

N° d'ordre : /DSTU/2020



# MEMOIRE

Présenté

à



L'UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID-TLEMEN  
FACULTE DES SCIENCES DE LA NATURE ET DE LA VIE ET SCIENCES DE LA TERRE ET  
DE L'UNIVERS  
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Pour obtenir

## LE DIPLÔME DE MASTER PROFESSIONNEL

Spécialité

**Géo-Ressources**

par

Djilali BOUDERBA

---

### MODELISATION DU RESERVOIR DU CHAMP D'ALWYN

---

Soutenu le 29 Novembre 2020 devant les membres du jury :

Salamet MAHBOUBI, MC (B), Univ. Tlemcen

Choukri SOULIMANE, MC (B), Univ. Tlemcen

Mustapha BENADLA, MC (B), Univ. Tlemcen

Mohamed El Amine TOUAHRI, Chef de département, ALNAFT

Président

Encadreur

Examineur

Invité

# SOMMAIRE

<b>REMERCIEMENTS</b> .....	P.
<b>RESUME</b> .....	4
<b>ABSTRACT</b> .....	5
	6

## Premier chapitre : **CADRE GENERALE DE L'ETUDE** ---

<b>I. INTRODUCTION GENERALE</b> .....	7
<b>II. OBJECTIFS</b> .....	7
<b>III. METHODOLOGIE</b> .....	7
<b>A. Acquisition des données</b> .....	7
<b>B. Traitement des données</b> .....	8
<b>IV. CONTEXTE GEOGRAPHIQUES ET GEOLOGIQUES</b> .....	8
<b>A. Contexte géographique</b> .....	8
1. Situation géographique de la mer du nord .....	8
2. Limite de graben viking.....	9
3. Limite du champ d'Alwyn.....	9
<b>B. Contexte géologique</b> .....	9
1. Aperçu géologique sur le bassin de la mer du nord.....	9
1.1. Au plans stratigraphique .....	9
a. Paléozoïque .....	10
b. Mésozoïque .....	10
c. Cénozoïque.....	11
1.2.Sur le plans Tectonique .....	11
2. Aperçu géologique sur le champ d'Alwyn.....	13
2.1.Sur le plan stratigraphique.....	13
2.2. Sur le pans Tectonique.....	16
<b>V. ASPECT PETROLIER DU CHAMP D'ALWYN</b> .....	17
<b>A. Roches mères</b> .....	17
<b>B. Roche réservoir</b> .....	17
1. Réservoirs du groupe Brent .....	17
2. Réservoir de la formation de Statfjord.....	18
<b>C. Pièges</b> .....	18

<b>I. INTRODUCTION</b> .....	19
<b>II. OBJECTIF DE LA MODELISATION DE RESERVOIR</b> .....	19
<b>III. MODELISATION DU CHAMP D'ALWYN</b> .....	19
<b>A. Interprétation des données sismiques</b> .....	20
1. Résultat d'interprétation.....	20
<b>B. Modélisation structurale</b> .....	21
1. Modèle de faille.....	22
2. La grille de pillier.....	23
3. Construction des horizons.....	23
4. Résultats obtenue .....	25
a. Carte en isobathe .....	25
<b>C. Corrélation stratigraphique</b> .....	28
1. Corrélation section1.....	29
2. Corrélation section2.....	29
<b>D. Modélisation des facies</b> .....	32
<b>E. Carte de saturation</b> .....	37
<b>F. Modélisation pétrophysique</b> .....	39
1. Distribution de porosité.....	39
2. Distribution de perméabilité .....	41
<b>CONCLUSION GENERALE</b> .....	44
<b>REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES</b> .....	45
<b>LISTE DES FIGURES</b> .....	46
<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	48

## REMERCIEMENTS

Avant de rentrer dans le vif du sujet, je tiens à remercier notre dieu « **ALLAH** » tout puissant et miséricordieux de sa bénédiction et de m'avoir donnée la force afin d'accomplir ce mémoire. Ce travail qui a été réalisé dans des conditions sanitaires particulière a été rendu possible grâce à la collaboration et la disponibilité de Monsieur **TOAUHRI Mohamed El Amine**, Chef de département Berkine à ALNAFT, qui a mis à ma disposition tous les moyens nécessaires pour achever ce travail, je ne serai comment vous exprimer ma profonde gratitude pour vos judicieux conseils.

Je présente tous mes remerciements envers l'ensemble des membres de jury qui nous ont fait l'honneur d'accepter de juger notre travail.

Tout d'abord, j'exprime ma profonde gratitude envers mon encadreur Monsieur **SOULIMANE Choukri** Maître de conférences (B) à l'université de Tlemcen, pour sa patience, ses orientations et ses précieux conseils.

Un grand merci à Madame **MAHBOUBI Salamat** Maître de conférences (B) à l'université de Tlemcen, d'avoir accepté de présider le jury.

Monsieur **BENADLA Mustapha** Maître de conférences (B) à l'université de Tlemcen qui a bien voulu examiner et commenter ce travail.

Une pensée particulière s'adresse à Monsieur **Abbas MAROK**, Professeur à l'université de Tlemcen pour votre soutien, votre confiance et valeureux conseils durant mes deux années de formation en Master Géoressource Professionnel.

Un grand respect est accordé à l'ensemble de mes enseignant et mes collègues de ma promotion pour leurs encouragements et le partage de votre richesse en connaissance.

Enfin, j'exprime toute ma gratitude à mes chers parents, mes frères et mes sœurs, et à mes amis les plus proches, surtout **MANKOURI Neda Lamis**, pour leur soutien moral, leur encouragement et leur amour qui m'ont été d'un grand support moral pour réaliser ce mémoire.

## RESUME

Considérer parmi les champs les plus producteurs de pétrole et de gaz au monde, le champ d'Alwyn qui se situe dans la mer du nord est caractérisé par la présence de deux principales réservoirs Group Brent et formation Staffjord d'âge jurassique inférieur et moyen.

Cependant, l'élaboration des cartes en isobathe et la corrélation effectuée entre les puits nous montre l'existence d'une parfaite relation entre les variations de profondeurs et la structure géologique des formations exploitée correspondant à des horst et graben.

Enfin, la modélisation pétrophysique (porosité, perméabilité) construite à partir du logiciel **PETREL** nous a montré une bonne relation entre les réservoirs les plus producteur qui est dû probablement aux jeux de failles affectant cette région.

**Mots-clés :** la mer du nord, champ d'Alwyn, Groupe Brent, Formation Staffjord, Jurassique, modélisation, pétrophysique, Petrel.

## ABSTRACT

Considered among the most oil and gas producing fields in the world, the Alwyn field which is located in the North Sea is characterized by the presence of two main Brent Group reservoirs and Statfjord formation of the Lower and Middle Jurassic age.

However, the development of isobath maps and the correlation between the wells shows us the existence of a perfect relationship between the variations in depth and the geological structure of the exploited formations corresponding to horst and graben.

Finally, the petrophysical modelization (porosity, permeability) built from the PETREL software has shown us a good relationship between the most productive reservoirs which is probably due to the sets of faults affecting this region.

**Key-words:** North Sea, Alwyn field, Brent Group, Statfjord formation, Jurassic, modelization, petrophysics, Petrel.

## **I. INTRODUCTION**

La mer du nord est considérée parmi le plus important champ de gaz jamais trouvé en Europe. En effet, ce n'est qu'à partir de 1960, juste après la découverte de Groningue que les pétroliers ont commencé à étudier ce champ, parmi les plus importantes provinces pétrolières, le champ d'Alwyn, qui fait l'objet de cette présente étude. Ce champ se situe au Nord-Est de la mer du nord. Ce dernier a été mis en production dès 1987 par Totale. Par ailleurs, il est à noter que la plateforme d'Alwyn North est plantée dans les eaux britanniques au large de l'Ecosse et constitue le centre nerveux d'une zone où six champs de gaz et de pétrole sont exploités où une cinquantaine de puits sont en production.

Cela dit, la principale source de pétrole et de gaz dans la région de la mer du nord appartient à des intervalles chronologiques du Mésozoïque qui date de 140 millions d'année (ensembles pétro-gazéifères). Dans ce contexte, une modélisation de réservoir du champ d'Alwyn basé sur l'acquisition des DATA (donnée sismique et puits) va nous permettre d'avoir une idée plus claire sur la quantification et les caractéristiques de ce réservoir qui est basée sur différentes méthodologies.

## **II. OBJECTIF**

Le champ d'Alwyn a fait l'objet de plusieurs études de recherche pétrolière (BALSON & *al.* 2001 ; BOWEN, 1975 ; INGLIS & GERARD, 1991; RATTEY & HAYWARD, 1993). En ce qui concerne la présente étude et grâce à l'acquisition des données QC DATA, plusieurs modèles vont être réalisés sur le réservoir du champ d'Alwyn. Pour cela, les démarches entreprise pour la réalisation d'un model géologique nécessite l'utilisation des donnés sismique, stratigraphique, sédimentologique et pétrophysique. Cela nous amène à :

- Effectuer des cartes de faille et grille de pallier (modèle 3D) ;
- Construction des cartes des horizons (modèle 3D) ;
- Etablir des cartes en isobathe.
- Elaborer des cartes de porosité et de perméabilité (modèle 3D) ;
- Enfin, réaliser des corrélations lithostratigraphiques selon les transects N-S et NW-SE afin de suivre la variation des épaisseurs.

## **III. METHODOLOGIE**

### **A. Acquisition des données :**

Les données ont été acquise à partir de UK National Data Repository (NDR). Ce portail permet de consulter et manipuler les différentes données de l'E&P de l'industrie pétrolière notamment des champs situés dans la mer du nord.

## B. Traitement des données :

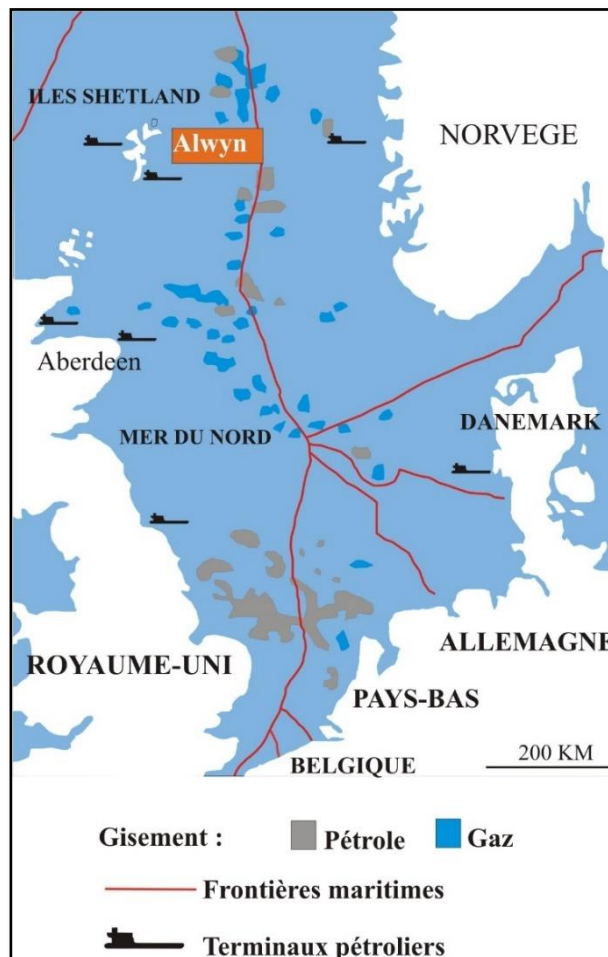
Le traitement des données a été réalisé par le logiciel **PETREL**. La première démarche consiste à l'importation des fichiers (donnée sismique et puits), par la suite, le logiciel va traiter les différentes cartes en appliquant des différentes méthodologies.

## IV. CONTEXTE GEOGRAPHIQUE ET GEOLOGIQUE

### A. Contexte géographique

#### 1. Situation générale de la mer du nord

La mer du nord est située au Nord-Ouest de l'Europe, elle est présentée comme une mer épicontinentale qui s'étend sur une superficie d'environ  $575\,000\text{ km}^2$ . Cette dernière est entourée par le Royaume-Uni à l'Ouest, les îles Shetland et Orcades au Nord-Ouest, la Norvège au Nord-Est, le Danemark à l'Est, l'Allemagne au Sud-Est, et en fin, les Pays-Bas, la Belgique, et la France au Sud (figure.1).

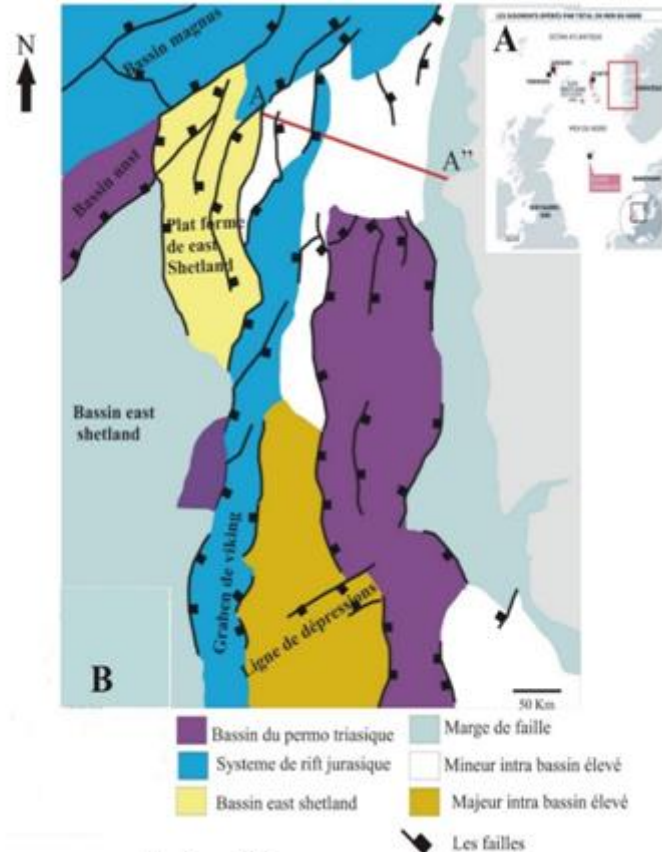


**Fig.1.** Situation géographique de la mer du nord et du champ d'Alwyn.



## 2. Limite de graben viking

Le viking graben est situé au Sud de la mer du Nord, il est limité par le bassin East Shetland vers l'Ouest et le plat forme de East Shetland au Nord, et une ligne de dépression au Sud-Est.



**Fig2.** situation géographique du graben viking.

## 3. Limite du champ d'Alwyn

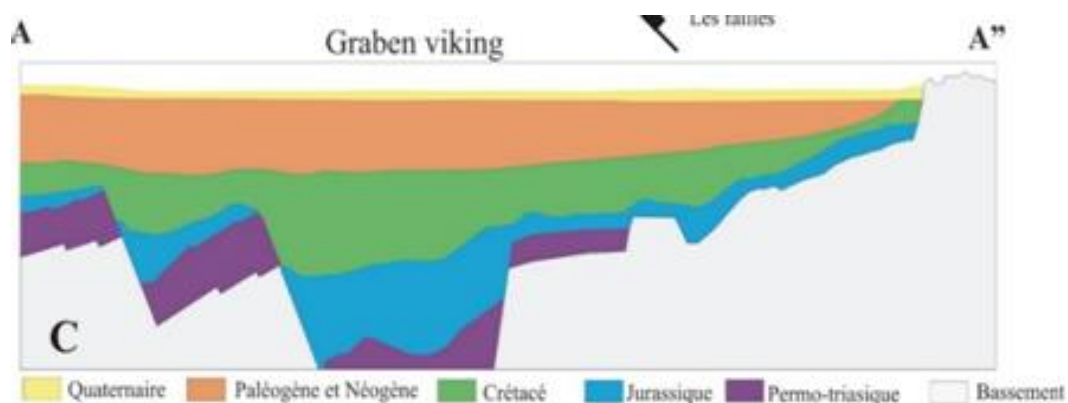
La plate-forme d'Alwyn qui constitue le point de convergence de champs voisins est considérée parmi l'une des plus grandes plates-formes de traitement de pétrole et de gaz en mer du nord britannique. Elle est située à 440 km au Nord-Est d'Aberdeen et à 160 km à l'Est des îles Shetland (figure.1).

