS (m)	NET (m)	NGR (%)	PHA Cut-off (0,5%)	SWA Cut-off (0,6%)	HPV M³
CM-2	422	35.59	8	11	41	2.43
CM-4	177	31.99	18	37	21	9.71
CM-7	465	38.2	8	29	23	8.57
DLA-1	175	2.5	1	23	54	0.26
KAF-1	232	78.58	34	18	40	8.69
WLF-1	220.23	79.58	36	19	39	9.16

Les résultats obtenus ont permis de dresser les cartes de porosité, de saturation en eau, de l'épaisseur totale sur l'épaisseur utile (Net sur Gross), et du volume d'hydrocarbures dans les pores.

B2. Carte des épaisseurs utiles sur les épaisseurs totales (NGR) du Sénonien Inférieur

Cette carte permet de voir l'évolution du réservoir utile par rapport à l'épaisseur totale (Figure 31)

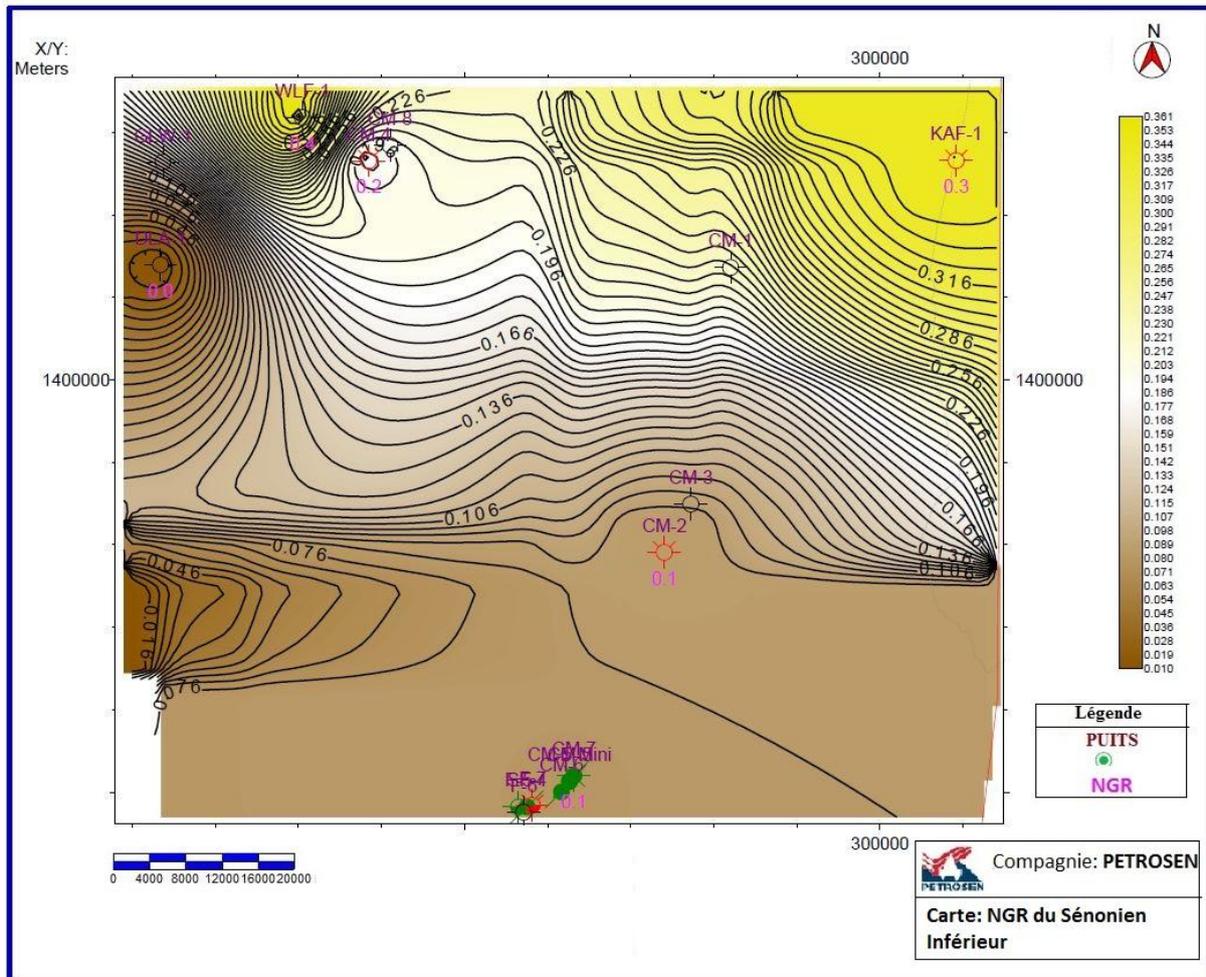


Figure 31: Carte NGR du Sénonien Inférieur

Le rapport des épaisseurs utiles sur les épaisseurs totales varie de 30% (KAF-1) à 0% (DLA-1). La qualité des réservoirs du Sénonien Inférieur s'améliore vers le continent (KAF-1) et vers la structure de Grand Large. Elle devient moyenne à médiocre vers le bord du plateau.

B3. Carte de Porosité du Sénonien Inférieur (Figure 32)

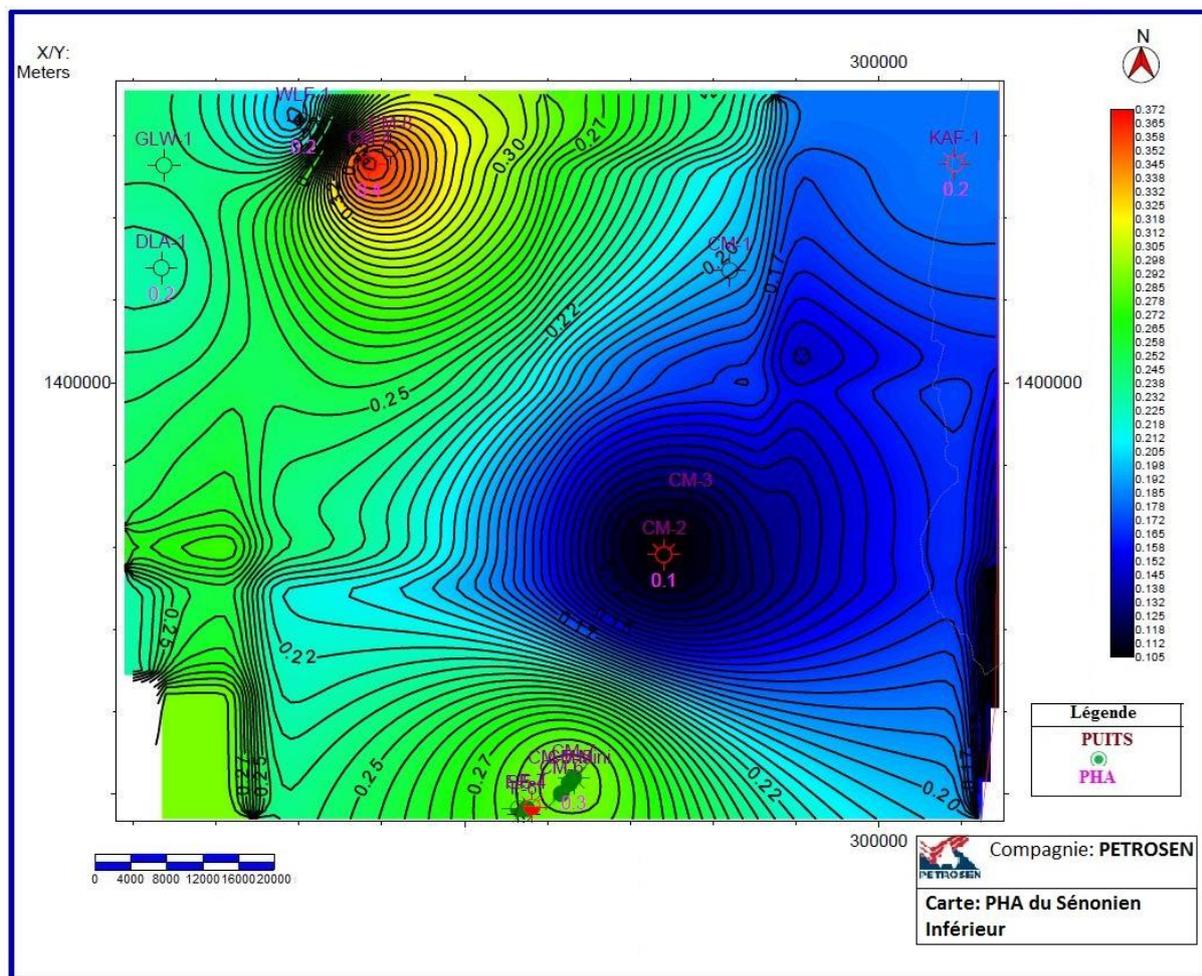


Figure 32 : Carte de porosité du Sénonien Inférieur

La porosité du réservoir du Sénonien Inférieur varie de 37% (CM-4) à 11% (CM-2). Elle évolue en allant vers le puits CM-4 au Nord-Ouest et vers le puits CM-7 au Sud. La porosité diminue progressivement vers les puits WLF-1 (22%) et DLA-1 (23%).

B4. Carte de saturation en eau

Après avoir obtenu la carte de porosité, il convient de dresser la carte de la saturation en eau (Figure 33) afin d'en déduire la saturation en hydrocarbures.

