

Interprétations diagraphiques, modélisation et caractérisation pétrophysique des réservoirs du permis

Chapitre 1 : Interprétation diagraphiques des données de subsurface

L'interprétation des diagraphies différée peut être à la fois qualitative et quantitative (Quick-Look et CYBERLOOK). Elle est basée sur un certain nombre de données (diagraphies : PS, GR, GG, Sonique, etc.) permettant de déterminer ou de calculer précisément les paramètres pétrophysiques qui caractérisent les réservoirs d'hydrocarbures et de faire des corrélations lithologiques entre les puits.

1) Interprétation qualitative

Elle est basée directement à partir des diagraphies obtenues sans faire aucune application, ni calcul numérique. Cet aperçu global des diagraphies permet de délimiter les réservoirs (formations sableuses ou gréseuses) et d'envisager la nature de leur contenu (eau, gaz, pétrole).

Cette interprétation se fera grâce à une combinaison de plusieurs diagraphies appelée « **log composite** » qui est un document visuel de base sur lequel s'ajoutera d'autres informations utiles obtenues à partir des diagraphies instantanées (déblais de forage, cotes absolues, tubages, boue de forage, détection des indices de gaz, etc.)

La figure 31 (Annexe 1) représente le « log composite » effectué au niveau du puits Sa-2 entre 1190 et 1570 m de profondeur, et l'interprétation lithologique qu'on peut tirer est :

- ✚ Les couches de sables se situent là où la courbe du GR a une faible déflexion.
- ✚ La Polarisation Spontanée justifiera l'idée élaborée par le fait qu'à ce niveau, sa courbe de déflexion ne se situe pas sur la ligne de base des argiles. Ainsi, une déflexion de la PS, témoignerait de la présence d'un banc sableux.

Conclusion

Nous dirons que la séquence (1190-1570 m) représente des formations sableuses parfois intercalées d'argiles qui se justifie par l'existence d'une déflexion de la courbe GR vers la droite et d'une faible valeur de la vitesse de propagation du son (diagraphie sonique, déflexion vers la gauche) car l'onde acoustique se propage difficilement dans les terrains argileux.

Pour connaître les paramètres pétrophysiques des réservoirs (porosité, saturation en eau, perméabilité), on fait appel alors à l'interprétation quantitative.

A la suite de ce chapitre, tous les calculs des paramètres pétrophysiques seront exécutés à partir de la séquence 1460-1510 m (comme titre d'exemple), du **log composite** effectué au niveau du puits de Sa-2 (Annexe 1 : figure 31)

2) Interprétation quantitative

Elle est basée sur des formules de calcul relativement utilisées selon le type de diagraphie. Ces calculs sont résolus facilement grâce à des abaques qui sont des représentations graphiques d'un paramètre mesuré (ex : résistivité de la roche) en fonction d'un autre paramètre à déterminer (ex : la saturation en eau). On distingue deux types d'interprétation quantitative :

2.1) Quick-Look

Ce sont des interprétations tirées à partir de calculs mathématiques en utilisant des formules de base qui donnent directement les paramètres suivants :

❖ La porosité (Φ) :

Ce paramètre est lu directement sur le Log Neutron dans le cas d'une formation sableuse propre (non argileuse), ou déterminé par calcul avec des abaques à partir de diagraphies : Sonique (figure 38 : Annexe 3) et de Densité (figure 39 : Annexe 3).

Des corrections sur l'effet d'argile, et des hydrocarbures (dans le cas du gaz) seront intégrées dans le calcul de la porosité.

Grâce à la diagraphie du Neutron (Annexe1 : fig. 31c), on a pu déduire la valeur moyenne de la porosité qui est environ égale à **$\Phi = 20\%$** au niveau du puits de Sa-2 d'une couche sableuse située entre 1486 - 1487 m de profondeur.

❖ La perméabilité

Elle réfère à la capacité du sédiment ou de la roche à laisser circuler les fluides qui se trouvent dans les pores. La perméabilité est l'un des paramètres marquant la frontière entre réservoirs « conventionnels » et « non conventionnels » (Fig.20).

La perméabilité est déterminée grâce à la loi de Darcy : $Q = A \frac{K}{\mu} \times \frac{dp}{dx}$ où K représente la perméabilité du milieu, Q= débit d'écoulement (m^3/s), $\frac{dp}{dx}$ = variation de la pression en fonction

de la distance parcourue par le fluide (Pa/m), μ = viscosité du fluide en Po (1Pa.s=10 Po) et A= surface imprégnée par le fluide (m²), ce qui fait que K s'exprime en m² mais en pratique l'unité usuelle est le millidarcy (mD) tel que 1 mD = 10⁻¹⁵ m².

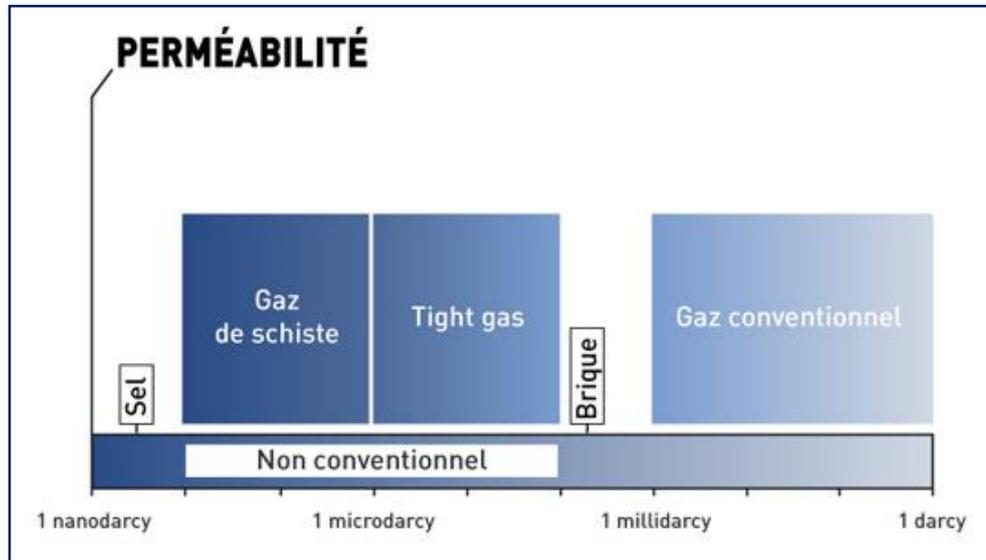


Fig.20 : Relation entre la perméabilité et le type de réservoir (IFP)

NB : Pour déterminer la perméabilité, les données de pression obtenues à partir de plusieurs sondes (RFT : Repeat Formation Tester, RMN : Résonance Magnétique Nucléaire etc.) indiquent également les variations de la perméabilité en fonction de la direction de l'écoulement à travers les roches composant le réservoir.