### B. Contexte géologique

#### 1. Aperçue géologique de graben viking.

##### 1.1. Au plan stratigraphique

D'après les travaux de BALSON & *al.* (2001), la série stratigraphique type de la mer du nord peut être résumé comme suit :



**Fig3.** coupe géologique montrant les différentes unités litho stratigraphiques constituant le graben viking.

#### a. Le Paléozoïque

Le Paléozoïque inférieur qui constitue le socle est formé par des roches cristallisées et métamorphiques. Ces dernières ont été créées pendant l'orogénèse calédonienne (420 à 390 millions d'années). Sur ce socle, repose de bas en haut :

- Le Dévonien (410 à 360 millions d'années) qui est caractérisé par la présence de couches rougeâtres et une sédimentation lacustre. Cependant, les calcaires marins du Dévonien moyen (375 millions d'années) dans le sud de la mer du nord centrale ont été probablement formés au début d'une phase de rift.

- Au cours du Carbonifère inférieur (360 à 325 millions d'années), des sédiments fluvio-deltaïques et marins peu profonds et des dépôts volcaniques locaux se sont accumulés dans certaines parties de la mer du nord centrale à des moments d'extension crustale régionale, bien que la région du Nord de la mer du nord soit principalement une source de sédiments clastiques. Comme en Angleterre, ces roches du Carbonifère ont été doucement plissées, faillées, soulevées et érodées pendant l'orogénèse Varisque du Carbonifère supérieur (300 à 290 millions d'années).

- Le Permien supérieur (il y a environ 270 à 250 millions d'années) est formé généralement par des couches rougeâtres et des dépôts volcaniques locaux (Rotliegend Group). Suite à une transgression marine, des successions évaporitiques cycliques (Zechstein Group) se sont déposées atteignant localement plus de 1000 m d'épaisseur. Les évaporites sont déformées par halocinèse (épaisses séries salifères avec tectonique saline) par intermittence depuis le Trias moyen (il y a environ 230 millions d'années), ce qui a conduit à la croissance généralisée des oreillers et des diapirs salifères, en particulier dans le centre de la mer du nord.

#### b- Le Mésozoïque

Il est caractérisé par un retour à des conditions climatiques continentales arides. Il est marqué par des alternances de dépôts de grès et d'argile rougeâtres pendant le Trias.

- Au début du Jurassique, il y avait une propagation de dépôts marins sur une grande partie de la mer du nord au moment où une phase d'affaissement thermique qui a été suivie par le rift d'âge Permo-Triasique.

- Au cours du Jurassique moyen, des sédiments paraliques régressifs (dépôts sédimentaires riches en matières organiques formés en milieu côtier) sont accumulés où un

dôme thermique subaérien majeur s'est formé dans la mer du nord centrale (UNDERHILL & PARTINGTON 1993).

Le Jurassique supérieur est marqué par une période d'extension des failles majeures. Par ailleurs, le rifting était plus intense aux extrémités du système actuel de graben et au fil du temps, il s'est propagé vers le centre du dôme (RATTEY & HAYWARD 1993; FRASER 1993).

-Le début d'un rift majeur s'est produit probablement pendant l'Oxfordien moyen et le Kimmeridgien supérieur (157 à 155 millions d'années). Les données sismiques révèlent que les successions sédimentaires du Jurassique supérieur s'épaississent généralement.

Les styles de rift varient considérablement entre le nord et le centre de la mer du nord, ces derniers sont contrôlés par deux principaux facteurs :

-Premièrement, la différence dans la composition du sous-sol et la tectonique entre les deux régions, fortement influencé par les événements structuraux ; dans le centre de la mer du nord, les rifts sont plus complexes et ont été segmentés le long du NE « Caledonide » et du NW « Trans-European Fault Zone ».

-Deuxièmement, dans le nord de la mer du Nord, le sel du Permien supérieur est largement absent avec détachement majeur entre le socle et les roches de couverture. En revanche, le Zechstein s'évapore dans le centre de la mer de nord.

### c. Cénozoïque

L'affaissement thermique qui est considéré comme une réponse au rifting du Jurassique supérieur a dominé une grande partie du Cénozoïque, avec quelques impulsions relativement mineures de mouvements de la terre.

Les schémas régionaux de la sédimentation sont radicalement modifiés au début du Paléogène, avec l'afflux d'énormes volumes de détritiques clastiques grossiers, y compris des flux de débris et turbidites. Ces détritiques proviennent des hautes terres du Nord de l'Écosse et de la plate-forme Orkney-Shetland, qui subissaient un soulèvement thermique en réponse au développement du panache islandais.

#### 1.2. Sur le plan Tectonique

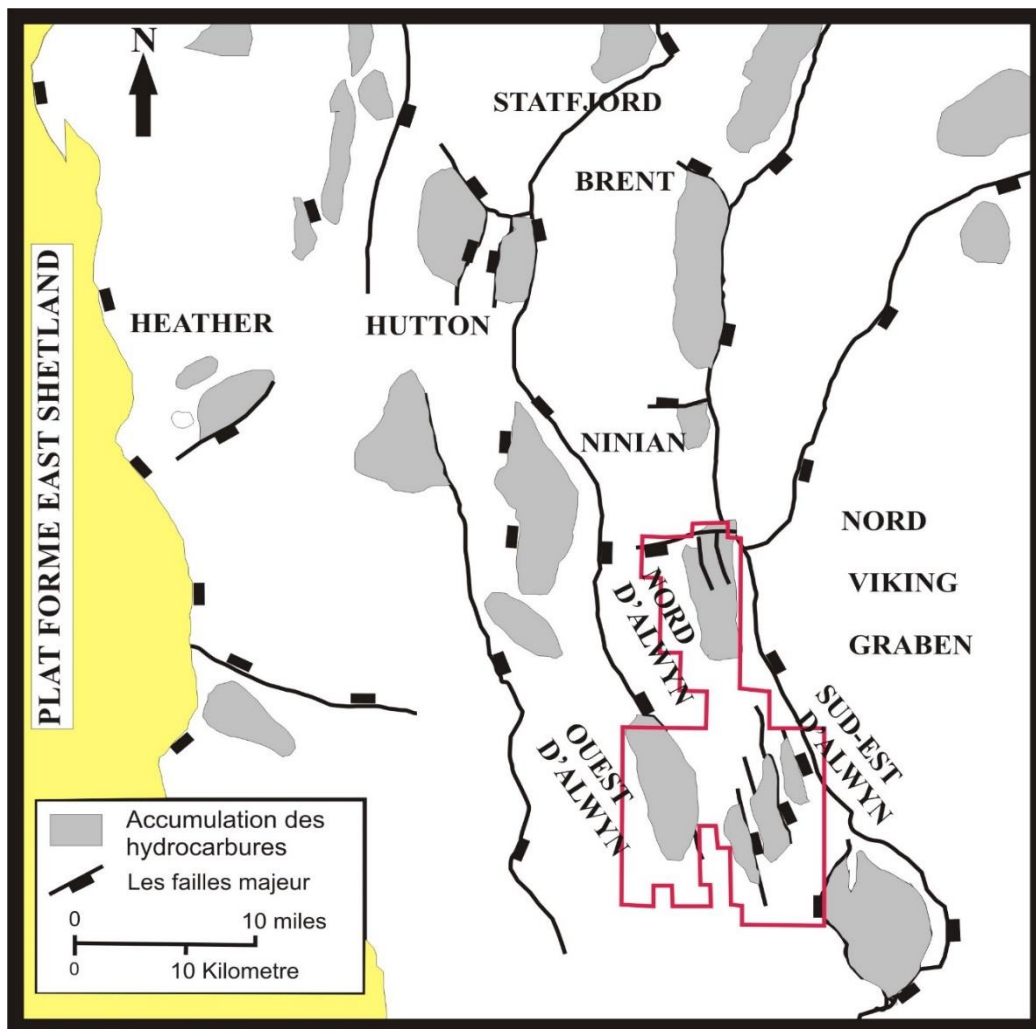
L'évolution structurale du Viking Graben de nord peut être discuté en termes de modèle récents pour le développement de bassins d'extension, qui se répartissent en trois groupes principaux : étirement uniforme, l'étirement dépendant de la profondeur et étirement non uniforme.

Tous les modèles étudiés auparavant dans la mer du nord ont subi une compensation isostatique et disposent d'un mode à deux étapes d'évolution du bassin. La première étape implique l'extension des rifting où la réponse d'affaissement ou le soulèvement de la surface de cette extension est régie par le rapport de l'épaisseur à la lithosphère totale et la quantité d'extension qui se produit respectivement dans la croûte et la lithosphère du manteau. La deuxième étape implique l'affaissement thermique induit par une réponse isostatique à la contraction de la lithosphère du manteau où en refroidissant, elle remplace un peu moins l'asthénosphère dense.

Par ailleurs, le modèle d'étirement dépend de la profondeur. Pendant la phase de rifting, l'étirement est plus important dans la lithosphère du manteau que de la croûte. Cela se traduit par une mise en mémoire tampon de l'affaissement lors de l'extension par rapport

à celui d'un modèle d'étirement uniforme. Pendant le stade thermique d'affaissement, le modèle est caractérisé par un affaissement plus important par rapport au modèle de l'étirement uniforme. Contrairement au modèle précédent, le modèle de cisaillement simple de Wernicke est considéré comme un modèle d'étirement non uniforme. Ce dernier est caractérisé par un étirement de la croûte à l'extrémité proximale du cisaillement qui domine avec peu ou pas d'amincissement de la lithosphère sous-jacente du manteau.

Le soulèvement pendant la phase de rifting est suivi par affaissement thermique. Ainsi, le soulèvement des marges du bassin pendant l'étirement est possible avec le modèle d'étirement uniforme (résultat d'un flux de chaleur latéral dans la lithosphère du manteau). C'est une caractéristique essentielle du modèle d'étirement dépendant de la profondeur et non uniformes. Bien que tous les modèles d'étirement non uniformes soient complexes, il est peu probable qu'il s'agit d'une correspondance géographique directe entre l'étirement lors des stades de rifting et d'affaissement thermique .



**Fig.4.** Carte structurale schématique montrant les principales accumulations des hydrocarbures (INGLIS & GERARD, 1991).

## 2. Aperçu géologique sur le champ d'Alwyn

### 2.1. Sur le plan stratigraphique

Dans la présente étude, nous nous contentons de la description de la série Mésozoïque qui constitue le principale réservoir (Fig. 4). Par ailleurs, les sédiments les plus profonds de champ Nord d'Alwyn sont constitués par des dépôts schisteux, de couleur rougeâtre à des passé gréseux qui font partie de la Formation de Cormorant. Bien que les critères de diagnostic de l'âge soient médiocres mais donnent un âge Triasique (Rhaetien) (INGLIS & GERARD, 1991).

- Trias

La limite entre le Trias supérieur (constitué respectivement par les formations Statfjord et Cormorant) et le Jurassique inférieur n'est pas claire, d'autant plus que les séquences de schistes sableux sont également rencontrées dans la Formation de Statfjord (Jurassique inférieur). VOLLSET & DORE (1991) ont attribué cette forte rupture de la réponse log sonique et sismique associée à la réflexion par la dominance des schistes.

Par ailleurs, la formation Statfjord composé de trois membres (Nansen, Erikson et Raude) sont de même composition lithologique. Celles-ci sont divisé en 5 unités, il s'agit de bas en haut :

- Unité A (ou membre Nansen)

Composé essentiellement par des grès grossiers. Ils sont interprétés comme sables de barrière progradants.

- Unité B

Caractérisé par un changement brusque des dépôts ; cela s'est probablement produit en réponse à une activité tectonique locale associée à la transgression Sinémurienne et a abouti par la suite au développement de sédiments de plaine deltaïque, en éventail, accompagné par un courant à haut énergie. Cette unité est constituée par des grès caillouteux grossiers, à intercalations mineures de schiste.

- Unités C et D

Elles comprennent essentiellement des grès fins avec des intercalations des schistes dans un cadre de plaine alluviale.

- Unité E

Elle forme une unité transitoire, appelée Unité de grossissement global. Cette dernière est surmontée par la formation de Cormorant.

- Jurassique

Caractérisé par trois subdivisions, il s'agit de bas en haut :

- Le groupe Dunlin

D'âge Sinémurien-Toarcien, il est composé par des schistes marins qui reposent de manière conforme sur la formation de Statfjord. Ce Groupe, est répartis en quatre formations (Amundsen, Burton, Cookeet et Drake), ces dernières sont caractérisées par une homogénéité remarquable en faciès et en épaisseur dominées par les schistes et les grès fins.

- Le Groupe Brent

D'une épaisseur d'environ 280 m, il englobe une série de sédiments déposés dans un système deltaïque dominé par les vagues et les marées. De bas en haut on distingue :

-Le 'Brent inférieur' dominé par le sable, il est composé de quatre formations décrites pour la première fois par BOWEN (1975), il comprend les ensembles lithologiques suivant :

- ✓ A la base, la formation Broom est interprétée comme une brève transgression recouvrant la base du Brent.

- ✓ La Formation de Rannoch qui est caractérisé par des dépôts de sable micacé (séquence progradante). Cela peut être expliqué par l'avancement d'un littoral protégé par une barrière a conduit à un dépôt de sables massifs,

- ✓ La formation Ness se compose de grès, schistes et charbons intercalés, ce sont des dépôts typiques des environnements de plaine delta. Par ailleurs, la formation Ness est divisée en deux unités principales :

- le Ness inférieur qui peut être globalement considérée comme une séquence de progression liée à l'avancée de la Brent Delta.

- le Ness supérieur est considéré comme une séquence de rétrogradation liée à un retrait vers le sud. Néanmoins, il est à signaler que les deux unités sont séparées par une discordance.

- ✓ La Formation de Tarbert marque un retour complet aux conditions marines. Il est divisé en trois unités de réservoir, Tarbert 1, Tarbert 2 et Tarbert 3. Cependant, la limite entre les deux formations Ness-Tarbert représente une surface transgressive majeure reflétée par un mince décalage conglomératique à la base de l'unité Tarbert 1.

L'unité Tarbert 2 reflète la formation de Rannoch jusqu'à présent, puisqu'elle représente une séquence progradante de grès laminés et micacés.

L'unité Tarbert 3 est formée par des dépôts de grès moyen à fin.

- Le Groupe Humber

Constitué par deux formations :

- La formation Heather qui est d'âge Bathonien – Oxfordien. Cette dernière est composée par des dépôts de schistes grisâtres avec la présence de calcaire.

- La formation d'argile de Kimmeridge d'âge Oxfordien inférieur-Ryazanien inférieur est caractérisée par une argile carbonatée. La formation d'argile de Kimmeridge est probablement absente sur les escarpements d'érosion. La succession stratigraphique est caractérisée par une mince couverture de marnes et de calcaire au début du Turonien (Crétacé inférieur).

Le reste de la succession lithologique est d'environ 3000 m d'épaisseur est représenté par une épaisse succession d'argiles avec intercalations de grès depuis le Turonien jusqu'au paléocène. Parmi les niveaux typiques qui sont systématiquement enregistrés dans le champ d'Alwyn nord ce sont les marnes rouges du Campanien inférieur, les argiles et les calcaires au sommet du Crétacé, ainsi que, les argiles de la Formation de Balder, caractérisée par la présence de lit glauconitique durant l'Oligocène.