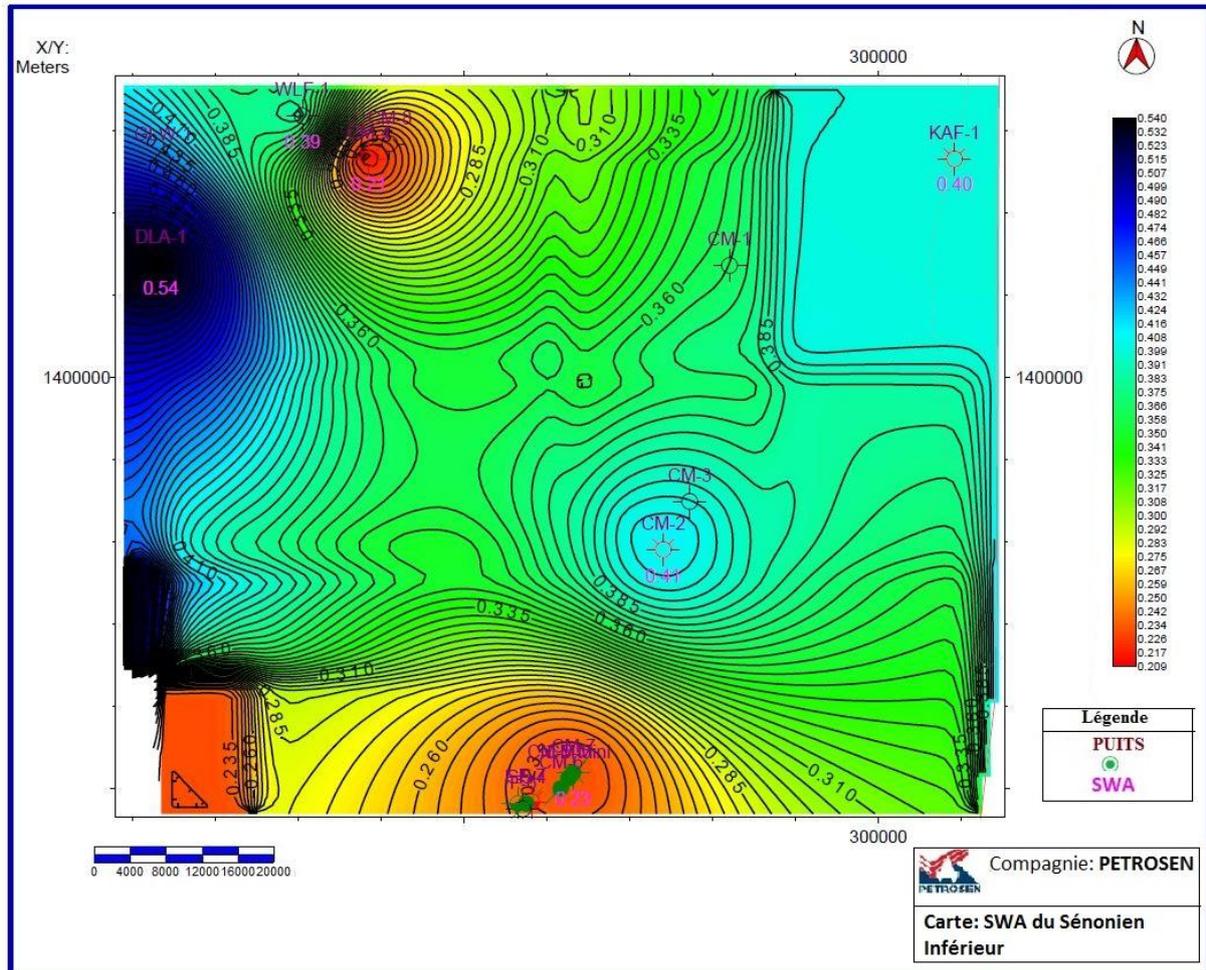


Figure 33 : Carte de saturation du Sénonien Inférieur

Le réservoir présente de meilleures saturations au niveau du puits CM-7 (23%), donc 77% d'hydrocarbures. La saturation devient pauvre vers le bord du plateau (SWA>50% au DLA-1).

B5. Carte du volume d'hydrocarbures dans les pores (HPV)

A partir de la porosité, de la saturation et de l'épaisseur nette du réservoir, une carte du volume d'hydrocarbures a été établie (Figure 34). Le volume d'hydrocarbures dans les pores a été obtenu par la formule suivante :

$$\text{HPV} = \text{Epaisseur nette du réservoir} \times \text{Porosité Effective} \times (1 - \text{Saturation en eau})$$

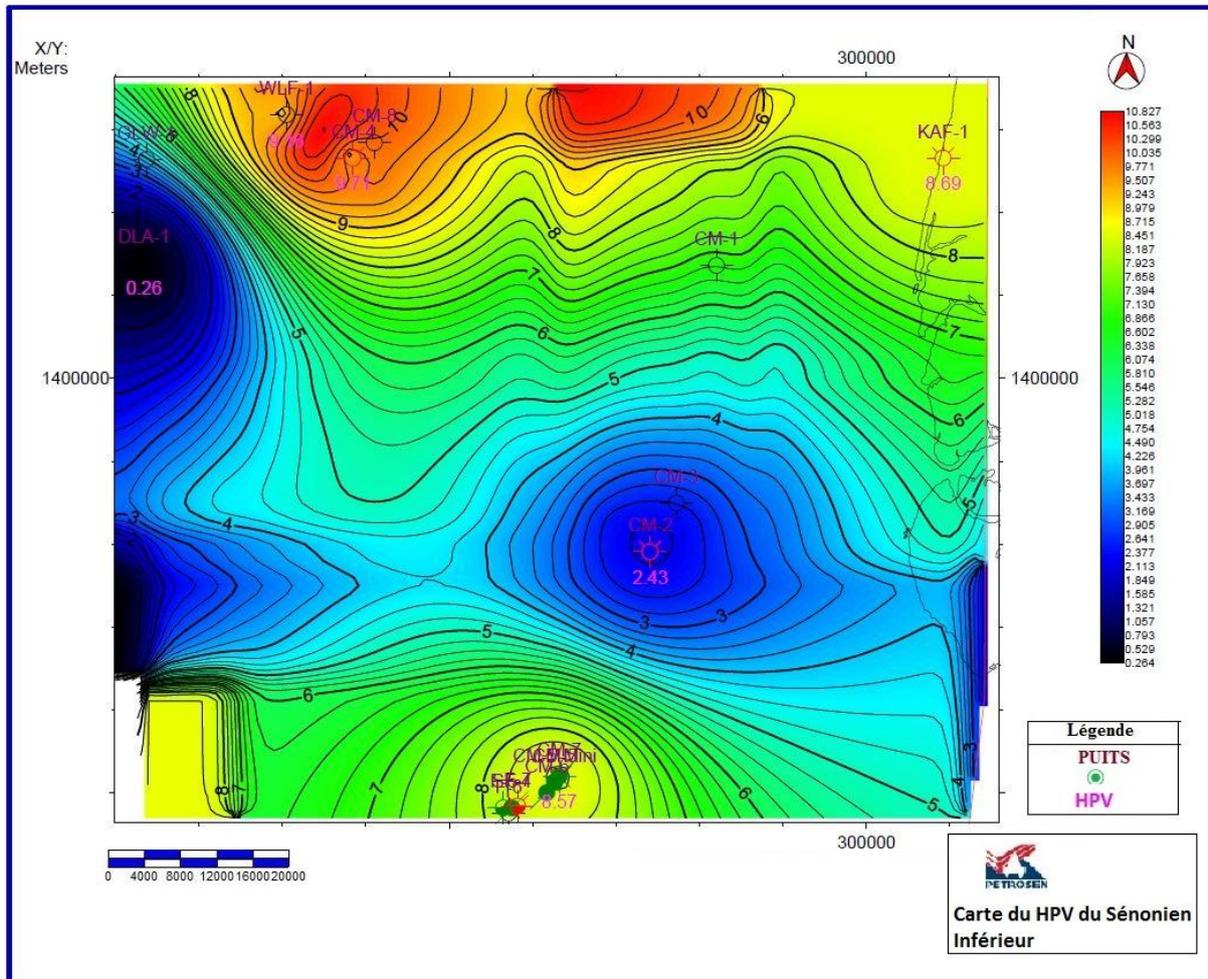


Figure 34: Carte du HPV du Sénonien Inférieur

Le volume d'hydrocarbures dans les pores est élevé vers la partie Ouest du puits KAF-1, à l'Ouest de la structure de Grand Large (HPV=9) et du Dôme Flore (HPV=8).

C. Le réservoir du Maastrichtien Supérieur

Le Maastrichtien Supérieur est présent dans plusieurs puits de la zone d'étude. Les calculs pétrophysiques ont donné les résultats suivants (Figure 35).