Grâce à la sonde RFT, on peut alors déterminer la valeur approchée de la perméabilité effective suivant la relation : $K \text{ (mD)} = 5660 \frac{10\mu}{T\Delta P}$

Où : $\begin{cases} \mu = \text{viscosité du filtrat } 0.5 \text{ cPo} \\ T = \text{temps de remplissage des mini - chambres, en secondes} \\ \Delta P = \text{différence de pression entre P statique et pression d'écoulement, en PSI} \end{cases}$

❖ Relation entre Porosité et Perméabilité

Dans certains cas, on peut établir une corrélation pour un sédiment donné entre porosité et perméabilité selon la relation (Chalingar) : $\log K = a \Phi + b$ (Fig.21)

Où a et b sont des constantes à déterminer

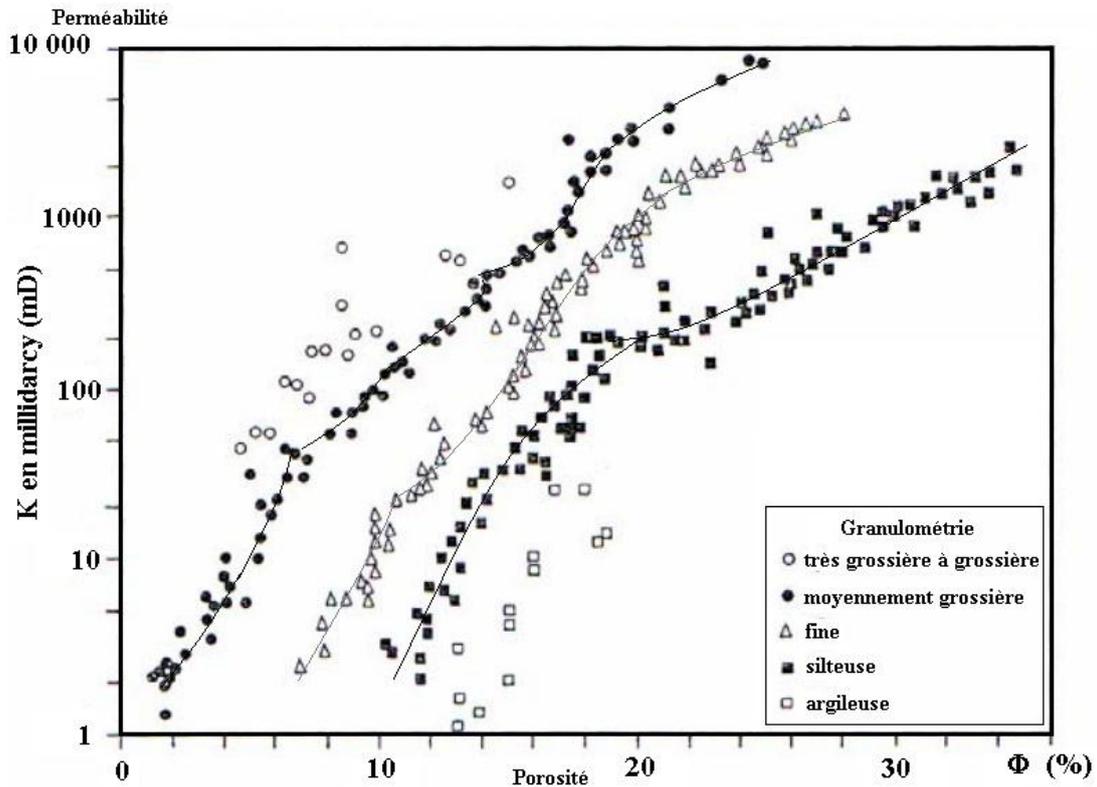


Fig.21 : Relation entre la perméabilité (K) et la porosité (Φ), (Chalingar)

❖ La saturation en eau S_w

La saturation en eau S_w est déterminée à partir de la relation suivante mettant en fonction R_o (la résistivité vraie d'une formation saturée en eau) et R_T (résistivité vrai de la roche dans la zone

vierge)
$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_T}}$$

Au niveau du puits de Sa-2 de la séquence 1500-1510 m (Annexe 1 : fig.31), le log LLD nous donne une valeur de $R_T = 5,5 \text{ ohms.m}$ et $R_o = 2 \text{ ohms.m}$ ainsi : $S_w = 0,603$ soit **60,3 %**

❖ Le pourcentage (%) d'argile ou argilosité : V_{cl} ou V_{sh}

Ce paramètre est déterminé au niveau de notre permis d'études à partir du log PS (Polarisation Spontanée) ou du GR (Gamma Ray). Ce qui nous permet de corriger certaines erreurs incluant dans le calcul de la porosité et de la saturation en eau, dans le cas où la formation n'est pas propre (sable argileux).

De ce fait lorsqu'on rencontre une formation argileuse (argile franche, $V_{sh}=100\%$) ou une formation sableuse propre (dépourvue d'argile) on pourra déterminer alors certains paramètres comme la valeur de la PS et du GR qui contribue sur la nature de la lithologie.

Par calcul, le V_{sh} est déterminé par la formule suivante :
$$V_{Sh} = 1 - \frac{PS \text{ au point } X}{PSS}$$

PSS= valeur maximum de la déflexion P.S dans l'intervalle considéré, valeur qui correspond à la ligne de base des sables.

P.S au point X = valeur de la déflexion de P.S à la profondeur choisie.

Au niveau du forage Sa-2 (Fig.31c) entre 1500-1505 m de profondeur, on a PSS = -35mV et la PS au point X=1503.2 m est égale à -23mV d'où $V_{sh} = 0.342$ soit **34.2%**

❖ La lithologie

Elle est établie grâce aux données obtenues de la diagraphie Gamma Ray combinée avec celle de la Polarisation Spontanée permettant ainsi de délimiter les couches sableuses et celles argileuses.

Pour identifier les couches évaporitiques (sel, potasse, gypse, anhydrite etc.) on utilise alors la diagraphie GR (Gamma Ray) combiné avec celui du neutron (N).

Et d'après la fig.31 (Annexe 1), on remarque qu'au niveau du puits Sa-2 la séquence (1460-1510 m) est formée de sables parfois intercalés de couches argileuses de faibles épaisseurs.

2.2) CYBERLOOK

Ce programme utilise juste les données des diagraphies et interprète graphiquement les paramètres pétrophysiques facilitant ainsi le travail du personnel assigné à la tâche.

Ce dernier utilise le modèle DUAL-WATER (eau libre et eau liée qui ont des salinités différentes) qui traite l'information en deux phases :

- **Phase1** : correspondant au choix des paramètres mesurés comme : la résistivité de l'eau de formation, densité de la matrice, etc.
- **Phase 2** : détermine la porosité Φ , le % d'argile (V_{sh}), la saturation en eau S_w , etc.

Et ces résultats obtenus, sont sous forme graphique.

Les réservoirs d'hydrocarbures seront déterminés dans le cas où il existe une différence entre la R_o calculée et la R_T lue directement.

Avec ce programme mis sur pied, l'interprétation des diagraphies devient plus simple et très rapide du fait que tous les calculs qu'on devrait faire sont intégrés dans le programme et les résultats obtenus s'interprètent facilement.

Conclusion

Grâce à l'interprétation des diagraphies, on parvient à déterminer :

- ❖ la lithologie des formations géologiques,
- ❖ la saturation en eau (S_W) et en hydrocarbures (S_{hr}),
- ❖ la porosité dans les zones réservoirs,
- ❖ les niveaux des réservoirs,
- ❖ les limites entre eau-hydrocarbures.

Il conviendrait alors d'établir un modèle 3D géologique pour connaître la géométrie et l'extension des réservoirs d'hydrocarbures (Campanien-Coniacien).