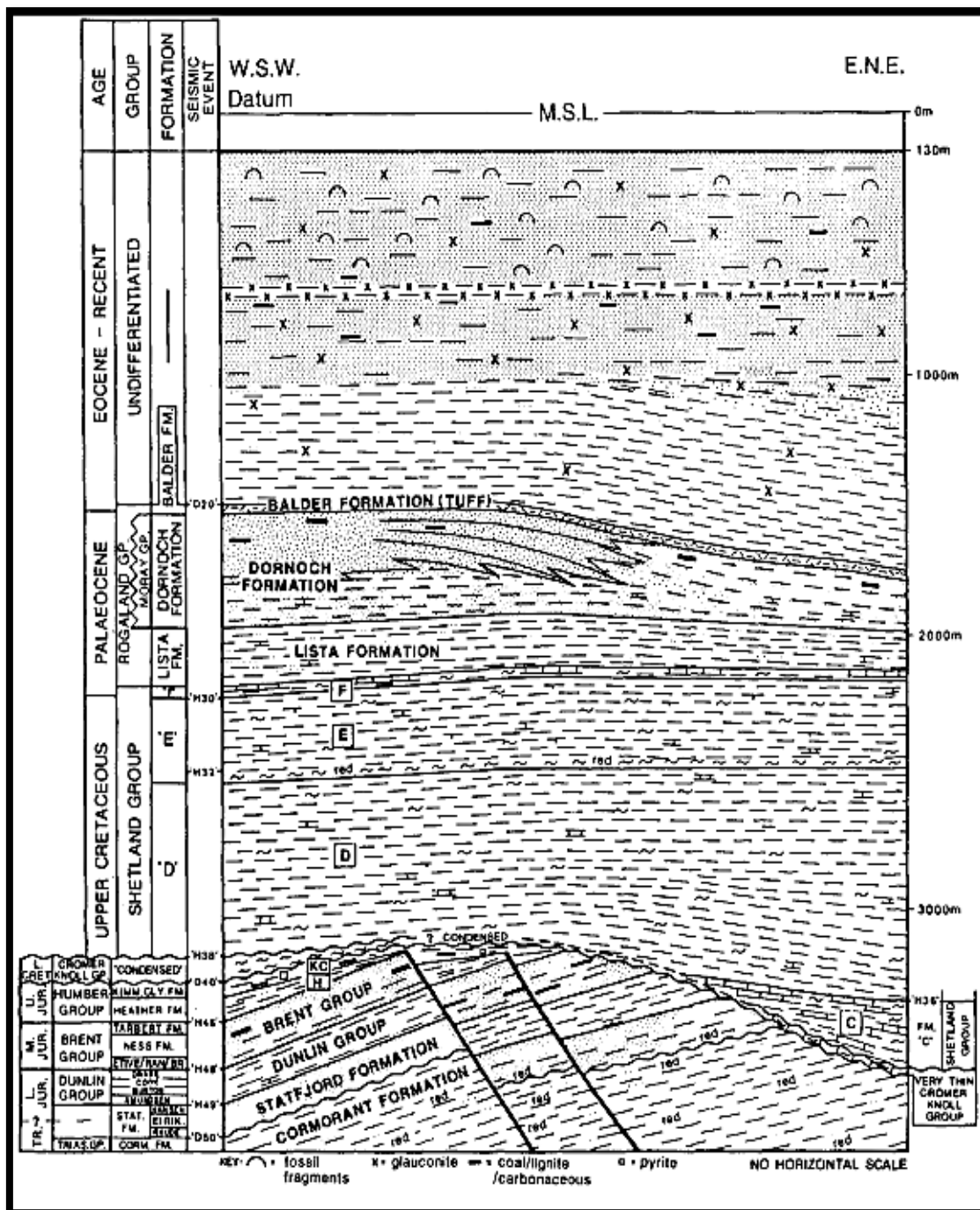


Fig.5. Log stratigraphique du champ d'Alwyn  
(INGLIS & GERARD, 1991)

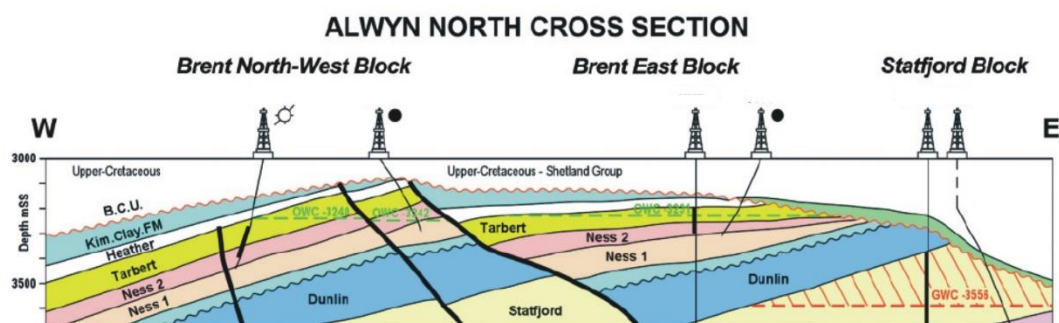
## 2.2. Sur le plan Tectonique

L'initiation de systèmes de graben sous un régime de tension dans la période permo-triasique définit le contrôle tectonique ultérieur sur la Région d'Alwyn North. Ce régime de tension a généré une faille complexe avec deux directions principales, une direction N-S majeure et une direction transversale ENE-WSW secondaire qui sont probablement générées par une réactivation de l'orogénèse calédonienne. Un tel système de failles donne lieu au pendage vers l'ouest qui constituent les pièges structurels efficaces pour hydrocarbures, d'autant plus que leur formation est antérieure à toute migration hydrocarbure.

La majeure partie de la période triasique, les failles N-S étaient particulièrement des séquences sédimentaires actives et épaisses. Ce sont des dépôts principalement rouges, attribuée à la formation de Cormorant. Ces sédiments ont été déposés dans une zone continentale semi-aride à régime soumis sous influences périodiques (fluviales-lacustres).

Vers la fin du Trias qui est caractérisé par un climat plus humide, une activité tectonique majeure marqua le rift Cimmérien, cela a entraîné une augmentation de l'affaissement du bassin suivi d'une transgression qui marqua la fin du dépôt continental.

A la transition Jurassique inférieur-moyen, un second épisode d'activité tectonique majeur (phase de rift Cimmérien moyen), s'est accompagnée d'une régression généralisée. Cet événement tectonique semble être synchrone avec les activités volcaniques centrée sur « Outer Moray Firth ». Pendant le Jurassique moyen, le système deltaïque du Brent a progressé vers le Nord avec une élévation eustatique rapide du niveau de la mer, au cours de Bajocien. Ils sont caractérisés généralement par des dépôts de sable appartenant à la formation de Tarbert (Figure. 6).



**Fig.6.** Coupe structurale Ouest-Est du champ d'Alwyn (HUBANS & *al.*, 2003).



## V. ASPECT PETROLIER DU CHAMP D'ALWYN

Le champ d'Alwyn est caractérisé par le système pétrolier suivant :

### A. Roches mères

Les schistes de la Formation d'argile de Kimmeridge sont les principales roches mères d'hydrocarbures dans tout le Viking Graben. Les valeurs mesurées dans la région d'Alwyn North sont de 2 à 10% en poids pour le carbone organique total (COT), avec un indice d'hydrogène compris entre 100 et 800 mg g<sup>-1</sup>, et d'une productivité potentielle moyenne de 8 kg par tonne. Parallèlement, Les charbons du Brent moyen et les schistes du Groupe Dunlin possèdent également des qualités de roche source raisonnablement bonnes. Dans la zone « Brent Sud-Ouest » qui est situé plus au sud du champ d'Alwyn, est formé probablement par un mélange de divers roches mères, composé par les huiles Brent et Statfjord. Les accumulations de Brent de champ nord d'Alwyn sont susceptible d'avoir été approvisionné localement par le fluide ascendant du Ouest et de Sud. Une grande quantité d'argile diagénétique se trouve dans la zone « Brent Sud-Ouest ». Cela peut être expliqué par une phase ultérieure de la migration d'hydrocarbure.

La mise en place des hydrocarbures pour le champ nord d'Alwyn est de 60 Ma par rapport au « Brent Sud-Ouest » qui est de 45 Ma. Concernant le réservoir qui appartient à la formation Statfjord, il est susceptible d'avoir été chargé d'hydrocarbures provenant du creux du graben viking depuis l'Est, ou la formation argileuse de kimmeridge a été rapidement et profondément enfouie.

### B. Roches réservoir :

#### 1. Réservoirs du groupe Brent

Les informations du réservoir sur les accumulations du Groupe Brent proviennent des six puits d'exploration puis sont complété par vingt puits. Ce dernier est formé par une épaisseur (260-290 m) de grès par rapport à la colonne d'hydrocarbures qui est de (120 m) au maximum. Les hydrocarbures sont donc presque entièrement confinés au « Brent supérieur » qui appartient à la formation Tarbert, elle-même séparée en unités Tarbert 1, 2 et 3 et à la partie supérieure du « Brent moyen » (unité Ness 2).

Par ailleurs, le « Brent supérieur » est un complexe côtier marin étendus latéralement, et affichant une très bonne communication verticale. Il est composé par l'unité Tarbert 1 qui est marquée par une épaisseur de 6 à 12 m, composée par des grès grossier mal trié. Celle-ci est recouverte par l'unité Tarbert 2 constituée par des grès à grain fins triés et bien stratifiés (grès micacé) d'épaisseur 10 à 22 m. Au sommet, une unité massive (l'unité Tarbert 3), de 35 à 60 m d'épaisseur est composée de grès à grain fin à grossier mal trié, contenant du feldspath potassique abondant et des incursions micacées, similaires à l'unité Tarbert 2.

La formation de Ness sous-jacente est une succession de plaine deltaïque à sédiments littoraux formé essentiellement par des grès, siltites, schistes et charbons. La base de chacune de ces successions cycliques est marquée par une surface d'inondation marqué par des dépôts à influence marine qui recouvrent généralement les paléosols des gisements deltaïques. Les corps sableux constituent principalement les canaux, les barres et

les dépôts évasés qui affichent un rapport sable / schiste levé (0,6 dans l'unité Ness 2 contre moins de 0,4 dans l'unité sous-jacent Ness 1).

## 2. Réservoir de la formation de Statfjord

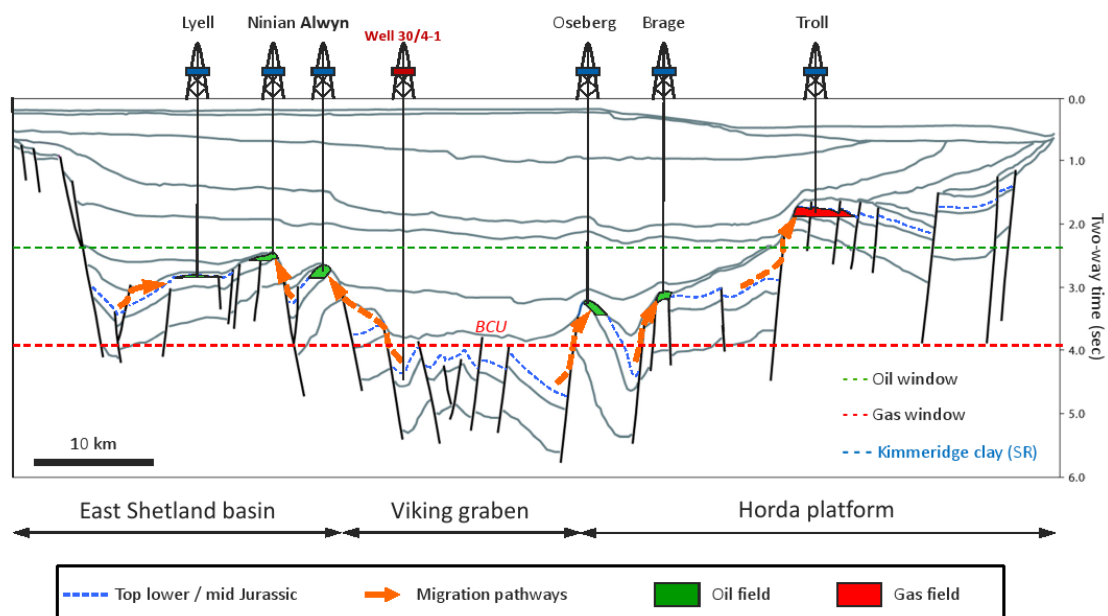
Les unités A et B au sommet de la formation de Statfjord étaient auparavant regroupés sous le nom de " Massive Statfjord ". Récemment, une nouvelle division a été rendu possible grâce aux douze puits de production qui ont été forés, principalement le long de la crête de la structure.

L'unité A est une unité fortement corréable de 30 m d'épaisseur et possédant de bonnes caractéristiques de réservoir. Sa base est une surface de transgression marine, comme en témoigne un décalage transgressif observé dans les puits carottés.

L'unité B est une unité distincte de grès caillouteux de 50 m d'épaisseur reflétant un environnement de dépôt en éventail-delta tressé-. Cependant, les intercalations de schiste ne sont pas rares mais une frontière de séquence à la base a permis à nouveau une corrélation lisse et isopaque. Ceci est en outre pris en charge par l'appauvrissement uniforme de la pression des unités A et B comme indiqué par les mesures du testeur de formation. Concernant les unités C et D sous-jacentes qui sont moins certaines, sont caractérisé par un rapport sable /schiste.

### C. Piège

Il est à signaler que le principal mécanisme de pièges qui caractérise le Jurassique moyen est engendré par le système prédominant de failles normales de direction Nord-Sud et Est-Ouest. Néanmoins, Le système ENE-WSW de failles croisées est en partie responsable de diviser la zone en compartiments plus petits. Cependant, les accumulations des hydrocarbures sont limitées par une combinaison de pendage et de failles et troncature sous la discordance de la base du crétacé (Figure. 7).



**Fig. 7.** Système de migration dans la mer du nord.

## Deuxième chapitre : **MODÉLISATION DE CHAMP D'ALWYN**

### **I. INTRODUCTION**

Ce chapitre consiste à représenter d'une façon réaliste un modèle géologique de la région d'étude. Cela nous permettra de formaliser des images pour un environnement en trois dimensions.

Pour la visualisation en 3D, la cartographie en 2D-3D, et la modélisation des réservoirs en 3D, la compagnie de service pétrolier **SCHLUMBERGER** a développé un logiciel de grande performance appelé **PETREL**.

### **II. OBJECTIFS DE LA MODELISATION DE RESERVOIR**

La modélisation de réservoir a pour objectifs de :

- Définir la structure et les propriétés du réservoir et de mieux le caractériser.
- Optimiser l'exploitation et la récupération du pétrole.
- Acquérir des informations pertinentes pour améliorer la compréhension du comportement du réservoir.

### **III. MODELISATION DU CHAMP D'ALWYN**

Le logiciel **PETREL** avec tous les modules qu'il contient, peut traiter tout type de modélisation sur notre réservoir, ainsi il permettra une visualisation en 3D ou 2D (cartes, coupes, etc ...). Les différentes modélisations réalisées sont :

- La modélisation structurale.
- La modélisation pétrophysique.
- La modélisation stratigraphique.

Afin d'avoir un bon régime de travail de la modélisation géologique, deux étapes essentielles sont prises en considération, il s'agit de :

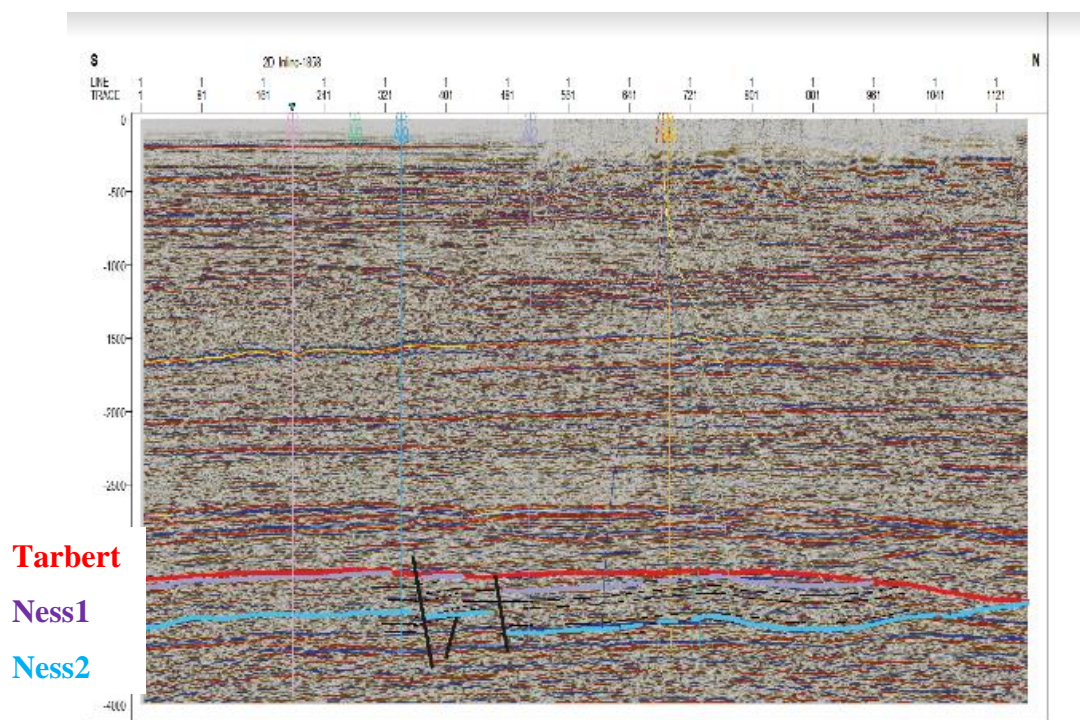
- Caractérisation ; qui sert à déterminer les modèles conceptuels de chaque thème.
- Modélisation : c'est l'utilisation des paramètres issues de la caractérisation pour construire un modèle numérique.