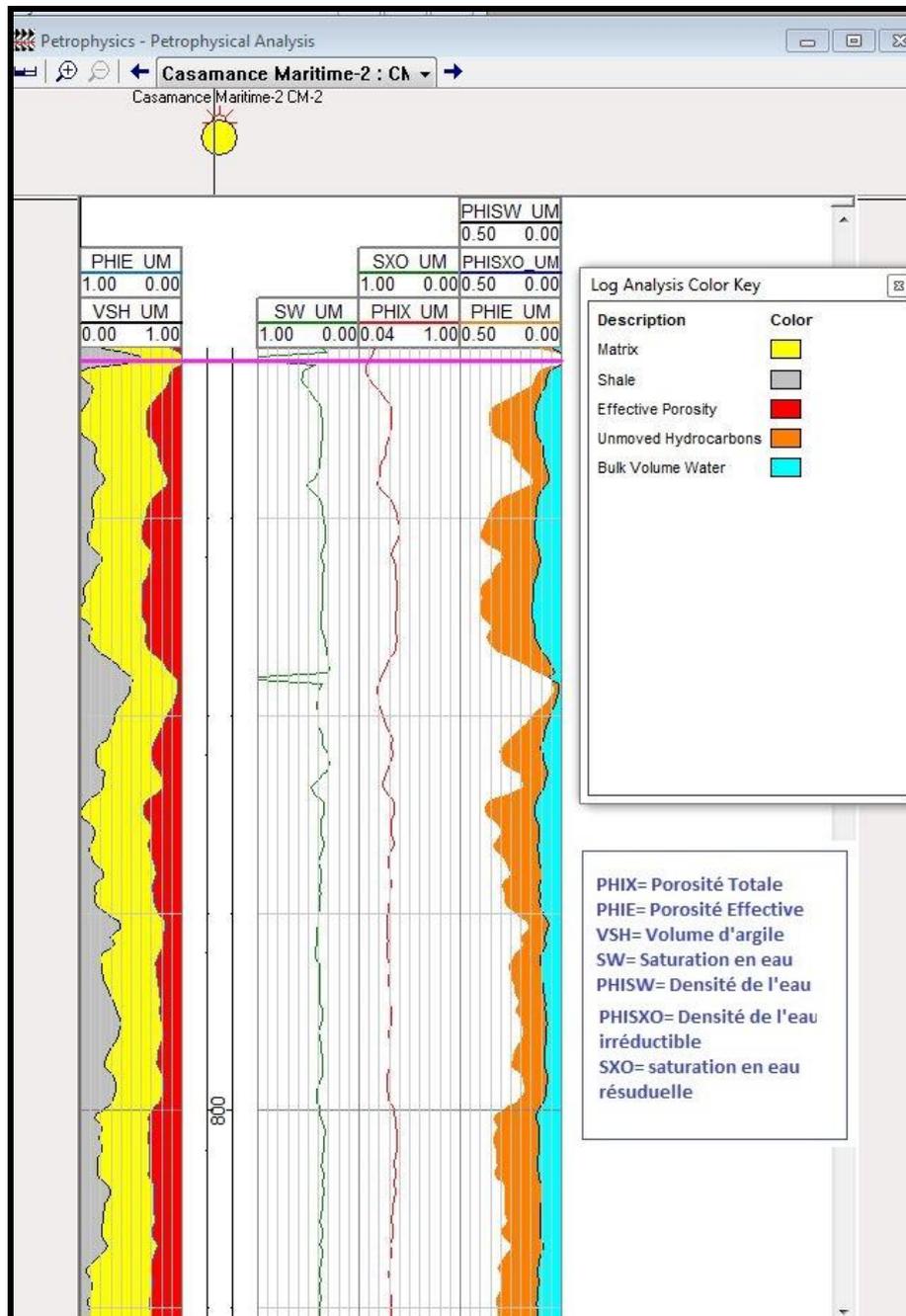


Figure 35: RESULTATS DE L'ANALYSE PETROGRAPHIQUE DANS LE MAASTRICHTIEN SUPERIEUR DE CM-2

La saturation en eau tourne autour de 40%, et une porosité de 20%. Le volume d'argile est relativement faible.

Les résultats des calculs pétrophysiques sont consignés dans le tableau V suivant :

Tableau V: Résultats du calcul des paramètres pétrophysiques du réservoir du Maastrichtien Supérieur.

Puits	GROSS (m)	NET (m)	NGR (%)	PHA Cut-off (0,5%)	SWA Cut-off (0,6%)	HPV M³
BAO-1	285	154.81	54	24	34	24.4
CM-2	517	64.4	12	25	51	7.91
CM-4	357	30.2	08	35	53	4.82
CM-7	451	165.36	37	22	28	25.99
DLA-1	333.84	59.6	18	28	47	8.87
GLW-1	330	0.4	0	13	47	0.03
KAF-1	333.25	93.41	28	23	48	11.32
WLF-1	317	167.61	53	31	44	30.24

Les réservoirs du Maastrichtien Supérieur présentent de grandes épaisseurs et de très bonnes porosités. Les saturations en eau également sont bonnes et varient de 34% au niveau des grès du puits BAO-1) à 53% dans les calcaires du puits CM-4.

C1. Carte des Net sur Gross des réservoirs du Maastrichtien Supérieur

Cette carte permet de voir l'évolution du réservoir utile par rapport à l'épaisseur totale (Figure 36).

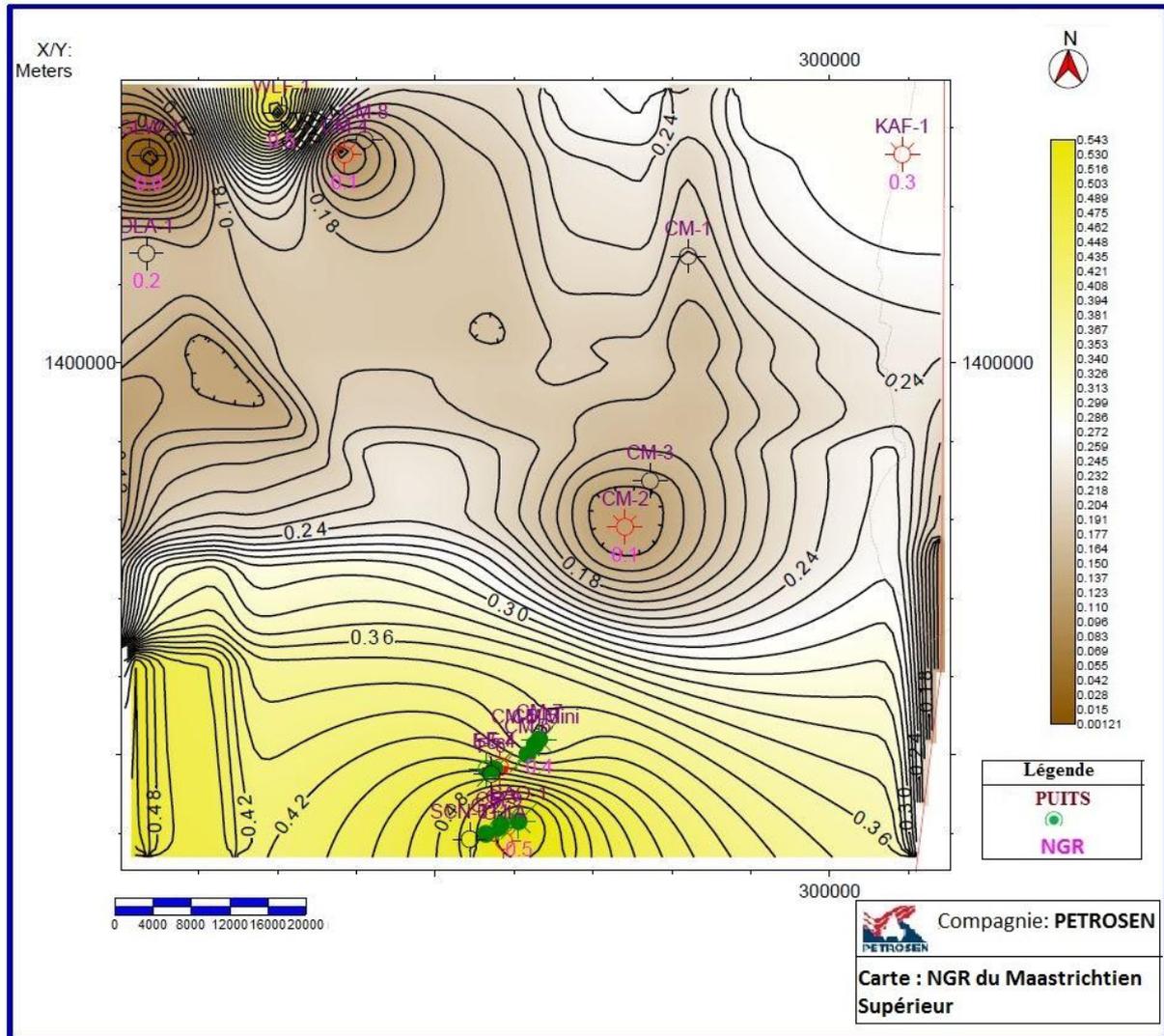


FIGURE 36: CARTE EPAISSEUR UTILE SUR EPAISSEUR TOTALE

Le rapport du réservoir utile sur le réservoir total est plus important au Sud et au niveau du puits WLF-1 (50%). Le rapport devient de plus en plus faible vers les puits GLW-1 (0) et DLA-1 (18%). La qualité du réservoir Maastrichtien supérieur s'améliore en allant des calcaires du Nord vers les grès du Sud avec des valeurs de NGR comprises entre 30 à 50 % (CM-7).

C2. Carte de porosité (Figure 37)