Chapitre 2 : Modélisation des réservoirs du permis de Tamna

Estimer les volumes des hydrocarbures présents dans les réservoirs, est une activité importante voire prioritaire pour les entreprises pétrolières, de même que la recherche de tout autre paramètre (porosité, perméabilité, saturation en eau) permettant de réduire les incertitudes et les risques dans l'exploitation. C'est l'objectif de la modélisation de réservoir que les opérateurs intègrent dans leur stratégie pour mieux connaître la géométrie et l'extension des gisements pétroliers.

❖ Modèle Géologique du Gisement

Au terme de toutes les activités d'exploration et de production exécutées dans le permis de Tamna, il a été possible d'élaborer un graphique (fig.24) représentant le modèle 3D géologique des réservoirs du gisement.

Ce modèle a été produit grâce au logiciel **Target** qui est un produit de **Geosoft**.

Pour arriver à ce résultat nous avons intégré les données lithostratigraphiques et structurales (coordonnées UTM des puits, direction, épaisseur et pendage des sondages) du secteur d'étude.

Les figures obtenues : fig.22, fig.23 et fig.24 montrent clairement la géométrie des réservoirs sableux du secteur d'étude, qui se présente sous une forme lenticulaire, peu épais et intercalés dans des formations argileuses qui sont le résultat d'un phénomène de régression et de transgression observé au cours du Campanien - Coniacien.

Résultats :

A partir des résultats obtenus, on constate que les horizons sableux du Campanien sont généralement discontinus et plus importants à l'**Ouest** avec une **épaisseur moyenne de 6 m**.

Par contre, les réservoirs sableux du Santonien sont globalement continus variant faiblement d'épaisseur d'Est en Ouest et dans l'ensemble ils sont plus marqués à l'**Est** avec une **épaisseur moyenne de 20 m**.

NB : L'horizon Santonien-2 (ST-2) du Sénonien inférieur (LS-1) présente des sables ayant l'épaisseur la plus importante au Santonien c'est pourquoi on l'appelle «the big sand package».

Les argiles du Campanien résultant à la suite d'une faible transgression notée à cette période, représentent la roche couverture réservoirs sableux du Santonien.

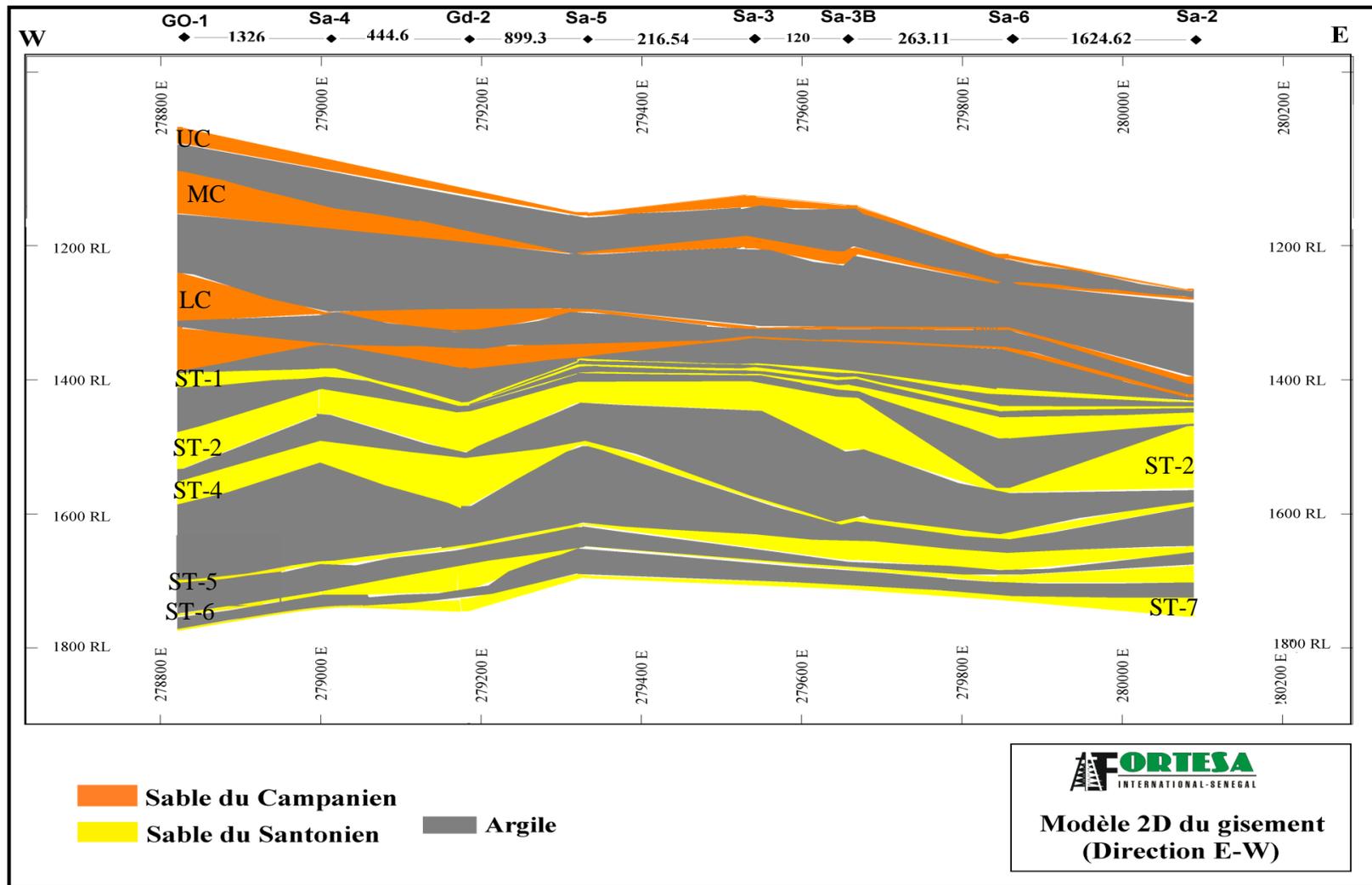


Fig. 22 : Modèle 2D géologique du gisement (EW)