## A. Interprétation des données sismique

L'interprétation sismique, ou interprétation sémantique d'une image sismique, est une étape de la chaîne de l'exploration pétrolière qui vise à analyser des données sismiques en vue de générer des modèles et des prédictions sur les propriétés et la structure du sous-sol.

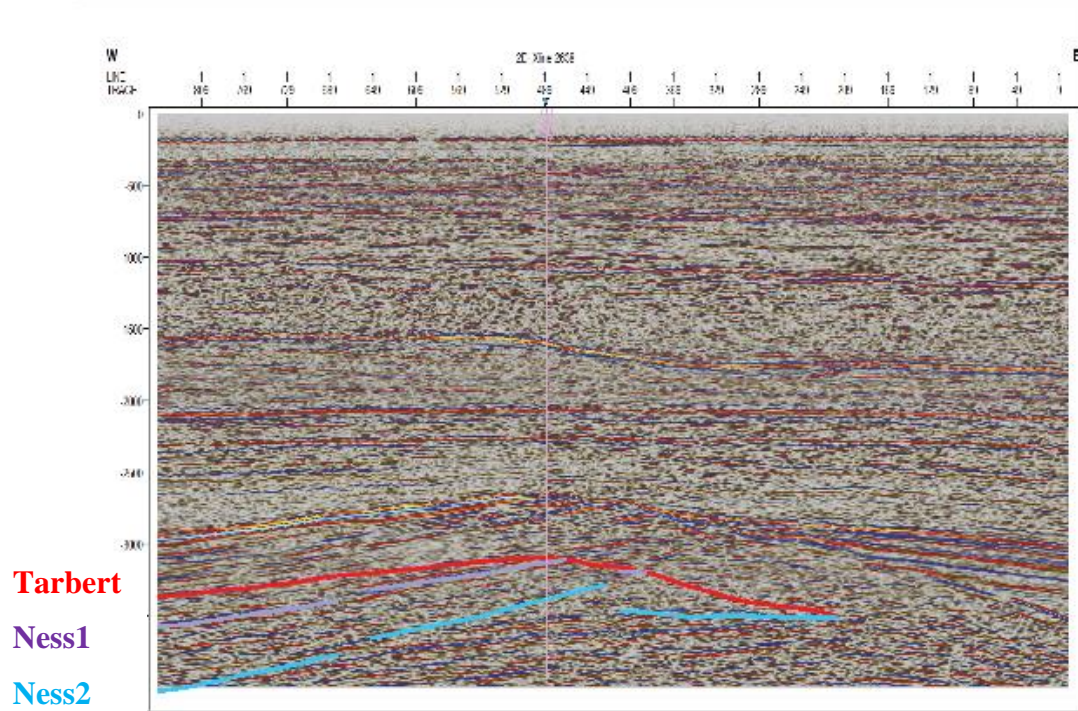
### 1. Résultat et interprétation

En observant la figure 8, on remarque une certaine concordance entre les trois horizons (Ness1, Ness2, Tarbert), accompagnés par des modifications importantes dans des zones bien localisées. Ces modifications sont générées par des failles normales (majeur) et une faille inverse au centre.



**Fig.8** Carte sismique 2D -INLINE 1858-.

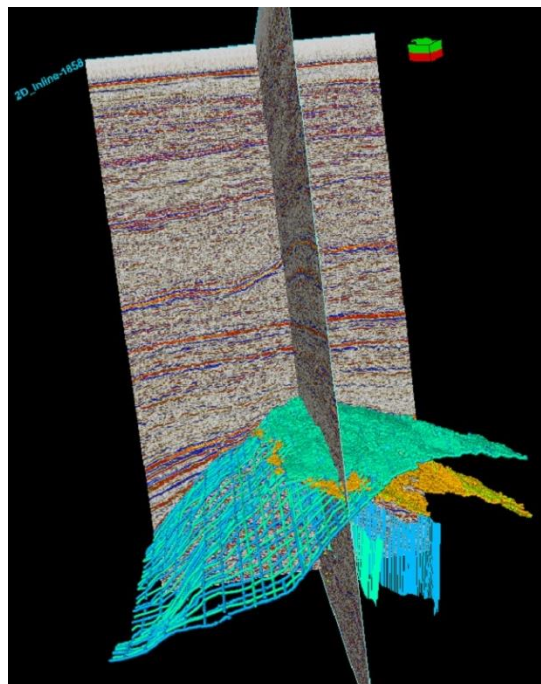
Concernant la figure 9, elle est caractérisée par la présence d'un pli et une bonne concordance entre les trois horizons cités ci-dessus, avec l'existence d'une faille normale.



**Fig.9.** Carte sismique 2D -Xline 2638-.

### **B. Modélisation structurale**

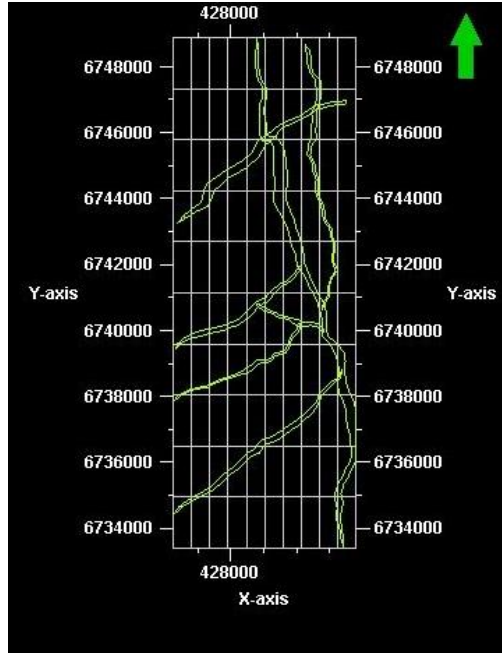
Afin de bien mener notre étude, la modélisation structurale est très importante car elle constitue le fond à toute modélisation géologique (figure. 10).



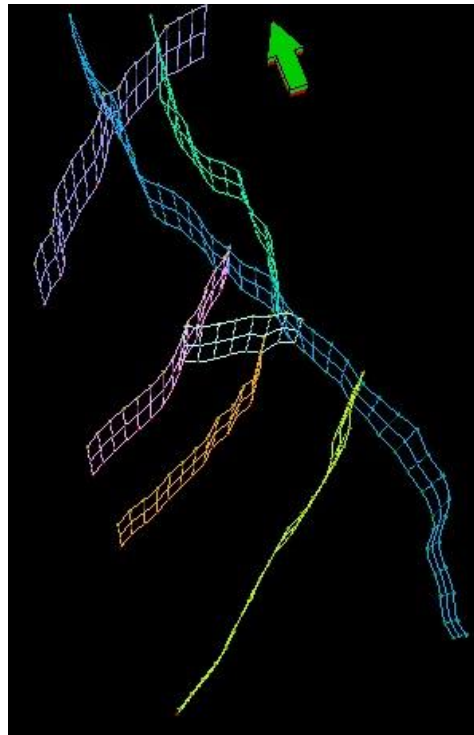
**Fig.10.** Chargement de donnée.

## 1. Modélisation des failles

L'utilisation des failles dans le modèle géologique en 3D va nous servir comme base et socle pour générer des grilles ou maillage. Les résultats ainsi obtenu sont des failles en forme de bâtonnet ou barrettes en 2D (Fig.11) qui seront transformées par la suite en 3D (Fig.12).en constate l'existence de deux familles de faille, pour la première elle est de direction NE-SW qui domine la partie S-W du bloc, et des failles NNS-SSE qui domine le nord et le centre du champ.



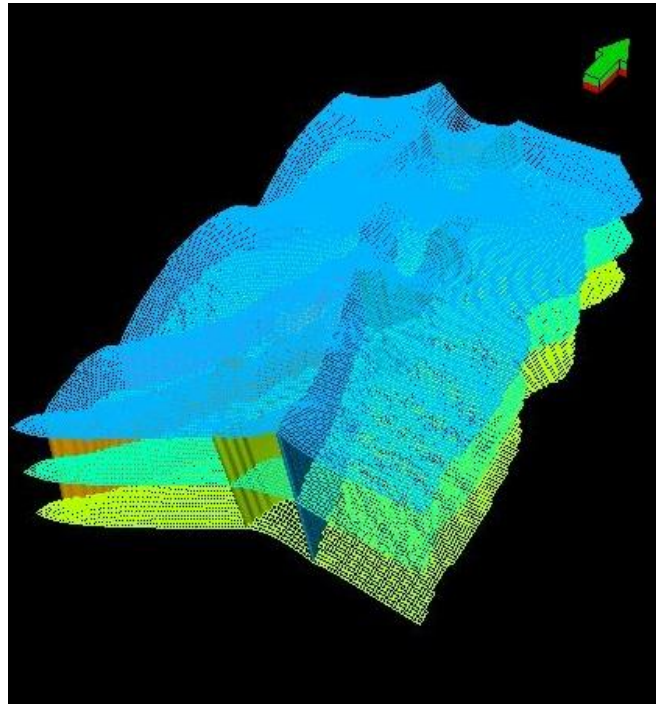
**Fig.11.** Ligne des failles « fault stick »



**Fig.12.** Modèle 3D des failles

## 2. La grille de pillier (pillar gridding)

La réalisation de cette étape est très importante dans la modélisation du modèle géologique 3D. Pour cela, on a besoin du plan de failles pour construire une grille composée de trois couches (Top, Mid et Bottom) qui forment le squelette du modèle. Ce modèle est susceptible de contenir les différents niveaux de réservoirs considérés dans cette étude (Figure.13).

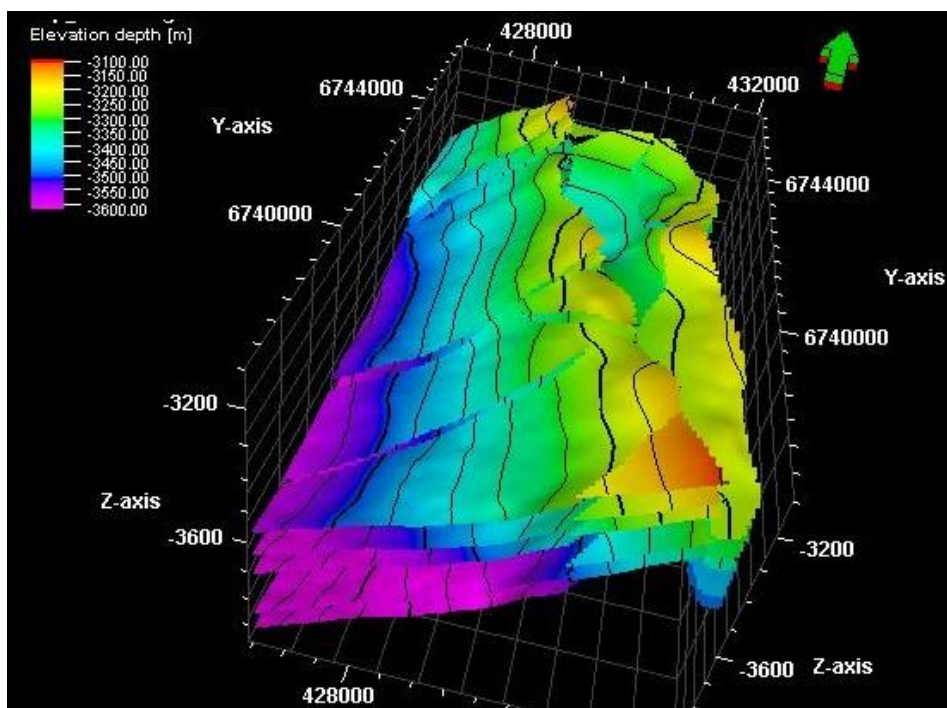


**Fig.13** La grille

## 3. Construction des horizons (make horizons)

La création d'horizons stratigraphiques et leurs subdivisions constituent la dernière étape dans la modélisation structurale (Figure.14).

Les horizons principaux sont générés à partir de surfaces principales (Tarbert, Ness1, Ness2). Le Tarbert et Ness représente une surface transgressive majeure reflétée par un mince décalage. Par la suite, ces horizons seront importés initialement pour entamer la modélisation.

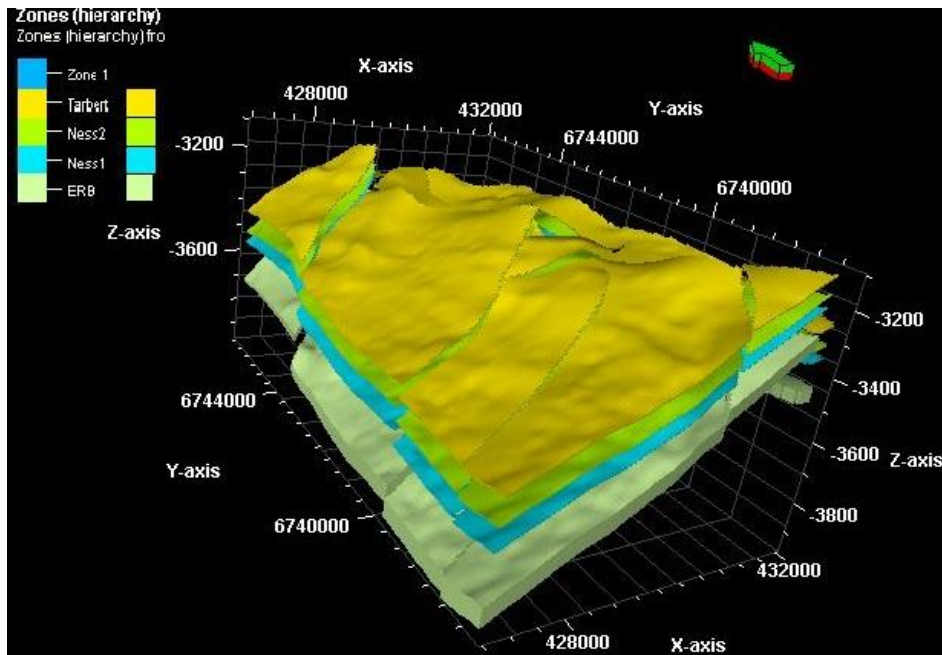


**Fig.14** modèle des horizons

En ce qui concerne la création des zones, cette étape n'est que le résultat de la démarche précédente (make horizon). On peut donner le nombre de zones par rapport au nombre d'unités constituant les réservoirs du jurassique moyen. Ici on a une seule zone (Figure. 15) qui est formée par les horizons suivants ;

- Tarbert
- Ness2
- Ness1





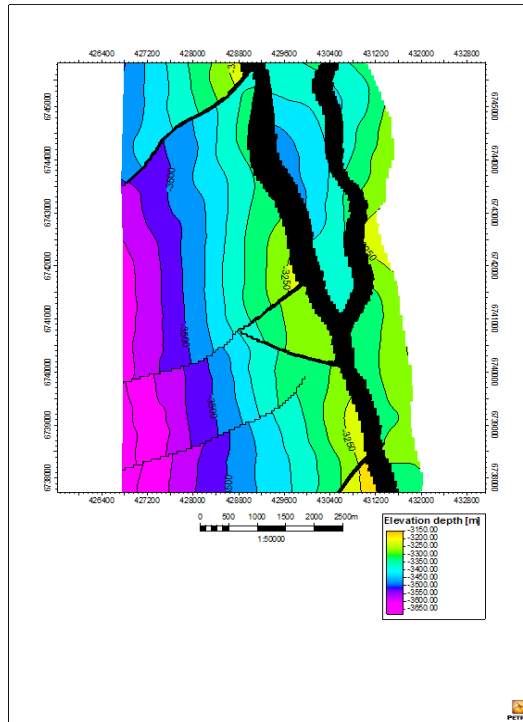
**Fig.15.** Modèle des zones

#### 4. Résultats obtenus

Les carte en isobathe sont parmi les informations qu'on peut extraire du modèle structurale 3D, car elle confirme l'emplacement des zones profondes qui sont bien contrôlé par des failles.