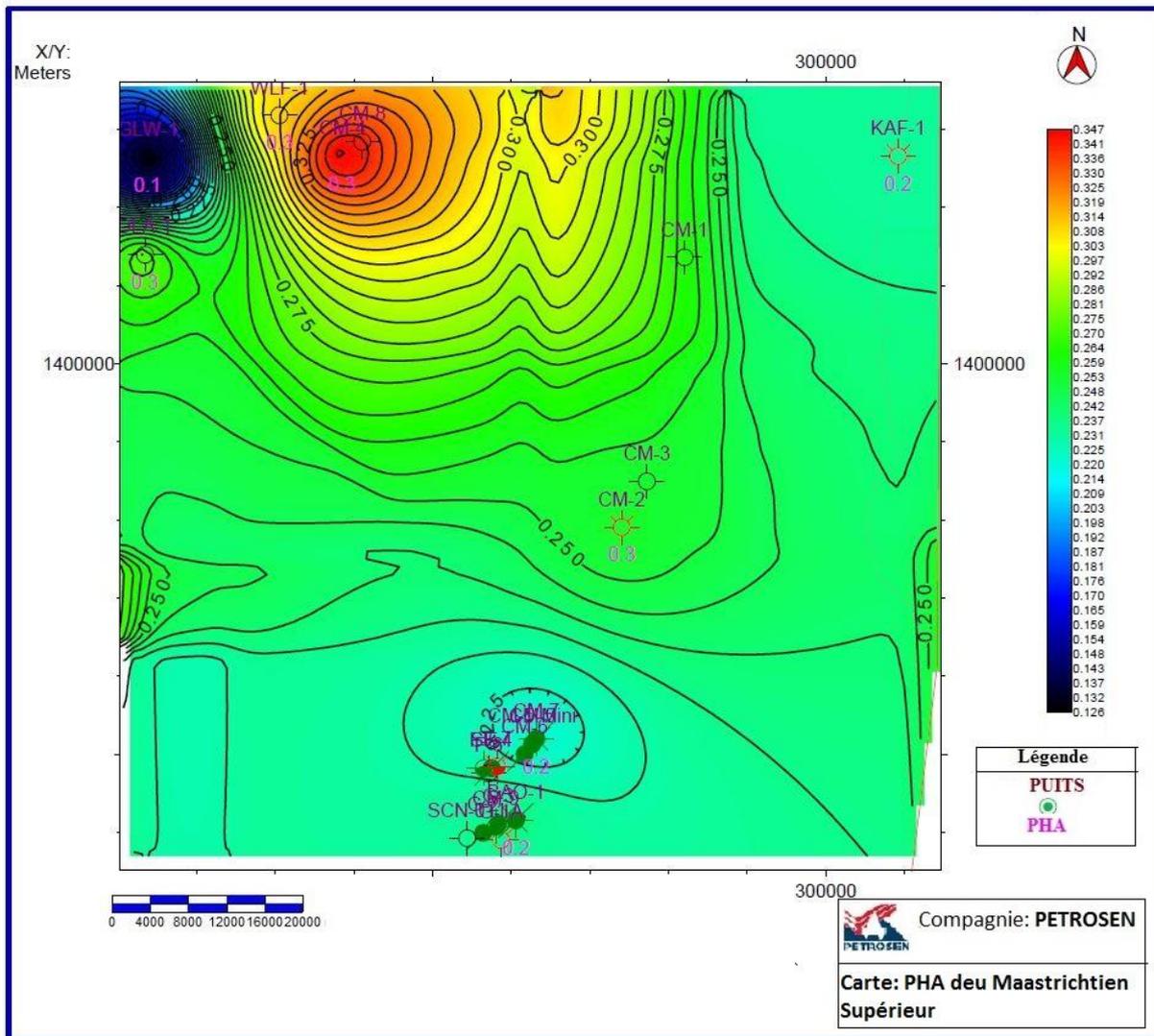


Figure 37 : Carte de porosité du Maastrichtien Supérieur

Les porosités varient de plus de 35% (CM-4) à 10% (GLW-1) dans les calcaires au Nord de la zone d'étude. Au niveau du Dôme Flore la porosité des grés varie entre 22% (CM-7) et 24% (BAO-1).

C3. Carte de la saturation en eau du Maastrichtien Supérieur (Figure 37)

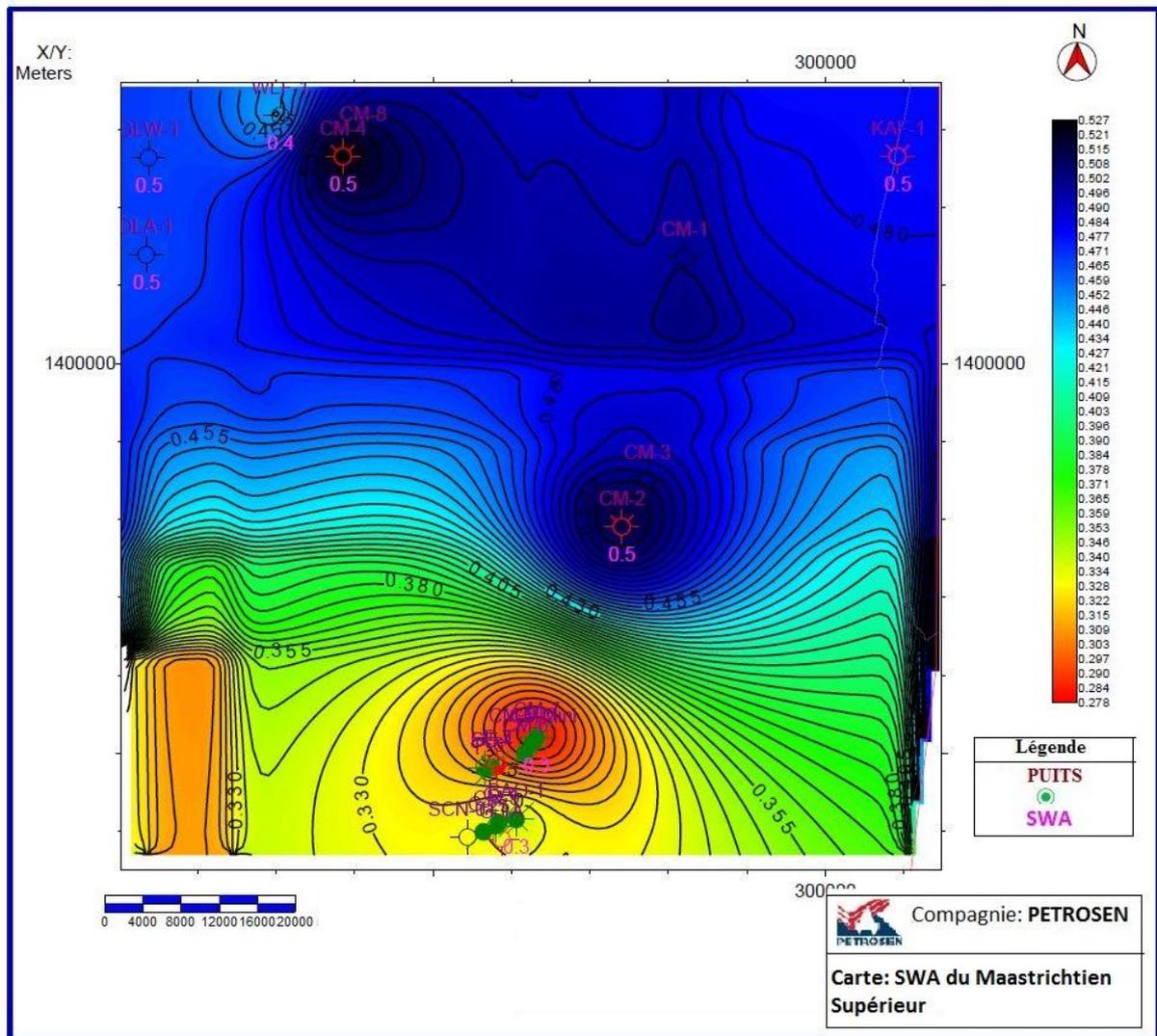


FIGURE 38 : CARTE DE SATURATION EN EAU DU MAASTRICHTIEN SUPERIEUR

Les meilleures saturations se trouvent dans les grés du Dôme Flore (CM-7 : SWA= 28%), et du Dôme GEA (BAO-1 : SWA=34%). Cependant elles deviennent pauvres dans les calcaires de Dôme Janus (CM-4 : SWA= 53%). Les hydrocarbures sont des huiles lourdes au niveau du puits CM-7 et du gaz au niveau du puits CM-4.

C4. Carte du volume d'hydrocarbures dans les pores

Elle est générée à partir des cartes de saturations, de porosités et de l'épaisseur utile du réservoir (Figure 38).

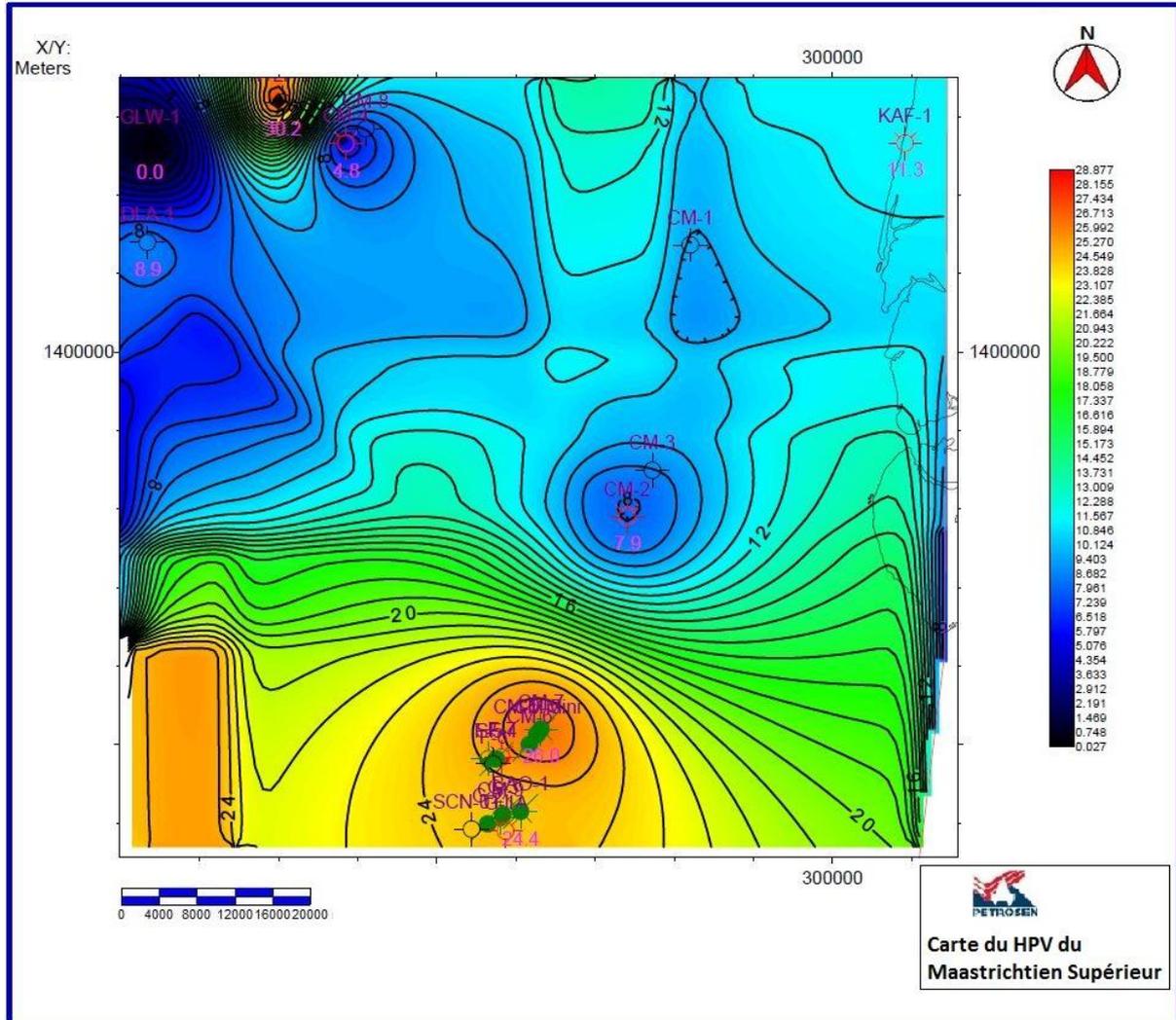


Figure 39: Carte du volume d'hydrocarbures dans les pores

Le volume d'hydrocarbures dans les pores (« Hydrocarbon Pore Volume, HPV ») varie entre 30 (WLF-1) et 0.027m^3 (GLW-1). Le HPV est moyen au niveau des dômes Flore et GEA. Le HPV est très réduit voire nul au niveau de la marge de la plateforme carbonatée.