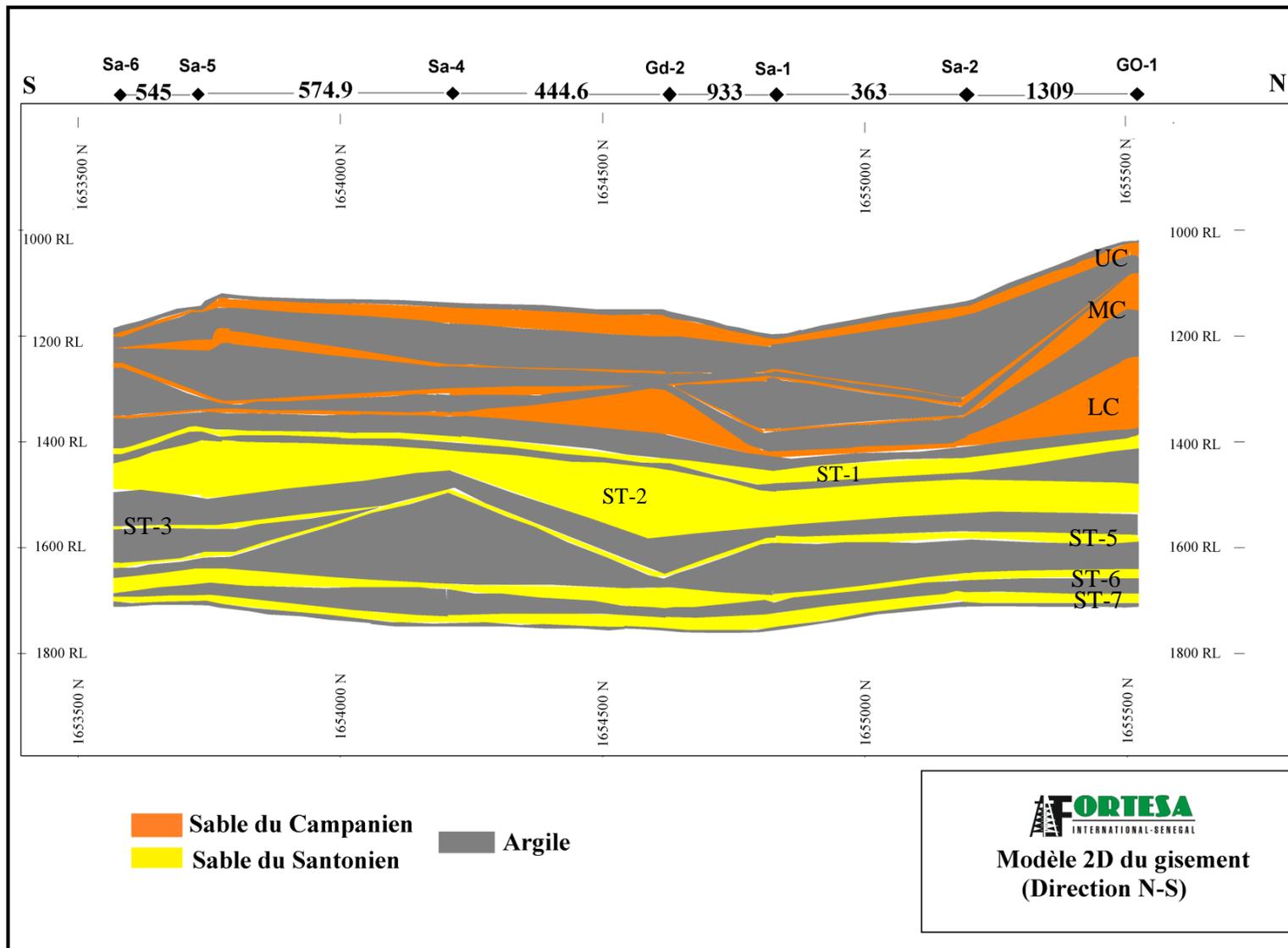


Fig. 23 : Modèle 2D géologique du gisement (N-S)

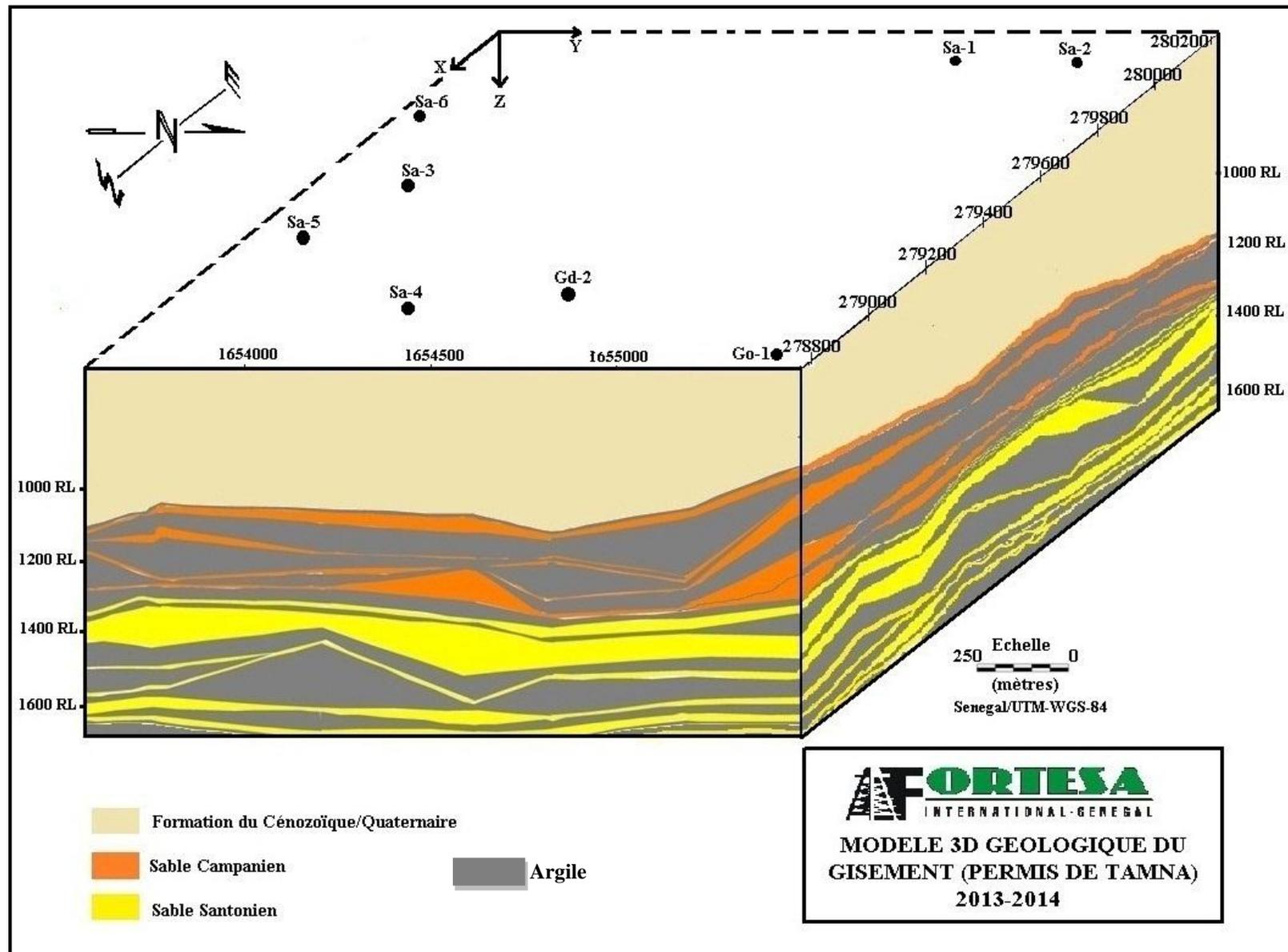


Fig. 24 : Modèle 3D Géologique des réservoirs de gaz du permis de Tamna

Chapitre 3 : Caractérisation pétrophysique des réservoirs du permis

✚ Problématique des paramètres pétrophysiques d'un réservoir

La constitution d'un gisement d'hydrocarbures nécessite en premier lieu une roche réservoir. Les roches dans lesquelles naît et migre le pétrole et/ou le gaz sont des roches sédimentaires qui constituent les bassins du même nom. Elles sont formées de grains, particules solides qui se sont déposés dans l'eau d'une mer, d'un océan, d'un lac ou d'une lagune. Selon la taille des grains qui les composent, ces roches ne présentent pas le même aspect.