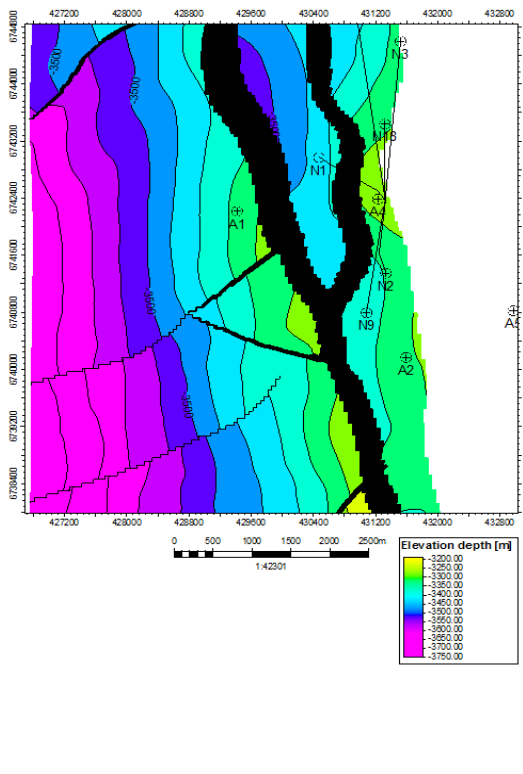
a. Carte en isobathe

- Dans la formations Brent en remarque une grande profondeur dans la partie Ouest et elle se diminue vert l'Est

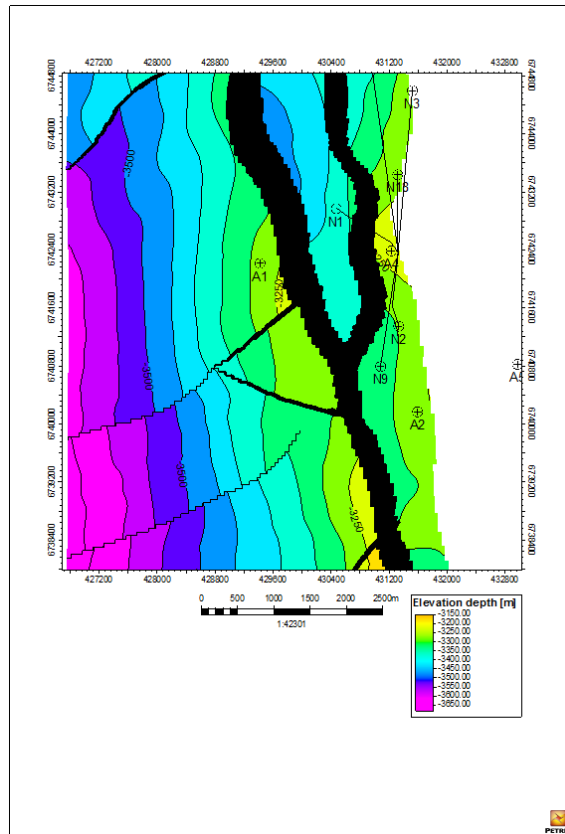


**Fig.16.** carte isobath Top Brent

- Pour Ness1 et Ness2 en a des profondeurs maximum dans la partie Ouest et moyen au centre et une partie moins profonde au Nord Ouest

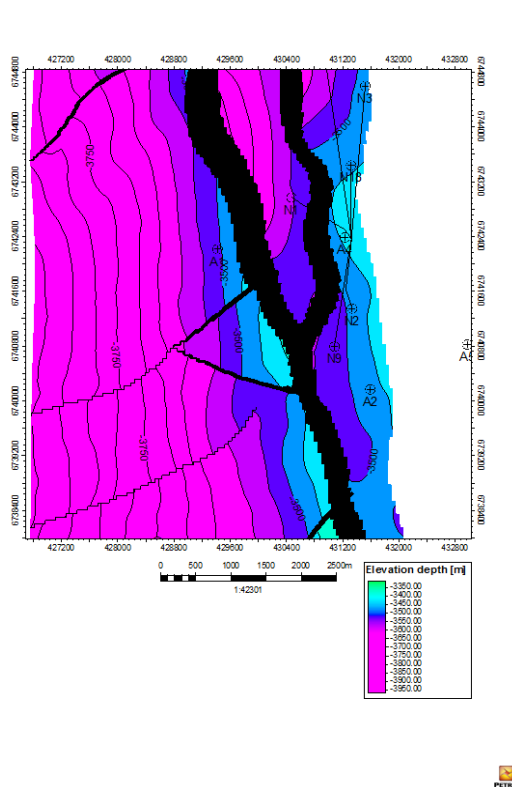


**Fig.17.** carte isobath Top Ness1



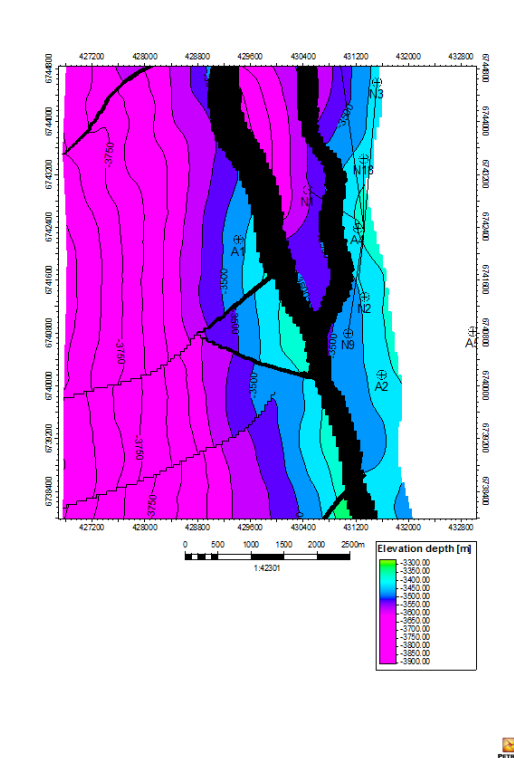
**Fig.18.** carte isobath Top Ness2

- Dans la formation Dunlin en remarque de grande profondeur dans la majorité de la formation, sauf la partie Est qui enregistre des profondeurs faibles.



**Fig.19.** carte isobath Top Dunlin

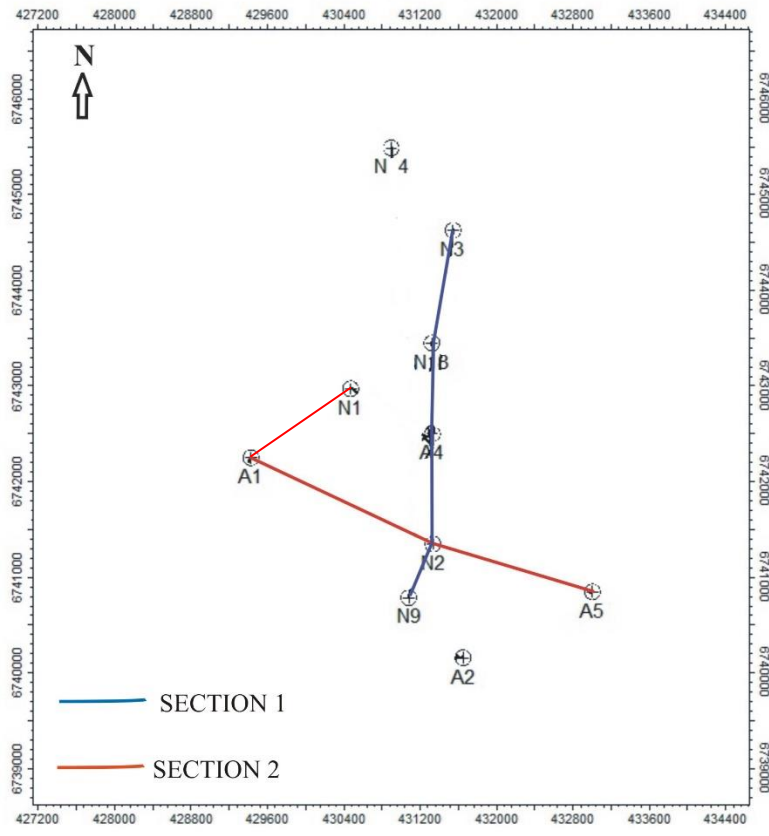
- La formation Elive montre de grande profondeur au Nord et Ouest de la formation et des profondeurs faibles dans tout Est de la formation.



**Fig.20.** carte isobath Top Elive.

### C. Corrélation stratigraphique

Dans le but de montrer l'importance des variations des épaisseurs et de chercher leur relation avec la structure géologique, deux transects ont été choisi afin d'effectuer cette corrélation. Il s'agit du transect N-S incluant les puits (N3-N18-A4-N2-N9) et du transect NW-SE avec les puits (A1-N2-A5).



**Fig.21.** Orientation des deux sections considérées

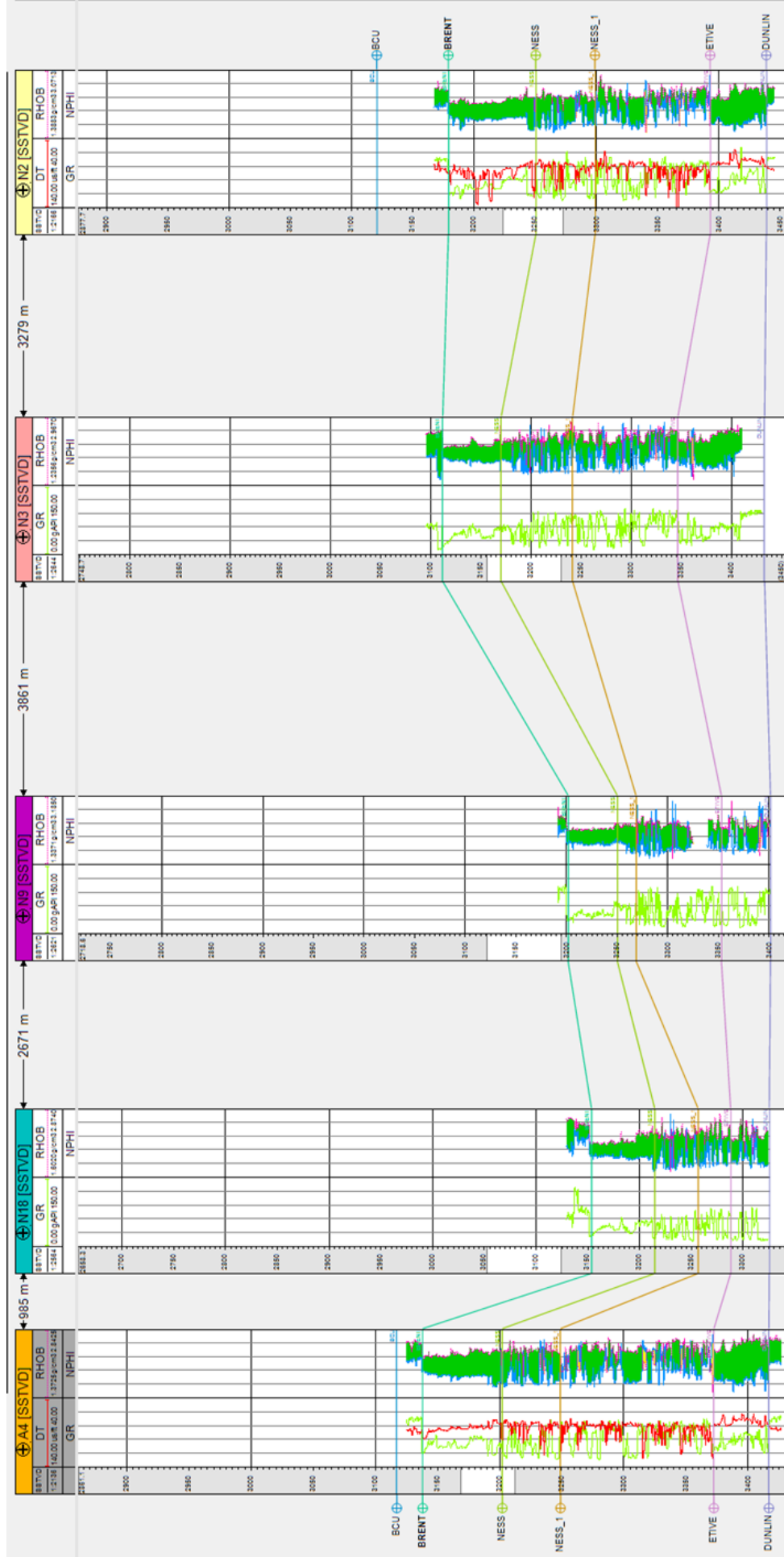
### 1. Section 1 d'orientation N-S

Ce transect comprend 5 puits (N3-N18-A4-N2-N9) en remarque une stabilité d'épaisseur de Ness1 et Ness2 et on a l'enregistrement sédimentaire des unités Etive et Dunlin qu'il est absent au niveau des puits N18-N9, ajoutant que l'unité Etive marque de grande épaisseur dans la partie Nord (Figure. 22).

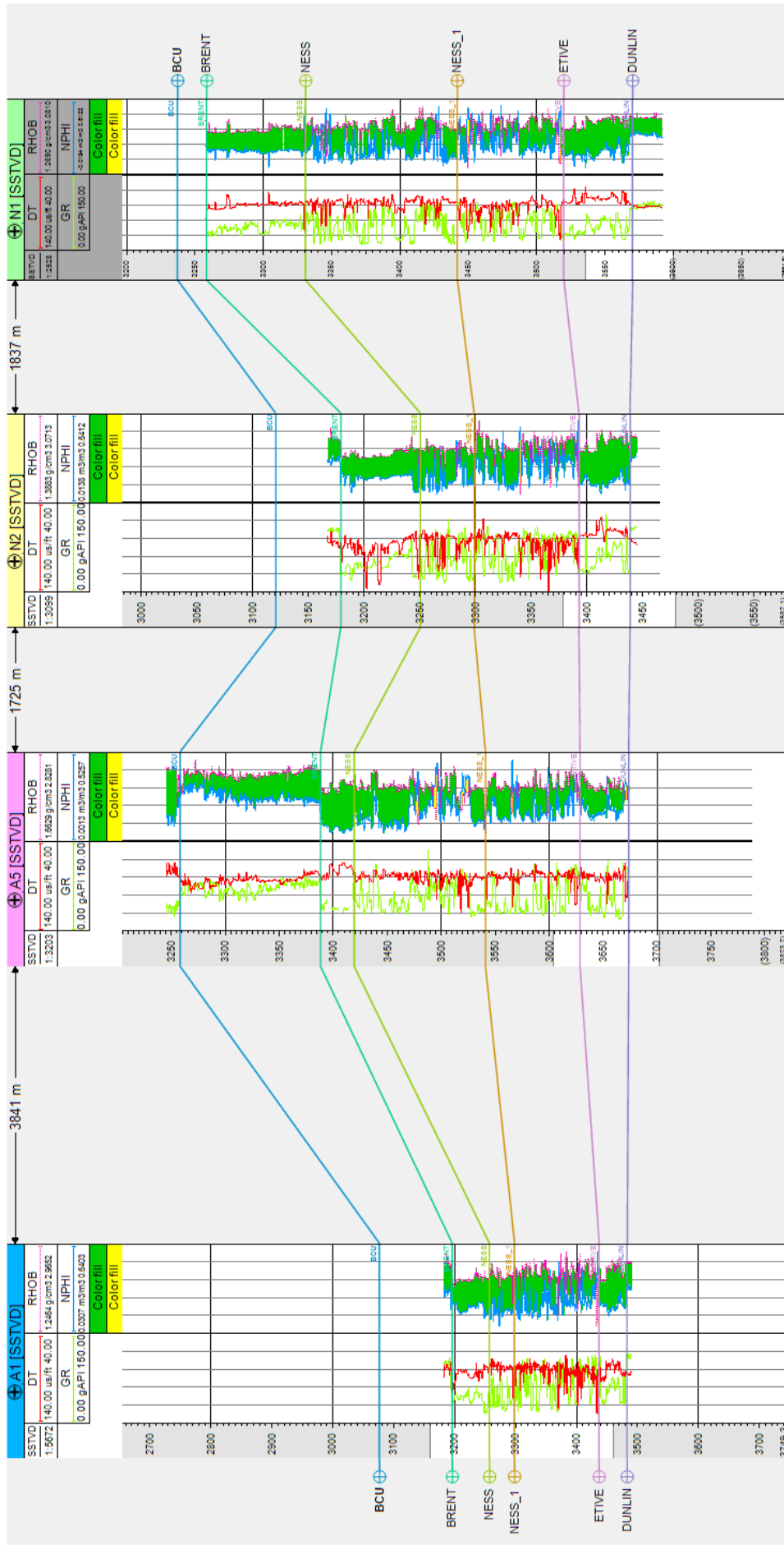
### 2. Section 2 d'orientation NW-SE

Pour ce transect, on remarque une stabilité d'épaisseur pour les unités Dunlin et Etive d'une part, et un maximum d'épaisseur pour l'unité Brent et Ness1 surtout au niveau du puit A5 d'autre part. concernant l'unité Brent, l'épaisseur se déminue au fur est à mesure jusqu'à le puit N1. Enfin, pour Ness1, on remarque un maximum d'épaisseur dans le puit N1 (Figure. 23)

En somme, par apport aux deux sections de corrélation nous remarquons que la variation d'épaisseur est contrôlée par le mouvement des failles, car on a l'augmentation des épaisseurs, accompagnée par l'affaissement et la diminution d'une formation surélevé aboutissant à des formations des horst et graben.