D. Le réservoir du Maastrichtien Inférieur

Il est présent dans plusieurs puits de la zone d'étude. Les résultats des calculs des paramètres pétrophysiques effectués au niveau du puits Diola-1 sont les suivants (Figure 40):

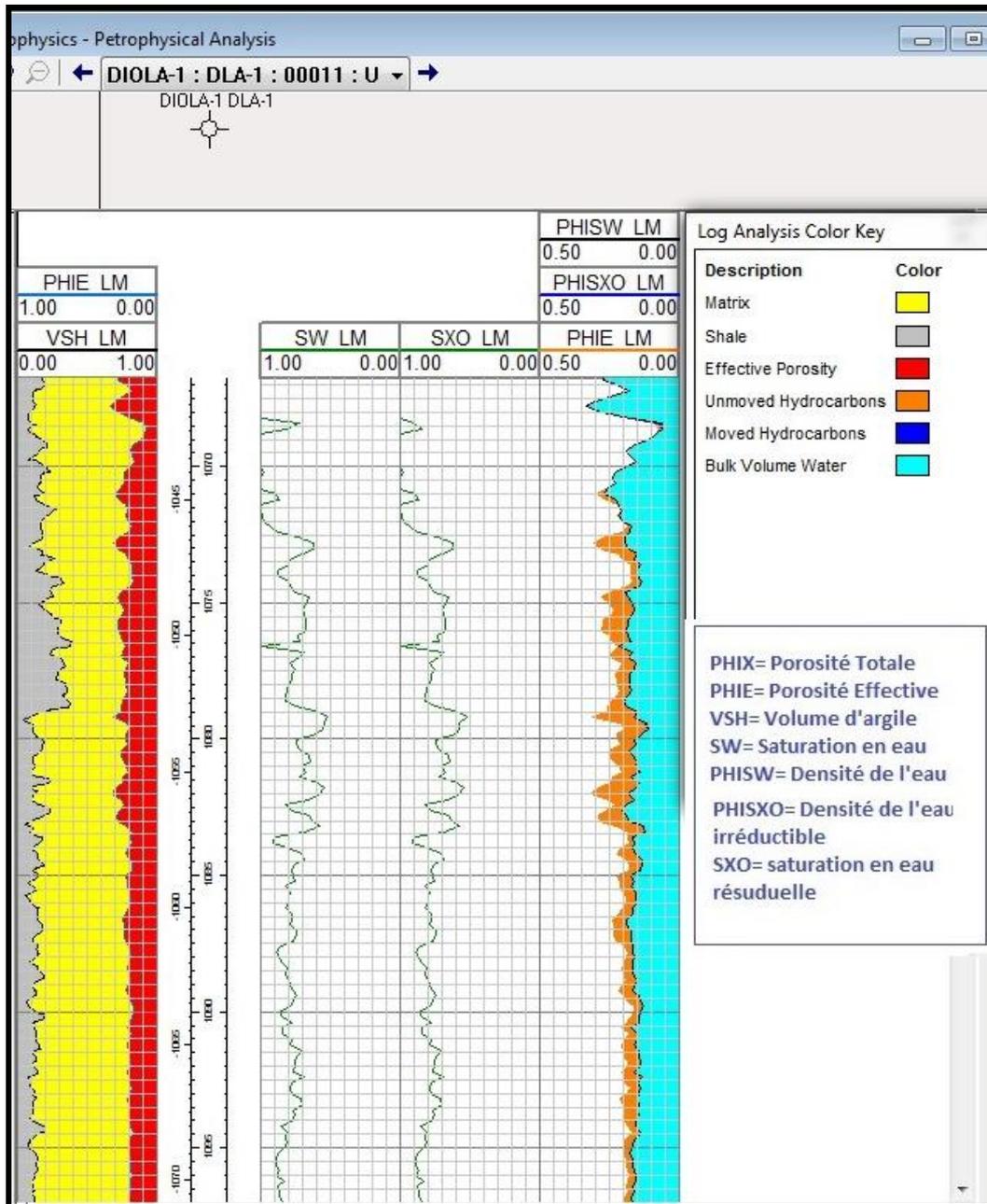


Figure 40: RESULTATS DE L'ANALYSE PETROGRAPHIQUE DANS LE MAASTRICHTIEN INFERIEUR DE DLA-1

Le puits Diola-1 présente une valeur de saturation en eau qui tourne autour de 60% ; une excellente porosité (28%). Ceci fait du puits DLA-1, pas économiquement rentable pour une exploitation offshore.

Les résultats de l'analyse pétrophysiques du Maastrichtien Inférieur sont consignés dans le tableau VI ci-dessous :

Tableau VI: Résultats du calcul des paramètres pétrophysiques du réservoir du Maastrichtien Inférieur

	GROSS (m)	NET (m)	NGR (%)	PHA Cut-off (0,5%)	SWA Cut-off (0,6%)	HPV M ³
CM-2	451	173.36	38	16	54	16.56
CM-4	336	72	21	33	31	17.26
CM-7	387	194.95	50	37	47	38.49
DLA-1	358.16	5.6	1	28	56	0.66
GLW-1	348	19.4	5	14	53	1.25
KAF-1	388.75	38.6	10	32	48	6.61
WLF-1	383	116.21	30	35	30	22.36

Le Maastrichtien Inférieur présente les valeurs de saturations relativement bonne (31% à CM-4 à 56% à DLA-1). Les porosités sont globalement bonnes (37% à CM-7), mais elles tendent à devenir faibles au rebord du plateau (14% à GLW-1). Le HPV est relativement bon (22.36m³ à WLF-1), il s'appauvrit vers le Nord-Ouest (0.66m³ à DLA-1).

D1. Carte des épaisseurs utiles sur les épaisseurs totales

Elle permet de voir l'évolution de l'épaisseur utile par rapport à l'épaisseur totale (Figure 41).

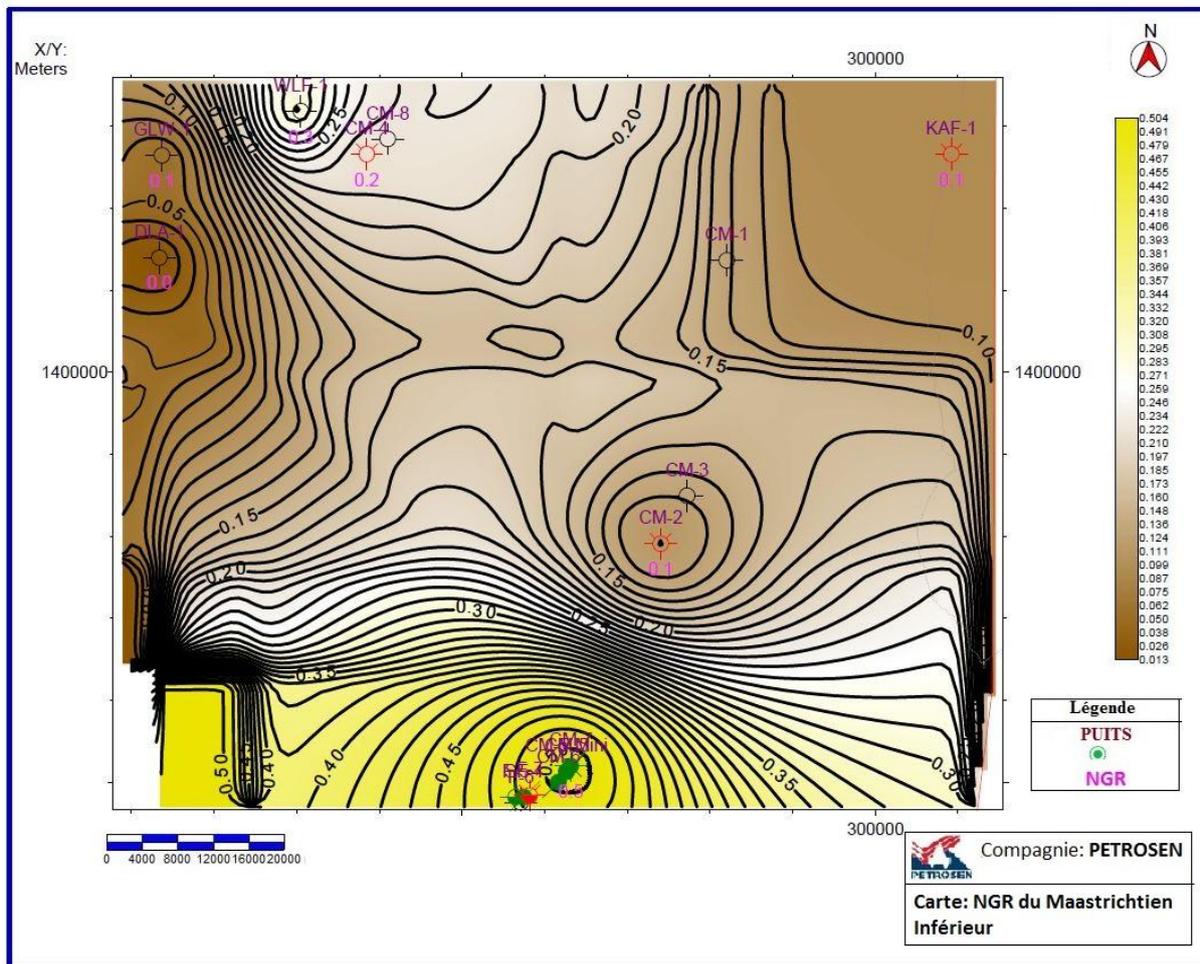


Figure 41 : Carte de l'épaisseur utile sur l'épaisseur totale

Le rapport de l'épaisseur utile par rapport à l'épaisseur totale du réservoir est plus grand au niveau du Dôme Flore (50%) et du puits WLF-1 (30%). La qualité du réservoir du Maastrichtien Inférieur s'améliore vers le Dôme Flore et vers la structure de Grand Large. La qualité devient de plus en plus médiocre vers le bord du plateau (DLA-1 : NGR=1%).