Les grains sont en contact les uns avec les autres mais des espaces subsistent entre eux. Ces espaces définissent la **porosité** de chaque roche : plus le pourcentage de vide est important au sein d'une roche, plus celle-ci est poreuse. Ces espaces poreux sont plus ou moins connectés entre eux. Cette connectivité est définie par la **perméabilité**, qui caractérise la capacité des fluides (eau, pétrole ou gaz) à circuler dans la roche à travers le réseau poreux.

Ces interstices des roches poreuses, habituellement occupés par de l'eau (**saturation en eau**), peuvent également contenir des hydrocarbures (saturation en hydrocarbure).

L'objectif de ce chapitre est de mettre en œuvre des cartes représentant les modèles de certains paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, et la saturation en eau) afin de mieux connaître les zones les plus productives au niveau de notre permis.

En effet, pour qu'il y ait un bon réservoir, il faut une bonne porosité (grande capacité de contenir de fluide) et bonne perméabilité (possibilité d'exploiter ces hydrocarbures grâce à leur mouvement facile dans la roche).

L'association de ces deux qualités au sein d'une même roche n'est pas systématique puisqu'une roche peut être poreuse sans pour autant être perméable. C'est le cas de l'argile qui est poreuse car composée de particules séparées par des vides importants mais imperméable puisque ces particules constituent des feuillets empilés, serrés les uns contre les autres, qui limitent la circulation des fluides. C'est pourquoi les argiles constituent de bonnes **couvertures des roches réservoirs**.

Les données pétrophysiques de la zone d'étude

Grâce à l'interprétation des diagraphies de : PS, GR, Neutron, Sonique, Résistivité (LLs/LLd) obtenus à partir des puits, nous avons pu établir le tableau 3 (annexe 2) représentant les données de subsurface où figurent toutes les données pétrophysiques des horizons producteurs de gaz du permis de Tamna. Ces données nous ont permis de mettre en œuvre des modèles caractérisant pétrophysiquement les réservoirs des formations sableuses du Campanien-Coniacien.

1) Porosité

Les données du tableau 3 (Annexe 2), nous ont permis de dresser les cartes (fig.25, fig.26) qui caractérisent le modèle de porosité des horizons sableux de la séquence du Campanien - Coniacien. Et celles-ci nous révèlent d'excellent renseignement concernant l'évolution des valeurs de la porosité au niveau des horizons producteurs.

Résultats obtenus

Les formations sableuses du Campanien-Coniacien présentent de bonne porosité ($20\% \leq \Phi \leq 28\%$) partout dans la zone d'étude.

Au Campanien, les horizons sableux sont plus poreux à l'Est et au Sud du prospect de Sadiaratou.

Alors qu'au Santonien, ces derniers sont plus poreux à l'Ouest, au Centre et vers le SE de notre secteur d'étude.

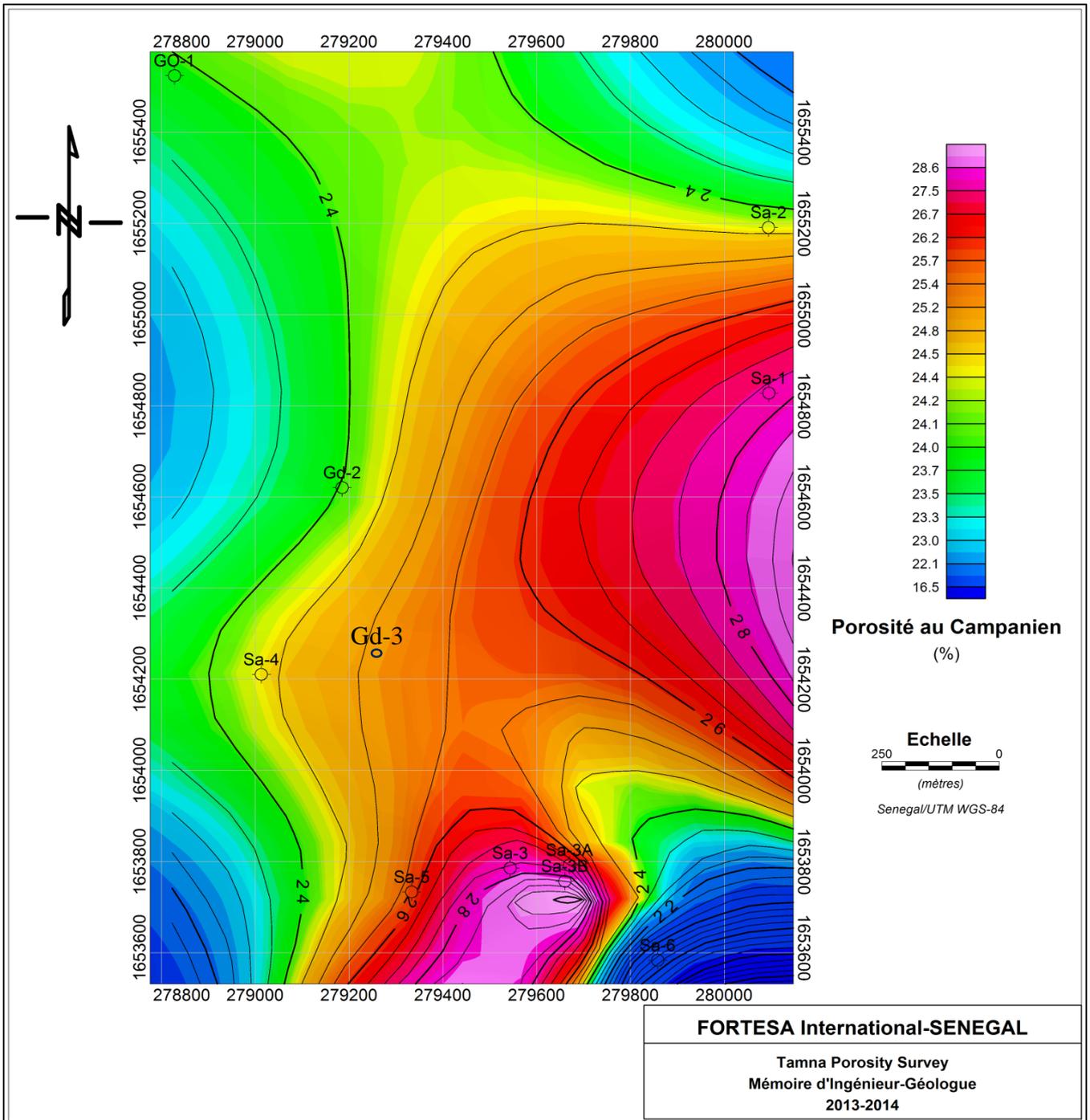


Fig.25 : Carte représentant le modèle de porosité au Campanien dans le secteur de Sadiaratu