**Fig.22.** Corrélation entre les différents puits du champ d' always selon la section NS



**Fig23.** Corrélation entre les différent puits du champ d' Alwyn selon la section NW-SE

## D. Modélisation des faciès

Le but de ce travail consiste à tirer les zones réservoir qui peuvent contenir des hydrocarbures tel que les grès et les zones à dominance argileuse qui ne sont pas des réservoirs. Ces faciès sont déterminés suite à l'interprétation des logs diagraphique (Fig. 24 ; tab. 1).

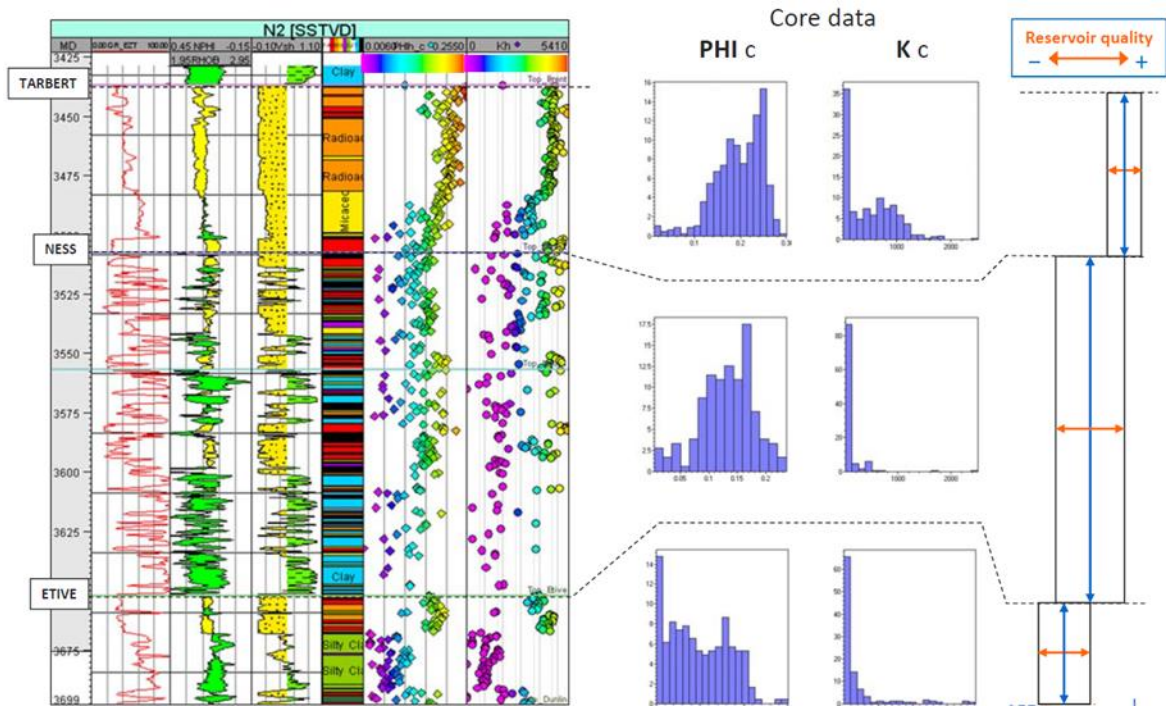


Fig.24. Les différents faciès

Code	Faciès	Distribution	Phie	K	Qualité réservoir
F2	Grès propre	Limitée	Faible	Elevée	Très bonne
F3	Grès radioactif	Dominant	Elevée	Moyenne	Très bonne
F4	Grès micacé	Très dominant	Moyenne	Elevée	Moyenne
F5	Silt	Peut dominant	Faible	Faible	Médiocre
F6	Grès Argileux	Peut dominant	Faible	Faible	Médiocre
F8	Argile	Peut dominant	Faible	Faible	Médiocre
F9	Charbon	Peut dominant	Faible	Faible	Médiocre

Tableau.1. Distribution des faciès.

Concernant les résultats de la classification et suivant la disponibilité des données de puit N2, nous remarquons une parfaite relation entre la porosité calculée et le faciès (Figure. 25 à 29). A la fin, on obtiendra un modèle en 3D des différents faciès (Figure. 30).



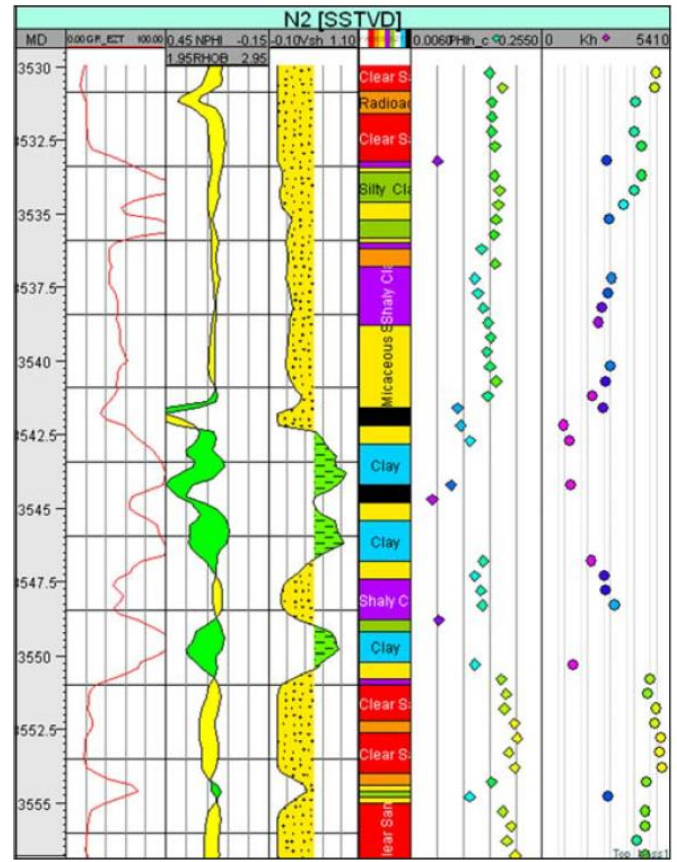
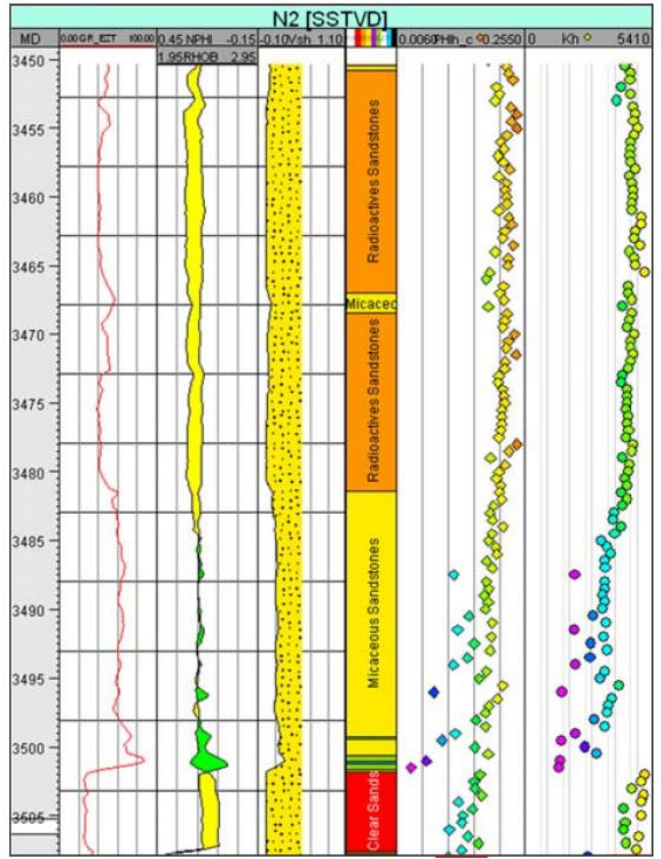


Fig.25. Facies du puit N2.

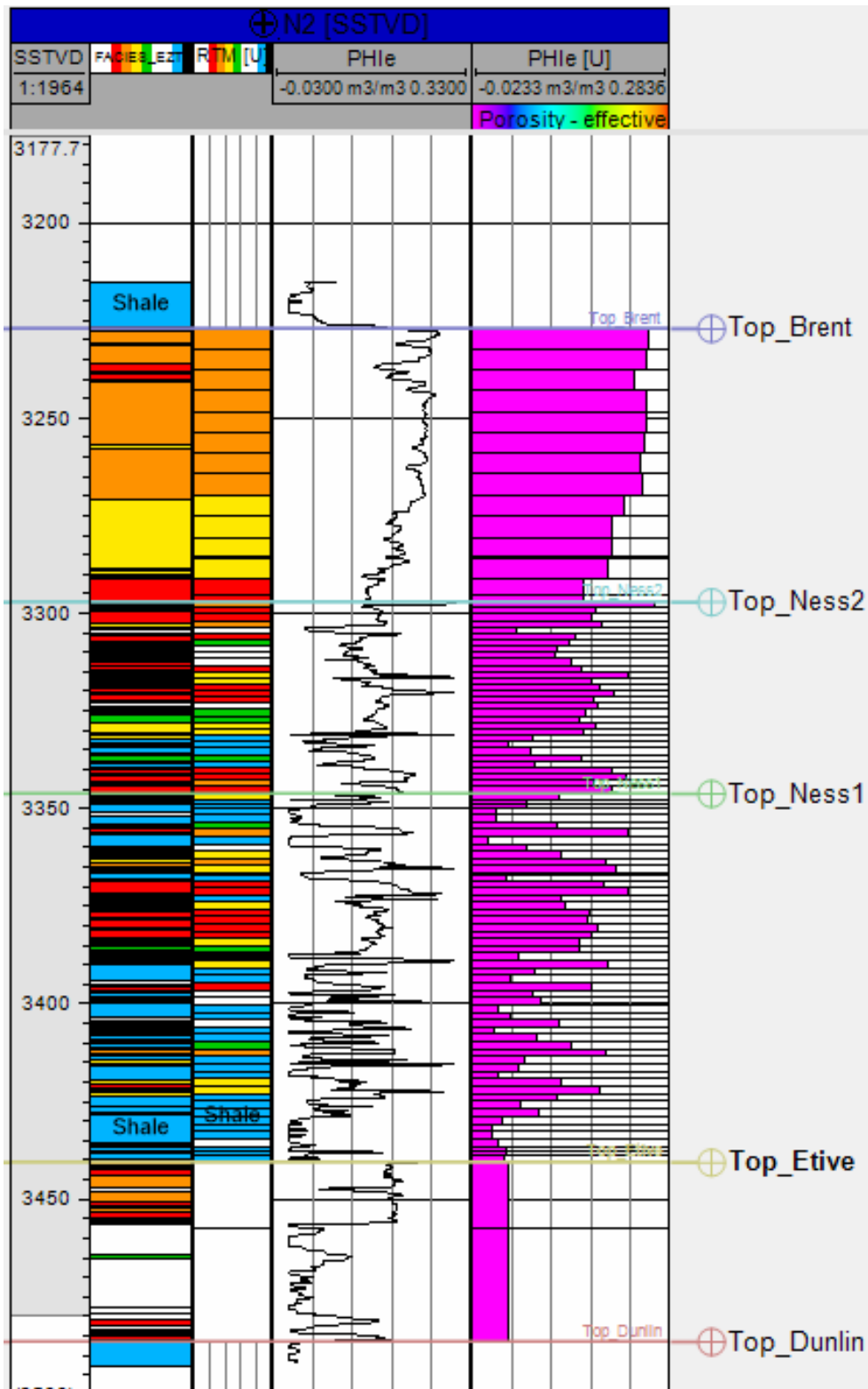


Fig.26. Résultat de classification



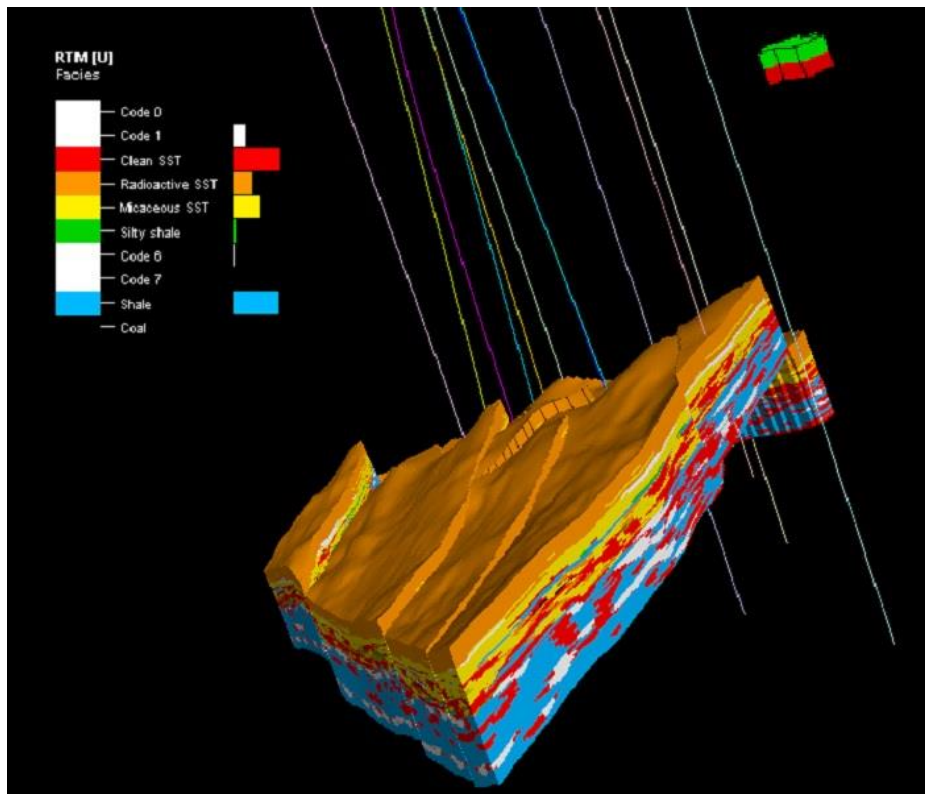
**Fig.27.**Distribution de facies Ness1.