D2. Carte de porosité du Maastrichtien Inférieur (Figure 42)

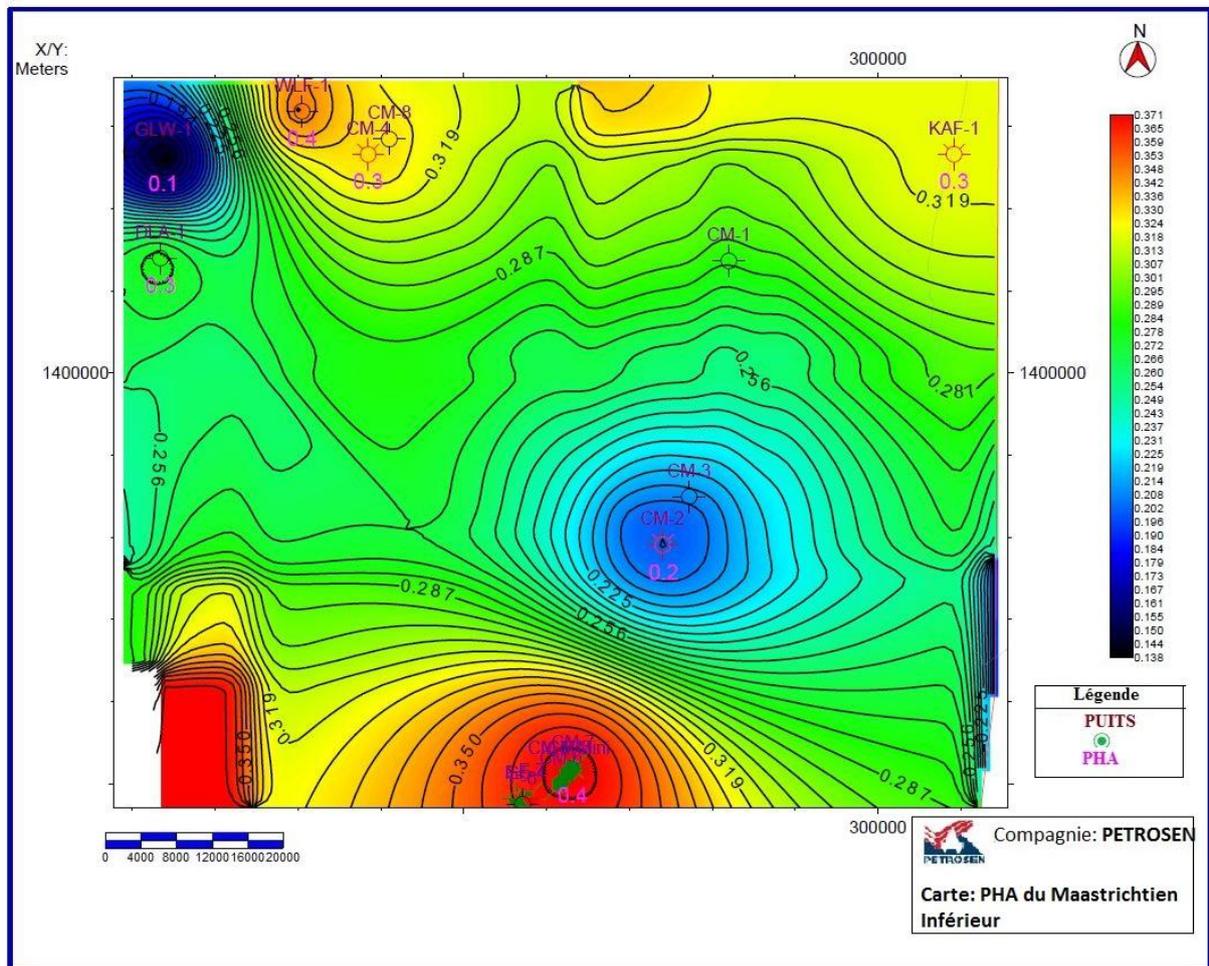


Figure 42: Carte de porosité du Maastrichtien Inférieur

Les plus grandes valeurs de porosité sont localisées au niveau des sédiments détritiques du Dôme Flore (CM-7) et dans les sédiments carbonatés du Dôme Janus (CM-4). Les valeurs sont comprises entre 37% (CM-7) et 14% (GLW-1).

D3. Carte de saturation en eau du Maastrichtien Inférieur (Figure 43)

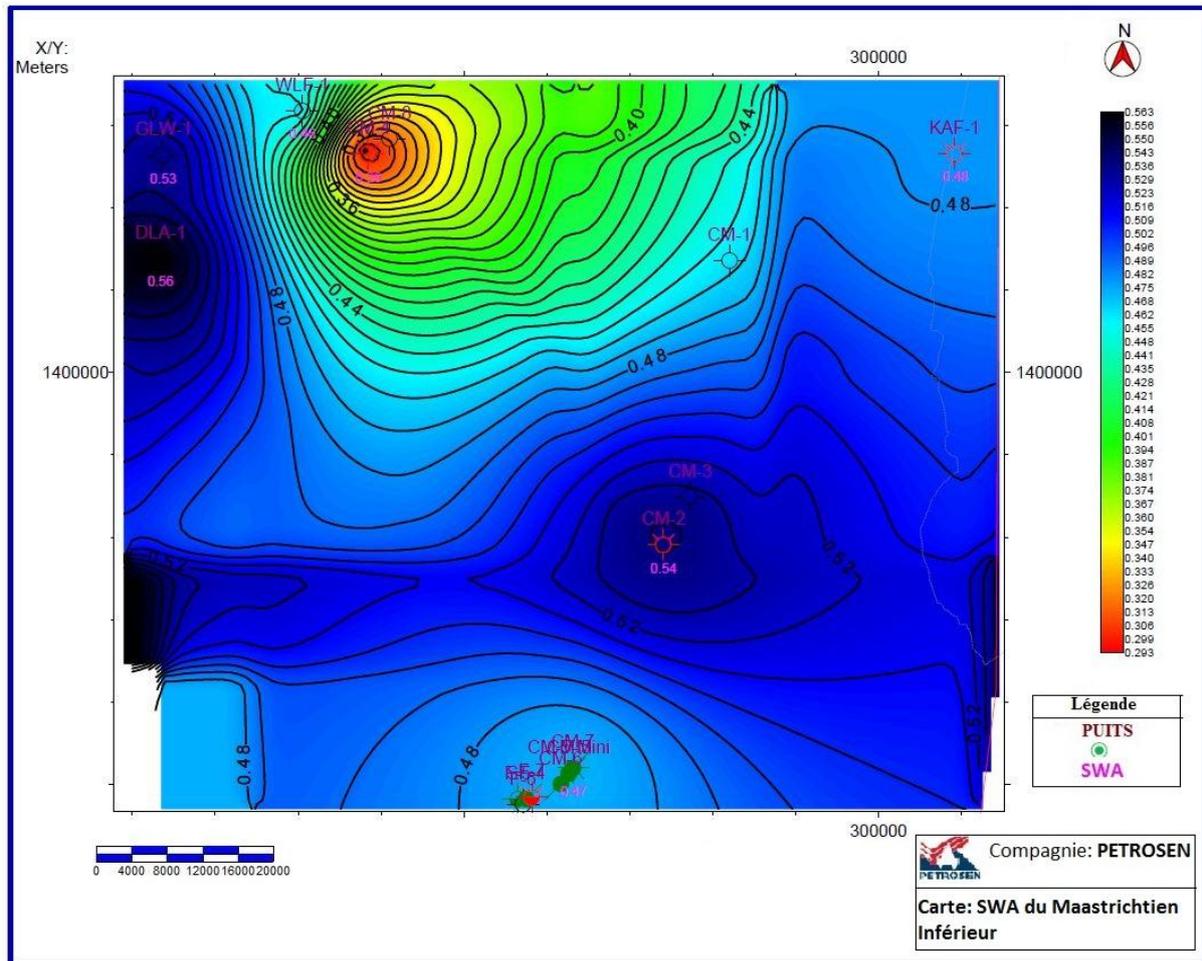


Figure 43 : Carte de saturation en eau du Maastrichtien Inférieur

Les meilleures saturations se situent au niveau des puits WLF-1 (SWA=30%), et CM-4 (SWA=31%). La qualité de la saturation évolue vers le Sud-ouest de la zone d'étude. Cependant vers le bord du plateau (SWA=60% à DLA-1) et vers le continent (SWA=50% à KAF-1) la qualité devient progressivement médiocre.

D4. Carte du volume de pores pour les hydrocarbures (Figure 44)

Cette carte est générée en fonction de la saturation en eau, de la porosité et du réservoir utile (Figure 43).