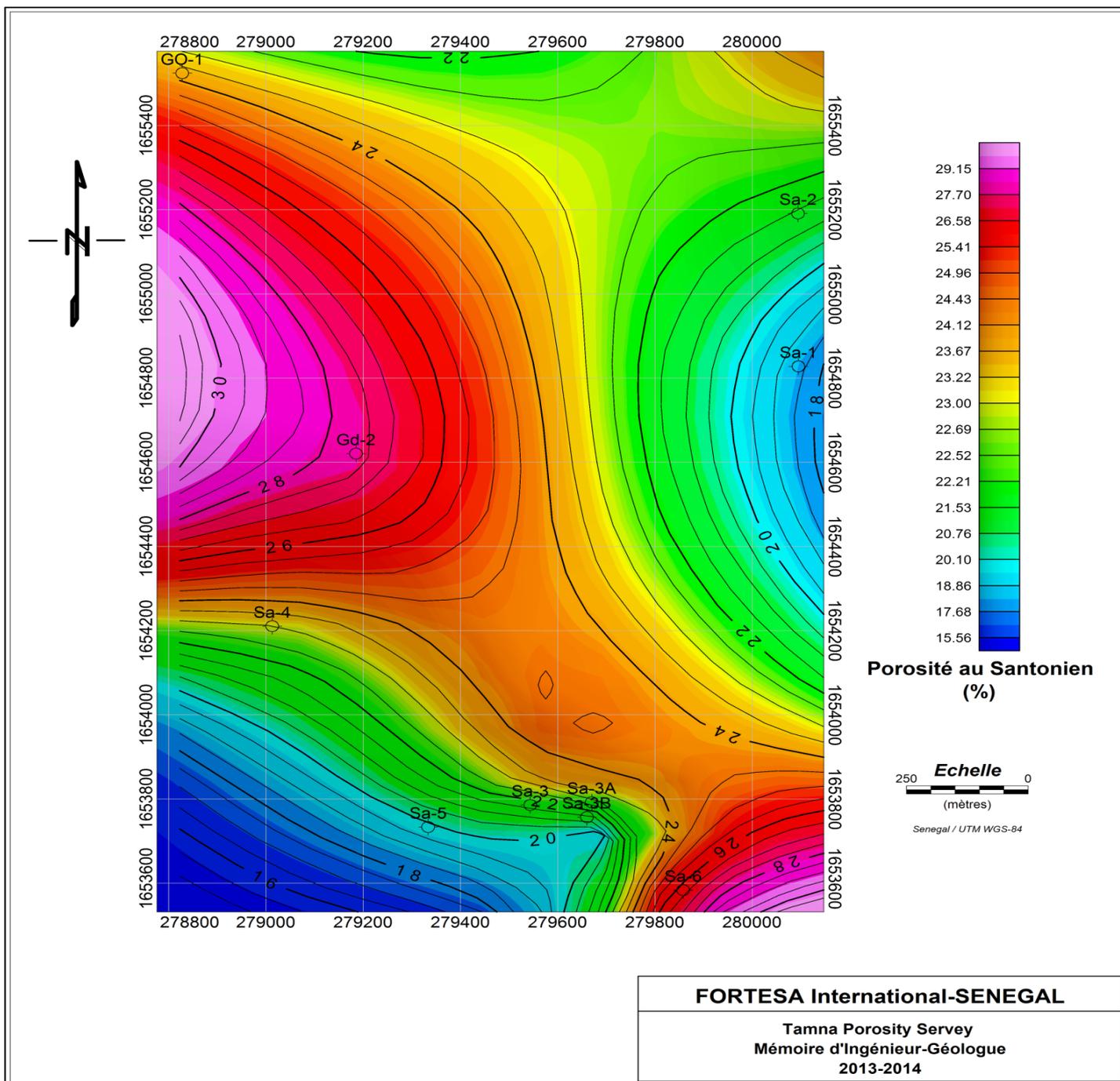


Fig.26: Carte représentant le modèle de porosité au Santonien dans la zone de Sadiaratou

2) Perméabilité

Les données obtenues à partir du tableau 3 (Annexe 2), nous ont permis de mettre en œuvre les cartes (fig.27, fig.28) représentant le modèle de perméabilité au Coniacien-Campanien de notre secteur d'étude.

Résultats obtenus :

Au terme de cette étude, nous dirons que les sables du Campanien sont plus perméables au Sud-Ouest et au Nord Est avec des valeurs de perméabilités tournant entre 10 à 60 millidarcy.

Par contre le Santonien montre des valeurs de perméabilité entre 10 à 20 millidarcy dans la partie Nord surtout au Nord Est, à l'Ouest et au Sud.

Conclusion Partielle

Les sables du Coniacien-Campanien sont plus perméables à l'Est surtout au Nord Est de notre zone d'étude, ceci s'explique par le fait qu'à l'Est on a des sédiments continentaux grossiers alors qu'en direction de l'Ouest, ils passent graduellement à des faciès plus argileux, du fait des conditions hydrodynamiques plus calmes, favorables à une sédimentation fine.