**Fig.28.**Distribution de facies Ness2.



**Fig.29.**Distribution de facies Tarbert.



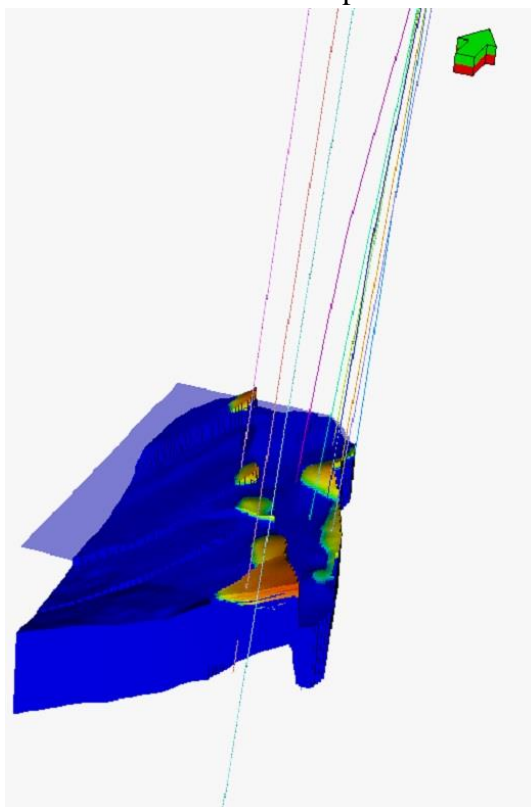
**Fig.30.**Vue en 3D des différents facies

Suite à l'intégration des classifications de facies dans le modèle 3D, les résultats obtenus sont comme suit :

- Un dépôt fluviatile anastomosé pour les séquences réservoir Ness-1 et 2.
- Un dépôt marin profond justifié par la dominance des argiles pour la séquence Tarbert qui sert comme couverture.

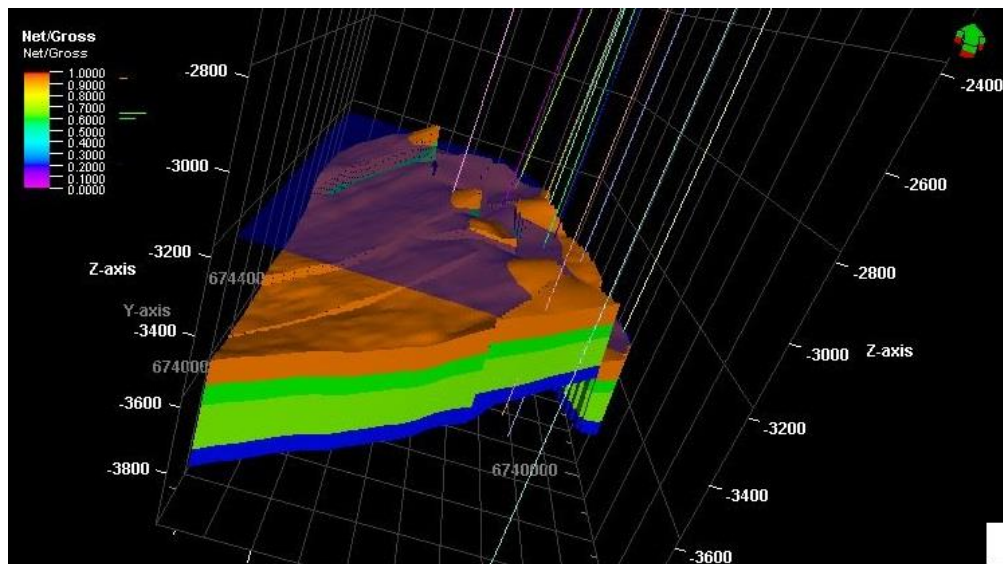
### E. Carte de saturation

A travers la compilation des paramètres nous avons abouti à cerner les volumes dans notre réservoir. La première démarche consiste à établir un modèle de saturation en eau des différentes formations qui est représenté dans la figure 31. Cette dernière montre que les zones moins saturé en eau sont localisé dans la partie Est.

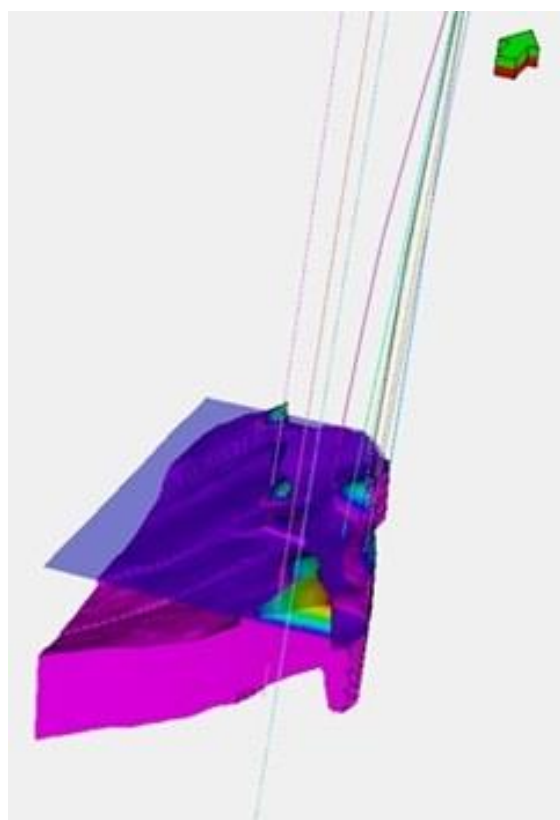


**Fig.31.** Modèle de saturation en eau pour les différentes formations (Ness1, Ness2, Tarbert).

Parallèlement, nous avons défini un contact huile eau (OWC) à partir des diagraphies où les résultats nous montre qu'au-delà du OWC, la structure est remplis d'hydrocarbures (fig.28). Une fois cette étape achevée, nous avons abouti aux résultats finals du modèle de gisement en utilisant les données de saturation et OWC (Figure. 32).



**Fig.32.**Contact huile eau



**Fig.33.**Résultat final

## F. Modélisation pétrophysique

Les roches réservoirs montre fréquemment de large variation de leur propriétés pétrophysique au sein d'une même formation géologique. Cela est liées à la fois aux conditions initiales de dépôt et aux processus diagenétiques intervenant lors de l'enfouissement. De plus, les fluides qui circulent, contenant des élément dissous, interagissent, en fonction des conditions thermodynamiques, avec la matrice minérale et induisent des changements locaux de sa composition, de sa micro-géométrie par le jeu de précipitation, de dissolution et des modifications des paramètres pétrophysique du réservoir (porosité, perméabilité)

Pour avoir une bonne représentation de l'évolution spatiale de la porosité et de la perméabilité de la zone d'étude, plusieurs cartes ont pu être établies.

### 1. Distribution de porosité

Généralement la porosité est caractérisé par une répartition homogène. Les carte de chaque drain relève que la répartition de la porosité est un peu perceptible dans tous les drains ou les valeurs sont assez bonnes pour parler des caractéristiques d'un bon réservoir (figure. 37).

Cependant la distribution de la porosité pour les reservoirs (Ness1, Ness2, Tabet) est comme suit :

-La majorité de se réservoir Ness1 présente des valeurs faibles entre 2 et 0 % de porosité et des valeurs moyenne entre 10 et 18% qui sont distribué au centre et en extrémité de la formation, mise à part une partie située au Nord-Ouest qui représente des bonnes valeurs de porosité 22%. (Figure.34)

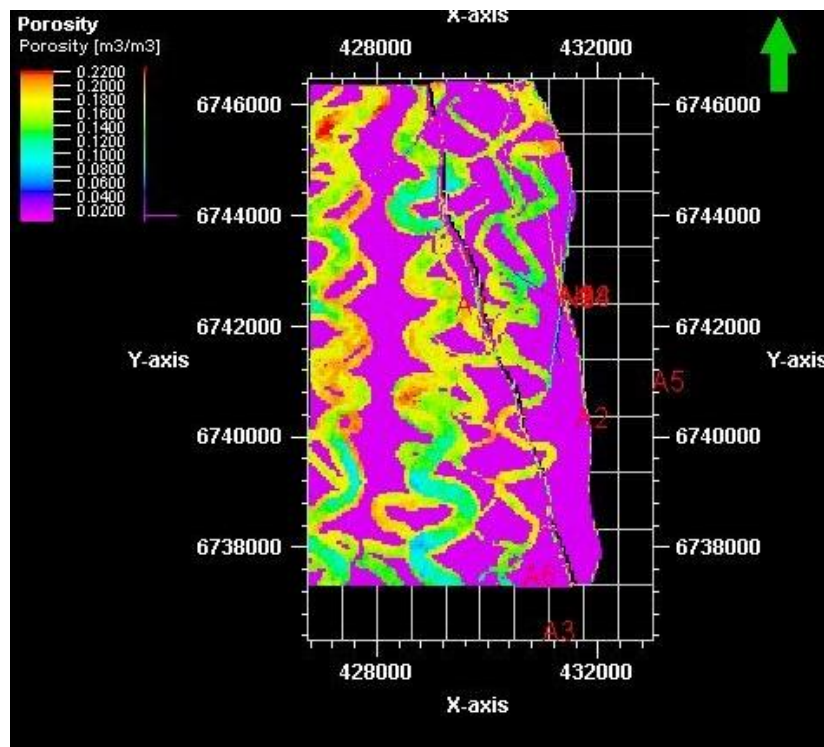
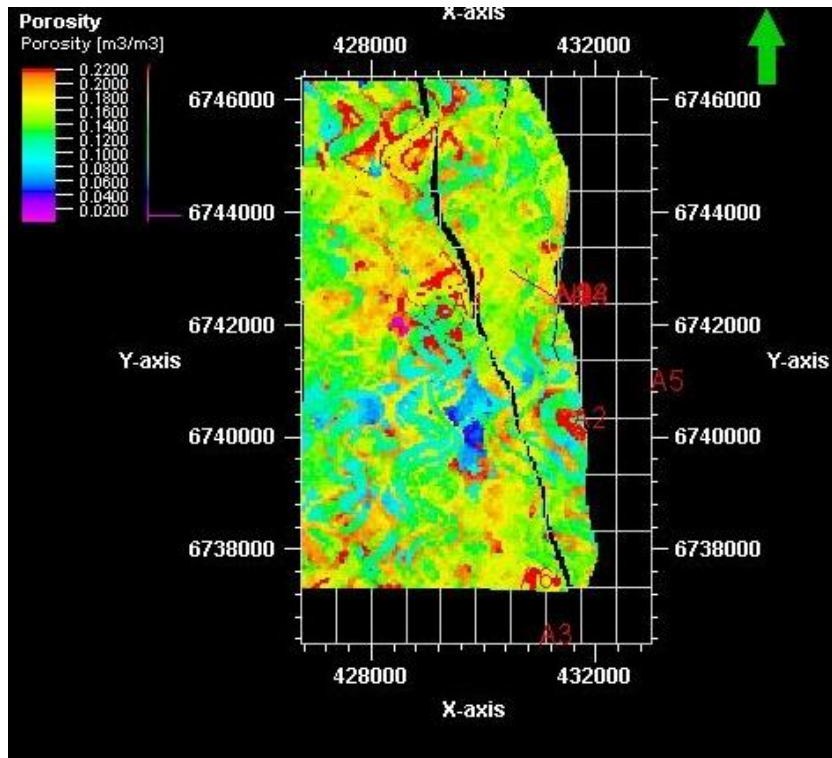


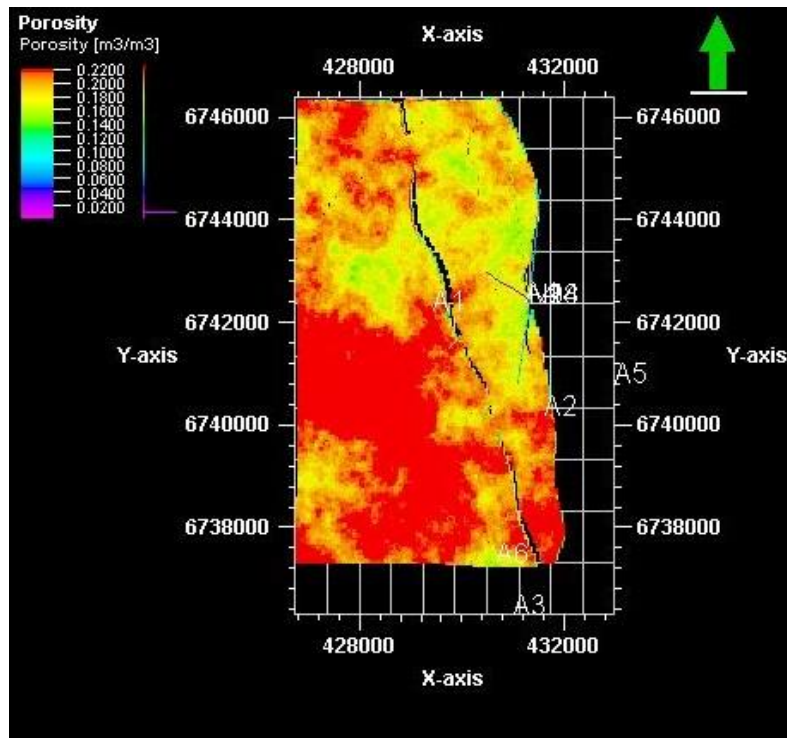
Fig.34. Carte de porosité Ness1

- le réservoir Ness 2 en remarque que la porosité est bonne(22%) dans la partie nord du champs par rapport a la partie sud qui montre des valeur généralement moyen(10-16%).(figure35.)



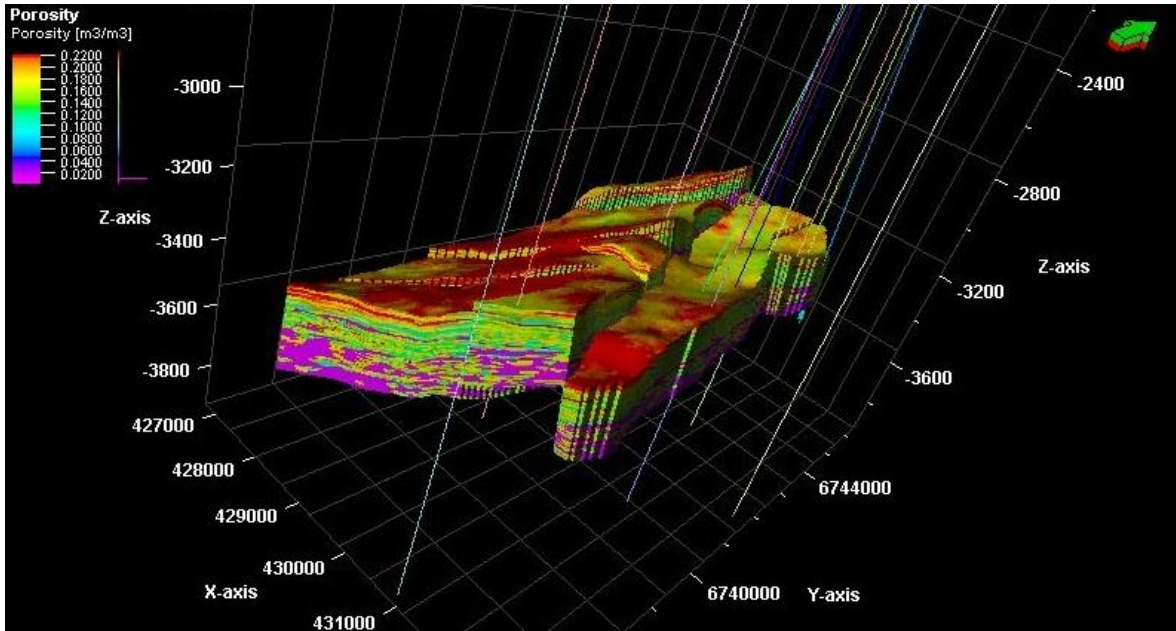
**Fig.35.** Carte de porosité Ness2.