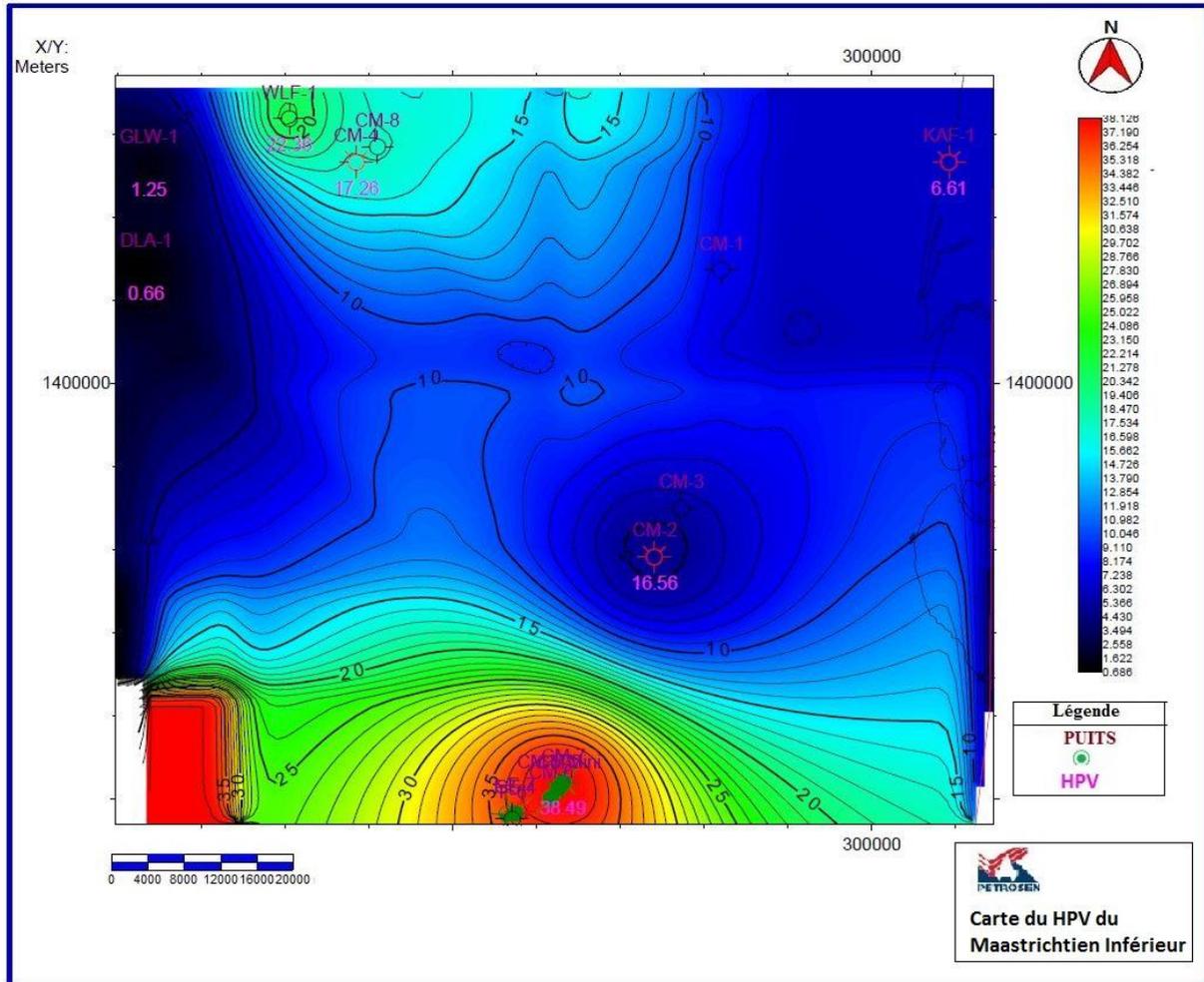


Figure 44 : Carte du HPV du Maastrichtien Inférieur

Le HPV est généralement faible dans la zone d'étude. Les plus fortes valeurs sont localisées au niveau du Dôme Flore (HPV=38.49 à CM-7) ; et du puits WLF-1 (HPV=22,36).

E. Le réservoir de l'Albien

L'Albien est un réservoir potentiel de la zone d'étude. Il est caractérisé par des grès à l'Est qui passent progressivement à des calcaires à l'Ouest, tandis que vers le Sud il passe à des argiles.

Les diagraphies de résistivités n'atteignent pas l'Albien ce qui fait que les calculs ne sont pas effectués dans ce réservoir. Cependant des cartes du toit et de l'épaisseur ont été faites afin de voir l'évolution et l'approfondissement des formations albiennes. L'Albien s'approfondit considérablement vers la partie Ouest du Dôme GEA. Il est atteint à une profondeur de 3559m sous l'eau à l'Ouest du Dôme GEA et à 2226m à GLW-1.

V. Interprétations des résultats obtenus

La présence des hydrocarbures dans des sédiments qui n'ayant pas atteint le stade de maturité indiquent que des hydrocarbures provenant de sédiments plus profonds ont migré vers Maastrichtien. La migration a dû se produire verticalement pour le Sénonien Inférieur qui recouvre les roches mères du Turonien ; et latéralement pour les étages inférieurs.

Les hydrocarbures sont liquides au niveau des dômes Flore et GEA ; tandis qu'au Nord-Ouest (CM-4) ils sont de type gazeux.

Au niveau des dômes Flore et GEA, les roches mères du Turonien ont atteint le stade de maturité. En effet, le Turonien s'approfondit dans cette zone et ce avec l'influence des diapirs, la maturité est atteinte rapidement (Figure 45).

La problématique du réservoir potentiel du Maastrichtien se présente sous deux aspects : l'existence et la qualité de l'étanchéité des couvertures.

Le réservoir du Sénonien Inférieur est le plus vaste. Les meilleures valeurs de porosité vers la plateforme carbonatée peuvent être dues à la karstification et à la dolomitisation. Ces phénomènes sont dus à leur proximité à la discordance du Sénonien Inférieur.

Dans le rapport de Petrocanada 1985, il est noté que l'augmentation du rapport sables/argiles pourrait être due au vannage des argiles le long du rebord de la plateforme.

La fermeture dépend de l'étanchéité des failles et de la couverture des sédiments post-sénoniennes coiffant la discordance. Dans tous les deux cas les roches couvertures assurent une bonne étanchéité.

Cette carte confirme les études faites par PETRO-CANADA International (Janvier 1985). Le Turonien atteint le stade de maturité à une température de 75°C pour une profondeur de 2140m sous la mer.

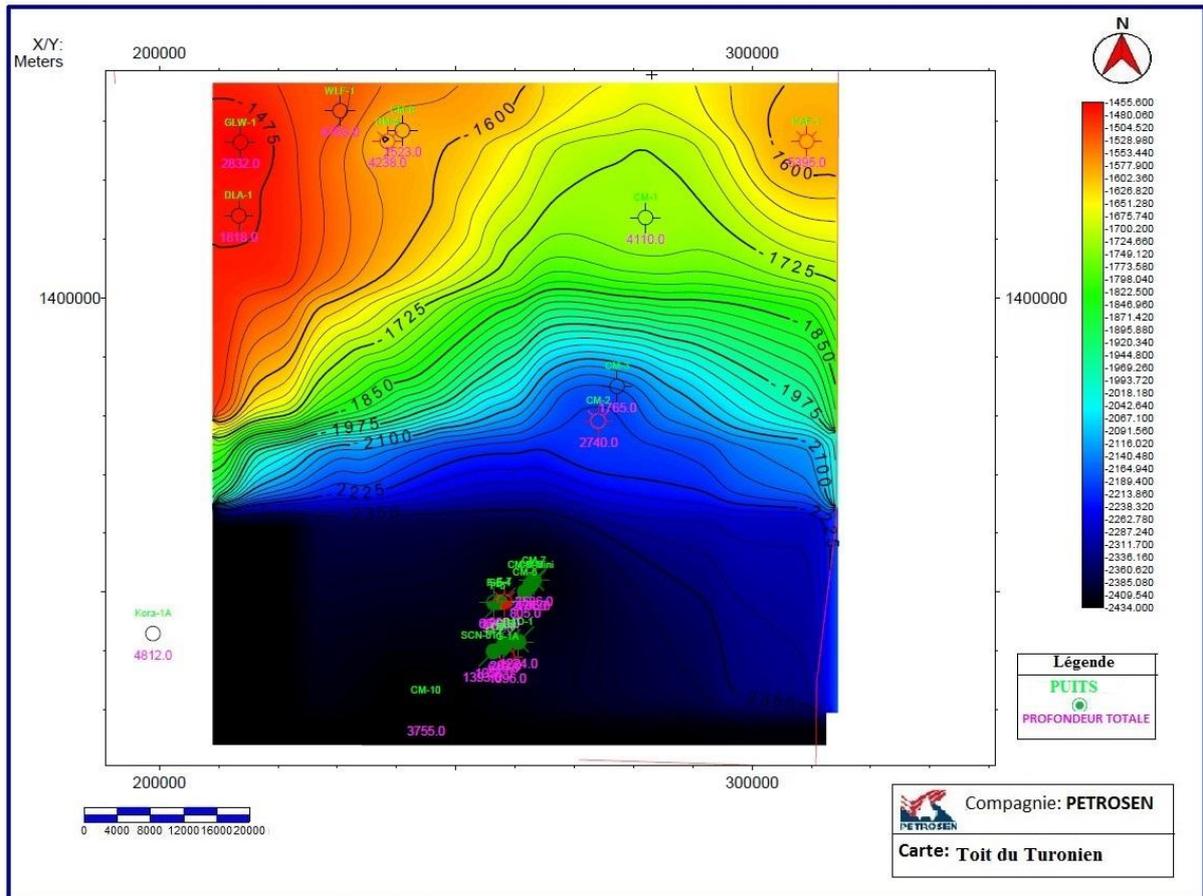


Figure 45 : Carte du toit du Turonien

VI. Estimations des réserves d'hydrocarbures

Après avoir déterminé la saturation en eau, le volume d'hydrocarbures dans les pores et la porosité effective des réservoirs, nous avons essayé d'estimer les réserves potentielles en place au niveau de quelques structures du Maastrichtien Inférieur (Figure 46) et du Sénonien Inférieur(Figure47).