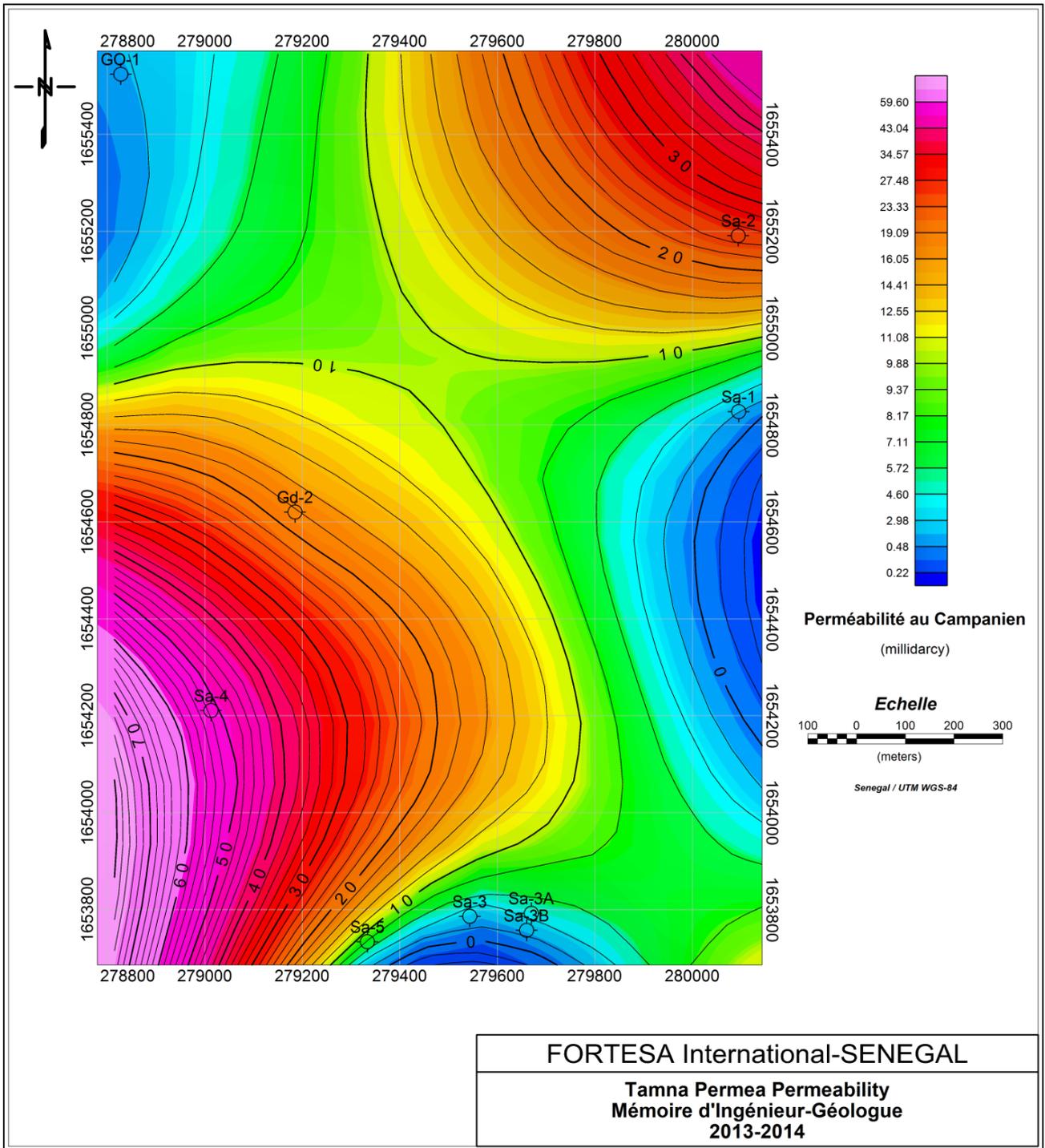


Fig.27: carte représentant le modèle de perméabilité au Campanien dans le secteur de Sadiaratou

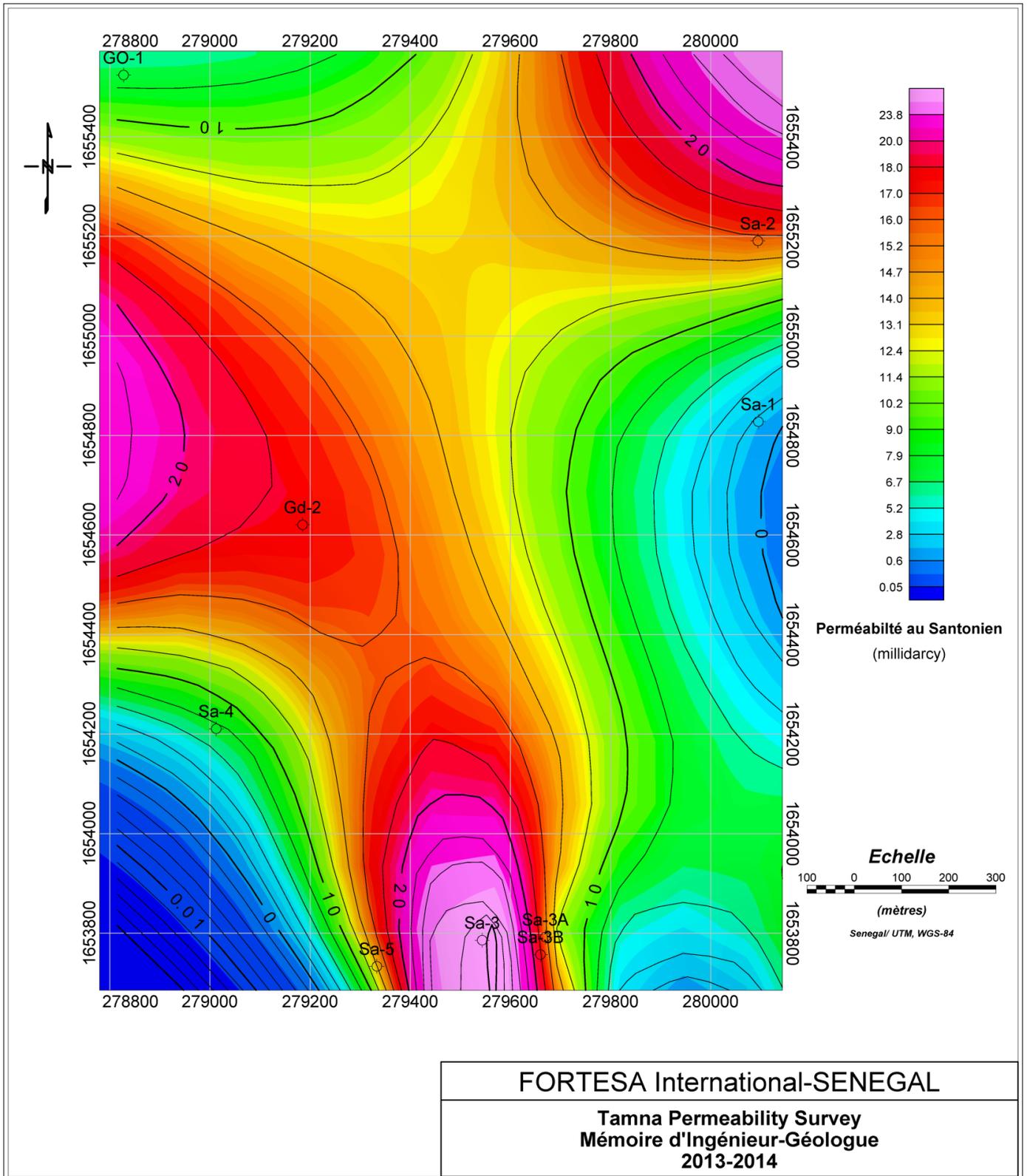


Fig.28: Carte représentant le modèle de perméabilité au Santonien dans le secteur de Sadiaratou

3) Saturation en eau : S_w

A partir des données de saturation obtenues (Annexe 2 : Tableau 3), nous avons pu mettre en place des cartes (fig.29 et fig.30) caractérisant le modèle de saturation en eau de notre secteur d'étude. Ce modèle nous livre clairement d'importantes informations concernant le taux de saturation en eau dans les horizons producteurs du Campanien et du Santonien.

Résultats obtenus :

Il est apparu à la lumière de ces résultats que les horizons sableux du Campanien sont plus saturés en eau au Sud-Ouest et au Nord-Nord-Ouest avec des taux de saturation en eau (S_w) variant entre 56% et 70%.

Au Santonien, on remarque que les horizons sableux sont plus saturés en eau dans la partie Sud et au Nord-Ouest de la zone de Sadiaratou présentant les mêmes proportions observées au Campanien.

Conclusion Partielle

Enfin, nous dirons que les horizons sableux de la séquence du Coniacien-Campanien sont moins saturés en eau à l'Ouest (30 - 40%) et vers le centre du permis (45-55%) de la zone d'étude.