-Le réservoir Tarbert contrairement au réservoir précédant la porosité est très bonne(20-22%) dans la partie sud-ouest. (Figure.36).



**Fig.36.** Carte de porosité Tarbert.



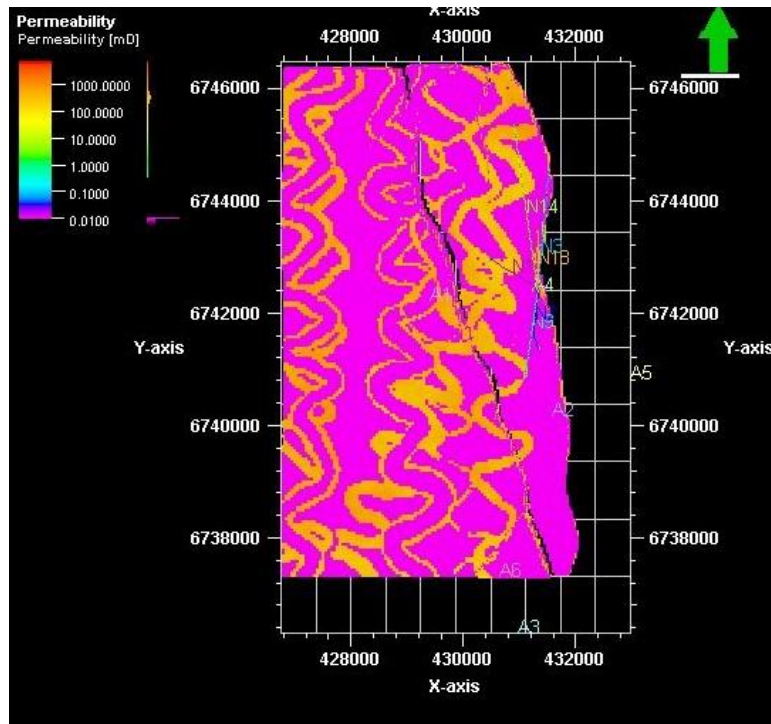


**Fig.37.** Modèle de porosité 3D

## 2. Distribution de perméabilité

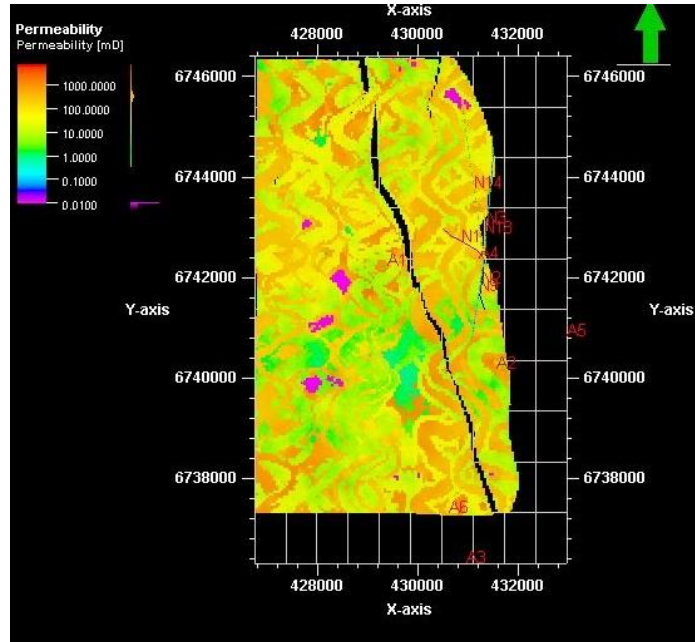
En ce qui concerne le modèle de la perméabilité, nous remarquons une distribution moyenne et homogène dans toutes les formations étudiées (Figure. 41).

La distribution de la perméabilité pour le réservoir Ness 1 présente des valeurs bonnes à moyen (0.01 à 10 md) dans la partie sud-est (Figure.38).



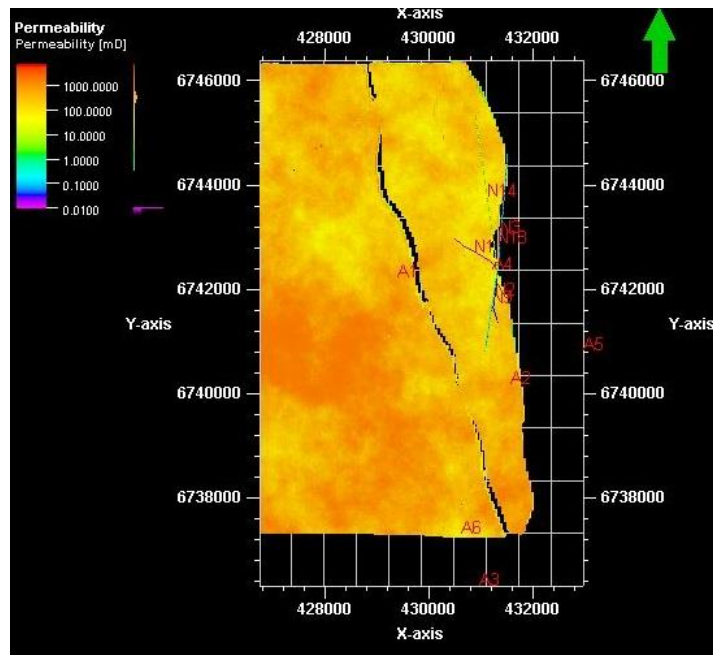
**Fig.38.** Carte de perméabilité Ness1

Le réservoir Ness2 présente une distribution de perméabilité moyenne et homogène (10 à 100md) dans tout le champ avec l'apparition des faibles zones (1md) qui se situent au centre et au Nord-Est (Figure.39).

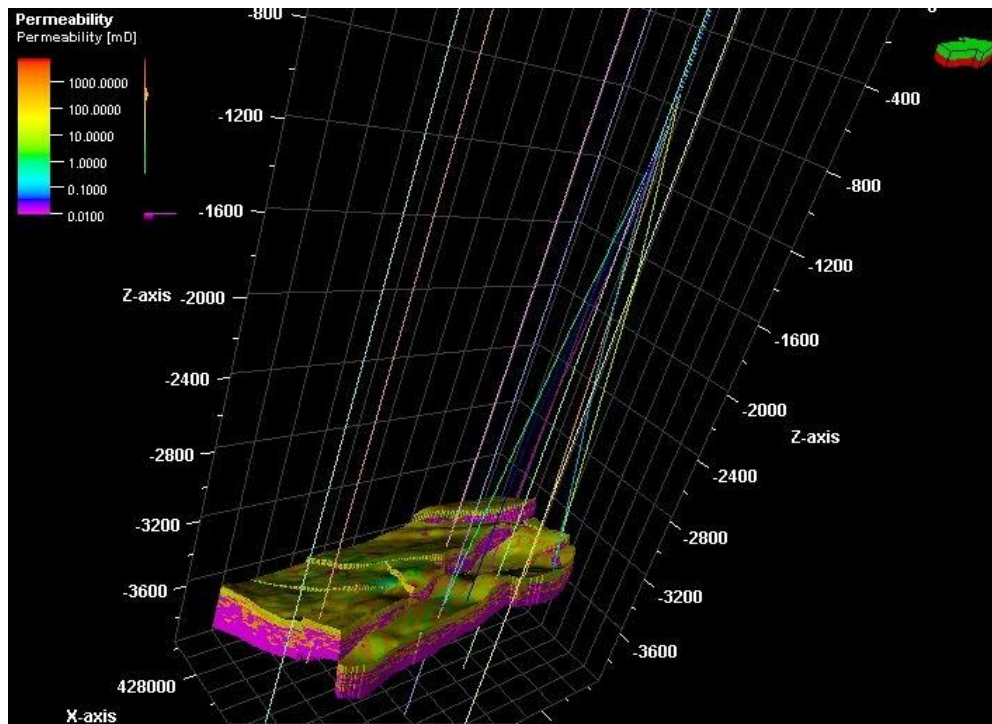


**Fig.39.** Carte de perméabilité Ness2

Enfin, la distribution de la perméabilité du réservoir Tarbert présente des valeurs bonnes (10 à 100md) sur tout dans la partie sud-ouest (Figure.40).



**Fig.40.** Carte de perméabilité Tarbert.



**Fig.41.** Modèle de perméabilité 3D.

## CONCLUSION GENERALE

A la fin de cette étude, nous allons résumer brièvement les résultats de ce travail.

- Sur le plan structural et après avoir élaboré les cartes isobathes nous avons confirmé que le champ d'Alwyn est affecté par des variations de profondeur qui sont contrôlé par le mouvement des failles. Ces derniers ont généré la formation des horst et graben. Parallèlement, nous avons pu constater que les profondeurs maximales sont du côté Ouest et les profondeurs minimales sont situés à l'Est. Ces derniers sont affectés par deux failles majeures qui ont abouti à la formation des horst et graben.
- L'étude des faciès nous a permis de définir 2 dépôts ; un dépôt fluviatile anastomosé pour le réservoir Ness 1 et 2 d'une part, et un dépôt marin profond qui caractérise le réservoir Tarbert d'autre part.
- Enfin, dans le but de bien comprendre le fonctionnement des réservoirs à hydrocarbures, l'étude des modèles pétrophysique nous a permis de bien appréhender l'évolution spatiale des paramètres pétrophysique (perméabilité, porosité) qui sont représentés sous forme de carte. Ces derniers, montrent des variations spectaculaires avec une parfaite relation entre les valeurs de perméabilité et porosité.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- BADLEY M.E, PRICE J.D, RAMBECH DAHL C. & AGDESTAIN. (2014)**- the structural evolution of the northern Viking Graben and its bearing upon extensional modes of basin formation, *journal of the geological Society* 1988, v. 145; pp.455-472.
- BALSON P., BUTCHER A., HOLMES R., JOHNSON H., LEWIS M. & MUSSON R. (2001)**- DTI Strategic Environmental Assessment Area 2, North Sea Geology. British Geological Survey Technical Report, TR/008.
- BELIN S., ANGUI Y., BERNARD D. & FRITZ B. (1999)**- modélisation de la perméabilité d'un réservoir gréseux de la mer du nord par combinaison de données d'analyse d'image et de courbes de pression capillaire, transfert dans les systèmes sédimentaire : de l'échelle du pore à celle du bassin, *Mémoire*. pp. 15-16.
- BOWEN M. (1975)**- The Brent Oil field. In: WOODLANDA, . W. (ed.) *Petroleum and the Continental Shelf of North-west Europe. I. Geology*. Applied Science Publishers, London, 353-61.
- HUBANS C., RAPIN M., OTTLE J.F., MANIN M., HARKER S.D & RICHARDSON G. (2003)**- 4D using legacy seismic data on the Alwyn North Oil Field
- INGLIS I & GERARD J. (1991)**- The Alwyn north field, blocks 3/9a, 3/4a, UK North Sea, *total oil marine, altens, Aberdeen AB9 2AG, UK., total, compagnie francaise des petroles, la defense, paris.*, 12 p.
- PETER B., ANDREW B., RICHARD H., HOWARD J., MELINDA L., ROGER M., PAUL H., SHEILA J., PAUL L., JIM R. & GRAHAM T. (2001)**- North sea geology, *technical report produced for strategic environmental assessment-SEA2.*, 49 p.
- RATTEY R. P. & HAYWARD A. n. (1993)**- Stratigraphy and structure of a failed rift system. The Middle Jurassic to early Cretaceous Basin Evolution of the Central and Northern North Sea. In: WILLIAMS, G. D. (ed.) *Tectonics and Seismic Sequence Stratigraphy*. Geological Society, London, Special Publication.
- UNDERHILL & PARTINGTON (1993)**- Jurassic thermal doming and deflation in the North sea: implication of the sequence stratigraphic evidence, *petroleum geology of northwest*, vol 4, pp 337-345.
- VOLISSET, J. & DORE, A. (eds) (1985)**- A rewired Triassic and Jurassic lithostratigraphic nomenclature for the North Sea. *NPD Bulletin, 3, Oljedirektorat, Stavanger*.
- VOLLSET & DORE (1991)**- architecture et séquence des perspectives stratigraphiques des formations du groupe de dunlin et proposition de nouveaux puits types et de référence, *publication spéciales de la Norwegian petroleum society*. vol 05, pp 143-149, 153-165.

## LISTE DES FIGURES

Figure 1	Situation géographique de la mer du nord et du champ d'Alwyn.....	8
Figure 2	Situation géographique du graben vikink.....	9
Figure 3	Coupe géologique montrant les différentes unités litho stratigraphique constituant le graben viking.....	10
Figure 4	Carte structural schématique montrant les principales accumulations de hydrocarbures.....	12
Figure 5	Log stratigraphique du champ d'Alwyn (INGLIS & GERARD, 1991) .....	15
Figure 6	Coupe structural Ouest-Est du champ d'Alwyn (HUBANS & <i>al.</i> 2003).....	16
Figure 7	Système de migration dans la mer du nord.....	18
Figure 8	Carte sismique 2D -INLINE 1858-.....	20
Figure 9	Carte sismique 2D -Xline 2638-.....	21
Figure 10	Chargement de donnée.....	21
Figure 11	Ligne de faille<fault stick>.....	22
Figure 12	Modèle 3D des failles .....	22
Figure 13	La grille.....	23
Figure 14	Modèle des horizons.....	24
Figure 15	Modèle des zones.....	25
Figure 16	Carte isobath Top Brent.....	26
Figure 17	Carte isobath Top Ness1.....	26
Figure 18	Carte isobath Top Ness2.....	27
Figure 19	Carte isobath Top Dunlin.....	27
Figure 20	Carte isobath Top Etive.....	28
Figure 21	Orientation des deux section considérées.....	29
Figure 22	Corrélation entre les différents puits du champ d'Alwyn selon la section NS	30
Figure 23	Corrélation entre les différents puits du champ d'Alwyn selon la section NW-SE	31
Figure 24	Les différents facies.....	32
Figure 25	Facies du puits N2.....	33
Figure 26	Résultat de classification.....	34
Figure 27	Distribution de facies Ness 1.....	35
Figure 28	Distribution de facies Ness 2.....	35
Figure 29	Distribution de facies Tarbert.....	36
Figure 30	Vue en 3D des différents facies.....	36
Figure 31	Modèle de saturation en eau pour les différents formations(Ness1,Ness2,Tarbert).....	37
Figure 32	Contact huile eau.....	38
Figure 33	Resultat finale.....	38
Figure 34	Modèle de porosité 3D.....	39

Figure 35	Carte de porosité Ness1.....	40
Figure 36	Carte de porosité Ness2.....	40
Figure 37	Carte de porosité Tarbert.....	41
Figure 38	Modèle de perméabilité 3D.....	41
Figure 39	Carte de perméabilité Ness1.....	42
Figure 40	Carte de perméabilité Ness2.....	42
Figure 41	Carte de perméabilité Tarbert.....	43

## LISTE DES TABLEAUX

	<b>P</b>
<b>Tableau.1.</b> Distribution des facies.....	32



---

# MEMOIRE DE MASTER

**Type de Master : Professionnel**

**Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers**

**Filière : Géologie**

**Spécialité : Géo-Ressources**

**Titre du mémoire : Modélisation du réservoir du champ d'Alwyn.**

**Auteur : Djilali BOUDERBA**

## **Résumé**

Considérer parmi les champs les plus producteur de pétrole et de gaz au monde, le champ d'Alwyn qui se situe dans la mer du nord est caractériser par la présence de deux principales réservoirs Group Brent et formation Statfjord d'âge jurassique inférieur et moyen.

Cependant, l'élaboration des cartes en isobathe et la corrélation effectuée entre les puits nous montre l'existence d'une parfaite relation entre

les variations de profondeurs et la structure géologique des formations exploité correspondant à des horst et graben.

Enfin, la modélisation pétrophysique (porosité, perméabilité) construite à partir du logiciel **PETREL** nous a montré une bonne relation entre les réservoirs les plus producteur qui est dû probablement aux jeux de failles affectant cette région

**Mots-clés :** la mer du nord, champ d'Alwyn, Groupe Brent, formation Statfjord, Jurassique, modélisation, pétrophysique, Petrel.