Ce travail s'est fait à partir du module volumétrique.

A partir de la carte du HPV, deux zones d'intérêt ont été détectées : l'une dans la partie Sud-Ouest (Structure A) et l'autre au niveau du Dôme Flore (Structure B).

Le résultat est consigné dans le tableau VII suivant :

Tableau vii: Les réserves potentielles en hydrocarbures du Maastrichtien

	Structure A	Structure B
Surface (km ²)	190,5	648,5
Gross volume (m ³)10 ⁶	3 2349	113 519,7
Net volume (m ³)10 ⁶	14 781,6	49 145,5
Volume de Pores (m ³)10 ⁶	5 390,7	16 838,4
HPV volume (m ³) 10 ⁶	2 830	8 705,5
Hydrocarbure en place (barils) 10 ⁶	58 385	179 602,5

Les réserves potentielles au niveau du Dôme Flore sont plus importantes qu'à l'Ouest dans la structure A. Elles sont estimées à 176602,5 10⁶ barils au niveau du Dôme Flore et 58385 10⁶ barils dans la structure A à l'Ouest du Dôme Flore. Les hydrocarbures peuvent être des huiles lourdes et ou légères.

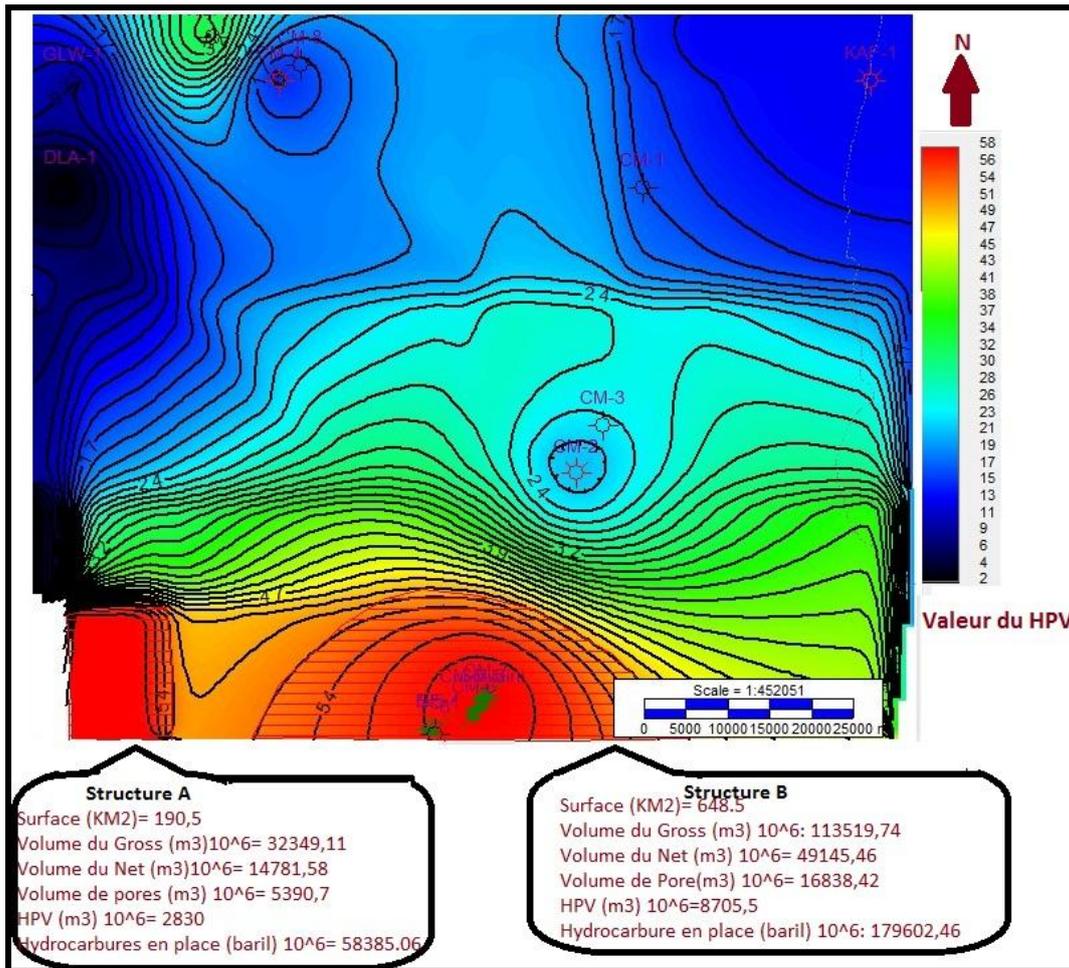


Figure 46 : Carte des prospectus du Maastrichtien Inférieur

Au Sénonien Inférieur, nous avons choisi trois zones d'intérêt :

- La **Structure C** correspond à la structure au niveau du Dôme Flore
- La **Structure E** correspond à la partie Ouest du puits KAF-1
- La **Structure F** correspond à la structure au niveau du puits WLF-1 et CM-4.

Tableau VII: Les réserves en hydrocarbures du Sénonien Inférieur.

	Structure C	Structure E	Structure F
Surface (km²)	360,8	514	411,5
Gross volume (m³) 10⁶	161 143,3	122 041	81 149,7
Volume du Net (m³) 10⁶	12 939	36 827	18 685
Volume de pores (m³) 10⁶	3 551,4	7383	5381
HPV (m³) 10⁶	2 682,4	4 625	3 823,5
Hydrocarbure en place (bl) 10⁶	55340	6343403	5243874

La structure B du Maastrichtien Inférieur correspond à la structure C du Sénonien Inférieur mais de surface plus grande. Elle possède une quantité d'hydrocarbures en place plus importante au Maastrichtien Inférieur qu'au Sénonien Inférieur.

Les réserves d'hydrocarbures potentielles du Sénonien Inférieur sont estimées à 55340 millions de barils au niveau de la structures du Dôme Flore ; 5243874 millions de barils au Nord du Dôme Janus et 6343403 millions de barils à l'Ouest du puits Kafountine-1.

La structure E située à l'Ouest du puits Kafountine-1 présente la plus grande réserve potentielle d'hydrocarbures. Cette structure est la plus proche du continent et il faut noter que dans le bloc de Tamna en onshore, les réservoirs de gaz naturel sont localisés dans cet étage.

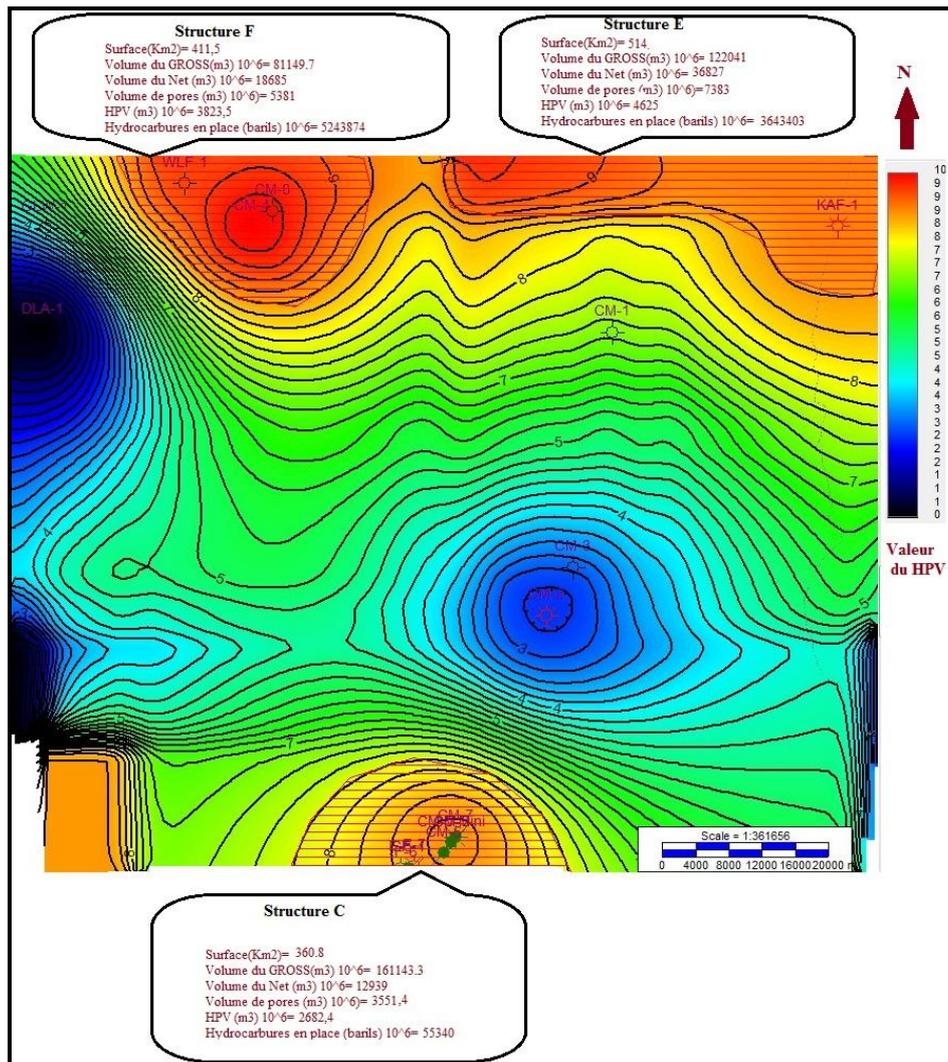


Figure 47: Carte des prospects du Sénonien Inférieur