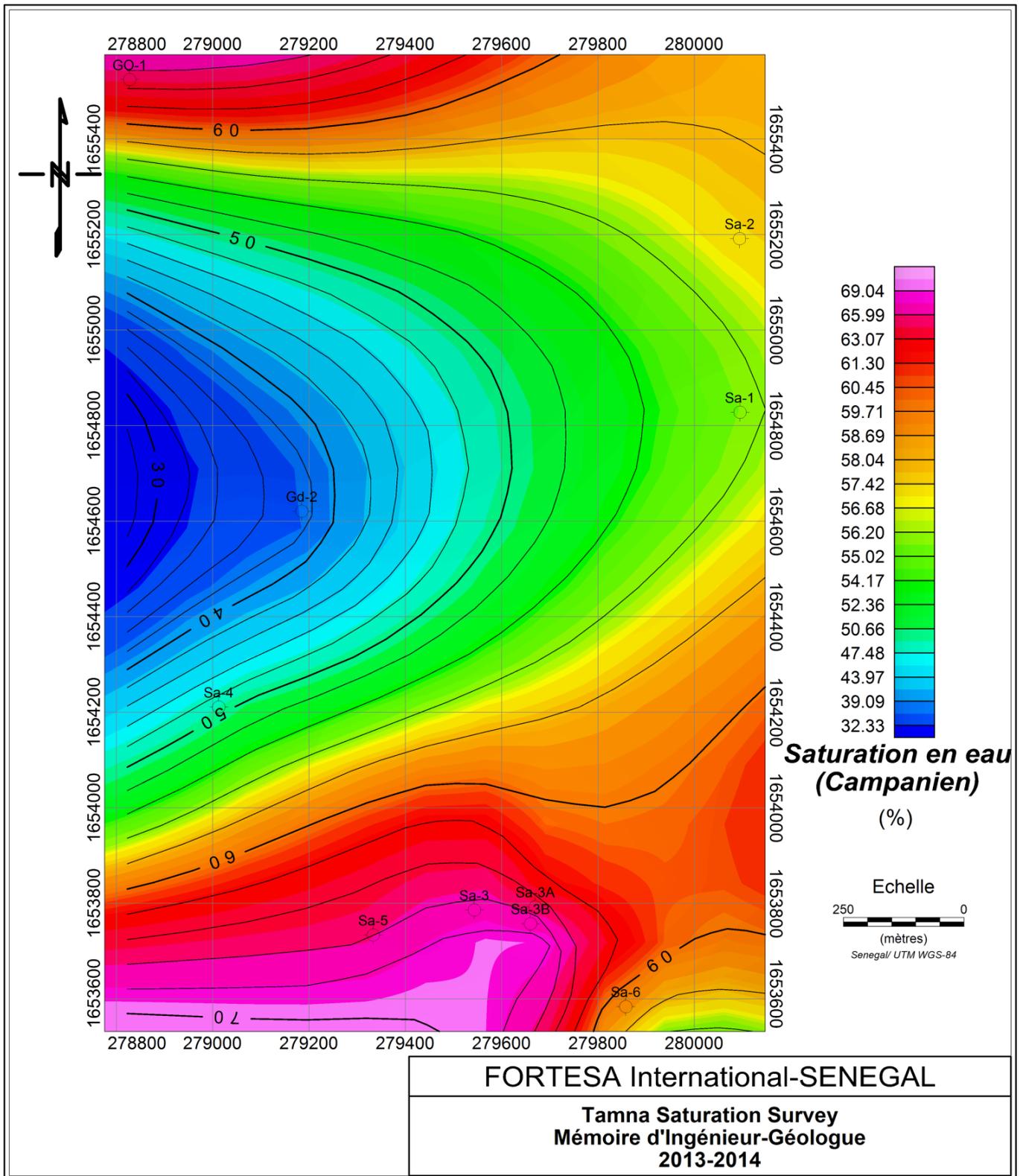


Fig.29 : carte représentant le modèle de saturation en eau au Campanien dans la zone de Sadiaratou

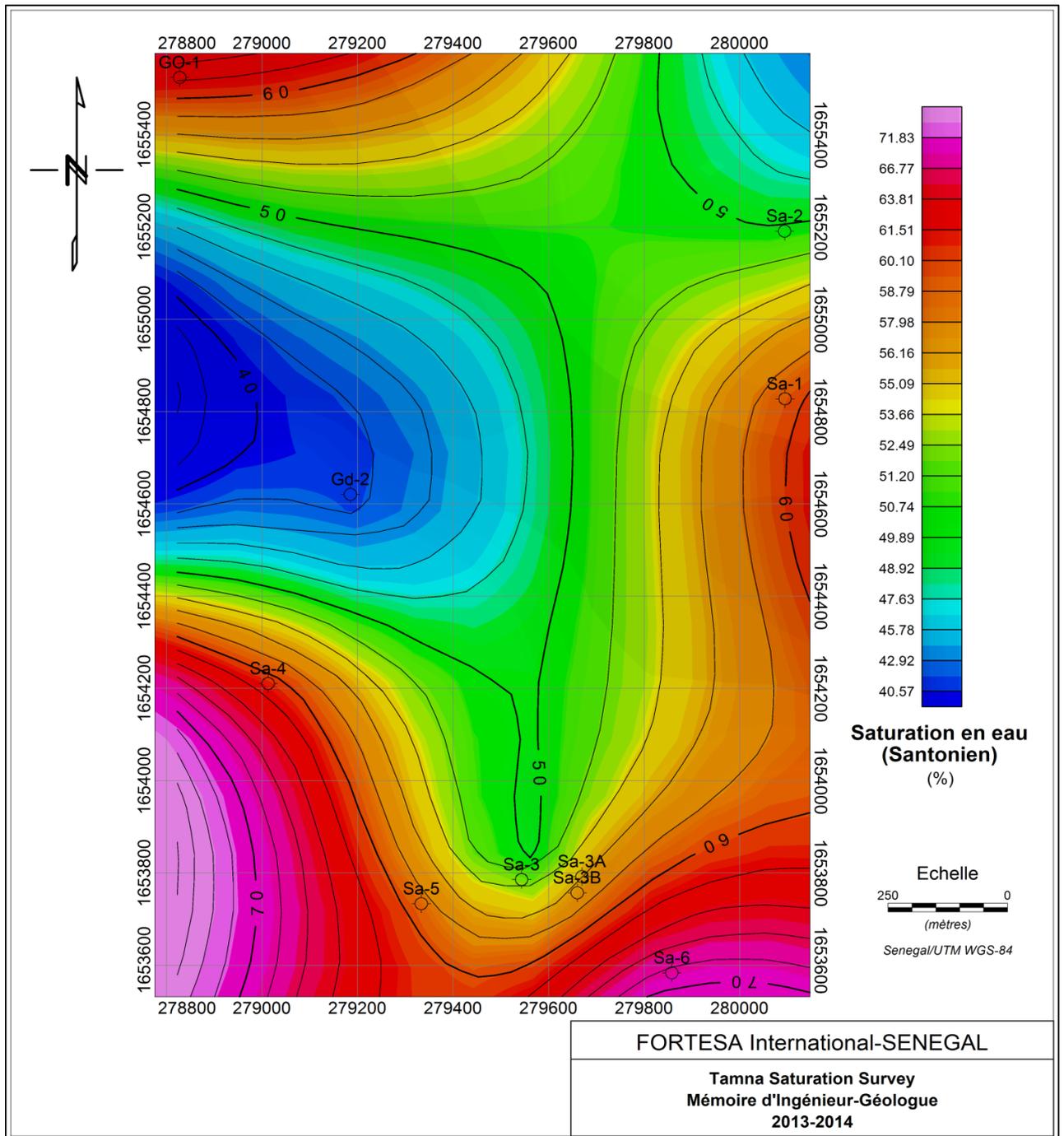


Fig.30 : carte représentant le modèle de saturation en eau au Santonien dans le secteur de Sadiaratou